



**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE**  
**COMPUTAÇÃO**



**GEAN RODRIGO WARSNESKI HOEPERS**  
**IURY AMÂNCIO OLIVEIRA**

**PROJETO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA E SUA VIABILIDADE ECONÔMICA**

Goiânia  
2018

---

**TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR  
VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE  
GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC nº 1204/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

**1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG):**

Nome completo dos autores: Gean Rodrigo Warsneski Hoepers; Iury Amâncio Oliveira

Título do trabalho: Projeto de uma Usina Fotovoltaica e sua Viabilidade Econômica.

**2. Informações de acesso ao documento:**

Concorda com a liberação total do documento [ X ] SIM [ ] NÃO<sup>1</sup>

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF do TCCG.

Gean Rodrigo Warsneski Hoepers  
(Gean Rodrigo Warsneski Hoepers)<sup>2</sup>

IURY AMÂNCIO OLIVEIRA  
(Iury Amâncio Oliveira)<sup>2</sup>

Ciente e de acordo:

Euler Bueno dos Santos  
(Professor Doutor Euler Bueno dos Santos)<sup>2</sup>

Data: 13 / 12 / 2018

---

<sup>1</sup> Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

<sup>2</sup> As assinaturas devem ser originais sendo assinadas no próprio documento, imagens coladas não serão aceitas.



**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE**  
**COMPUTAÇÃO**



**GEAN RODRIGO WARSNESKI HOEPERS**  
**IURY AMÂNCIO OLIVEIRA**

**PROJETO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA E SUA VIABILIDADE ECONÔMICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Goiás como um dos pré-requisitos para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, sob a orientação do Prof. Dr. Euler Bueno dos Santos.

Goiânia  
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Warsneski Hoepers, Gean Rodrigo  
Projeto de uma Usina Fotovoltaica e sua Viabilidade Econômica  
[manuscrito] / Gean Rodrigo Warsneski Hoepers, Iury Amâncio  
Oliveira. - 2018.  
CXXV, 125 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Euler Bueno dos Santos.  
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade  
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de  
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2018.

Bibliografia. Anexos. Apêndice.

Inclui siglas, abreviaturas, gráfico, tabelas, lista de figuras, lista  
de tabelas.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Usina Solar. 3. Estudo de Viabilidade  
Econômica. 4. Dimensionamento. 5. Projeto. I. Amâncio Oliveira, Iury. II.  
Bueno dos Santos, Euler, orient. III. Título.

CDU 621.3



### ATA DE AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL

Aos SETE dias do mês de DEZEMBRO do ano de 2018,  
foi apresentado e defendido o Projeto Final intitulado PROJETO DE LIMA WSINA  
FOTOVOLTAICA E SUA VIABILIDADE ECONÔMICA.

perante a banca examinadora composta pelos membros:

1. EUCLER BUENO DOS SANTOS, orientador e presidente;
2. ANA CLAUDIA MARQUES DO VALLE; 3. ENES GONCALVES MARA.

Após a exposição do trabalho por parte do(s) autor(es), aluno(s) do curso de  
Engenharia Elétrica, foram lhe(s) atribuídas as seguintes notas pelos membros da  
banca:

Aluno(s)	Membro 1	Membro 2	Membro 3
<u>GEAN RODRIGO WARSNESKI HOEPERS</u>	<u>10,0</u>	<u>10,0</u>	<u>10,0</u>
<u>IURY AMANCIO OLIVEIRA</u>	<u>10,0</u>	<u>10,0</u>	<u>10,0</u>

Nada mais havendo a registrar, eu, Ana Cláudia Marques do Valle, designado  
secretário "ad hoc" da banca examinadora, lavrei a presente Ata do ocorrido, a qual, lida e  
considerada conforme, vai assinada por mim e pelos membros da banca.

Goiânia, 07 de dezembro de 2018.

[Assinatura]  
\_\_\_\_\_  
[Assinatura]  
\_\_\_\_\_  
[Assinatura]  
\_\_\_\_\_

Gean Rodrigo Warsneski Hoepers  
Iury Amâncio Oliveira

**PROJETO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA E SUA VIABILIDADE ECONÔMICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás como parte dos requisitos para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, aprovado pela seguinte banca examinadora:

---

Professor Doutor Euler Bueno dos Santos  
(Orientador)

---

Professora Doutora Ana Cláudia Marques do Valle  
(Examinadora)

---

Professor Doutor Enes Gonçalves Marra  
(Examinador)

Goiânia, 12 de dezembro de 2018

## **Agradecimentos**

Agradecemos primeiramente à Universidade Federal de Goiás pelo conhecimento proporcionado que possibilitou a realização deste trabalho.

Aos nossos pais pelo apoio financeiro e emocional nos momentos de dificuldade enfrentados ao longo de toda a graduação.

A toda a equipe da Stonos Inteligência Energética, em especial aos Eng. Eletricistas Breno Reis, Pedro Provázio e Yuri Bernardes pelo apoio e colaboração com dados, projetos e conhecimento na área da energia solar.

Aos professores da universidade, em especial ao professor Euler Bueno dos Santos pela orientação, disponibilidade e ensinamentos durante todo o processo da realização deste trabalho.

Aos nossos amigos que nos acompanharam em etapas de nossas vidas em estudos e celebrações.

## **Resumo**

Este trabalho apresenta conceitos relevantes na área de Engenharia Elétrica, relatando sobre o uso de usinas solares como fonte de energia complementar à matriz energética brasileira. A queda constante no preço dos materiais fotovoltaicos em conjunto com a grande disponibilidade de recurso solar no Brasil torna a fonte solar uma alternativa interessante. Diante disso, este estudo apresenta os requisitos necessários para o dimensionamento e projeto de sistemas fotovoltaicos que atendam as normas atualmente vigentes. Em complemento, disserta-se também sobre estudo de viabilidade econômica e indicadores financeiros pertinentes. Utilizando dos conceitos necessários, apresenta-se o desenvolvimento do projeto de uma usina solar para atendimento a um consumidor específico e o seu respectivo estudo de viabilidade econômica, mostrando como resultado que o investimento em usina solar é factível.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos. Usina Solar. Estudo de Viabilidade Econômica. Dimensionamento. Projeto.

## **Abstract**

This paper presents relevant concepts in the area of Electrical Engineering, reporting on the use of solar power plants as a complementary energy source to the Brazilian energy matrix. The constant drop in the price of photovoltaic materials together with the great availability of solar resources in Brazil makes the source a more interesting alternative. Therefore, this study presents the necessary requirements for the design and project of photovoltaic systems that comply current standards. In addition, an economic viability study and its relevant financial indicators are also discussed. Using the necessary concepts, it is presented the development of the solar energy project to attend to a particular specific and its own study of economic feasibility, showing how investment in the solar economy is feasible.

Keywords: Photovoltaic systems. Solar Power Plant. Economic Feasibility Study. Sizing. Project.

## Lista de figuras

Figura 2.1 – Geração de energia em GWh no SIN por tipo de usina em 2010 e em 2017 .....	14
Figura 2.2 – Evolução do preço de células fotovoltaicas de silício nas últimas 2 décadas .....	16
Figura 2.3 – Sistema Fotovoltaico <i>Off-grid</i> .....	17
Figura 2.4 – Sistema Fotovoltaico <i>On-grid</i> .....	18
Figura 2.5 – Sistema Fotovoltaico Híbrido .....	18
Figura 2.6 – Posicionamento do medidor bidirecional numa planta .....	19
Figura 3.1 – Curva corrente x tensão para 4 módulos conectados em série considerando sombreamento .....	33
Figura 3.2 – Grandezas para cálculo do sombreamento entre fileiras .....	38
Figura 3.3 – Esquema de aterramento TN-S .....	59
Figura 3.4 – Esquema de aterramento TN-C .....	59
Figura 3.5 – Esquema de aterramento TT .....	60
Figura 3.6 – Método 1 de aterramento para sistemas fotovoltaicos .....	61
Figura 3.7 – Método 2 de aterramento para sistemas fotovoltaicos .....	62
Figura 3.8 - Método 3 de aterramento para sistemas fotovoltaicos .....	62
Figura 5.1 – Recorte da planta de locação, com destaque às distâncias entre fileiras .....	75

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Tarifas dos grupos B1 e B2 considerando bandeiras tarifárias.....	26
Tabela 3.1 – Métodos de Referência estabelecidos pela NBR 5410:2004.....	42
Tabela 3.2 – Limites de queda de tensão.....	43
Tabela 3.3 – Seções mínimas admitidas para instalações fixas conforme NBR 5410:2004....	44
Tabela 3.4 – Seção mínima do condutor neutro .....	49
Tabela 3.5 – Seção mínima do condutor de proteção em relação ao condutor da fase .....	50
Tabela 3.6 – Tensões mínimas de operação contínua para cada esquema de aterramento. ....	54
Tabela 5.1 – Consumo total das unidades consumidoras de “X” em kWh .....	67
Tabela 5.2 – Orçamentos de módulos fotovoltaicos.....	69
Tabela 5.3 – Queda de tensão por trecho (em CC) para o Sistema 1 .....	71
Tabela 5.4 – Queda de tensão por trecho (em CC) para o Sistema 2 .....	71
Tabela 5.5 – Seções mínimas para o trecho C.A. ....	73
Tabela 5.6 – Queda de tensão por trecho (em CA) do sistema fotovoltaico. ....	73
Tabela 5.7 – Salário médio mensal de cada profissional da equipe de obras e projeto.....	76
Tabela 5.8 – Estimativa de custo em mão de obra para elaboração do projeto da usina solar.	76
Tabela 5.9 – Estimativa de custo mão de obra para a instalação da usina solar.....	76
Tabela 5.10 – Estimativa de custo em mão de obra para o comissionamento da usina solar ..	77
Tabela 5.11 – Custo por kWp em materiais solares para diferentes potências do módulo .....	77
Tabela 5.12 – Investimento necessário para a implementação da usina, por atividade .....	78
Tabela 5.13 – Geração mensal estimada pela usina solar.....	79
Tabela 5.14 – Condições com o financiamento linha FCO Empresarial.....	81
Tabela 5.15 – Fluxo de caixa em 15 meses considerando o financiamento FCO Empresarial	82
Tabela 5.16 – Indicadores financeiros considerando o financiamento FCO Empresarial.....	82
Tabela 5.17 – Fluxo de caixa em 15 meses para pagamento à vista .....	83
Tabela 5.18 – Indicadores financeiros considerando o pagamento à vista.....	84

## **Lista de gráficos**

Gráfico 5.1 – Histograma da conta de energia sem e com usina solar .....	81
Gráfico 5.2 – Fluxo de caixa anual acumulado, com financiamento FCO Empresarial .....	82
Gráfico 5.3 – Fluxo de caixa anual acumulado para pagamento à vista .....	83

## Lista de abreviaturas e siglas

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
CA – Corrente Alternada  
CC – Corrente Contínua  
COFINS – Contribuição Para Financiamento da Seguridade Social  
DPS – Dispositivo de Proteção Contra Surtos  
FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor  
HSP – Horas de Sol Pleno  
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços  
Imp – Corrente de máxima potência  
Isc – Corrente de Curto Circuito  
MPPT – *Maximum Power Point Tracking* (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)  
PIS – Programa de Integração Social  
Pmp – Ponto de máxima potência  
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Nacional  
SF – Sistemas Fotovoltaicos  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
STC – *Standart Test Conditions* (Condições padrões de teste)  
TD – Taxa de Performance  
TIR – Taxa Interna de Retorno  
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo  
TMA – Taxa Mínima de Atratividade  
UC – Unidade Consumidora  
Vmp – Tensão de máxima potência  
Voc – Tensão de Circuito Aberto  
VPL – Valor Presente Líquido  
VPLa – Valor Presente Líquido Anualizado  
Wp – Watt-pico

# Sumário

<b>Capítulo 1:</b> .....	<b>11</b>
Introdução .....	11
1.1 – Objetivos .....	11
1.2 – Revisão Bibliográfica.....	12
1.3 – Estruturação do trabalho.....	12
<b>Capítulo 2:</b> .....	<b>14</b>
Sistemas Fotovoltaicos .....	14
2.1 – Cenário da matriz energética brasileira e a geração fotovoltaica .....	14
2.2 – Sistemas fotovoltaicos e a micro e minigeração distribuída.....	16
2.3 – Componentes de sistemas fotovoltaicos .....	17
2.4 – Fornecimento e tarifação de energia elétrica .....	20
2.4.1 – Modalidades de fornecimento de energia.....	20
2.4.2– Estruturas tarifárias .....	21
2.5 – Impostos sobre a conta de energia e no sistema de geração solar .....	25
2.6 – Sistema de compensação de energia elétrica .....	27
<b>Capítulo 3:</b> .....	<b>29</b>
Dimensionamento de Dispositivos de Sistemas Fotovoltaicos .....	29
3.1 – Dimensionamento preliminar do sistema fotovoltaico .....	29
3.1.1 – Levantamento do recurso solar no local da aplicação.....	29
3.1.2 – Definição da localização e configuração do sistema.....	30
3.1.3 - Levantamento do consumo de energia elétrica.....	33
3.1.4 – Dimensionamento do gerador fotovoltaico .....	34
3.1.5 – Dimensionamento do inversor .....	35
3.2 – Aspectos técnicos de projetos fotovoltaicos .....	37
3.3 – Dimensionamento dos condutores .....	41
3.3.1 – Critérios para dimensionamento da seção dos condutores de fase.....	41
3.3.2 – Critério da capacidade de condução de corrente .....	44
3.3.3 – Cálculo da queda de tensão .....	47
3.3.4 – Determinação da seção do condutor neutro e condutor de proteção .....	48
3.4 – Determinação da seção dos eletrodutos .....	50

3.5 – Dimensionamento da proteção contra sobrecorrentes .....	51
3.6 – Dimensionamento da proteção contra surtos de tensão .....	53
3.7 – Dimensionamento de condutores e proteção para sistemas fotovoltaicos .....	54
3.8 – Aterramento .....	57
3.8.1 – Diferença entre condutor terra e condutor neutro .....	57
3.8.2 – Tipos de aterramento .....	58
3.9 – Aterramento de sistemas fotovoltaicos .....	60
<b>Capítulo 4:.....</b>	<b>63</b>
Estudo de viabilidade econômica .....	63
4.1 – Indicadores de viabilidade econômica.....	63
4.1.1 – Taxa mínima de atratividade (TMA) .....	63
4.1.2 – Valor Presente Líquido (VPL) e <i>payback</i> .....	64
4.1.3 – Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa) .....	65
4.1.4 – Taxa Interna de Retorno (TIR).....	66
<b>Capítulo 5:.....</b>	<b>67</b>
Resultados.....	67
5.1 – Projeto da usina solar fotovoltaica.....	67
5.1.1 – Dimensionamento dos módulos e inversores .....	68
5.1.2 – Dimensionamento dos condutores do circuito de corrente contínua.....	69
5.1.3 – Dimensionamento dos condutores do circuito de corrente alternada.....	72
5.1.4 – Dimensionamento das proteções de corrente contínua e alternada.....	73
5.1.5 – Aspectos técnicos adicionais .....	74
5.2 - Estudo de Viabilidade Econômica .....	75
5.2.1 - Investimento inicial.....	75
5.2.2 – Descrição do fluxo de caixa .....	78
5.2.3 – Resultados financeiros do estudo de viabilidade econômica .....	80
<b>Capítulo 6:.....</b>	<b>85</b>
Conclusões.....	85
<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>87</b>
<b>Apêndice .....</b>	<b>91</b>
Apêndice A .....	91
Apêndice B .....	96
Apêndice C .....	98
Apêndice D .....	100

Apêndice E.....	102
Apêndice F.....	108
<b>Anexo .....</b>	<b>111</b>
Anexo I .....	111
Anexo II.....	116
Anexo III.....	119
Anexo IV .....	120

# Capítulo 1:

## Introdução

A matriz energética brasileira possui como característica predominante a dependência de fontes hídricas de geração. Nessa conjuntura, a estiagem dos últimos anos aliado ao crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil teve como consequência o uso paliativo de fontes de energia térmicas que possuem custo elevado e demasiada emissão de poluentes na atmosfera. Nesse cenário, destaca-se a necessidade da utilização de outras fontes de energia, como por exemplo a energia solar.

A construção de usinas solares surge como uma alternativa para a diversificação da matriz energética por possuir como fonte a luz solar, recurso este abundante no território brasileiro. Além disso, com a regulamentação pela ANEEL do sistema de compensação de energia aliado ao aumento progressivo da tarifa de energia no Brasil torna a construção de usinas fotovoltaicas conectadas à rede mais viável economicamente, já que proporciona uma economia gradativa ao longo dos anos.

Assim, evidencia-se a importância da elaboração de projetos de usinas fotovoltaicas que atendam aos requisitos esperados e estejam adequadas às normas e regulamentações vigentes. Através de um projeto bem elaborado estima-se com maior precisão o custo de implementação de uma usina solar, possibilitando a produção de um estudo de viabilidade econômica mais apurado. Esse estudo permite verificar se os benefícios gerados superam o investimento necessário à implementação da usina solar ao longo do horizonte de planejamento.

Através deste trabalho, busca-se desenvolver habilidades necessárias para projetar sistemas fotovoltaicos, estimar o custo de implementação, e com isso analisar a viabilidade econômica de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede. Para isso, através de um levantamento de consumo de energia foi dimensionado e projetado uma usina solar para ser construída na cidade de Nova Veneza no estado de Goiás, e então elaborado uma estimativa de custos de implementação que resultaram em uma análise de viabilidade econômica.

### 1.1 – Objetivos

Este trabalho tem como objetivo a elaboração do projeto de uma usina fotovoltaica de minigeração distribuída conectada à rede de distribuição de energia elétrica considerando os aspectos técnicos e o estudo de viabilidade econômica.

## 1.2 – Revisão Bibliográfica

As referências: (PINHO & GALDINHO, 2014); (VILLALVA, 2015); (OSVALDO & PEREIRA, 2008); (MACEDO, 2006); (LOPES, 2013); (SANTANA, 2014); (CARVALHO, 2011); (MAMEDE, 2007); (COTRIM, 2003); (ASSAIFE, 2013); (CAPELLI, 2018); (CEMIG; 2012); (MELO; 2014); (SILVA; 2015); (SPADUTO; MELO; CARVALHO; FREITAS, 2015) abordam sobre os conceitos básicos de componentes, dimensionamento e projeto de sistemas fotovoltaicos.

As regulamentações consideradas para sistemas fotovoltaicos, tarifação e sistema de compensação de energia são expostas em: (ANEEL, 2015); (PROCEL, 2011); (ANEEL, 2010); (ANEEL, 2016a); (ANEEL, 2018a); (ANEEL, 2018b); (ANEEL, 2018c); (SUNERGIA, 2018).

No que se refere ao normativo técnico que aborda sobre sistemas fotovoltaicos e geração distribuída são encontradas em: (CELG DISTRIBUIÇÃO, 2016a); (ANEEL, 2016b); (IEC,2002).

O normativo técnico a respeito de instalações elétricas de baixa tensão considerados foram: (ABNT, 2004); (CELG DISTRIBUIÇÃO, 2016b); (CELG DISTRIBUIÇÃO, 2012).

As referências: (CLEMENTE & SOUZA, 2008); (ÁVILA, 2018); (CAMARGO, 2018) possuem instruções que permitem realizar estudos de viabilidade econômica.

Discussão sobre cenário da energia solar na matriz energética são encontradas em: (BLOOMBERG, 2018); (LIMA; SOUZA, 2014); (ONS, 2018); (PORTAL ENERGIA ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2018)

Informações sobre dados solares, inclusive altura do sol, são encontradas em: (SUN EARTH TOOLS, 2018) .

## 1.3 – Estruturação do trabalho

O presente trabalho é estruturado nos seguintes capítulos além deste capítulo introdutório:

Capítulo 2 – Apresenta conceitos sobre a mini e microgeração distribuída, componentes de sistemas fotovoltaicos, tarifação e sistema de compensação de energia.

Capítulo 3 – Aborda sobre dimensionamento e projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Capítulo 4 – Expõe sobre os conceitos necessários para o cálculo e análise de indicadores para estudos de viabilidade econômica.

Capítulo 5 – Divide-se em duas partes. A primeira parte retrata os resultados alcançados no dimensionamento e projeto da usina solar e a segunda parte apresenta o desenvolvimento do estudo de viabilidade econômica.

Capítulo 6 – Expõe conclusões finais acerca dos resultados obtidos neste trabalho e apresenta sugestões para trabalhos futuros.

Referências Bibliográficas – Expõe as referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.

Apêndice – Neste são apresentados informações sobre alguns procedimentos realizados que facilitam o entendimento dos resultados.

Anexo – Contém informações importantes sobre os dispositivos utilizados

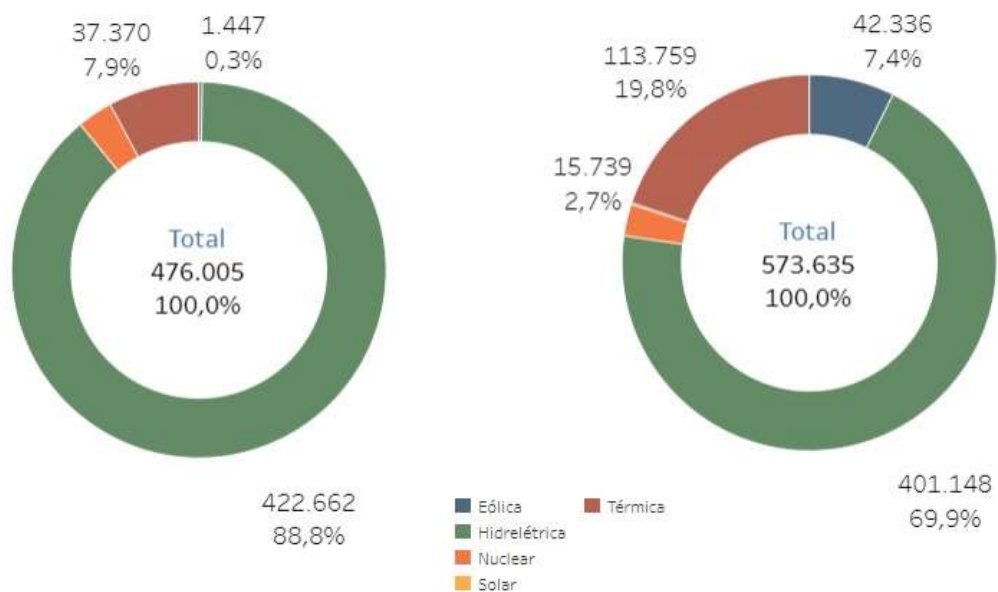
## Capítulo 2: Sistemas Fotovoltaicos

### 2.1 – Cenário da matriz energética brasileira e a geração fotovoltaica

A economia crescente e, conseqüentemente, o aumento da industrialização no Brasil nos últimos anos ocasionou um aumento da demanda por energia no país. Somente em 2017, por exemplo, foram consumidos no Brasil um total de 465,13 TWh, representando um aumento de 11,90% em relação ao que foi consumido no ano de 2010 (415,68 TWh) segundo dados da (EPE, 2018).

No que diz respeito à geração, no ano de 2017 aproximadamente 19,8% de toda a energia gerada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) foi proveniente de fontes de energia do tipo térmica, enquanto que em 2010 apenas 7,9% era proveniente desse tipo de fonte (ONS, 2018), ou seja, ao longo de 7 anos houve um aumento expressivo de 250% da participação de termoelétricas na matriz energética nacional. Este aumento justifica-se principalmente pela estiagem prolongada dos últimos anos. A Figura 2.1 ilustra a composição da geração do SIN para os dois períodos mencionados.

Figura 2.1 – Geração de energia em GWh no SIN por tipo de usina em 2010 e em 2017



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2018.

Diante desse cenário o Brasil vem utilizando-se de termelétricas como medida emergencial de suprimento energético, em complemento às fontes hidrelétricas. A razão para o uso das térmicas é que esta fornece energia constantemente ao longo do ano, além de possuir flexibilidade no local de sua planta de instalação, o que evita dispêndios financeiros com construção de longas linhas de transmissão, como também possuem tempo e custo de implementação menores quando comparadas às usinas hidrelétricas (LIMA; SOUZA, 2014).

No que se refere às termoelétricas, vale ressaltar que a geração é proporcionada principalmente pela queima de combustíveis fósseis ou de biomassa. Com isso, esse tipo de geração é caracterizado por emitir uma elevada quantidade de poluentes, gases de efeito estufa e também por não utilizar um combustível renovável em sua maioria. Além disso, trata-se de uma fonte de energia mais cara quando comparada a outras, fato este relacionado aos preços dos combustíveis fósseis utilizados (LIMA; SOUZA, 2014).

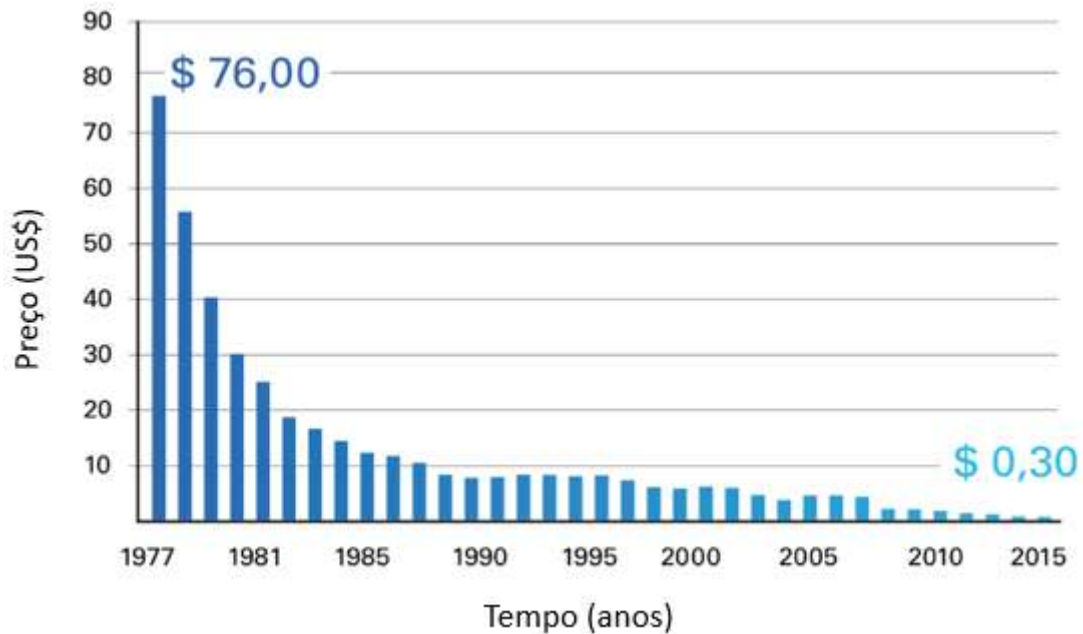
Diante da dependência hidroelétrica e do uso paliativo das térmicas na matriz energética, surge a oportunidade do estudo da construção de usinas fotovoltaicas como maneira de diminuir, a necessidade de construção de novas plantas termelétricas. Desta maneira pode-se evitar maiores emissões constantes de poluentes, ou ainda diminuir o custo da geração de energia elétrica no Brasil.

Neste sentido, destacam-se as vantagens na utilização da energia solar fotovoltaica, que são: a possibilidade de pequenas centrais geradoras distribuídas e interligadas ao sistema de distribuição, diminuindo custos de transmissão energia; baixa periodicidade e preço de manutenção; boa disponibilidade de recurso solar no território brasileiro; incentivos fiscais, entre outros (PORTAL ENERGIA ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2018)

Apesar disso, a dificuldade de armazenamento da energia para uso em períodos com pouca ou sem luz solar atrelado ao alto investimento necessário para a construção de usinas fotovoltaicas, em razão do preço do silício, são os empecilhos encontrados neste tipo de geração. Porém, ao longo dos últimos anos vem ocorrendo um aumento da eficiência das células solares e o decaimento do preço dos equipamentos, conforme redução de preços apresentada pela Figura 2.2 de US\$76,00 em 1977 para US\$0,30 em 2015.

O estudo New Energy Outlook da (BLOOMBERG, 2018) demonstra que o preço para produzir a mesma quantidade de energia proveniente de painéis fotovoltaicos no mundo em 2017 é cerca de 25% do custo existente em 2009 e, além disso, estima-se uma redução de mais 66% até 2040, tornando-se então um investimento cuja atratividade aumentará a longo prazo.

Figura 2.2 – Evolução do preço de células fotovoltaicas de silício nas últimas 2 décadas



Fonte: (ENEL X, 2018).

## 2.2 – Sistemas fotovoltaicos e a micro e minigeração distribuída

Microgeração e minigeração distribuída é o processo que permite ao consumidor instalar pequenos geradores de fontes renováveis em sua unidade consumidora sendo que a energia gerada é descontada da energia consumida. No caso em que a quantidade gerada em determinado mês for superior à consumida naquele período, o consumidor sobeja com créditos que podem ser utilizados para diminuir o valor das faturas dos meses seguintes. A duração desses créditos é de até 60 meses corridos, segundo a (ANEEL, 2016a).

Define-se por unidade consumidora o “conjunto de instalações e equipamentos elétricos em um só ponto de conexão, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor” (ANEEL, 2016<sup>a</sup>).

Pelo Art. 2º da Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) Número 687, têm-se as definições dos tipos de geração distribuída, sendo:

- a) microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; e
- b) minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 3MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

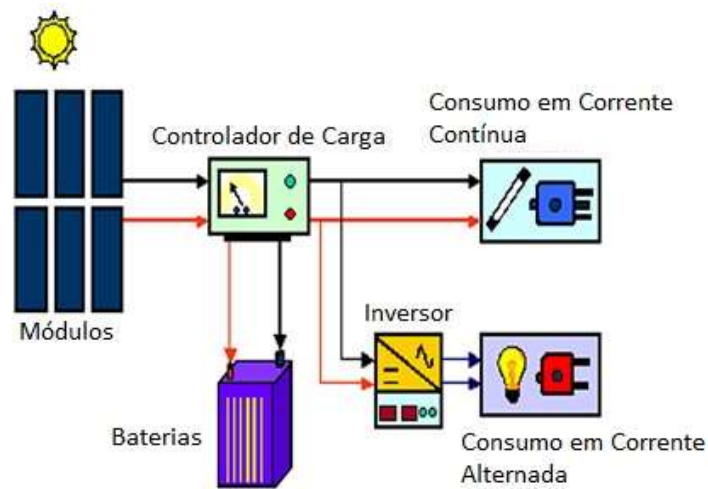
Dessa forma, os sistemas fotovoltaicos podem ser considerados como mini ou microgeração dependendo da dimensão da sua potência.

### 2.3 – Componentes de sistemas fotovoltaicos

Existem 3 tipos de sistemas fotovoltaicos: sistemas isolados (*off-grid*), sistemas conectados à rede (*grid-tie* ou *on-grid*) e sistemas híbridos. Cada tipo de sistema possui os seus componentes principais que serão apresentados pelas figuras 2.3, 2.4, 2.5 respectivamente.

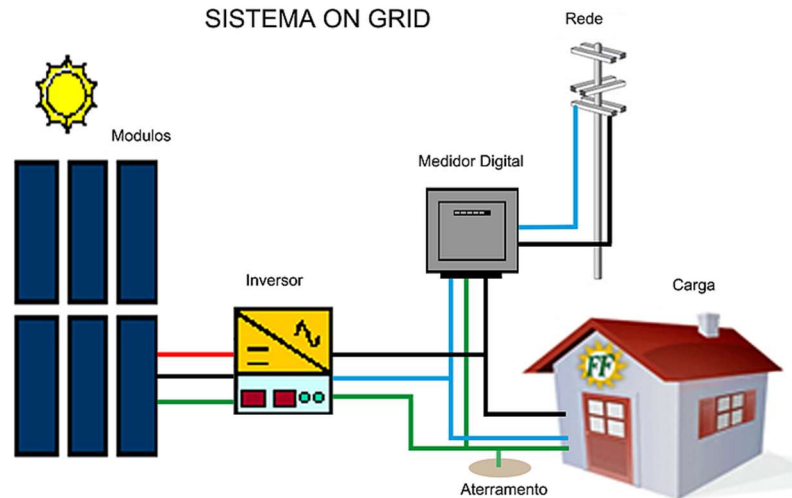
Nesse ínterim, um sistema isolado caracteriza-se pelo uso do bloco de armazenamento constituído de baterias e controladores de carga, por outro lado, sistemas conectados à rede funcionam somente com painéis solares e inversores, já que não precisam armazenar energia. Em contrapartida, o sistema híbrido acopla ambas características, porém possui elevado custo de materiais e instalação ocasionando a ele baixo custo-benefício<sup>1</sup>.

Figura 2.3 – Sistema Fotovoltaico *Off-grid*



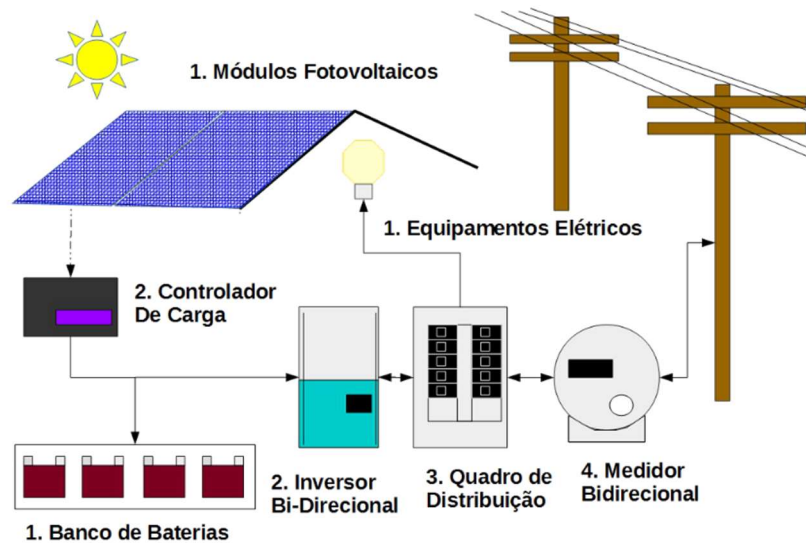
Fonte: Adaptado de (QDOQ ENERGIAS, 2018).

<sup>1</sup>custo-benefício: relação entre o investimento, valor gasto e o que se recebe como lucro. Toda relação estabelecida entre o que se gasta e aquilo que se recebe em troca.

Figura 2.4 – Sistema Fotovoltaico *On-grid*

Fonte: (QDOQ ENERGIAS, 2018).

Figura 2.5 – Sistema Fotovoltaico Híbrido



Fonte: (NEXSOLAR, 2018).

Um sistema fotovoltaico possui quatro blocos básicos: bloco gerador, bloco de condicionamento de potência e bloco de armazenamento (PINHO; GALDINHO, 2014). Basicamente, o bloco gerador é formado pelas placas fotovoltaicas que podem ser associados em série, comumente chamado de *strings*, ou em paralelo. Além disso, há também cabeamento de interligação das placas e seu sistema de sustentação.

Já para o bloco de condicionamento, no caso particular de sistemas interligados à rede, é constituído de inversores e outros dispositivos de controle elétrico e proteção, tais como disjuntores, seccionadores, e dispositivo de proteção contra surtos.

O bloco de armazenamento é formado pela rede elétrica da concessionária que, virtualmente, armazena a energia excedente gerada pelo sistema, ou por um banco de baterias.

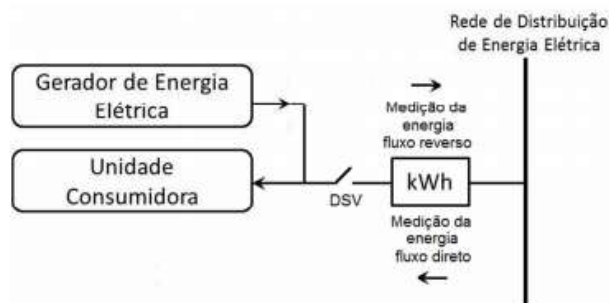
Os módulos fotovoltaicos são caracterizados pela sua potência de pico ( $W_p$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), etc. Ademais, os módulos têm sua potência dependente da irradiação solar e da temperatura ambiente. Além disso, este possui uma curva característica de corrente e tensão em que para cada valor de tensão pode-se encontrar um valor correspondente de corrente e, assim, obter um ponto onde o produto de tensão e corrente é máximo. A esse ponto atribui-se o nome de ponto de máxima potência ( $P_{mp}$ ) e à respectiva tensão e corrente por  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$  (PINHO; GALDINHO, 2014).

Após a conexão e associação dos módulos fotovoltaicos, estes são conectados aos inversores. A função dos inversores é de transformar a corrente que vem das *strings*, que é contínua, em corrente alternada, bem como prover as condições necessárias para que os módulos permaneçam constantemente em seu  $P_{mp}$ .

A conversão da corrente deve ocorrer, pois esta deve ser adequada à tensão e fase da rede elétrica na qual o sistema será interligado (PINHO; GALDINHO, 2014). Após a transformação da corrente nos inversores, o sistema é conectado ao barramento do quadro geral de distribuição de baixa tensão, para então ser consumida no próprio local ou, em caso de geração excedente, injetada na rede.

Os medidores bidirecionais são caracterizados por medir o fluxo de potência nos dois sentidos, isso significa que ele é capaz de medir tanto a energia ativa injetada na rede quanto a energia ativa absorvida da rede (CEMIG, 2012). A Figura 2.6 mostra um esquema, em diagrama de blocos, representativo de uma planta posicionando o medidor bidirecional.

Figura 2.6 – Posicionamento do medidor bidirecional numa planta



Fonte: (CEMIG, 2012).

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede é necessário medir a energia ativa que se injetou na rede para que essa possa então ser descontada do faturamento da Unidade

Consumidora (UC), conforme o sistema de compensação de energia que será explicado no item 2.6. Devido a essa necessidade, o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional regulamenta que o sistema de medição em unidade consumidora existente deve ser substituído por um sistema de medição bidirecional.

Além disso, o módulo expõe ainda que a medição bidirecional pode ser feita com o uso de dois medidores unidirecionais. Um deles destinado a medir o consumo de potência ativa e o outro para medir a geração de energia ativa, caso seja a alternativa de menor custo ou então seja solicitado pelo titular da unidade consumidora.

No que se refere aos custos de instalação e substituição do medidor existente, para sistemas de dimensões que se adequam à Microgeração Distribuída, a concessionária local é responsável por adequar e substituir o sistema de medição, sem ônus ao acessante. Porém, para sistemas de geração maiores, classificados como Minigeração Distribuída, o acessante deverá ressarcir a distribuidora pelos custos necessários à adequação do sistema de medição (ANEEL, 2016b).

## 2.4 – Fornecimento e tarifação de energia elétrica

O sistema de compensação de energia é dependente tanto das modalidades de fornecimento de energia como da estrutura tarifária que cada unidade consumidora está enquadrada. Dessa maneira, torna-se necessário a definição destes, com base nas regulamentações da ANEEL, para que seja possível determinar mais precisamente os benefícios financeiros proporcionados pela geração solar distribuída e conseqüentemente a sua viabilidade econômica.

### 2.4.1 – Modalidades de fornecimento de energia

O fornecimento de energia elétrica no Brasil é dividido em 2 grupos, baseados na tensão de fornecimento e na potência total instalada na edificação. Assim, os consumidores são divididos em Grupo B e Grupo A.

No que se refere aos consumidores do Grupo B, estes são assim classificados quando a carga total instalada na edificação é de até 75kW. Esse grupo é caracterizado por uma tensão secundária de fornecimento, podendo ser de até 2,3kV e, além disso, são subdivididos em 4 outros subgrupos da seguinte maneira (PROCEL, 2011).

- a) Subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda;
- b) Subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural;
- c) Subgrupo B3 – demais classes;
- d) Subgrupo B4 – iluminação pública.

Os consumidores do Grupo A são aqueles atendidos em tensão de fornecimento primária, isto é, acima de 2,3kV e com uma carga total instalada superior à 75kW. Além disso, ainda são divididos em outros subgrupos conforme a tensão de atendimento (PROCEL, 2011):

- a) Subgrupo A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- b) Subgrupo A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- c) Subgrupo A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- d) Subgrupo A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV; Subgrupo A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- e) Subgrupo AS para sistema subterrâneo.

Apesar de existir um fator limitante para enquadramento em Grupo B como sendo uma carga máxima instalada de 75kW, a Resolução N° 414 da ANEEL permite que o consumidor classificado como Grupo A possa optar por enquadrar-se como Grupo B desde que a soma da potência nominal dos transformadores seja inferior a 112,5kVA (ANEEL, 2010).

Vale ressaltar que, além da diferença de tensão de fornecimento e carga instalada, esses dois grupos de consumidores diferem da maneira como a energia é faturada. Geralmente os consumidores do Grupo B optam pela modalidade monômnia, enquanto que os consumidores do Grupo A estão sujeitos à modalidade binômnia de tarifação, conforme pode ser visto no item 2.4.2 que segue.

#### **2.4.2– Estruturas tarifárias**

Atualmente no Brasil estão regulamentadas duas modalidades tarifárias, que são a tarifa binômnia e monômnia. Basicamente a monômnia é aquela cujo valor a ser cobrado do consumidor é calculado apenas sobre o consumo total de potência ativa, enquanto que a tarifa binômnia depende da demanda de potência, horário em que foi consumido, entre outros fatores.

Com relação à tarifa monômnia convencional, esta é aplicável somente às UC's classificadas como sendo do Grupo B. O valor a ser pago pelo consumidor considera apenas o consumo total em kWh no mês de referência, além do custo com iluminação pública, quando cabível. A equação (2.1) representa o cálculo da conta de energia (PROCEL, 2011).

$$V = C * T + CIP \quad (2.1)$$

Onde:

$V$  = Valor a ser pago;

$C$  = Consumo em kWh;

$T$  = Tarifa por kWh;

$CIP$  = Custo de iluminação pública.

As tarifas por kWh apresentadas nas equações deste subitem consideram o valor por kWh na conta que chega ao consumidor final, isto significa que no preço da tarifa por kWh já estão inclusos encargos e impostos.

Além dessa modalidade monômnia, existe ainda a tarifa branca, que está em fase de implementação. A diferença entre essa estrutura e a convencional é o fato de existir duas tarifas por kWh consumido, na qual uma delas é aplicável ao consumo realizado em Horário Ponta<sup>2</sup> e a outra aplicada no Horário Fora de Ponta<sup>3</sup>. No caso da ENEL Distribuição Goiás o horário de ponta é das 18h às 21h. Atualmente este tipo de tarifação está disponível apenas para novas ligações ou para aqueles que tem um consumo mensal superior a 500kWh (ANEEL, 2018a).

Em adição à monômnia, há ainda a modalidade binômnia. Nesta que é aplicável somente a consumidores do Grupo A, além do pagamento pela energia consumida há ainda o pagamento da demanda de potência. Neste aspecto existem os seguintes tipos de faturamento:

- a) Convencional;
- b) Horo-sazonal verde;
- c) Horo-sazonal azul.

Na estrutura convencional, é acordado entre o consumidor e a concessionária uma demanda de potência em kW que, neste caso, tanto o preço da demanda quanto do consumo será independente do horário de ponta e fora de ponta. Desta maneira, o consumo a ser pago será calculado conforme equação (2.2) (PROCEL, 2011).

$$V = C * T + D * T_d + CIP \quad (2.2)$$

---

<sup>2</sup> Horário de ponta é o período de 3 (três) horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária, em função das características de seu sistema elétrico. Em algumas modalidades tarifárias, nesse horário a demanda e o consumo de energia elétrica têm preços mais elevados (PROCEL, 2011).

<sup>3</sup> Horário fora de ponta é o período corresponde às demais 21 horas do dia que não sejam às referentes ao horário de ponta (PROCEL, 2011).

Onde:

$V$  = Valor a ser pago;

$C$  = Consumo em kWh;

$T$  = Tarifa por kWh;

$D$  = Maior demanda medida no período do faturamento;

$T_d$  = Tarifa de demanda;

$CIP$  = Custo de iluminação pública.

Em detalhe e complemento à equação (2.2), caso haja um consumo de demanda acima do contratado, tanto para a estrutura convencional quanto para as outras, é necessário enfatizar que há a incidência de uma multa de ultrapassagem cujo cálculo é realizado utilizando a equação (2.6).

Além disso, conforme revogação dos artigos 107 a 109 da Resolução N° 414 da ANEEL em dezembro de 2017, não é mais aplicado tarifa diferenciada ao consumo de potência ativa que ocorre no Horário Reservado (23h 30min às 6h e 30min), dessa maneira o consumo nesse intervalo é cobrado normalmente como consumo fora de ponta para todas as modalidades tarifárias.

Para a modalidade horo-sazonal azul, existem duas tarifas diferenciadas para os horários de ponta e fora de ponta, tanto para o consumo de energia quanto para a demanda. Nesse caso particular o consumidor contrata também duas demandas, uma para cada horário mencionado. Diante disso, a equação (2.3) apresenta como será calculada a tarifa (PROCEL, 2011).

$$V = F_{FP} + F_P + CIP \quad (2.3)$$

Em que,

$V$  = Valor a ser pago;

$F_{FP}$  = Faturamento fora de ponta;

$F_P$  = Faturamento na ponta;

$CIP$  = Custo de iluminação pública.

Os valores de  $F_{FP}$  e  $F_P$  podem ser calculados pelas equações (2.4) e (2.5) aplicando as tarifas referentes a cada um dos dois faturamentos.

$$F_p = C_p * T_p + D_p * T_{dp} \quad (2.4)$$

Onde:

$F_p$  = Valor faturado no horário de ponta;

$C_p$  = Consumo em kWh no horário de ponta;

$T_p$  = Tarifa por kWh no horário de ponta;

$D_p$  = Maior demanda medida no horário de ponta durante o período do faturamento;

$T_{dp}$  = Tarifa de demanda no horário de ponta;

$$F_{fp} = C_{fp} * T_{fp} + D_{fp} * T_{dfp} \quad (2.5)$$

Onde:

$F_{fp}$  = Valor faturado no horário fora de ponta;

$C_{fp}$  = Consumo em kWh no horário fora de ponta;

$T_{fp}$  = Tarifa por kWh no horário fora de ponta;

$D_{fp}$  = Maior demanda medida no horário fora de ponta durante o período do faturamento;

$T_{dfp}$  = Tarifa de demanda no horário fora de ponta.

Para consumidores na modalidade horo-sazonal verde a cobrança é de maneira semelhante à realizada na modalidade azul, a diferença é que há apenas uma demanda contratada e tarifa de demanda contratada para qualquer horário do dia, porém ainda permanecem duas tarifas para consumo de potência em horário de ponta e fora de ponta.

Com relação às três modalidades binômias, a demanda contratada deve estar de acordo com a curva de carga do consumidor, já que, caso haja um consumo de demanda acima do contratado, considerando uma margem de tolerância de 5% (ANEEL, 2010), o consumidor estará sujeito à um custo de ultrapassagem que corresponde ao dobro da tarifa normal de demanda. Assim, no faturamento de energia, a cobrança da demanda passa a ser realizada conforme equação (2.6).

$$P_{du} = (D_C - D) * 2 * T_{du} \quad (2.6)$$

Em que,

$P_{du}$  = Custo da demanda de ultrapassagem;

$D_c$  = Demanda medida no período do faturamento;

$D$  = Demanda contratada;

$T_{du}$  = Tarifa de demanda seja ela para horário de ponta ou fora de ponta.

No que se refere à energia consumida, quando há ultrapassagem de demanda contratada o seu faturamento será calculado utilizando as equações (2.2) a (2.5).

Além das tarifas mencionadas, vale salientar que ainda podem incidir outras cobranças como a injeção de reativos na rede acima do estabelecido. Neste caso, conforme Resolução N° 414 da ANEEL, os limites do fator de potência de cada consumidor são de: 0,92 capacitivo entre 23h 30min às 6h 30min; e 0,92 indutivo no período complementar ao anterior. Caso o fator de potência da UC seja inferior aos mencionados, o consumidor está sujeito ao pagamento pelos reativos.

## 2.5 – Impostos sobre a conta de energia e no sistema de geração solar

Para cumprir o compromisso de fornecer energia elétrica com qualidade e assegurar que os ganhos com a prestação de serviço sejam suficientes para cobrir custos operacionais e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir atendimento, a distribuidora tem custos que devem ser considerados na definição das tarifas.

Dessa forma, a tarifa é calculada pelo órgão regulador, ANEEL, que considera três custos distintos que são: energia gerada; transporte de energia até as unidades consumidoras; e encargos setoriais. Além da tarifa, os governos cobram tributos na conta de energia elétrica, sendo eles o PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) pelo governo federal, o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) pelo governo estadual, e a contribuição para iluminação pública pelo governo municipal. Esses tributos assim como os encargos setoriais são instituídos por leis e cabe às distribuidoras recolherem e repassarem os tributos às autoridades competentes pela sua cobrança (ANEEL, 2018b).

De acordo com a ANEEL, os tributos na conta de energia elétrica são compulsórios, ou seja, são obrigatórios e asseguram que o governo desenvolva adequadamente suas atividades. Por outro lado, o valor da tarifa inicial e os mecanismos para atualização tarifária (reajuste

anual, revisão tarifária periódica, e revisão tarifária extraordinária) estão definidos nos contratos de concessão assinados entre as distribuidoras e a união.

A correção das tarifas é essencial para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a fim de assegurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica à sociedade (ANEEL, 2018b).

Além da parte tributária, a partir do ano de 2015 foi adicionada à conta de energia elétrica o sistema de bandeiras. Estas são verde, amarela e vermelha. O funcionamento destas justifica-se, entre outros motivos, pelo maior uso das usinas termelétricas nos períodos secos, conforme mencionado item 2.1. Para exemplo de como as tarifas alteram-se com a inclusão das bandeiras tarifárias, será apresentado a Tabela 2.1 com valores das tarifas da concessionária ENEL Distribuição Goiás para consumidores do Grupo B de residencial normal, valores esses vigentes em agosto de 2018.

Tabela 2.1 – Tarifas dos grupos B1 e B2 considerando bandeiras tarifárias

Bandeira Tarifária	Verde	Amarela	Vermelha
Grupo B1 – Residencial Normal (R\$/kWh)	0,70160	0,71584	0,77283
Grupo B2 – Rural (R\$/kWh)	0,35468	0,36497	0,40612

Fonte: Enel Distribuição Goiás

Para melhor entendimento da Tabela 2.1 é visto que o custo da tarifa do Grupo B1 na bandeira amarela, há o acréscimo de R\$ 0,01424 para cada kWh em relação a tarifa verde. Por último, na bandeira vermelha, há o acréscimo de R\$ 0,05699 para cada kWh consumido em relação a bandeira tarifária amarela e vermelha (ANEEL, 2018c).

Com o intuito de se incentivar os consumidores a investirem em energias renováveis, o Governo Brasileiro instaurou políticas de incentivos fiscais. Esse incentivo baseia-se na isenção de um dos principais impostos cobrados para venda, compra e prestação de serviço, o ICMS. Entretanto, cabe aos estados decidirem individualmente quanto a cobrança ou não do tributo pela energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos que é entregue a rede elétrica. Com relação aos tributos PIS e COFINS o consumidor é isento sobre a geração caso ele consiga realizar a compensação de geração de energia (SUNERGIA, 2018)

## 2.6 – Sistema de compensação de energia elétrica

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede são sistemas de geração compartilhada de energia elétrica em regime de tarifação compensatória ou de contrato de tarifa prêmio<sup>4</sup>, dependendo da regulamentação do país ao qual são atrelados.

No Brasil há o sistema de compensação de energia elétrica promovido pela Resolução Normativa – REN N° 687. Nela, este sistema é definido como aquele cuja “energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2015). Com isso, a resolução estabeleceu as condições de acesso para micro e minigeração distribuída.

A Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL é que regulamenta o sistema de compensação de energia elétrica nas contas de energia para os casos de micro e minigeração. Com esse sistema, o consumidor pagará apenas pelo consumo líquido da energia da distribuidora considerando a taxa de disponibilidade.

Caso a energia injetada na rede seja maior que a consumida, o titular da UC receberá a diferença por meio de crédito em kWh que serão abatidos da sua fatura em até 60 meses seguintes. Além disso, em alguns estados incidem ainda, sobre a geração, valores referentes ao ICMS que no caso específico de Goiás está isento.

Ademais, havendo mais unidades consumidoras pertencentes ao mesmo titular, os créditos de energia podem ser divididos conforme solicitado pelo acessante a rede elétrica. Pelo exposto, a Resolução Normativa N° 482 da ANEEL ainda possibilitou o consumidor a utilizar esses créditos em unidades previamente cadastradas dentro da sua área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada, ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do ponto da geração distribuída.

Segundo o Caderno Temático da ANEEL sobre Micro e Minigeração Distribuída as características anteriormente citadas diferenciam-se por:

- a) Geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

---

<sup>4</sup> Tarifa-prêmio é o valor de tarifa arrecado por aquele que injeta energia renovável na rede sendo que esta possui maior valor de tarifa do que a da rede pública fornecida pelas concessionárias.

- b) Autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada;
- c) Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios): caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

Porém, vale ressaltar que mesmo que o consumo faturado seja igual a 0 kWh, ainda serão faturados o custo de disponibilidade, iluminação pública e ainda o custo da demanda contratada no caso de consumidores com tarifa binômica (ANEEL, 2016a).

Este fato deve-se a circunstância de que mesmo que haja créditos de energia as UC's conectadas em baixa tensão (Grupo B) ainda devem pagar pela taxa de disponibilidade (valor em reais equivalente a 30kWh, 50 kWh e 100 kWh para conexões monofásicas, bifásicas e trifásicas, respectivamente) e para as UC's conectadas em alta tensão (Grupo A) será faturado o correspondente à, pelo menos, demanda contratada.

## Capítulo 3:

### Dimensionamento de Dispositivos de Sistemas Fotovoltaicos

#### 3.1 – Dimensionamento preliminar do sistema fotovoltaico

Para o dimensionamento de um projeto de sistema fotovoltaico, deve-se saber que alguns aspectos influenciam diretamente na produção de energia, entre eles: quantidade, potência e orientação dos módulos; disponibilidade de área; condições de sombreamento; disponibilidade do recurso solar; demanda a ser atendida; dentre outros.

Neste trabalho será adotado o sistema conectado à rede elétrica, o qual deve operar em corrente alternada, na mesma frequência e tensão da rede local, e quando não houver tensão na rede pública, o sistema fica desconectado mesmo com irradiação solar presente. Este sistema diferencia-se do sistema isolado pelo fato deste último possuir armazenamento por meio de baterias.

Nesse sentido, definidas as necessidades de demanda da energia elétrica, dimensiona-se os melhores aspectos considerando as condições existentes para o empreendimento fotovoltaico o qual pode ser dividido nas seguintes etapas (PINHO; GALDINHO, 2014):

- a) Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
- b) Definição da localização e configuração do sistema;
- c) Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
- d) Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- e) Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência.

##### 3.1.1 – Levantamento do recurso solar no local da aplicação

Para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico que satisfaça as necessidades existentes, tem-se a avaliação do recurso energético na localidade, no caso, a quantidade de irradiação solar que incide sobre os módulos fotovoltaicos. O valor de acúmulo de energia solar incidente ao longo do dia pode ser representado através de horas de sol pleno (HSP), essa notação refere-se ao número de horas equivalentes por dia em que a radiação solar permanece constante e igual a  $1000 \text{ W/m}^2$ , de forma que a energia resultante seja igual à energia acumulada para o dia e local em questão (SANTANA, 2014).

Com esse dado, pode-se realizar uma estimativa de produção de energia para um dado gerador fotovoltaico através da equação (3.1). Para essa estimativa é desconsiderado os efeitos

de sombreamento, fato que será explicado futuramente no item 3.1.2, e é considerado condições padrões de teste (irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura do módulo de 25°C, e massa de ar de 1,5). Por outro lado, deve-se ressaltar que para várias localidades é encontrado o valor de HSP.

$$Ee = HSP * N * Ppico \quad (3.1)$$

Onde:

*Ee* = Estimativa de energia elétrica gerada;

*HSP* = Horas de sol pleno da localidade;

*N* = Número de dias de sol pleno desejado;

*Ppico* = Potência do sistema fotovoltaico.

### 3.1.2 – Definição da localização e configuração do sistema

É necessário conhecer bem o local da instalação para que seja feito a avaliação prévia sobre as condições básicas existentes, pois há fatores que influenciam diretamente no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, dentre estes estão: o sombreamento; a disponibilidade de área para implantação; orientação azimutal; e inclinação da estrutura no local de instalação. Estes fatores influenciam na produção de energia do sistema depois de instalados devido a mudança na fração de irradiação solar que incide na quantidade de módulos que estarão presentes (PINHO; GALDINHO, 2014).

Conhecer fatores como a área disponível, o sombreamento presente e a estrutura do local de instalação para os geradores fotovoltaicos é de suma importância, pois, a partir destes, pode-se conhecer o valor máximo de potência em *watt*-pico (Wp) que pode ser alcançado.

Para o caso em que se leva em consideração apenas a área disponível do terreno e considerando uma estrutura em que os módulos fossem postos no solo com inclinação igual a 0° sendo distribuídos de forma a não se deixar espaços entre elas, poder-se-ia calcular a quantidade de módulos e a potência alcançada pelo sistema, simplesmente, pelas equações (3.2) e (3.3). Porém, conforme já mencionado, as melhores condições de produção de energia e circunstâncias para o sistema fotovoltaicos não são essas. Deve-se avaliar de acordo com a localidade a melhor inclinação e ângulo azimutal que produzirá uma média de geração de energia mais eficiente (PINHO; GALDINHO, 2014).

$$N = \frac{At}{Am} \quad (3.2)$$

$$Psf = N * Pmod \quad (3.3)$$

Onde:

$N$  = Número de módulos fotovoltaicos;

$At$  = Área total disponível;

$Am$  = Área total ocupada por um módulo fotovoltaico escolhido a partir de suas características;

$Psf$  = Potência do sistema fotovoltaico em Wp;

$Pmod$  = Potência do módulo fotovoltaico escolhido.

A posição do módulo fotovoltaico em relação ao sol, inclinação e o ângulo azimutal, é um importante fator para se determinar a melhor configuração para que a incidência de radiação solar direta seja a maior possível. O melhor aproveitamento desse efeito ocorre quando os raios incidem perpendicularmente ao painel fotovoltaico.

Pelo exposto no parágrafo anterior, é ideal que o painel acompanhe o movimento do sol, permitindo a maior geração possível durante o dia. Nesse sentido, visando a instalação de uma estrutura fixa em que não haja um movimento de rotação dos módulos, o ângulo deve ser fixado. Para uma geração máxima de energia ao longo do ano, o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado. Nesse seguimento, no hemisfério sul os módulos devem ser voltados para o norte geográfico e no hemisfério norte para o sul geográfico (SILVA, 2015).

Por outro lado, a inclinação mínima deve ser de 10°, pois esta beneficia o efeito autolimpante dos módulos pela ação da água da chuva. Além disso, deve-se ressaltar que pequena variação na inclinação não resultará em grandes mudanças na energia produzida anualmente e a inclinação do gerador fotovoltaico pode estar dentro de -10° a +10° em relação à latitude do local.

Uma excelente solução para a maximização da geração de energia é a implantação de sistemas de rastreamento do movimento aparente do sol, automáticos ou manuais, já que fazem um melhor aproveitamento da captação da radiação solar. Embora apresentem uma eficiência considerável, atualmente, eles são inviáveis economicamente para a maioria dos casos devido ao seu elevado custo o que afeta o custo-benefício do sistema (PINHO; GALDINHO, 2014).

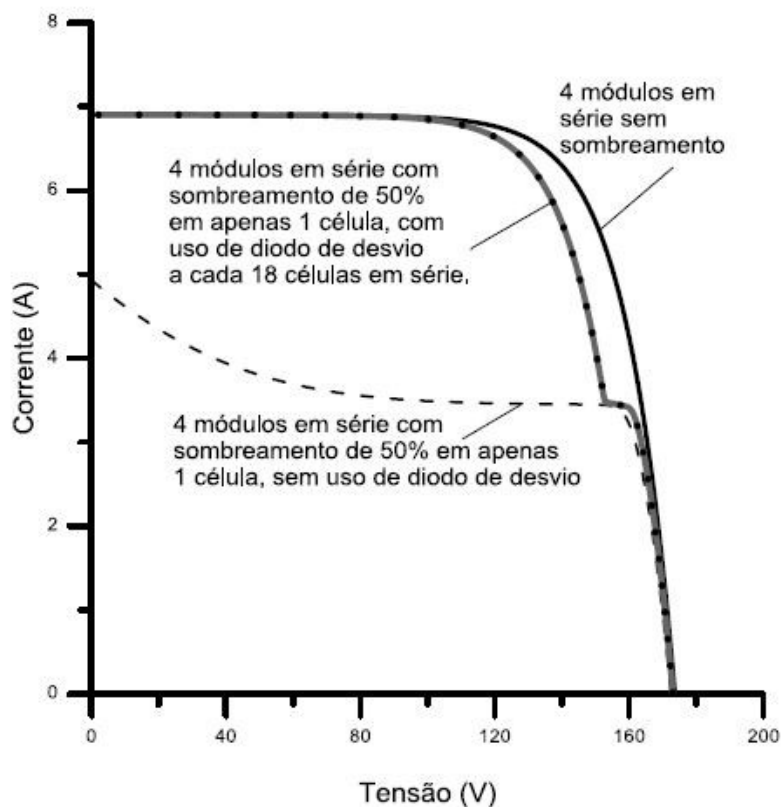
Para entender como o efeito de sombreamento prejudica a geração, deve-se, primeiramente, entender como e o que é um arranjo fotovoltaico. Este nada mais é do que um conjunto de ligações série e/ou paralelo entre os módulos que variam de acordo com os níveis de tensão e correntes desejados para que se tenha uma potência mais elevada, levando em consideração as informações de como deverá ser a instalação e quais componentes serão utilizados para que esteja em conformidade com os outros equipamentos do sistema.

Vale ressaltar que as correntes que circulam entre os módulos em série são sempre iguais entre si, porém para que a corrente do arranjo não seja prejudicada em relação à corrente de um módulo individual, são considerados módulos idênticos sob as mesmas condições de radiação e temperatura (PINHO; GALDINHO, 2014).

Diante disso, se houver uma dispersão de características elétricas (módulos de modelos e marcas diferentes) ou sombreamento parcial, a corrente do conjunto conectado em série é limitada pelo módulo com menor corrente individual. Caso haja sombreamento total de apenas um módulo, esse arranjo poderá ser considerado “morto” por não produzir energia pela limitação de corrente do módulo o que acarreta em perda de potência. Para meios de mostrar o efeito do sombreamento nos módulos, o gráfico da curva corrente em função da tensão para quatro módulos conectados em série é mostrado na Figura 3.1, nele tem-se a situação dos módulos sem sombreamento, sombreamento de 50% em apenas uma 1 célula com diodo de desvio a cada 18 células em série e sombreamento de 50% em apenas 1 célula sem o uso de diodo de desvio.

Pelo exposto, o sombreamento tem um efeito relevante na produção de energia. Assim, recomenda-se ter uma consideração especial no levantamento de dados do sombreamento existente para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Com isso, deve-se dimensionar estruturas de sustentação afastadas uma das outras e alocar os módulos a fim de que a área sombreada por edificações ou árvores não prejudiquem os geradores fotovoltaicos.

Figura 3.1 – Curva corrente x tensão para 4 módulos conectados em série considerando sombreamento



Fonte: (PINHO; GALDINHO, 2014).

### 3.1.3 - Levantamento do consumo de energia elétrica

O dimensionamento da potência do gerador fotovoltaico é de relevante importância. Esta potência juntamente com as horas de sol pleno da localidade e com a taxa de performance do sistema, determinará qual será a produção anual de energia do gerador.

Além disso, é importante também que o sistema seja corretamente dimensionado, lembrando que produzir mais do que se consome pode ser economicamente inviável no modelo de compensação de energia, já que, se o consumo anual se manter constante, os créditos excedentes serão expirados, tendo um custo para implantação acima do que seria preciso para se obter o mesmo retorno financeiro.

Pelo exposto, para realizar o levantamento adequado da quantidade de energia que será necessário produzir utiliza-se do histórico de consumo da UC em que se deseja gerar os créditos, que é disponibilizado pelas concessionárias de distribuição na conta de energia. O histórico de consumo anual para consumidores de tarifa monômnia é calculado conforme a equação (3.4).

$$E = \sum_{k=1}^{12} (C_k - T_x) \quad (3.4)$$

Em que:

$C_k$  = Consumo de energia no mês  $k$  em kWh;

$T_x$  = Taxa de disponibilidade em kWh.

Nas situações em que não há o histórico de consumo anual, deverá ser realizado uma estimativa com base nas potências instaladas e número de horas utilizadas de cada carga no ano. Cabe ao projetista analisar as particularidades de cada consumo e realizar os ajustes necessários para obtenção de uma estimativa mais precisa.

### 3.1.4 – Dimensionamento do gerador fotovoltaico

A função dos módulos é de transformar a luz ou irradiação solar em energia elétrica na forma de corrente contínua, conforme já descrito anteriormente. A quantidade de painéis fotovoltaicos e sua respectiva potência determinam quanto do recurso solar disponível será transformado em energia propriamente dita.

Para determinar a dimensão do sistema fotovoltaico é necessário que se saiba quanto de energia será preciso gerar. Diante disso, a priori estima-se o consumo médio diário com base em histórico anual de consumo do local onde o sistema será instalado.

Basicamente, utiliza-se da soma da potência ativa total consumida no período de um ano, dividido pelo número de dias anuais (PINHO; GALDINHO, 2014). Para saber o consumo, pode-se utilizar das próprias contas de energia da concessionária local, ou ainda, estimar o consumo com base na potência dos equipamentos da instalação e no tempo de funcionamento diário.

Munido dos dados de consumo, a potência total do arranjo fotovoltaico será determinada pela equação (3.5).

$$P_{sf} = \frac{E/TD}{HSP} \quad (3.5)$$

Onde:

$P_{sf}$  = Potência total do gerador;

$E$  = Consumo médio anual, ou energia que se deseja gerar por ano;

$TD$  = Taxa de performance;

$HSP$  = horas de sol pleno no ano.

A Taxa de Performance (TD) informa basicamente quanto da potência nominal do sistema será efetivamente transformada em energia, ou seja, basicamente mede quão eficientemente o potencial de geração será disponibilizado (PINHO; GALDINHO, 2014). Por isso, a taxa de performance de um sistema merece atenção especial do projetista já que considera as perdas da instalação devido às condições de sombreamento, temperatura na superfície das células solares, queda de tensão dos condutores utilizados, rendimento dos módulos e inversores.

Além disso, destaca-se que esta taxa é independente do alinhamento e da radiação solar que atinge o arranjo, já que o valor de horas de sol pleno consideradas deve ser ajustado ao plano e inclinação do arranjo em questão (CARVALHO, 2011). Geralmente, as taxas de performance estão entre 70 e 80% para sistemas instalados no Brasil, porém, em casos que há a necessidade de maior precisão destes valores, estes são estimados através de simulações computacionais (PINHO; GALDINHO, 2014).

### **3.1.5 – Dimensionamento do inversor**

O inversor é o elemento responsável por condicionar a energia da fonte fotovoltaica, isto é, torná-la adequada ao uso do consumidor comum. Este equipamento, basicamente, tem a função de fazer a conversão de corrente contínua, fornecida pelo sistema de geração para corrente alternada, que então será injetada na rede (OSVALDO; PEREIRA, 2008).

No mercado existem diversos modelos de inversores. Geralmente são caracterizados por permitirem a conexão de vários módulos associados. Porém, existem ainda os microinversores que são direcionados a atender somente poucos módulos permitindo sua conexão à rede, diferindo de outros inversores pelo seu tamanho e por geralmente serem instalados na parte inferior dos módulos (VILLALVA, 2015). Este tipo de inversor é muito utilizado em sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, tendo em vista que em sistemas maiores a viabilidade financeira de inversores maiores é mais significativa.

O impacto do custo de inversores diante de todo o projeto ainda é relevante, devido a isso, deve-se otimizar ao máximo a adequação da potência do inversor com a potência total do arranjo fotovoltaico, de maneira a minimizar as perdas por inversores sub ou sobre dimensionados (PINHO; GALDINHO, 2014). Com isso, a potência do inversor é dimensionada através do fator de dimensionamento do inversor (FDI), fornecido pela equação (3.6).

$$FDI = \frac{P_i}{P_s} \quad (3.6)$$

Onde,

$P_i$  = Potência do inversor;

$P_s$  = Potência de pico do arranjo;

Como a potência do arranjo fotovoltaico é dependente de seu uso em condições ideais, quase na totalidade do tempo de uso o sistema nunca atingirá a sua potência de pico, já que fatores como temperatura elevada, condições de nebulosidade, irradiação presente, entre outros, impedem a operação das células solares em seu valor nominal (OSVALDO; PEREIRA, 2008).

Por essa razão, a potência do inversor deve ser escolhida de modo que o FDI deve estar entre 0,75 e 0,85, valor este otimizado por meio de simulações computacionais, para que na maior parte do tempo sua potência esteja adequada à fornecida pelo sistema fotovoltaico. Além disso, releva-se que inversores sobredimensionados também causarão, além de custos extras em equipamentos, perda de eficiência. Portanto, é estabelecido um limite para FDI's acima de 1 como sendo de 1,05 (PINHO; GALDINHO, 2014).

Conforme exposto, é possível conectar à inversores arranjos cuja potência total ultrapasse seu valor nominal, nesse caso, as placas serão subutilizadas e a potência fornecida será limitada pela potência do inversor, fazendo com que o sistema forneça menos energia do que seria capaz de gerar.

Para o caso em que a potência do inversor é muito acima da potência do gerador, é possível que a tensão de saída do arranjo seja inferior ao necessário para a operação do inversor, causando o seu desligamento em razão da falta de tensão (VILLALVA, 2015).

Apesar disso, conforme (MACEDO, 2006) em muitos casos a eficiência no condicionamento da energia será mais influenciado pela escolha de um inversor de melhor qualidade e marca confiável do que um inversor com o FDI mais adequado, porém, neste caso não foram considerados custos.

Em razão disso, deve-se além de escolher um fabricante confiável, priorizar inversores com fatores de dimensionamento mais próximos do mencionado com o intuito de evitar gastos desnecessários com equipamentos, ou ainda o desperdício de potencial de geração.

### 3.2 – Aspectos técnicos de projetos fotovoltaicos

Em projetos fotovoltaicos algumas particularidades técnicas influenciam diretamente a potência total do gerador e a quantidade de energia que ele irá produzir. Neste sentido, destacam-se a topologia de divisão de *strings*, inclinação e afastamento entre fileiras de módulos e diversas outras especificidades.

Conforme já foi dito anteriormente, geralmente a melhor inclinação para os arranjos correspondem à latitude do local. No que se refere ao alinhamento da projeção horizontal do vetor normal ao plano da placa, nos países do hemisfério sul o melhor aproveitamento acontece quando este se encontra alinhado com o norte geográfico.

Apesar do mencionado no parágrafo anterior, somente a inclinação adequada dos painéis não garante a melhor produção de energia, deve-se ainda dimensionar a distância entre fileiras de modo que uma não faça sombra sobre a outra durante o dia, e conseqüentemente deixe de produzir energia. Neste sentido, busca-se maximizar a produção de energia e a utilização do terreno.

Além disso, define-se ainda o fator de utilização da área, que mensura quão bem o sistema utiliza o espaço disponível para instalação de arranjos. O fator de utilização  $F$  depende do comprimento dos módulos ( $L$ ) e da distância entre fileiras ( $d$ ), conforme equação (3.7).

$$F = \frac{L}{d} \quad (3.7)$$

Para garantir que uma fileira de módulos não faça sombra em outra, deve-se analisar o momento do ano em que o sol se encontra com a menor angulação em relação ao plano horizontal que é durante o solstício de inverno (12:00h de 21 de junho). Além disso, considera-se ainda o comprimento do módulo e sua inclinação em relação ao solo, determina-se a distância mínima entre fileiras adjacentes conforme equação (3.8) e Figura 3.2 (LOPES; RICARDO, 2013).

$$d = L \left( \cos\alpha + \frac{\sin\alpha}{\operatorname{tg}\beta} \right) \quad (3.8)$$

Onde:

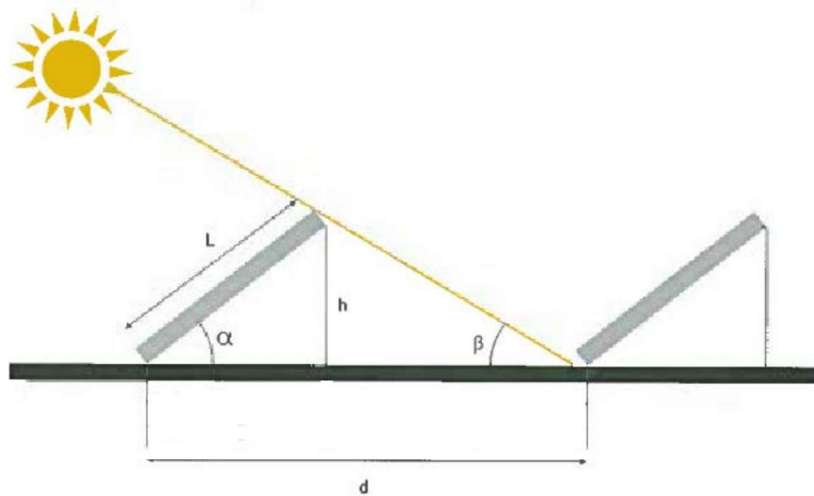
$d$  = distância entre fileiras;

$\alpha$  = inclinação dos módulos;

$\beta$  = altura do sol;

$L$  = comprimento do módulo.

Figura 3.2 – Grandezas para cálculo do sombreamento entre fileiras



Fonte: (LOPES; RICARDO, 2013).

Outros aspectos que são importantes de serem analisados para a seleção da configuração do sistema são as associações de *strings* que dependerão das características técnicas dos inversores. Além disso, a escolha dos inversores deve estar de acordo com as especificações da rede elétrica do local de instalação.

Dentre essas características, destacam-se: a faixa útil de tensão contínua na entrada; tensão e corrente contínua máxima na entrada; número máximo de *strings* na entrada; número de entradas independentes por *maximum power point tracking* (MPPT) que significa rastreamento do ponto de máxima potência; potência na entrada de corrente contínua; potência na saída de corrente alternada; tensão de operação na conexão com a rede; frequência da rede elétrica; grau de proteção; temperatura de operação; e rendimento ou eficiência (VILLALVA, 2015)

Como exemplo, escolheu-se o inversor TRIO-TL-50.0-400 da fabricante ABB, conforme Anexo I que contém as especificações do inversor. Considerando este componente, serão analisados os aspectos necessários com o objetivo de verificar se estes são adequados.

A faixa útil de tensão contínua na entrada refere-se ao intervalo de valores de tensão de entrada no qual o inversor consegue operar e é também a faixa de tensão na qual o sistema de MPPT do inversor consegue maximizar o aproveitamento de energia dos módulos fotovoltaicos. No inversor em questão, as suas características de operação estão entre 480-800 Vdc, portanto a tensão na entrada deve estar entre esses valores e apresenta tensão ideal de 610 Vdc para melhor aproveitamento de potência.

Um conjunto de módulos fotovoltaicos associados em série fará com que haja um somatório de tensões dos módulos. Dessa forma, essa associação é o que delimitará a quantidade de módulos por *string* de acordo com a tensão da faixa útil do inversor para o sistema de geração fotovoltaica.

A tensão contínua máxima na entrada é o valor máximo absoluto da tensão admissível na entrada do inversor e está relacionada a tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos. Para o inversor em questão esse valor é de 1000 V. Logo, deve-se consultar a folha de dados dos módulos empregados e determinar o número máximo de módulos com base na informação da tensão de circuito aberto fornecida pelo fabricante para uma temperatura de -10°C.

Nessa mesma linha de raciocínio, um conjunto de *strings* associados em paralelo ocasionará em um somatório de correntes. Dessa maneira, considerando a corrente de curto circuito dos módulos em 80°C, a associação é o que delimitará a quantidade de *strings* em paralelo, de acordo com a corrente máxima de curto-circuito para cada MPPT, que poderá ser usado no inversor para o sistema de geração fotovoltaica.

No que diz respeito ao número de entradas ofertadas para conexões nos inversores, tem-se que essa quantidade é resultado do produto do número de *strings* que podem ser conectadas em cada MPPT pelo número de MPPT's disponíveis do inversor. Para o inversor considerado, tem-se 5 pares de entradas para cada MPPT e corrente de curto-circuito no valor de 55 A para cada MPPT, totalizando 165 A para o inversor.

Os fabricantes de inversores sempre apresentam dois valores de potência expressos em watts, um para a entrada (lado de corrente contínua ligada a conexão com os módulos fotovoltaicos) e outra para a saída (lado de corrente alternada conectado com a rede elétrica) do inversor. Quanto a potência de corrente contínua na entrada, ela é obtida com a potência de pico dos módulos e a potência sugerida nos dados de folha dos inversores, já mencionado no item 3.1.5 que trata a respeito de dimensionamento de inversores.

Nesse contexto, a potência de corrente alternada na saída é a potência máxima especificada que é entregue a rede elétrica. Essa potência está relacionada com o valor da tensão de operação na saída do inversor e a máxima corrente suportada na conexão com a rede elétrica.

Para o inversor em questão os valores de potência de entrada sugerida, a potência de saída e a corrente máxima suportada na conexão com a rede elétrica são, respectivamente, 52 kWp, 50 kW e 77 A.

Como já mencionado, o número de entradas independentes por MPPT é um ponto a ser avaliado. Estes são responsáveis por otimizar a produção da energia de modo independente para vários conjuntos de módulos fotovoltaicos e são utilizados em todos os inversores (VILLALVA, 2015).

Nesse contexto, os inversores possuem um ou mais sistemas de MPPT que são responsáveis por garantir que os módulos fotovoltaicos operem constantemente em seu ponto de máxima potência. Essa operação ocorre independentemente das condições que afetam o desempenho e alteram a curva característica de corrente e tensão do conjunto de módulos, como o sombreamento parcial, por exemplo. O inversor escolhido possui três MPPT's, assim, fazendo menção ao que foi citado anteriormente, terá 15 pares de entrada para conexão de *strings*.

A tensão de operação na conexão com a rede é outro aspecto importante a ser averiguado. Essa tensão deve ser adequada com a tensão da rede local, pois um nível de tensão diferente fará com que haja a atuação da proteção contra ilhamento. Outro elemento, não menos importante, é a frequência da rede elétrica que, em geral, os fabricantes disponibilizam em frequência de 50 Hz e 60 Hz e deverão estar em conformidade com a da rede do local de instalação do sistema.

Além disso, o inversor é especificado para operar em uma determinada faixa de temperatura. Portanto, operação fora desta faixa pode danificar o equipamento ou impedir o seu funcionamento correto. Os dados de folha do inversor considerado retratam uma faixa entre -25° C e 60° C para a temperatura suportada pelo inversor. É importante frisar que o aquecimento excessivo do aparelho com a incidência direta da radiação solar reduz sua eficiência e vida útil.

Outra informação que deve ser avaliada é a condição ambiente do local de instalação dos inversores. Geralmente, estes são instalados próximos aos módulos, pois reduzem os comprimentos dos condutores elétricos e conseqüentemente minimizam as perdas de energia nos sistemas. Neste sentido, cabe ao projetista decidir se serão instalados em áreas externas, expostas ao ambiente, ou internas, em locais fechados.

O grau de proteção de um equipamento fornece informações sobre sua capacidade de operar em ambientes agressivos que possuem características como salinidade, calor, frio, chuva e poeira. O inversor em anexo possui grau de proteção IP 65, o que significa que apresenta resistência a poeira e jatos de água moderados e podem ser instalados em áreas externas.

Outro fator relevante é o rendimento ou eficiência do inversor, este informa quanta energia o equipamento desperdiça durante a sua operação. Assim, quanto maior o rendimento, melhor é o aproveitamento de energia gerada pelos módulos fotovoltaicos (VILLALVA, 2015). As informações sobre o inversor mostram que eles possuem eficiência máxima de 98% para os métodos de teste europeus e 98,3% para o valor da potência de saída dividida pela potência de entrada no ponto de máximo rendimento da curva de operação do equipamento, dados que são obtidos experimentalmente em laboratórios dos fabricantes.

### 3.3 – Dimensionamento dos condutores

O dimensionamento de um condutor deve ser precedido de uma análise detalhada das condições de sua instalação e de carga a ser suprida. Dimensionar corretamente os condutores de um circuito é determinar a seção dos condutores e a corrente nominal dos dispositivos de proteção contra sobrecorrentes ligados a esse circuito, a fim de atenuar os problemas térmicos.

A garantia de se sanar os problemas térmicos resulta na preservação de uma vida útil satisfatória aos condutores. Assim, garantir que as isolações dos condutores estejam no limite máximo de temperatura admissível em regime de serviço contínuo é importante de ser considerado.

#### 3.3.1 – Critérios para dimensionamento da seção dos condutores de fase

A seção mínima dos condutores elétricos deve satisfazer, simultaneamente, segundo a NBR 5410:2004 da Associação Brasileira de Normas Técnicas, a três critérios: capacidade de condução de corrente ou simplesmente ampacidade; limites de queda de tensão; e capacidade de condução de corrente de curto-circuito por tempo limitado.

O critério de capacidade de condução de corrente determina o valor da corrente máxima que percorrerá o condutor. Dessa forma, é possível fazer a determinação da seção dos condutores de um circuito em condutores isolados a partir do conhecimento dos métodos de referência de instalação dos condutores elétricos, estabelecidos na (ABNT, 2004) e apresentado pela Tabela 3.1, e utilizando as tabelas de capacidade de condução de corrente para os métodos de referência apresentados nos anexos III e IV é possível definir uma seção nominal básica do condutor para o projeto.

Tabela 3.1 – Métodos de Referência estabelecidos pela NBR 5410:2004

<b>Referência</b>	<b>Descrição</b>
A1	Condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante.
A2	Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante.
B1	Cabo isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira ou alvenaria.
B2	Cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira ou alvenaria.
C	Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre a parede de madeira, fixado diretamente no teto, embutido em alvenaria.
D	Cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo.
E	Cabo multipolar ao ar livre.
F	Cabos unipolares justapostos (na horizontal, vertical ou em trifólio) ao ar livre.
G	Cabos unipolares espaçados ao ar livre.

Fonte: Adaptado de método de referência da NBR 5410:2004.

Pelo que foi mencionado anteriormente, é necessário que as condições de isolamento, quantidade de condutores carregados, temperatura do condutor e temperatura no ambiente de instalação sejam obedecidas de acordo com as tabelas mencionadas. Deve-se realizar cálculos de fatores de correção de corrente para a determinação de qual seção mínima deverá ser utilizada no projeto, que será explicada nos itens seguintes.

Após o dimensionamento da seção do condutor pela capacidade de corrente de carga é necessário saber se esta seção está apropriada para evitar uma queda de tensão no ponto terminal do circuito acima dos valores máximos admissíveis estabelecidos pela norma NBR 5410:2004. Os valores de queda de tensão devem estar de acordo com os valores apresentados na Tabela 3.2 e a forma pela qual se calcula a queda de tensão em um circuito será apresentada no item 3.3.3.

Por último, tem-se o critério da capacidade de corrente de curto-circuito. Esse critério faz menção a limitação da seção do condutor para uma determinada corrente de curto-circuito e limitação do comprimento do circuito em função da corrente de curto-circuito fase e terra, já que deverão ser previstos dispositivos de proteção que garantam a interrupção da corrente de curto-circuito em caso de faltas (ABNT, 2004).

Tabela 3.2 – Limites de queda de tensão

<b>Tipo de Instalação</b>	<b>Início da Instalação</b>	<b>Queda de Tensão (%) da Tensão Nominal</b>
Instalações alimentadas através de subestação própria	Terminais secundários do transformador de média tensão (MT)/baixa tensão (BT)	7%
Instalações alimentadas através de transformador da companhia distribuidora de energia elétrica.	Terminais secundários do transformador de MT/BT, quando o ponto de entrega for aí localizado	7%
Instalações alimentadas através da rede secundária de distribuição da companhia distribuidora de energia elétrica	Ponto de entrega	5%
Instalações alimentadas através de geração própria (grupo gerador)	Terminais do grupo gerador	7%

Fonte: Adaptado do tópico “Quedas de tensão” da NBR 5410:2004.

A limitação da seção do condutor para uma determinada corrente de curto-circuito possui importância devido à alta corrente de curto-circuito, que pode chegar a 100 vezes a corrente normal de operação, a partir de um determinado tempo afetar o isolamento do condutor, o que faz com que os condutores sejam danificados (MAMEDE FILHO, 2007). Por outro lado, a limitação do comprimento do circuito em função da corrente de curto-circuito fase e terra faz menção ao comprimento máximo que um determinado circuito pode ter em função da atuação dos dispositivos de proteção.

Apesar disso, o critério da corrente de curto-circuito pode ser relevado quando há a instalação de dispositivos de proteção para curtos e sobrecargas em acordo com o estabelecido pela NBR 5410:2004, que será explicado no item 3.5, sendo necessário apenas o cumprimento do critério de queda de tensão e de capacidade de condução de corrente.

Vale salientar também que a NBR 5410:2004 determina as seções mínimas que os condutores devem possuir, ou seja, mesmo que a seção dimensionada contemple os critérios de capacidade de condução de corrente, queda de tensão e a capacidade de corrente de curto-

circuito, as seções não devem ser inferiores ao mínimos determinados pela norma, em função da utilização do circuito e do tipo de linha, conforme ilustrado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Seções mínimas admitidas para instalações fixas conforme NBR 5410:2004

Tipo de linha		Utilização do circuito	Seção mínima do condutor em mm <sup>2</sup>	
			Cobre	Alumínio
Instalações fixas em geral	Condutores e cabos isolados	Circuitos de iluminação	1,5	16
		Circuitos de força ou tomadas de corrente	2,5	16
		Circuitos de sinalização e/ou controle	0,5	-
	Condutores nus	Circuitos de força ou tomadas de corrente	10	16
		Circuitos de sinalização e/ou controle	4	-

Fonte: Adaptado de NBR 5410:2004.

### 3.3.2 – Critério da capacidade de condução de corrente

Os condutores em instalações elétricas têm a função de fazer o transporte de potência, através da tensão e da corrente. Devido à essa corrente e ao fato de que todo condutor tem uma resistência elétrica característica, existe a dissipação de potência elétrica na forma de calor, resultando então em perdas por efeito joule.

A dissipação do calor depende do material do condutor, da corrente que ele está conduzindo e do tipo de instalação estabelecida. Se a corrente transportada for constante, o condutor atingirá o equilíbrio térmico em uma determinada temperatura, já que dissipará a mesma quantidade de calor que gera. Essa temperatura de equilíbrio é chamada de temperatura de regime.

Com o objetivo de prolongar a vida útil do condutor e manter sua isolamento térmica, a temperatura de regime não deve ultrapassar a temperatura máxima de operação. Diante disso, a capacidade de condução de corrente para um determinado tipo de instalação e temperatura

ambiente é a corrente que o condutor suporta sem que ultrapasse a sua temperatura máxima de operação (COTRIM, 2003).

A descrição do critério da capacidade de condução de corrente baseou-se em (ABNT, 2004) e em (COTRIM, 2003). E, para a aplicação do critério de capacidade de condução de corrente no dimensionamento de condutores, normatizado por (ABNT, 2004), é necessário possuir as seguintes informações:

- a) Corrente de projeto do circuito ( $I_B$ );
- b) O tipo de condutor isolado ou cabo isolado;
- c) O tipo de linha elétrica, isto é, a maneira de instalar;
- d) A temperatura ambiente ou do solo, no caso de linhas subterrâneas;
- e) A resistividade térmica do solo, no caso de linhas subterrâneas;
- f) O número de condutores carregados;
- g) A proximidade de outros condutores ou cabos (isto é, as condições de agrupamento).

Para o cálculo da corrente de projeto de um circuito é necessário determinar a potência que será demandada do circuito. O cálculo dessa potência envolve diversas particularidades tais como a finalidade do circuito, isto é, se é um circuito de distribuição que é aquele que alimenta um ou mais quadros de distribuição, ou se é um circuito terminal que fornece potência diretamente uma carga.

Para circuitos de distribuição, por exemplo, deve-se levar em consideração fatores de demanda, entre outras especificidades que fogem do escopo deste trabalho. Diante dessas considerações será apenas demonstrado o cálculo para circuitos terminais. A corrente de projeto, dependente da tensão de alimentação e da carga total atendida, é determinada conforme a equação (3.9).

$$I_B = \frac{\sum_{k=1}^n P_{N,k}}{U_N * \cos\phi} \quad (3.9)$$

Em que:

$P_{N,k}$  = Potência nominal da carga  $k$ ;

$n$  = Número de cargas que o circuito alimenta;

$\cos\phi$  = fator de potência das cargas;

$U_N$  = A tensão de alimentação para circuitos monofásicos, ou a tensão de fase em circuitos trifásicos.

Conforme citado anteriormente, pela Tabela 36 de (ABNT, 2004), apresentada no Anexo III, é possível determinar diretamente a seção dos condutores a partir da corrente de projeto  $I_B$  calculada para as condições dadas, que são: Condutores de cobre ou alumínio; Isolação em PVC; temperatura de 20°C para o solo e 30°C para o ar; e 2 ou 3 condutores carregados. Pela Tabela 37 de (ABNT, 2004), exposta no Anexo IV, também é possível determinar a seção dos condutores, porém para isolação de EPR ou XLPE. A escolha certa da seção do condutor é aquela em que a corrente de projeto  $I_B$  seja menor ou igual à corrente admissível no condutor.

Para os casos que não são tratados nas tabelas 36 e 37 é necessário realizar a correção da corrente de projeto calculada, de maneira que o novo valor da corrente de projeto, que será denominada de  $I_B'$ , seja equivalente a uma corrente nas condições citadas anteriormente. O cálculo da corrente de projeto corrigida é feito conforme equação (3.10) (COTRIM, 2003).

$$I_B' = \frac{I_B}{f} \quad (3.10)$$

Em que:

$I_B$  = Corrente de projeto conforme equação (3.9);

$f$  = fator de correção.

O fator de correção ( $f$ ) é dado pelo produto dos fatores de correção aplicáveis às particularidades da instalação dos condutores. Estas particularidades são a temperatura do ambiente ou do solo, fator de correção da resistividade térmica do solo e fator de correção devido ao agrupamento dos circuitos. Todos esses fatores são fornecidos nas tabelas 40 a 45 de (ABNT, 2004).

Vale ressaltar que os fabricantes também fornecem de maneira mais precisa a capacidade de condução de corrente dos seus condutores. É importante a utilização dos dados do fabricante escolhido em conjunto com a (ABNT, 2004) com o intuito de buscar uma precisão maior ao dimensionamento realizado.

### 3.3.3 – Cálculo da queda de tensão

A limitação da queda de tensão de um circuito é considerada para garantir o correto funcionamento dos dispositivos que serão alimentados, bem como diminuir perdas por efeito joule, e prolongar a vida útil dos equipamentos e da própria instalação.

Para instalações elétricas que possuem cargas distribuídas ao longo da linha elétrica, o cálculo deve ser realizado considerando a corrente na linha, e o comprimento do começo do condutor até o ponto onde a carga está localizada. A queda de tensão  $\Delta V$  total e em valor nominal para um conjunto de  $k$  cargas distribuídas é dado pela equação (3.11) (COTRIM, 2003).

$$\Delta V = (r \cos \phi + x \sin \phi) * \sum_{i=1}^n I_k * l_k \quad (3.11)$$

Em que:

$\cos \phi$  = fator de potência equivalente das cargas;

$r$  = resistência do condutor;

$x$  = reatância do condutor;

$I_k$  = Corrente entre o começo da linha e a carga  $k$ ;

$l_k$  = Comprimento do condutor até a carga  $k$ .

Alguns fabricantes fornecem um coeficiente de queda de tensão, geralmente em V/A.km, para os respectivos condutores comercializados. Nessas situações o cálculo da queda de tensão nominal pode ser realizado conforme equação (3.12).

$$\Delta V = C * \sum_{i=1}^n I_k * l_k \quad (3.12)$$

Em que:

$C$  = Coeficiente de queda de tensão fornecido pelo fabricante.

A partir do valor obtido do cálculo da queda de tensão em valores nominais realizado, é necessário determinar o seu valor em termos percentuais, de maneira que seja possível avaliar

de forma mais representativa o real efeito da diminuição da tensão ao longo da instalação. A queda de tensão percentual ( $\Delta V\%$ ) é calculado conforme a equação (3.13) (COTRIM, 2003).

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_n} \quad (3.13)$$

Em que:

$\Delta V$  = Queda de tensão nominal em V;

$V_n$  = Tensão nominal do circuito, ou tensão de fase para circuitos trifásicos.

A (ABNT, 2004) estabelece os limites de queda de tensão para cada tipo de instalação, que são os seguintes:

- a) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT, no caso de transformador de propriedade da(s) unidade(s) consumidora(s);
- b) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT da empresa distribuidora de eletricidade, quando o ponto de entrega for aí localizado;
- c) 5%, calculados a partir do ponto de entrega, nos demais casos de ponto de entrega com fornecimento em tensão secundária de distribuição;
- d) 7%, calculados a partir dos terminais de saída do gerador, no caso de grupo gerador próprio.

Além dos casos citados, a norma estabelece ainda que para qualquer circuito terminal, a queda de tensão não deve ultrapassar 4%. Apesar desses limites estabelecidos, podem ocorrer casos particulares em que uma queda de tensão acima desses limites é permitida. Essas quedas são regulamentadas pelas distribuidoras locais ou outras normas correspondentes.

Caso o cálculo resulte em uma queda de tensão acima do máximo permitido, pode-se aumentar a seção escolhida para o condutor, transferir parcela da potência que ele alimenta para outros circuitos, ou ainda diminuir a distância entre fonte e carga.

### **3.3.4 – Determinação da seção do condutor neutro e condutor de proteção**

Em circuitos que possuam o condutor neutro, este também deve ter sua seção dimensionada. A determinação da bitola do condutor neutro é baseada na seção do condutor fase, estabelecida após o atendimento de todos os critérios anteriormente mencionados.

A (ABNT, 2004) estabelece que o condutor neutro deve possuir a mesma seção dos condutores da fase considerando as seguintes características:

- a) Circuitos monofásicos a dois condutores;
- b) Monofásicos ou bifásicos a três condutores;
- c) Circuitos trifásicos com seção dos condutores fase menor que 25mm<sup>2</sup>;
- d) Em circuitos trifásicos com a taxa da 3<sup>o</sup> harmônica e seus múltiplos for inferior a 33% e superior a 15%;

Apesar do exposto, em circuitos trifásicos com neutro, a seção do condutor neutro pode ser inferior à dos condutores da fase quando: as especificações do circuito não preveem a existência de harmônicas a uma taxa superior a 15%; haver o balanço de corrente entre as fases do circuito; e o condutor neutro for protegido contra sobrecorrentes. Para o dimensionamento do neutro nesses casos, a Tabela 48 da (ABNT, 2004) adaptada na Tabela 3.4, fornece a seção mínima reduzida do condutor neutro.

Em alguns casos, principalmente em circuitos caracterizados por uma presença mais significativa de correntes de 3<sup>a</sup> harmônica e seus múltiplos, pode ser necessário dimensionar uma seção do condutor neutro acima dos condutores da fase (ABNT, 2004).

Tabela 3.4 – Seção mínima do condutor neutro

<b>Seção dos condutores fase (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Seção mínima do condutor neutro (mm<sup>2</sup>)</b>
S ≤ 25	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Fonte: Adaptado de NBR 5410:2004.

No que se refere ao condutor de proteção, ou comumente chamado de condutor terra, o seu dimensionamento também pode ser feito com base na seção do condutor da fase, desde que o material de fabricação do condutor de proteção seja o mesmo do condutor fase. A Tabela 3.5 ilustra a seções mínimas do condutor de proteção.

Tabela 3.5 – Seção mínima do condutor de proteção em relação ao condutor da fase

<b>Seção dos condutores fase (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Seção mínima do condutor de proteção (mm<sup>2</sup>)</b>
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

Fonte: Adaptado da Tabela 58, NBR 5410:2004.

Vale ressaltar que é possível haver o compartilhamento do condutor de proteção entre os circuitos, ou seja, que apenas um condutor seja utilizado como proteção a mais de um circuito, desde que este esteja instalado no mesmo eletroduto que os condutores de fase, bem como a seção do condutor de proteção seja determinada com base na maior seção de fase à qual estará servindo como proteção.

### 3.4 – Determinação da seção dos eletrodutos

Eletroduto é um dos elementos de uma instalação elétrica cuja função principal é de abrigar os condutores, de maneira que seja possível realizar a passagem de condutores após a conclusão das obras de edificação. Os eletrodutos tem a função de proteger os condutores de choques, esforços mecânicos e de intempéries.

O dimensionamento da seção mínima do eletroduto baseia-se na taxa máxima de ocupação da área disponível no eletroduto, conforme a (ABNT, 2004). Ou seja, a soma das seções transversais de todos os condutores deve ser inferior a 53% da área útil transversal disponível no eletroduto no caso de apenas um condutor, 31% para dois condutores e 40% para três ou mais condutores.

Os trechos contínuos de eletrodutos, sem a interposição de caixas de passagem ou outros equipamentos, não devem ser superiores a 30 m para instalações externas ou 15 m para instalações internas às edificações, se os trechos forem retilíneos. Caso haja curvas, ambos os limites devem ser reduzidos a 3 m para cada curva de 90° (ABNT, 2004).

Ainda conforme a norma, todos os eletrodutos devem ser fabricados em materiais que não propagam chamas e comercializados com a finalidade específica de abrigar condutores nas condições de instalação requeridas (ABNT, 2004).

### 3.5 – Dimensionamento da proteção contra sobrecorrentes

Instalações elétricas em geral estão sujeitas à ocorrência de sobrecorrentes e, dependendo da finalidade do circuito, a ocorrência dessas situações possui uma frequência considerável. As sobrecorrentes são divididas em basicamente 2 tipos, que são as correntes de sobrecarga e as correntes de curto-circuito. Na maioria das vezes, a corrente de curto-circuito é de uma magnitude maior do que as correntes de sobrecarga (COTRIM, 2003).

As correntes de sobrecarga ocorrem sem que haja falha no circuito, isto é, ocorrência de contatos elétricos diretos não previstos. Essas correntes podem aparecer nas partidas de motores de indução, partida de lâmpadas incandescentes e de descargas. Sua ocorrência é considerada normal, desde que sua duração não se prolongue por um período de tempo muito grande, além de que, caso se prolongue provocará a diminuição da vida útil dos equipamentos do circuito e a sua integridade, conforme já mencionado anteriormente (COTRIM, 2003).

No que se refere às correntes de curto-circuito, estas ocorrem quando há a interação de partes sobre potenciais elétricos diferentes, com ou sem impedância, ocasionado por uma falha na isolação. Essas correntes em geral são de magnitude muito elevada e podem gerar grandes avarias nas instalações elétricas quando não são protegidas corretamente.

Diante da possibilidade da ocorrência dessas correntes, ressalta-se que os condutores carregados de um circuito devem ser munidos de dispositivos de proteção, de maneira que a proteção atue antes que essas correntes possam causar danos aos condutores e outros elementos do circuito. Além disso, a atuação da proteção possui o intuito de proteger os condutores, o que não garante a proteção dos equipamentos alimentados.

Um dispositivo de proteção corretamente dimensionado é aquele que não intervenha em correntes menores ou iguais a ampacidade do condutor, que acione em correntes de sobrecarga que permaneçam durante um período de tempo elevado e que execute o seccionamento de maneira rápida na ocorrência de correntes de curto-circuito (COTRIM, 2003).

Conforme o exposto, e em acordo com a (ABNT, 2004), os dispositivos capazes de realizar a proteção de sobrecorrentes e de curto-circuito são os disjuntores termomagnéticos, disjuntores equipados com fusíveis e os próprios fusíveis. Disjuntores termomagnéticos são

mais adequados na proteção de sobrecorrente e correntes de curto circuito não tão elevadas, enquanto que os fusíveis são mais eficientes na proteção de correntes de curto-circuito muito elevadas e menos adequados a proteção de correntes de sobrecarga (COTRIM, 2003).

A norma NBR 5410:2004 estabelece três condições básicas com o intuito de coordenar o dimensionamento dos dispositivos de proteção com o condutor do circuito. A primeira condição é de que a corrente de atuação da proteção seja maior ou igual a corrente de projeto calculada, conforme equação (3.14). Essa condição permite que a proteção não realize o seccionamento do circuito sob condições normais de operação.

$$I_B \leq I_N \quad (3.14)$$

Em que:

$I_B$  = Corrente de projeto calculada;

$I_N$  = Corrente nominal de atuação da proteção.

Além dessa condição, a segunda estabelece que a ampacidade do condutor não deve ser inferior a corrente de atuação da proteção, conforme equação (3.15).

$$I_N \leq I_Z \quad (3.15)$$

Onde  $I_Z$  é a corrente nominal máxima suportada pelo condutor.

Por último, o dispositivo de proteção deve atuar no tempo adequado na ocorrência de sobrecargas cuja corrente seja inferior a  $1,45I_Z$ , conforme ilustrado na equação (3.16) (ABNT, 2004).

$$I_2 \leq 1,45I_Z \quad (3.16)$$

$I_2$  é o valor da corrente convencional de atuação do disjuntor, ou de fusão para fusíveis. Esta corrente é a corrente suportável pelo dispositivo de proteção durante um período de tempo especificado conforme norma correspondente para cada dispositivo de proteção. A corrente  $I_2$  é em geral superior à corrente nominal do dispositivo de proteção (COTRIM, 2003).

Diante do exposto, um dispositivo de proteção estará corretamente dimensionado quando satisfazer às condições determinadas nas equações de (3.14) a (3.16).

### 3.6 – Dimensionamento da proteção contra surtos de tensão

Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS) são elementos de proteção responsáveis por mudar seu estado de alta resistência para uma resistência praticamente nula quando estão submetidas a tensões acima de um determinado valor (VILLALVA, 2015).

O DPS é utilizado em instalações elétricas para proteger equipamento na ocorrência de surtos de tensão, que é quando a tensão em um circuito varia muito rapidamente a valores elevados. O efeito da sua resistência interna, que varia com a tensão, é de fornecer um caminho de baixa resistência, desviando o surto elétrico para a terra.

De acordo com a (ABNT, 2004), a escolha do DPS deve seguir no mínimo os seguintes critérios:

- a) Nível de Proteção ( $U_p$ );
- b) Máxima Tensão de Operação Contínua ( $U_c$ );
- c) Corrente Nominal de Descarga ( $I_n$ ) e corrente de impulso ( $I_{imp}$ );
- d) Suportabilidade à corrente de curto-circuito.

O nível de proteção é relacionado a tensão que o dispositivo suporta sem que elimine o surto, ou seja, sem que o DPS atue. Nesse sentido, para instalações elétricas com tensão nominal 220/380 V o nível de proteção deve ser de até 2,5 kV ou 1,5 kV para tensão nominal 127/220 V (ABNT, 2004).

No que se refere à tensão máxima de operação, esta é a tensão presente entre os terminais do DPS de maneira que ele não tenha a sua funcionalidade comprometida ao longo do tempo. Essa tensão é dependente do esquema de aterramento da unidade, e deve ser superior ou igual aos valores da Tabela 3.6.

A corrente nominal de descarga e a corrente de impulso devem ser adequados a proteção desejada, os valores são especificados de maneira distinta para a proteção de descargas atmosféricas diretas na edificação ou para proteção de descargas atmosféricas na linha de alimentação e nas proximidades da edificação.

Visando atender as correntes de descarga e de impulso, os DPS's são classificados em Classe I, II e III. DPS de Classe I são destinados à proteção de descargas elétricas diretas,

enquanto que os de Classe II e III são para locais com menor incidência de descargas (VILLALVA, 2015), protegendo contra descargas indiretas.

Tabela 3.6 – Tensões mínimas de operação contínua para cada esquema de aterramento.

DPS conectado entre				Esquema de Aterramento		
Fase	Neutro	PE	PEN	TT	TN-C	TN-S
X	X			1.1 U <sub>o</sub>		1.1 U <sub>o</sub>
X		X		1.1 U <sub>o</sub>		1.1 U <sub>o</sub>
X			X		1.1 U <sub>o</sub>	
	X	X		1.1 U <sub>o</sub>		1.1 U <sub>o</sub>

Notas:

1. Ausência de indicação significa que a conexão considerada não se aplica ao esquema de aterramento.
2. U<sub>o</sub> é a tensão entre fase e neutro.
3. Os valores adequados da tensão de operação contínua do DPS podem ser significativamente superiores aos valores mínimos da tabela.

Fonte: Adaptado de NBR 5410:2004

Além disso, na possibilidade de ocorrência de falha do DPS, este deve suportar a corrente de curto circuito esperada no local da instalação durante o período em que a proteção contra sobrecorrentes ainda não atuou (ABNT, 2004). Ou seja, atendendo-se aos critérios mencionados, é possível determinar corretamente o DPS necessário para a proteção desejada para as instalações elétricas.

### 3.7 – Dimensionamento de condutores e proteção para sistemas fotovoltaicos

Em sistemas fotovoltaicos existem algumas particularidades no que se refere ao dimensionamento de condutores e cálculos de queda de tensão. Mas, assim como outras instalações elétricas de baixa tensão, as instalações fotovoltaicas também devem seguir as normativas da (ABNT, 2004).

No que se refere ao dimensionamento dos condutores de sistemas fotovoltaicos, estes podem ser divididos em duas partes: o dimensionamento da parte em corrente contínua e o dimensionamento da parte em corrente alternada.

Para o dimensionamento dos condutores no trecho de corrente contínua, segue-se o mesmo critério e formulações apresentado nos itens de 3.3.1 a 3.3.3, porém com algumas considerações adicionais. Primeiramente, os condutores devem ter isolamento necessária para suportar a tensão de circuito aberto dos módulos na temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$ , que é a temperatura em que o módulo apresenta a maior tensão (SPADUTO; MELO; CARVALHO; FREITAS, 2015).

Conforme norma vigente para sistemas fotovoltaicos IEC 60364-7-712, na qual estabelece que o condutor dimensionado para cada *string* ou fileira deve suportar um valor de 1,25 vezes a corrente de curto-circuito da *string* para a temperatura de  $80^{\circ}\text{C}$ , além de uma tolerância adicional de 10% para o caso de faltas à terra ou curto-circuito entre os pólos (ABNT, 2004). Ou seja, a corrente de projeto  $I_B$  da equação (3.9) deve ser calculada conforme a equação (3.17)

$$I_B = 1,35I_{CC} \quad (3.17)$$

Onde:

$I_{CC}$  = Corrente de curto-circuito da fileira em  $80^{\circ}\text{C}$ .

Vale ressaltar que a corrente  $I_B$  determinada a partir da equação (3.17) deve ainda ter os seus fatores de correção aplicados para o critério da capacidade de condução de corrente, conforme explicado no item 3.3.2.

De maneira alternativa, pode-se dimensionar o condutor com base na proteção contra sobrecorrentes instalado em cada fileira. Para isso a corrente determinada conforme equação (3.16) deve ser menor ou igual à corrente nominal do dispositivo de proteção e, além disso, o condutor deve ser capaz de suportar uma corrente maior ou igual a corrente nominal do dispositivo de proteção, conforme ilustra a equação (3.18) (MELO, 2014)

$$1,35I_{CC} \leq I_N \leq I_Z \quad (3.18)$$

Em que:

$I_N$  = Corrente nominal do dispositivo de proteção; e

$I_Z$  = Corrente máxima admissível no condutor.

Além disso, a corrente máxima admissível no condutor não deve ser superior a corrente de não fusão do dispositivo de proteção, da mesma forma que a corrente de não fusão não pode ser maior que 1,15 vezes a capacidade de condução do condutor dimensionado, conforme ilustra a equação (3.19) (MELO, 2014).

$$I_Z \leq I_{nf} \leq 1,15I_Z \quad (3.19)$$

Onde:

$I_{nf}$  = Corrente de não fusão do dispositivo de proteção.

Ressalta-se que as equações (3.18) e (3.19) fornecem condições suficientes para o dimensionamento tanto dos condutores como para a dispositivos de proteção contra sobrecorrentes para as fileiras do gerador. Ainda assim, é importante salientar que os dispositivos de proteção contra sobrecorrentes devem ser para o uso específico em corrente contínua.

No que se refere ao circuito de corrente alternada, o dimensionamento de condutores deve ser realizado conforme os critérios apresentados nos itens de 3.3.1 a 3.3.3, enquanto que a proteção conforme o item 3.5. A particularidade a ser observada é que a corrente de projeto  $I_B$  nestas situações deverá ser determinada a partir a corrente máxima de saída do inversor.

Sistemas fotovoltaicos com até duas *strings* conectadas em paralelo não é necessária a proteção contra sobrecorrentes, porém, caso o sistema seja constituído por mais de duas *strings*, deverá ser dimensionado e instalado fusíveis de proteção (IEC, 2002).

Além disso, deverá ser instalado um dispositivo de interrupção automático acionado por proteção ou por comando tanto em minigeração ou microgeração distribuída, geralmente feita por disjuntores (ANEEL, 2016b). Porém, nos casos em que o inversor já possui essa proteção inclusa, é desnecessária a instalação de outro dispositivo.

No que se refere à proteção contra surtos, a ENEL Distribuição Goiás determina a instalação de DPS tanto na parte de corrente contínua quanto na parte de corrente alternada (CELG DISTRIBUIÇÃO, 2016a). Para a parte contínua, a maioria dos inversores comerciais possui proteção no lado de corrente contínua incluída, sendo desnecessário a instalação desses dispositivos, exceto no lado de corrente alternada. É recomendado a utilização de DPS Classe II em sistemas fotovoltaicos, sendo, portanto, necessário especificar as outras variáveis necessárias, conforme exposto no item 3.6 (IEC, 2002).

A queda de tensão para circuitos terminais é limitada a 4% (ABNT, 2004). Porém, recomenda-se uma queda de tensão máxima de 3% entre o ponto de instalação do sistema e o padrão de entrada onde o sistema será interligado (CELG DISTRIBUIÇÃO, 2016a)

### 3.8 – Aterramento

O aterramento elétrico proporciona uma referência comum para as tensões do sistema e não foi construído para servir de retorno das correntes de desequilíbrio entre fases. Entretanto, o desconhecimento das técnicas para realizar um aterramento eficiente ocasiona uma deterioração de equipamentos, ou em casos mais graves, o choque elétrico nos operadores de tais equipamentos.

Sistemas fotovoltaicos (SF) são capazes de produzir tensões e correntes perigosas ao longo dos anos da sua operação. Assim, a fim de garantir a segurança do público e dos operadores de SF, assuntos relacionados ao aterramento de SF ganharam destaque no setor elétrico. Além disso, como os equipamentos utilizados nos sistemas de geração fotovoltaica são caros, é necessário protegê-los contra descargas atmosféricas e outros fenômenos (ASSAIFE, 2013).

Qualquer sistema elétrico está sujeito a condições de defeito, aos efeitos da exposição ao meio ambiente, como a deterioração das conexões elétricas e das instalações, a correntes de fuga, a dispositivos de proteção inadequados e a outros tipos de problemas que podem ser contornados ou evitados através de um aterramento qualificado, diminuindo os riscos de choques e de incêndio (MAMEDE FILHO, 2007).

O aterramento elétrico possui três funções principais: proteger o usuário e o equipamento das descargas atmosféricas, através da viabilização de um caminho alternativo para a terra; “descarregar” cargas estáticas acumuladas nas carcaças dos dispositivos para a terra; e facilitar o funcionamento dos dispositivos de proteção (fusíveis, disjuntores, entre outros), através da corrente desviada para a terra.

#### 3.8.1 – Diferença entre condutor terra e condutor neutro

A alimentação da rede elétrica da distribuidora para unidade consumidora consiste na disponibilização de condutores fase e do condutor neutro. Essa ligação é estabelecida somente

quando a caixa de entrada de fornecimento de energia ao poste externo estiver com uma haste de aterramento padrão dentro do ambiente do usuário (CAPELLI, 2018).

O terminal neutro da distribuidora de energia elétrica, idealmente, deve ter potencial igual a zero volt em referência ao potencial da terra. Contudo, devido ao desbalanceamento das cargas nas fases do transformador de distribuição, é comum esse terminal assumir potenciais diferentes de zero. O desbalanceamento de fases ocorre quando se tem consumidores com necessidades de potências muito distintas, ligadas em uma mesma fase. Por exemplo, um transformador que alimenta quadras residenciais e outro para um supermercado (CAPELLI, 2018).

Pelo exposto, a diferença entre terra e neutro está na circulação de corrente. Enquanto que em condições normais de operação pelo condutor neutro há corrente circulando, pelo condutor terra não há. A corrente que circula pelo condutor terra normalmente é transitória, isto é, por exemplo, o desvio em um determinado período de uma descarga atmosférica para a terra (CELG DISTRIBUIÇÃO, 2016<sup>a</sup>). O fio terra será identificado pelas letras PE e deve ser de cor verde ou verde-amarela, enquanto que o condutor neutro deve ser de cor azul claro (ABNT, 2004).

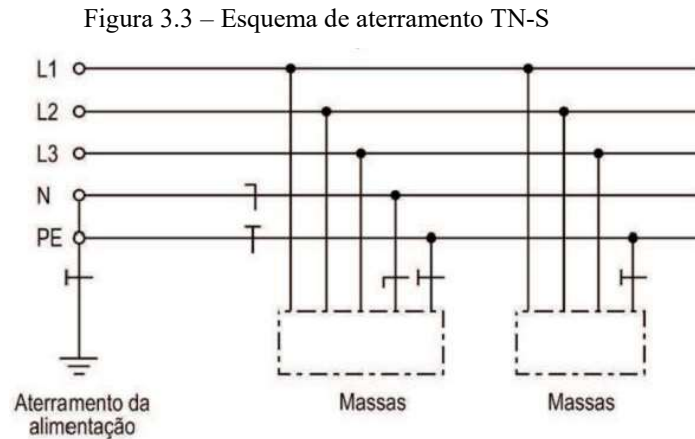
### **3.8.2 – Tipos de aterramento**

Para classificar os esquemas de aterramento das instalações segundo a (ABNT, 2004), utiliza-se a primeira letra para a situação da alimentação em relação à terra, a segunda letra para situação das massas (cargas) em relação à terra e, outras letras para a disposição do condutor neutro e do condutor de proteção.

Na primeira letra, “T” significa um ponto diretamente aterrado, enquanto que a letra “I” significa isolamento de todas as partes vivas em relação à terra ou aterramento de um ponto através de uma impedância. Já para a segunda letra, “T” diz respeito as massas diretamente aterradas, independentemente do aterramento eventual de um ponto de alimentação e “N” para massas ligadas diretamente ao ponto de alimentação aterrado (ABNT, 2004).

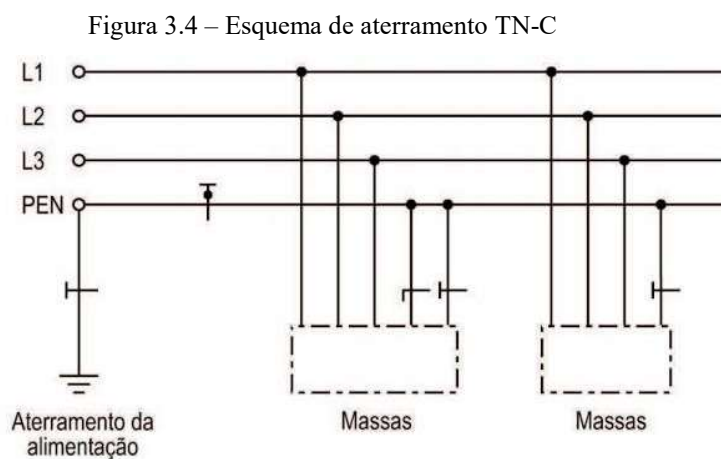
Pelo que foi mencionado quando utilizado outras letras eventuais, a letra “S” faz menção a funções de neutro e de proteção asseguradas por condutores distintos e a letra “C” funções de neutro e de proteção combinadas em um único condutor, também chamado de PEN (condutor responsável pela equipotencialização do sistema).

Existem três esquemas de aterramento que são comumente utilizados (ABNT, 2004). Estes são: TN-S (Figura 3.3), TN-C (Figura 3.4) e TT (Figura 3.5). Os esquemas de aterramento TN-S possuem no secundário de um transformador ligado em Y o condutor neutro aterrado, sendo esse condutor levado até a carga e outro condutor identificado como PE é utilizado como fio terra, o qual é conectado à carcaça (massa) do equipamento (MAMEDE FILHO, 2007).



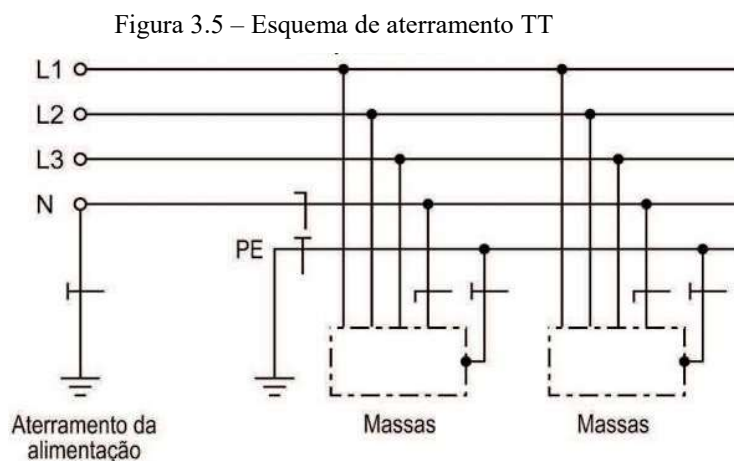
Fonte: (ABNT, 2004).

No sistema TN-C o condutor neutro é aterrado na entrada e conectado ao neutro e à massa do equipamento. Embora normalizado, esse sistema é pouco utilizado já que o fio terra e o neutro são constituídos pelo mesmo condutor.



Fonte: (ABNT, 2004).

No esquema de aterramento TT o neutro é aterrado logo na entrada e segue como neutro até a carga. A massa do equipamento é aterrada com uma haste própria, independente da haste de aterramento do neutro (MAMEDE FILHO, 2007).



Fonte: (ABNT, 2004).

### 3.9 – Aterramento de sistemas fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico é definido como um sistema aterrado quando um dos condutores do circuito de corrente contínua (CC), positivo ou negativo, está ligado ao sistema de aterramento. Essa ligação é feita, na maioria das vezes, através do dispositivo de “proteção de falta à terra” que existe nos inversores. Estes dispositivos, na presença de um curto-circuito, atuam com o intuito de evitar danos aos equipamentos e pessoas pela condução da corrente através da conexão entre o condutor aterrado e o sistema de aterramento de proteção (CELG DISTRIBUIÇÃO, 2016a).

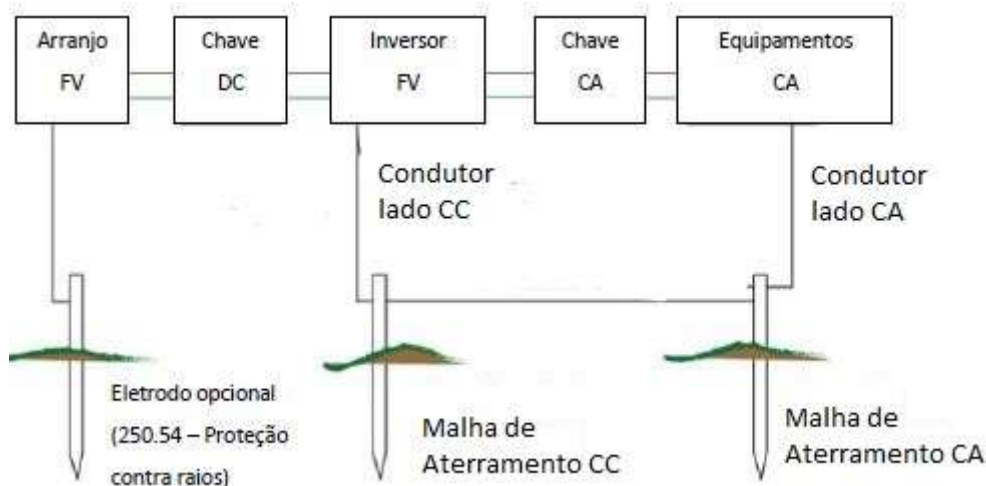
Além disso, a entrada CC e a saída CA nos inversores devem possuir terminais, fios ou outras disposições para aceitar condutores de aterramento dos equipamentos. Dessa forma, para que o inversor seja aterrado é requerido que tenha no mínimo três terminais disponíveis e que eles estejam eletricamente conectados entre si, juntamente com a carcaça do equipamento em um barramento de equipotencialização apropriado no próprio inversor (ASSAIFE, 2013).

Segundo a fonte mencionada: “sistemas fotovoltaicos com circuitos CC e CA sem conexão direta entre o condutor aterrado de cada circuito devem ter um sistema de aterramento do lado CC. O sistema CC de ligação a terra deve estar conectado ao sistema CA de aterramento através de um dos três métodos apresentados a seguir”.

No primeiro método (Figura 3.6), uma malha de aterramento deve ser instalada no lado CC a qual deve ser conectada através de um condutor CC a malha de aterramento do lado CA.

Os condutores ligados a malha de aterramento do lado CC e as conexões para a malha CA não devem ser utilizados como um substituto para a proteção exigida no lado CA.

Figura 3.6 – Método 1 de aterramento para sistemas fotovoltaicos



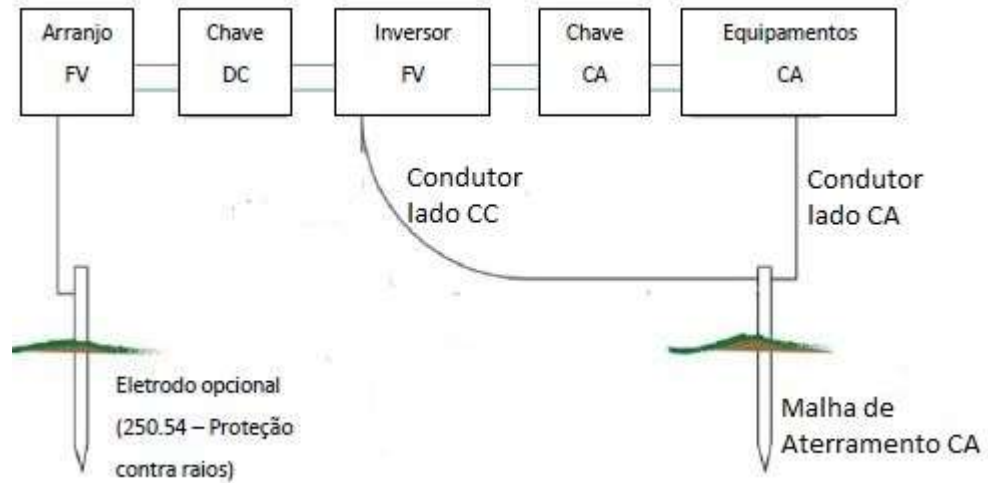
Fonte: Adaptado de (ASSAIFE, 2013).

No segundo método (Figura 3.7), um condutor de aterramento do lado CC deve sair diretamente do aterramento do inversor e ser ligado a malha de aterramento CA. Caso não haja a possibilidade de se ligar diretamente na malha de aterramento do lado CA deve-se conectar o condutor CC ao condutor do lado CA. Este condutor de aterramento não pode ser utilizado a fim de substituir qualquer necessidade de uma malha de aterramento para proteção no lado CA.

No terceiro método (Figura 3.8), o condutor da malha de aterramento do lado CC estará combinado com o condutor do lado CA de aterramento de proteção. O condutor, que não pode estar conectado devido a suas características físicas, deverá sair do aterramento do inversor, passar pelo circuito CA e ser conectado a barra de aterramento do lado CA.

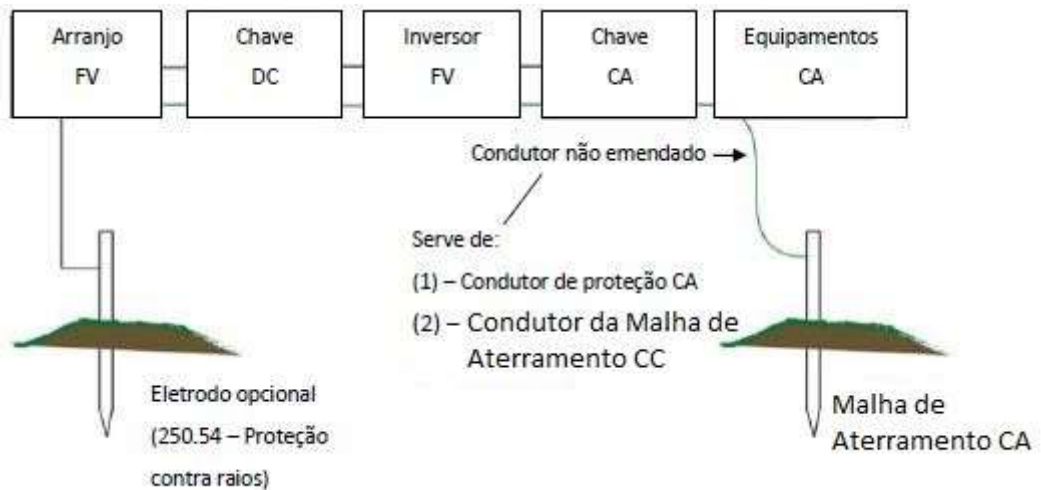
Os métodos apresentados possuem vantagens e desvantagens. Nesse sentido, no método 1 há a vantagem de se encaminhar surtos provocados por descargas atmosféricas que atingem o gerador fotovoltaico e picos de correntes de uma forma mais direta à terra. Entretanto, o custo de implantação da malha de aterramento CC deve ser considerado, já que está presente apenas neste método de aterramento.

Figura 3.7 – Método 2 de aterramento para sistemas fotovoltaicos



Fonte: Adaptado de (ASSAIFE, 2013).

Figura 3.8 - Método 3 de aterramento para sistemas fotovoltaicos



Fonte: Adaptado de (ASSAIFE, 2013).

Pelo que foi mencionado, o método 2 utiliza menos componentes do que o primeiro método, o que estabelece um menor custo de instalação, além de conduzir também os surtos de maneira efetiva para a terra sem passar pelos equipamentos de corrente alternada.

Por último, mas não menos importante, como o método 3 combina os condutores do lado CA e do lado CC, há uma economia nos materiais, porém qualquer surto será conduzido do ponto onde ocorrer a descarga atmosférica até a malha de aterramento podendo gerar avarias.

## Capítulo 4:

### Estudo de viabilidade econômica

#### 4.1 – Indicadores de viabilidade econômica

O uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede torna-se cada vez mais usual visto que é uma tecnologia que resulta em economia aos custos com energia elétrica dos consumidores com a utilização do sistema de compensação de energia. Junto com a queda dos preços dos equipamentos e utensílios utilizados em sistemas fotovoltaicos houve uma significativa alteração na viabilidade econômica que possibilita, cada vez mais, a instalação de novos sistemas fotovoltaicos.

Pelo exposto, esta questão deve ser melhor estudada a partir de critérios de decisão da análise e avaliação de investimentos de capital para provar que o sistema de geração de energia utilizado é rentável e viável. Diante disso, um estudo de viabilidade econômica tem como objetivo analisar o fluxo de caixa de um determinado investimento e, então, estimar os benefícios que ele irá produzir em um horizonte de planejamento definido.

Para isso deve-se utilizar alguns indicadores econômicos como: valor presente líquido (VPL); valor presente líquido anualizado (VPLa); taxa interna de retorno (TIR); *payback*; e taxa mínima de atratividade (TMA), que mostram a evolução do investimento que se pretende realizar.

##### 4.1.1 – Taxa mínima de atratividade (TMA)

A taxa mínima de atratividade é uma taxa de juros disponível no mercado financeiro que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que se propõe a pagar quando faz um financiamento (CLEMENTE; SOUZA, 2008). Com isso, a importância da TMA se faz por ser capaz de evidenciar os riscos e mostrar a possibilidade de baixa taxa de retorno de maneira que o investidor possa avaliar a atratividade de um investimento.

Esta taxa não possui fórmula para o seu cálculo, porém alguns critérios são estabelecidos para serem analisados. Pelo que foi mencionado os critérios a serem analisados são: custo de oportunidade, rentabilidade, grau de risco e segurança de aplicação, liquidez,

cenário local do investimento e inflação (CLEMENTE; SOUZA, 2008). Dos critérios mencionados, destacam-se, por ter maior relevância, o custo de oportunidade, o grau de risco e segurança de aplicação e a liquidez que serão melhores explicados.

O custo de oportunidade refere-se a tomada de decisões por parte do investidor na escolha de um investimento em relação a outro. Essa tomada de decisões a partir de informações financeiras ocasiona em uma escolha de qual oportunidade de investimento aparenta ter interesses mais alinhados ao do investidor, o que, por consequência, ocasiona na exclusão de outros investimentos (CAMARGO, 2018).

A exemplo de custo de oportunidade tem-se a escolha por um maior tempo de especialização acadêmica do que se inserir no mercado de forma prévia. Este exemplo serve de comparativo devido ao sujeito que optar por ter uma melhor especialização pode ser que tenha uma oportunidade de trabalho melhor do que aquele que se inseriu antes no mercado com o decorrer dos anos.

É oportuno mencionar que o grau de risco indica que a escolha por um investimento com maior risco pode trazer maiores remunerações, já que um investimento com o risco menor geralmente possui remuneração mais baixa (CAMARGO, 2018). Tem-se como exemplo a comparação entre títulos de renda fixa e fundos de ações. Sendo que os fundos de ações geralmente possuem uma rentabilidade superior aos títulos de renda fixa, mas ao custo de um maior risco agregado.

Por último, não menos importante, a liquidez é a representação da capacidade ou da velocidade em que se sai de uma posição no mercado para assumir outra, ou seja, é a medida em que se transforma o investimento em dinheiro a ser retirado pelo investidor (CAMARGO, 2018).

#### **4.1.2 – Valor Presente Líquido (VPL) e *payback***

Em um estudo de viabilidade econômica o valor presente líquido contempla as projeções de fluxo de caixa futuros trazidos para o valor do presente momento, descontando-se os juros e o capital inicial (CLEMENTE; SOUZA, 2008). O estudo desse indicador financeiro é justificado pela necessidade de ajuste da incerteza de quanto um valor monetário valerá com o tempo, visto que, em geral, no Brasil o dinheiro desvaloriza-se, além de que é necessário saber se o investimento apresenta retorno financeiro maior do que se tivesse investido todo o montante em um investimento com a mesma rentabilidade da taxa mínima de atratividade.

O VPL é calculado através de uma fórmula matemática-financeira, representada conforme equação (4.1), que utiliza uma série de pagamentos futuros descontando uma taxa de custo de capital estipulada (CLEMENTE; SOUZA, 2008). Caso o VPL apresente valor acima de zero, pode-se concluir que o investimento terá um retorno maior do que o custo de capital, porém somente essa análise não é conclusiva quanto a verificação se o projeto é atrativo ou não. Dessa forma, deve-se utilizar outros métodos além do VPL para a decisão de se aplicar em um investimento.

É importante mencionar que o valor utilizado na taxa de desconto é bastante significativo, pois através dele é feito o comparativo se o valor que você ganharia se tivesse investido o dinheiro em uma aplicação segura, como os títulos do governo, não seriam mais rentáveis (CLEMENTE; SOUZA, 2008). Para isso geralmente utiliza-se a taxa Selic que é a taxa básica de juros da economia como um comparativo inicial.

$$VPL = \sum_0^n Fn(1 + i)^{-n} \quad (4.1)$$

Onde:

$VPL$  = valor presente líquido;

$F_n$  = cada um dos diversos valores envolvidos no fluxo de caixa e que ocorrem em  $n$  períodos;

$n$  = número de períodos envolvidos em cada elemento da série de receitas e dispêndios do fluxo de caixa;

$i$  = taxa de juros comparativa ou taxa mínima de atratividade ou taxa de desconto.

O *payback* é o indicador financeiro que apresenta o número de períodos necessários para que se tenha o retorno do investimento a partir de um fluxo de caixa, ou seja, é o instante no horizonte de planejamento em que o VPL apresenta valor maior ou igual a zero (ÁVILA, 2018).

#### 4.1.3 – Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa)

Com o intuito de se analisar investimentos de longo prazo e conhecer o retorno real de um investimento, tem-se o VPLa. Ele é caracterizado por transformar o VPL em uma série

uniforme de pagamentos anuais equivalentes, o que faz com que o investidor possa ter uma representação da expectativa de ganho em um investimento (ÁVILA, 2018).

Este método apresenta vantagem em relação ao VPL por permitir comparação para projetos com horizontes de planejamento distintos e, também, por permitir uma melhor avaliação da magnitude do ganho para efeito de classificação (CLEMENTE; SOUZA, 2008). Para o cálculo de VPLa utiliza-se a equação (4.2).

$$VPLa = VPL * \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (4.2)$$

#### 4.1.4 – Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno também conhecido como taxa de retorno de um fluxo de caixa descontado é o indicador financeiro que indica a rentabilidade de um investimento. É, também, utilizado para se calcular uma taxa de desconto em que o fluxo de caixa teria o seu VPL igual a zero (CLEMENTE; SOUZA, 2008). Dessa forma, o valor de TIR pode ser calculado pela equação (4.3) utilizando-se fluxo de caixa líquido no momento ( $FC_n$ ) em determinada duração de projeto ( $l$ ).

$$TIR = \sum_{n=0}^l \frac{FC_n}{(1 + i)^n} \quad (4.3)$$

A partir da equação (4.3), pode-se fazer algumas conclusões a respeito da TIR. Em caso do valor da TIR ser maior do que a TMA utilizada, significa que o projeto possui lucro acima do que o investidor deseja. Em contrapartida, se a TIR apresentar valor inferior a TMA utilizada, tem-se que há um lucro menor do que o lucro que o investidor deseja obter. Desse modo, caso a TIR for igual a TMA, o projeto dispõe de lucro igual à taxa mínima.

## Capítulo 5:

### Resultados

#### 5.1 – Projeto da usina solar fotovoltaica

Para cumprimento do propósito deste trabalho, elaborou-se um projeto de uma usina fotovoltaica com estrutura no solo, localizada na cidade de Nova Veneza, Goiás. O objetivo dessa usina será de atender a um consumidor denominado aqui de consumidor “X”, cujo consumo no período de um ano está exposto na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Consumo total das unidades consumidoras de “X” em kWh

<b>MÊS/ANO</b>	<b>Consumo da UC (kWh)</b>
<b>Out/2018</b>	21.840,00
<b>Set/2018</b>	21.280,00
<b>Ago/2018</b>	15.920,00
<b>Jul/2018</b>	22.480,00
<b>Jun/2018</b>	21.440,00
<b>Mai/2018</b>	21.200,00
<b>Abr/2018</b>	13.600,00
<b>Mar/2018</b>	14.240,00
<b>Fev/2018</b>	18.871,12
<b>Jan/2018</b>	14.524,44
<b>Dez/2018</b>	14.524,44
<b>Nov/2017</b>	17.680,00
<b>Total</b>	<b>217.600,00</b>

Nota: Taxa de disponibilidade de 100 kWh/mês

Fonte: Próprios Autores.

Na Tabela 5.1, observa-se um consumo total de 217,60 MWh por ano medido na UC. Neste valor deve-se descontar a taxa de disponibilidade que por ser ligação trifásica é 100 kWh/mês. Sendo gerada ou não, a taxa de disponibilidade será cobrada mensalmente na

conta de energia. Com isso, o gerador fotovoltaico terá de entregar à rede um total de 216,40 MWh por ano para poder suprir totalmente o consumo de energia dessa UC.

Para esse projeto foi realizado uma simulação utilizando o *software* PVsyst, conforme Apêndice A. Nesta simulação foram consideradas 18 *strings* constituído por 19 módulos cada, sendo divididas em dois conjuntos de 9 *strings* e cada conjunto conectado em dois inversores. Os módulos considerados foram do modelo KuMax-CS3U-355WP da marca Canadian Solar com potência de 355 Wp e os inversores do modelo TRIO-TM-50.0-400 com potência de 50 kW da fabricante ABB.

Devido à estrutura de sustentação no solo tem-se uma inclinação dos painéis de 16° e azimute do local com valor de -1°. Diante dessas considerações, obteve-se através da simulação uma geração total de 207,78 MWh por ano, com valores de taxa de performance de 83,47% e um total de horas de sol pleno, já ajustadas ao plano inclinado, de 2050,4 horas por ano.

A partir dos parâmetros citados e do consumo anual de 216,40 MWh, utilizou-se da equação (3.5) para obter a potência do gerador que seria necessária para suprir 100% do consumo da UC. Mediante a estes cálculos estima-se que um sistema com potência de 126,44 kWp seria capaz de gerar a quantidade de energia mencionada.

Apesar do sistema ideal estimado ser de 126,44 kWp nem sempre é possível atingir esse valor de potência de pico, já que nesses cálculos iniciais ainda não foram considerados outros aspectos técnicos tais como a subdivisão de *strings*, tensão máxima e corrente máxima admissíveis pelos inversores, que serão realizadas nos itens seguintes.

### **5.1.1 – Dimensionamento dos módulos e inversores**

A partir de orçamentos realizados no mês de outubro de 2018, apresentados na Tabela 5.2, escolheu-se o módulo KuMax-CS3U-355WP da marca Canadian Solar com potência de 355 Wp, cujo *datasheet* é apresentado no Anexo II, devido este apresentar o melhor custo por potência de pico e maior eficiência. É importante mencionar que os preços destes módulos variam com a quantidade disponível em estoque e com a cotação do dólar no período.

Após a escolha do módulo e com a análise da potência de pico necessária para o consumidor “X” dimensionou-se um sistema de 121,41 kWp, cujo arranjo está descrito na seção anterior.

Tabela 5.2 – Orçamentos de módulos fotovoltaicos

Modelo	Potência (Wp)	Custo (R\$)	Eficiência (%)	Custo/Potência (R\$/Wp)
KuMax-CS3U-335P	335	604,85	16,89	1,81
KuMax-CS3U-340P	340	653,25	17,14	1,92
KuMax-CS3U-355P	355	565,79	17,89	1,59

Fonte: Adaptado dos *datasheets* dos módulos.

Como o inversor escolhido possui 3 MPPT's, serão conectadas 3 *strings* por MPPT para que suas potências sejam uniformemente distribuídas. Dessa forma, a escolha das 3 *strings* com 19 módulos cada justifica-se por apresentarem uma corrente de curto-circuito em 80° C de 29,85 A e tensão de circuito aberto em -10° C de 979,45 V, que está em conformidade devido a corrente máxima permissível para cada MPPT ser de 36 A e a tensão máxima admissível de 1000 V.

Além disso, a quantidade estabelecida de 57 módulos resulta em uma potência de 20,24 kW para cada MPPT, o que está em conformidade com as características técnicas do inversor considerando os limites do fator de dimensionamento dos inversores, conforme elucidado na seção 3.1.5.

Com o intuito de se enquadrar na modalidade Optante B, e conseqüentemente não se pagar por demanda contratada, conforme Resolução Normativa Nº 414 da ANEEL, o transformador do local de implantação não pode ter potência maior que 112,5 kVA da mesma forma que a soma das potências dos inversores não pode ser superior a potência do transformador. Dessa forma, UC da usina não estará sujeita a pagar por demanda contratada em virtude dos inversores escolhidos, característica da tarifação binômia.

### 5.1.2 – Dimensionamento dos condutores do circuito de corrente contínua

O dimensionamento dos condutores que irão interligar os módulos ao inversor, isto é, a parte de corrente contínua da usina, inicia-se com a escolha de condutores que sejam capazes de isolar a Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ ) das *strings*. O cálculo da tensão de circuito aberto das *strings* é feito conforme a equação (5.1).

$$V_{oc} = n * V_{ocp} \quad (5.1)$$

Em que:

$n$  = Número de módulos associados em série;

$V_{ocp}$  = Tensão de circuito aberto de cada módulo em  $-10^\circ\text{C}$ .

A tensão de circuito aberto de cada módulo, conforme informações do seu *datasheet*, é de 46,80 V em  $25^\circ\text{C}$ , que usando o seu coeficiente de temperatura de  $-0,29\%/^\circ\text{C}$ , obtém-se a tensão de 51,55 V em  $-10^\circ\text{C}$ , além disso, as *strings* são formadas pela associação em série de 19 módulos, gerando uma tensão de circuito aberto igual a 979,45 V. Diante disso, escolhe-se os cabos EXZHELLENT SOLAR da fabricante General Cable, cuja tensão de isolamento máxima é de 1,8 kV, ou seja, superior aos 979,45 V necessários.

No que se refere ao critério de ampacidade, utilizando-se a equação (3.17), tendo uma corrente de curto-circuito igual 9,59 A em  $25^\circ\text{C}$ , que usando o coeficiente de temperatura fornecido pelo *datasheet* do módulo de  $0,05\%/^\circ\text{C}$  obtém-se a 9,85 A em  $80^\circ\text{C}$ , a corrente de projeto  $I_B$  obtida é de 13,30 A. Contudo, ainda é necessário aplicar os fatores de correção pertinentes.

Para o local de instalação considera-se uma temperatura ambiente de  $50^\circ\text{C}$ , cujo fator de correção aplicável, conforme Tabela 40 da (ABNT, 2004), é igual a 0,76. Além disso, há um agrupamento de 10 circuitos no mesmo eletroduto, o que fornece um fator de correção de 0,5, conforme Tabela 42 da NBR 5410:2004. Com essas informações e utilizando-se da equação (3.10) é possível obter a corrente de projeto corrigida, conforme ilustrado na equação (5.2).

$$I'_B = \frac{13,30}{0,76 * 0,5} = 35,00 \text{ A} \quad (5.2)$$

Munido da corrente de projeto corrigida igual a 35 A, e sabendo que a instalação dos condutores será em eletroduto enterrado no solo, obtém-se o Método de Referência D da (ABNT, 2004) sendo, portanto, necessária uma seção mínima de  $4 \text{ mm}^2$  para os condutores. Apesar disso, sabe-se que os condutores instalados pelo fabricante nos módulos possuem seção igual a  $6 \text{ mm}^2$ , adota-se então essa seção como sendo a mínima aceita no projeto.

Para o cálculo da queda de tensão, considera-se a corrente que o circuito irá conduzir como sendo a corrente de curto-circuito do arranjo na temperatura de  $80^\circ\text{C}$ , que é igual a 9,85 A, conforme exposto anteriormente.

No que se refere à tensão nominal do circuito, utiliza-se da tensão mínima de operação do inversor que é igual a 300 V, conforme *datasheet*. Além disso, é necessário ainda obter o

coeficiente de queda de tensão, que para o condutor considerado é de 9,445 V/A.km e 5,433 V/A.km para o cabo de 6 mm<sup>2</sup> e 10 mm<sup>2</sup> respectivamente.

As distâncias de cada uma das *strings* aos inversores estão ilustradas no diagrama unifilar e podem ser verificadas nas pranchas 1 e 2 presentes no apêndice B e C. Com essas informações, e utilizando-se das equações (3.12) e (3.13), obtém-se as quedas de tensão para o sistema pertinente aos inversores 1 e 2, apresentado nas tabelas 5.3 e 5.4 respectivamente. Vale ressaltar que foram consideradas as quedas de tensão máxima de 3%, sendo 1,5% para o circuito de corrente contínua e 1,5% para o circuito de corrente alternada, conforme item 3.7.

Pelo exposto nas tabelas 5.3 e 5.4, verifica-se que o critério de queda de tensão indicou que os condutores das *strings* 1, 8, 9 do Sistema 1, e as *strings* 10,11 e 18 do Sistema 2 fossem de no mínimo de 10 mm<sup>2</sup>, enquanto que todas as outras *strings* podem ter as suas seções mantidas em 6 mm<sup>2</sup>.

Tabela 5.3 – Queda de tensão por trecho (em CC) para o Sistema 1

Origem	Destino	Coef. Queda		Dist.	Corrente	Tensão	Trecho
		A	B	C	D	E	$((2 \times B \times C \times D) / E) \times 100$
		Cabo	V/Axkm	(km)	(A)	(V)	(%)
<b>String 1</b>	Inversor 1	10	5,433	0,0322	9,85	300	<b>1,15</b>
<b>String 2</b>	Inversor 1	06	9,445	0,0233	9,85	300	<b>1,44</b>
<b>String 3</b>	Inversor 1	06	9,445	0,0176	9,85	300	<b>1,09</b>
<b>String 4</b>	Inversor 1	06	9,445	0,0077	9,85	300	<b>0,48</b>
<b>String 5</b>	Inversor 1	06	9,445	0,0077	9,85	300	<b>0,48</b>
<b>String 6</b>	Inversor 1	06	9,445	0,0053	9,85	300	<b>0,33</b>
<b>String 7</b>	Inversor 1	06	9,445	0,0180	9,85	300	<b>1,17</b>
<b>String 8</b>	Inversor 1	10	5,433	0,0180	9,85	300	<b>0,64</b>
<b>String 9</b>	Inversor 1	10	5,433	0,0360	9,85	300	<b>1,28</b>

Fonte: Próprios autores.

Tabela 5.4 – Queda de tensão por trecho (em CC) para o Sistema 2

Origem	Destino	Coef. Queda		Dist.	Corrente	Tensão	Trecho
		A	B	C	D	E	$((2 \times B \times C \times D) / E) \times 100$
		Cabo	V/Axkm	(km)	(A)	(V)	(%)
<b>String 10</b>	Inversor 2	10	5,433	0,0413	9,85	300	<b>1,48</b>
<b>String 11</b>	Inversor 2	10	5,433	0,0252	9,85	300	<b>0,90</b>
<b>String 12</b>	Inversor 2	06	9,445	0,0180	9,85	300	<b>1,12</b>
<b>String 13</b>	Inversor 2	06	9,445	0,0053	9,85	300	<b>0,33</b>
<b>String 14</b>	Inversor 2	06	9,445	0,0077	9,85	300	<b>0,48</b>
<b>String 15</b>	Inversor 2	06	9,445	0,0077	9,85	300	<b>0,48</b>
<b>String 16</b>	Inversor 2	06	9,445	0,0126	9,85	300	<b>0,78</b>
<b>String 17</b>	Inversor 2	06	9,445	0,0233	9,85	300	<b>1,44</b>
<b>String 18</b>	Inversor 2	10	5,433	0,0322	9,85	300	<b>1,14</b>

Fonte: Próprios autores.

### 5.1.3 – Dimensionamento dos condutores do circuito de corrente alternada

O dimensionamento dos condutores do circuito de corrente alternada da usina também segue os critérios definidos pela (ABNT, 2004). Desse modo, é necessário dimensionar os condutores de saída de cada inversor até o Quadro de Distribuição AC (QD-AC), e também do QD-AC até o centro de medição, conforme diagrama unifilar do projeto.

Para o dimensionamento dos condutores no lado de corrente alternada dos inversores ao QD-AC, considera-se que cada fase conduzirá a corrente máxima de saída do inversor que é igual a 77 A de acordo com as informações do *datasheet*. Para determinar a corrente de projeto corrigida considera-se uma temperatura ambiente de 50 °C, cujo fator de correção é de 0,82, e não há agrupamento de circuitos no mesmo eletroduto. Portanto, a corrente de projeto corrigida é dada pela equação (5.3).

$$I'_B = \frac{77}{0,82} = 93,91 \text{ A} \quad (5.3)$$

Este trecho do circuito será instalado em eletroduto aparente de seção circular, que é equivalente ao método de referência B1 da (ABNT, 2004). Como trata-se de um inversor com saída trifásica, o circuito é composto de 3 condutores carregados. Logo, a partir da Tabela 37 da norma mencionada obtém-se uma seção mínima de 25 mm<sup>2</sup>. Para essa seção dos condutores de fase, dimensiona-se o condutor de proteção conforme Tabela 58 da (ABNT, 2004), obtendo-se uma seção igual a 16 mm<sup>2</sup>.

No que tange aos condutores situados entre o QD-AC e o centro de medição, no caso da ENEL Distribuição Goiás, estes são estabelecidos pela Tabela 1 da (CELG DISTRIBUIÇÃO, 2012), devendo então possuir seção circular mínima igual a 70 mm<sup>2</sup>. Utilizando o critério da capacidade de condução de corrente, tem-se uma corrente de projeto de 144 A, constituído da soma das correntes de saída do inversor.

A partir da corrente de projeto de 144 A e considerando uma temperatura no solo de 40 °C, tem-se um fator de correção de 0,85. Aplicando esse fator conforme equação (3.10), tem-se uma corrente de projeto corrigida igual a 169,41 A. Por conseguinte, pela Tabela 37 da (ABNT, 2004), tem-se uma capacidade de condução de corrente de 178 A para o método de referência D, seção de 70mm<sup>2</sup>, sendo então esta seção adequada conforme o critério de ampacidade. A Tabela 5.5 resume as considerações realizadas e as seções mínimas obtidas para os condutores da fase conforme o critério da ampacidade.

Tabela 5.5 – Seções mínimas para o trecho C.A.

Origem	Destino	$I_B(A)$	$f$	$I_B'(A)$	Seção Mínima (mm <sup>2</sup> )
Inversores	QD-AC	77	0,82	93,9	25
QD-AC	Medição	144	0,85	169,41	70

Fonte: Próprios Autores.

Para o cálculo de queda de tensão, considera-se uma corrente de 77 A entre inversor e QD-AC, conforme já mencionado, bem como uma corrente de 144 A entre QD-AC e o centro de medição. Utilizou-se como referência os cabos Voltalene da fabricante Prysmian que possui um coeficiente de queda de tensão de 1,49 V/A.km e 0,59 V/A.km para os condutores de 25 mm<sup>2</sup> e 70 mm<sup>2</sup> respectivamente.

As distâncias consideradas nos cálculos estão ilustradas no diagrama unifilar do projeto. Utilizando-se das equações (3.12) e (3.13), obtém-se as quedas de tensão apresentadas na Tabela 5.6. Percebe-se que as seções de 25 mm<sup>2</sup> e de 70 mm<sup>2</sup> atendem ao critério de queda de tensão, já que possuem um valor inferior a 1,5%.

Tabela 5.6 – Queda de tensão por trecho (em CA) do sistema fotovoltaico.

Origem	Destino	Coef. Queda		Dist.	Corrente	Tensão	Trecho
		A	B	C	D	E	$((B \times C \times D)/E) \times 100$
		Cabo	V/A x km	(km)	(A)	(V)	(%)
Inversores	QD-AC	25	1,49	0,0025	77,00	380	0,075
QD-AC	Medição	70	0,59	0,0500	154,00	380	1,196
						<b>Total</b>	<b>1,271</b>

Fonte: Próprios Autores

Portanto, as seções estabelecidas para os condutores no circuito de corrente alternada de cada fase e de neutro são: 25 mm<sup>2</sup> para o trecho entre inversor e QD-AC; e 70 mm<sup>2</sup> para o trecho entre o QD-AC e o centro de medição.

#### 5.1.4 – Dimensionamento das proteções de corrente contínua e alternada

Conforme o exposto na seção 3.7, o sistema fotovoltaico da usina necessita de proteção contra sobrecorrente, já que possui 3 *strings* conectadas em paralelo, além de um dispositivo de seccionamento e de um DPS.

O inversor escolhido para a usina, conforme o seu *datasheet*, possui: 18 fusíveis de proteção contra sobrecorrentes de 15A, 1.000 V; 3 chaves seccionadoras de corrente contínua,

uma para cada MPPT; 3 proteções contra sobretensão, sendo uma para cada MPPT; e ainda diodo de proteção contra polaridade reversa.

No que tange à proteção no trecho de corrente alternada, dimensionou-se para cada inversor um disjuntor tripolar de 100 A da Schneider, que protege o trecho entre inversor e o QD-AC. Esse disjuntor possui uma corrente de atuação convencional igual a 150 A para um período de 60 min que para uma corrente de projeto de 77 A e condutor com ampacidade de 117 A atende todas as condições estabelecidas nas equações de (3.14) a (3.16).

O disjuntor de proteção do circuito que interliga o QD-AC ao centro de medição possui corrente nominal igual a 175 A. Este foi determinado conforme definições da NTC-05 pertencente à ENEL Distribuição Goiás.

No que se refere à seleção dos dispositivos de proteção contra surtos, estes são estabelecidos pelas normas da Enel Distribuição Goiás. O DPS do QD-AC foi dimensionado conforme (ABNT, 2016b) sendo, portanto, de tensão nominal 275 V, corrente nominal de 20 kA e corrente máxima de 40 kA. O DPS do centro de medição foi dimensionado conforme NTC-05, sendo de tensão nominal igual a 275 V, corrente nominal de 25 kA e corrente máxima de 60 kA.

### **5.1.5 – Aspectos técnicos adicionais**

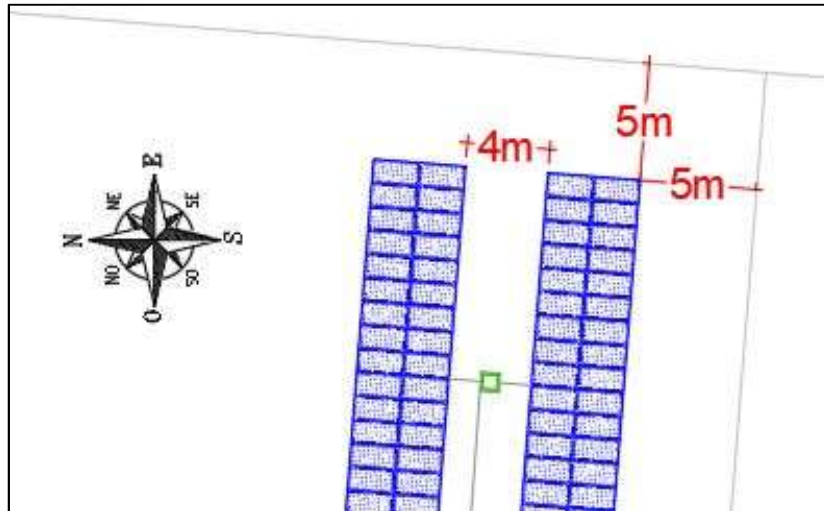
Além dos dimensionamentos realizados anteriormente, deve-se ainda ressaltar outros fatores relevantes no projeto da usina, tais como: a distância entre fileiras; instalação da subestação de energia; e malha de aterramento.

Para o local de instalação da usina, a altura mínima do sol corresponde a  $45,72^\circ$  (SUN EARTH TOOLS, 2018). Além disso, com um comprimento total dos dois módulos na estrutura de 3,99 m, a equação (3.8) fornece uma distância mínima entre fileiras de 4,91 m, que subtraídos a distância abaixo do módulo igual a 3,83 m fornece um afastamento mínimo de 1,08 m. Devido à necessidade de espaço para a instalação de dispositivos complementares e manutenção será considerado uma distância de 4 metros entre fileiras. Assim sendo, a disposição entre fileiras será conforme Figura 5.1.

No que se refere ao aterramento da usina solar, sugere-se um esquemático composto de 61 hastes de cobre de 2,40 m, interligadas por meio de cordoalha de cobre com seção de 50 mm<sup>2</sup>. O esquemático do aterramento consiste em uma configuração retangular, conforme

prancha 3 presente no Apêndice D. Vale ressaltar que deve ser feito um estudo da resistividade do solo para confirmar a topologia sugerida no esquema de aterramento.

Figura 5.1 – Recorte da planta de locação, com destaque às distâncias entre fileiras



Fonte: Próprios autores.

Por fim, ressalta-se a necessidade da realização de uma extensão de rede e de instalação de uma subestação de 112,5 kVA, necessária para a interligação da usina solar à rede de energia do local. Essa extensão, que pode ser vista pela prancha 2 no Apêndice C, consiste na demolição de um poste existente e na implantação de dois outros postes, além da conexão da rede de média tensão e do neutro da rede de baixa tensão à subestação da usina.

## 5.2 - Estudo de Viabilidade Econômica

O estudo de viabilidade econômica depende inicialmente da elaboração de orçamento dos materiais e obras necessárias para obter o valor do investimento inicial. É necessário ainda analisar o fluxo de caixa, para que se possa calcular os indicadores financeiros pertinentes e, então, obter as variáveis que possibilitarão uma decisão mais assertiva de se realizar o investimento ou não.

### 5.2.1 - Investimento inicial

O investimento inicial corresponde ao valor em reais estimado para a implantação da usina solar. Diante disso, foram estimados: custo de projeto; instalação; e comissionamento do

sistema, além de orçamentos de: materiais fotovoltaicos; acessórios para a instalação elétrica; obras civis; e extensão de rede.

No que tange à estimativa de custos de projeto, instalação e comissionamento, estes foram elaborados de acordo com o número de horas necessárias de cada tipo de profissional em cada atividade em conjunto com o salário médio da categoria, inclusos encargos sociais. A Tabela 5.7 apresenta os salários considerados, e as tabelas de 5.8 a 5.10 apresentam os custos totais para as atividades citadas, na qual considerou-se um regime de trabalho de 22 dias por mês e 8h por dia para o cálculo do salário por hora.

Tabela 5.7 – Salário médio mensal de cada profissional da equipe de obras e projeto.

<b>Profissional</b>	<b>Salário Mensal (R\$)</b>
<b>Engenheiro</b>	8.110,00
<b>Estagiário</b>	1.100,00
<b>Eletricista</b>	1.231,00
<b>Auxiliar de projetos</b>	2.338,00

Fonte: *site* Lovemondays.

Tabela 5.8 – Estimativa de custo em mão de obra para elaboração do projeto da usina solar

<b>Profissional</b>	<b>Quantidade de profissionais</b>	<b>Tempo por profissional (h)</b>	<b>Custo (R\$)</b>
<b>Engenheiro</b>	1	82	3.778,52
<b>Estagiário</b>	2	19	475,00
<b>Auxiliar de Projetos</b>	1	220	2.922,50
<b>Total</b>			<b>7.176,02</b>

Fonte: Próprios autores

Tabela 5.9 – Estimativa de custo mão de obra para a instalação da usina solar

<b>Profissional</b>	<b>Quantidade de profissionais</b>	<b>Tempo por profissional (h)</b>	<b>Custo</b>
<b>Engenheiro</b>	1	187	8.616,88
<b>Eletricista</b>	2	747	20.899,02
<b>Auxiliar de Projetos</b>	1	16	425,09
<b>Total</b>			<b>R\$ 29.940,99</b>

Fonte: Próprios autores

Tabela 5.10 – Estimativa de custo em mão de obra para o comissionamento da usina solar

<b>Profissional</b>	<b>Quantidade de profissionais</b>	<b>Tempo por profissional (h)</b>	<b>Custo</b>
<b>Engenheiro</b>	1	37	1.704,94
<b>Estagiário</b>	2	37	925,00
<b>Auxiliar de Projetos</b>	1	37	983,02
<b>Total</b>			<b>3.612,97</b>

Fonte: Próprios autores

Para a elaboração do orçamento dos materiais fotovoltaicos, isto é, módulos fotovoltaicos, inversores, estrutura de sustentação, condutores para circuito CC e conectores foram considerados 3 potências de módulos distintas: 340 Wp, 350 Wp e 355 Wp. A realização do orçamento para essas 3 potências tornou-se necessária devido à ausência de fornecedores com o mesmo modelo de módulo, impossibilitando uma comparação de preços. Dessa maneira, escolheu-se o módulo de 355 Wp por apresentar melhor custo do sistema por kWp, conforme justificado no item 5.1.1. A Tabela 5.11 apresenta o custo total e o custo por kWp em materiais fotovoltaicos destacando apenas as potências mencionadas.

Tabela 5.11 – Custo por kWp em materiais solares para diferentes potências do módulo

<b>Potência do Módulo (Wp)</b>	<b>Custo total dos materiais (R\$)</b>	<b>Custo por kWp (R\$)</b>
340	R\$ 340.529,98	R\$ 2.928,53
350	R\$ 328.538,79	R\$ 2.744,68
355	R\$ 310.618,66	R\$ 2.558,43

Fonte: Próprios autores

Além dos materiais fotovoltaicos, há ainda a necessidade de outros materiais elétricos para interligar o sistema fotovoltaico à rede, como quadros elétricos, condutores, disjuntores, DPS, caixa de passagem, entre outros. Diante disso, elaborou-se uma lista de materiais e o respectivo orçamento em dois fornecedores de Goiânia, Estado de Goiás, em outubro de 2018. O Apêndice E apresenta a lista de materiais elaborada, bem como o melhor preço encontrado para cada um dos equipamentos, que somados fornecem o valor total dos acessórios igual a R\$ 61.329,26.

No que tange às obras civis, devido ao relevo acidentado do local de instalação, é necessário a realização de terraplanagem e limpeza do lote, bem como a distribuição de brita no solo e o plantio de cerca viva. Todos esses orçamentos realizados, somaram um valor total de R\$ 23.380,00.

Realizou-se ainda um orçamento para extensão de rede que envolve a retirada de um poste e a instalação de 2 outros, além da compra e instalação de um transformador de 112,5 kVA e o respectivo cabeamento de interligação à rede de média tensão do local. Esses itens totalizaram um valor igual à R\$ 52.300,00.

A partir das cotações realizadas, obteve-se o custo total de implementação da usina solar igual a R\$ 488.357,90. A Tabela 5.12 apresenta resumidamente os custos orçados e estimados para cada uma das etapas mencionadas.

Tabela 5.12 – Investimento necessário para a implementação da usina, por atividade

Atividade	Custo (R\$)
Projeto	7.176,02
Instalação	29.940,99
Materiais Fotovoltaicos	310.618,66
Subestação e Ext. de rede	52.300,00
Acessórios	61.329,26
Obras civis	23.380,00
Comissionamento	3.612,97
<b>Total</b>	<b>488.357,90</b>

Fonte: Próprios Autores

### 5.2.2 – Descrição do fluxo de caixa

O fluxo de caixa elaborado tem como objetivo estimar os custos e benefícios gerados pela usina solar ao longo do horizonte de planejamento. Dessa forma foram considerados os custos de investimento inicial, parcela relativa ao financiamento e manutenção do sistema, assim como a economia proporcionada pelos créditos de energia no sistema de compensação.

No que tange ao investimento inicial é considerado o valor integral de R\$ 488.357,90 no mês zero para o caso de pagamento à vista. Quando se utiliza de financiamento foram considerados como custo no mês zero a entrada e nos meses seguintes a respectiva parcela do

financiamento. Considera-se ainda como custo uma manutenção anual igual a 0,80% do investimento total para a implementação, além da taxa de disponibilidade mensal de 100 kWh paga pela unidade consumidora onde será instalada a usina.

O custo de energia elétrica para a unidade consumidora relativa a usina solar foi considerado igual ao valor de R\$0,76/kWh cobrado pela Enel Distribuição Goiás em outubro de 2018, além de R\$ 20,00 estimados para a iluminação pública, desconsiderando o acréscimo do custo de bandeiras tarifárias ao longo do ano. Para a UC em que serão gerados os créditos, utilizou-se dos valores disponibilizados na conta de energia, referente a outubro de 2018, iguais a R\$0,74/kWh para tarifa de energia, sendo desconsiderados os custos adicionais de bandeiras tarifárias, e R\$ 14,21 para o custo de iluminação pública. Vale ressaltar que, considerando a inflação acumulada dos últimos dez anos, foi estimado um aumento anual na tarifa de energia igual a 6,8%.

No que se refere à economia, ou seja, os benefícios proporcionados pela usina para o consumidor, estes foram calculados como sendo o produto dos créditos utilizados pela tarifa de energia da UC beneficiada. Como não há estimativa de consumo superior a 100 kWh/mês na usina, todo o crédito gerado será utilizado em benefício da UC. Vale ressaltar que no mês zero, não há geração de créditos, já que a energia injetada no mês zero só será contabilizada no mês seguinte.

Tabela 5.13 – Geração mensal estimada pela usina solar

Mês	Geração (kWh)
out	16.381,00
nov	14.471,00
dez	14.376,00
jan	15.774,00
fev	15.603,00
mar	17.567,00
abr	17.916,00
mai	18.350,00
jun	18.645,00
jul	19.911,00
ago	20.454,00
set	18.334,00

Fonte: Adaptado da simulação do *software* PVsyst

A Tabela 5.13 apresenta a geração mensal simulada pelo *software* PVsyst para a usina solar, conforme Apêndice A. Somando-se os custos e também os benefícios mencionados, é possível obter o fluxo de caixa líquido mês a mês, durante um horizonte de planejamento igual a 20 anos.

A escolha do horizonte de planejamento foi baseada na garantia oferecida pelo fabricante dos módulos e dos inversores. O Apêndice F apresenta um recorte da planilha de fluxo de caixa para um período de 13 meses, em no qual figuram os custos e economias mencionadas.

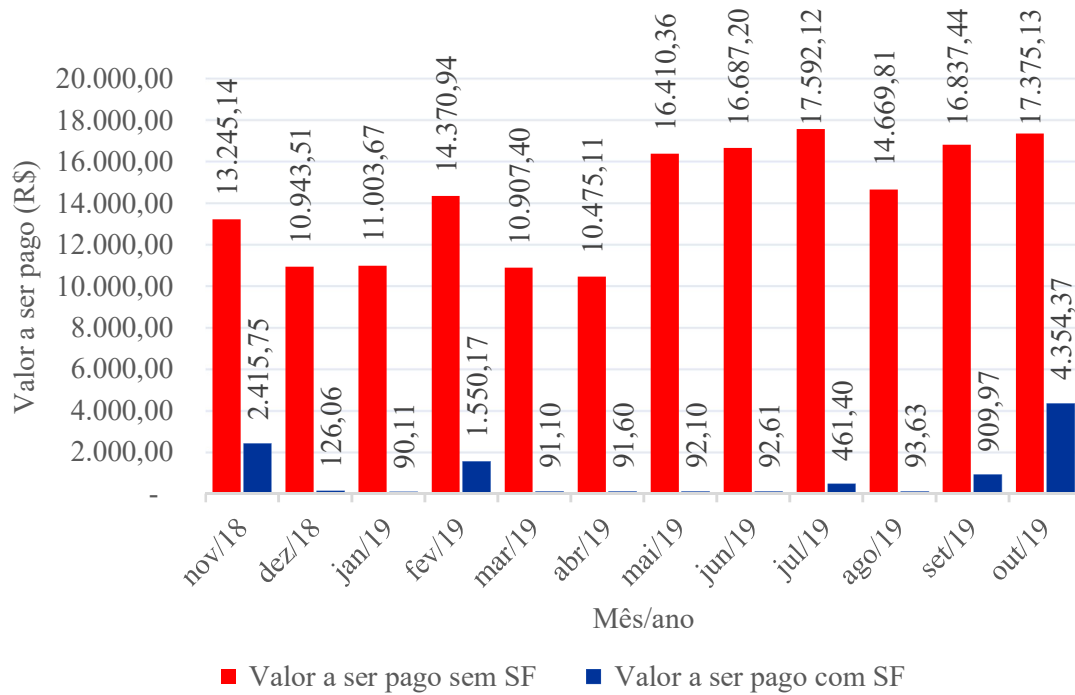
É de suma importância mencionar ainda algumas particularidades consideradas. Devido à vida útil estimada de 10 anos dos inversores, considerou-se a necessidade de recompra dos dois inversores no décimo ano. Além disso, considerou-se uma diminuição gradual na geração dos módulos igual a 0,7% ao ano, conforme informações da garantia fornecida pelo fabricante.

### **5.2.3 – Resultados financeiros do estudo de viabilidade econômica**

Com o objetivo de possibilitar a decisão da escolha de um empreendimento em usina solar, realiza-se a análise da viabilidade econômica utilizando os indicadores econômicos: valor presente líquido (VPL); valor presente líquido anualizado (VPLa); taxa interna de retorno (TIR); *payback*; e taxa mínima de atratividade (TMA) aplicados ao fluxo de caixa no horizonte de planejamento de 20 anos.

Para a análise desses indicadores econômicos, adotou-se uma TMA com valor de 8,00% ao ano, sendo este um valor razoável considerando a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) no período de novembro de 2017 a novembro de 2018 com valor de 6,82%. Além disso, fez-se o uso da geração mensal simulada através do *software* PVsyst, exposto no item 5.1, para o sistema em questão, obtendo assim a economia mensal na conta de energia demonstrada pelo Gráfico 5.1 para a UC beneficiada.

Gráfico 5.1 – Histograma da conta de energia sem e com usina solar



Fonte: Próprios autores.

Considerando a possibilidade de financiamento da linha “FCO Empresarial”, é oportuno ressaltar a necessidade de entrada inicial de 20,00% do valor do empreendimento. A Tabela 5.14 apresenta dados relativos a essa linha de financiamento para este empreendimento. Deste modo é possível elaborar o fluxo de caixa acumulado em valores atuais, conforme exposto resumidamente pela Tabela 5.15 para valores mensais e Gráfico 5.2 para valores anuais, mostrando: os valores de VPL no horizonte de planejamento de 20 anos; VPL distribuído em parcelas mensais; VPLa; TIR ao ano; e *payback* retratados pela Tabela 5.16.

Tabela 5.14 – Condições com o financiamento linha FCO Empresarial

<b>Financiamento</b>	
Valor de Investimento (R\$)	488.357,90
Entrada (R\$)	97.671,58
Juros Efetivos (% ao ano)	7,23
Juros Efetivos (% ao mês)	0,58
Valor Financiado (R\$)	390.686,32
Prazo de Parcelas (meses)	120

Fonte: Próprios autores.

Tabela 5.15 – Fluxo de caixa em 15 meses considerando o financiamento FCO Empresarial

Mês	Despesas (R\$)	Economia (R\$)	Líquido (R\$)	Acumulado (R\$)
0	-97.767,33	0,00	-97.767,33	-97.767,33
1	-5.631,30	10.829,39	5.198,09	-92.602,46
2	-5.612,84	10.817,44	5.204,61	-87.464,19
3	-5.594,37	10.913,56	5.319,19	-82.246,37
4	-5.575,91	12.820,78	7.244,86	-75.185,00
5	-5.557,46	10.816,30	5.258,84	-70.092,11
6	-5.539,00	10.383,51	4.844,50	-65.430,49
7	-5.520,55	16.318,25	10.797,70	-55.106,82
8	-5.502,11	16.594,59	11.092,49	-44.569,11
9	-5.483,66	17.130,72	11.647,06	-33.575,29
10	-5.465,22	14.576,18	9.110,96	-25.030,31
11	-5.446,78	15.927,48	10.480,69	-15.263,53
12	-9.647,76*	13.020,76	3.373,00	-12.140,38
13	-5.409,92	11.484,83	6.074,92	-6.551,42
14	-5.391,49	11.472,16	6.080,67	-992,92
15	-5.373,06	11.655,68	6.282,62	4.713,46

Nota: \*Mês em que se realiza a cobrança da manutenção

Fonte: Próprios autores.

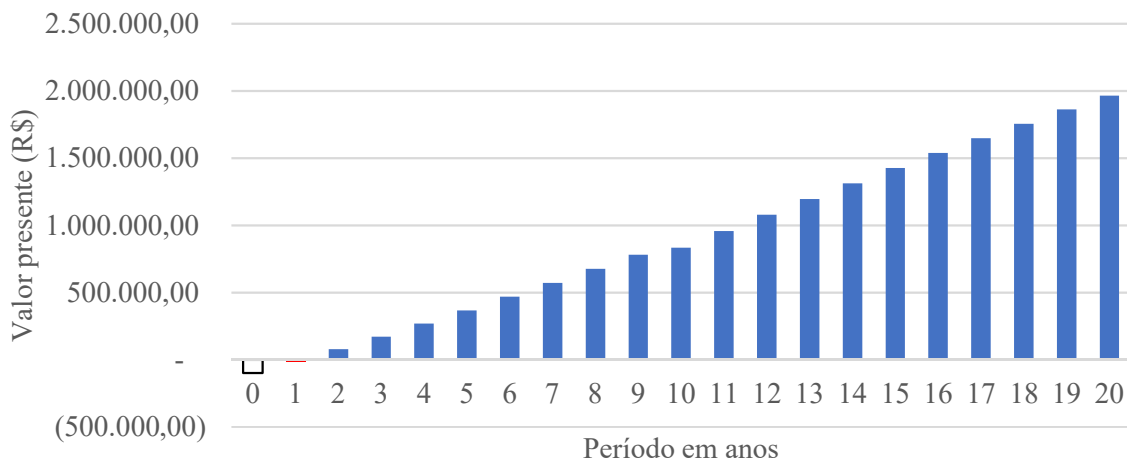
Tabela 5.16 – Indicadores financeiros considerando o financiamento FCO Empresarial

VPL (R\$)	VPL ao mês (R\$)	VPLa (R\$)	TIR (% ao ano)	Payback (anos)
1.965.611,73	16.101,31	200.201,90	151,01	1,33

Nota: Horizonte de planejamento de 20 anos.

Fonte: Próprios autores.

Gráfico 5.2 – Fluxo de caixa anual acumulado, com financiamento FCO Empresarial



Fonte: Próprios autores.

Com o intuito de analisar outra alternativa de pagamento do empreendimento foram desenvolvidos os mesmos cálculos considerando o pagamento à vista do investimento. Dessa forma, obtém-se um novo fluxo de caixa acumulado em valores presentes, apresentado na Tabela 5.17 para período mensal, Gráfico 5.3 para período anual e novos valores de indicadores econômicos, expostos na pela Tabela 5.18.

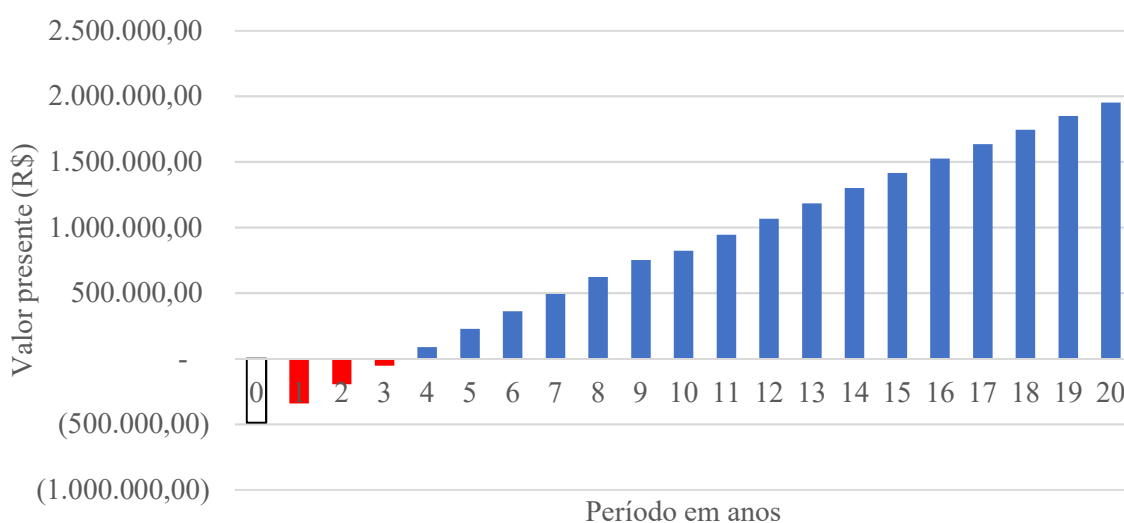
Tabela 5.17 – Fluxo de caixa em 15 meses para pagamento à vista

Mês	Despesas (R\$)	Economia (R\$)	Líquido (R\$)	Acumulado (R\$)
0	-488.453,65	-	-488.453,65	-488.453,65
1	-96,27	10.829,39	10.733,12	-477.789,14
2	-96,80	10.817,44	10.720,64	-467.205,14
3	-97,34	10.913,56	10.816,22	-456.595,03
4	-97,87	12.820,78	12.722,91	-444.194,36
5	-98,41	10.816,30	10.717,89	-433.814,71
6	-98,95	10.383,51	10.284,56	-423.918,39
7	-99,49	16.318,25	16.218,76	-408.411,65
8	-100,04	16.594,59	16.494,55	-392.742,05
9	-100,59	17.130,72	17.030,13	-376.667,08
10	-101,14	14.576,18	14.475,04	-363.091,24
11	-101,70	15.927,48	15.825,78	-348.343,46
12	-4.321,67*	13.020,76	8.699,09	-340.288,75
13	-102,82	11.484,83	11.382,01	-329.817,23
14	-103,39	11.472,16	11.368,77	-319.424,75
15	-103,95	11.655,68	11.551,73	-308.932,53

Nota: \*Mês em que se realiza a cobrança da manutenção

Fonte: Próprios autores.

Gráfico 5.3 – Fluxo de caixa anual acumulado para pagamento à vista



Fonte: Próprios autores.

Tabela 5.18 – Indicadores financeiros considerando o pagamento à vista.

VPL (R\$)	VPL ao mês (R\$)	VPLa (R\$)	TIR (% ao ano)	<i>Payback</i> (anos)
1.953.002,89	15.998,03	198.917,66	42,82	3,58

Nota: Horizonte de planejamento de 20 anos.

Fonte: Próprios autores.

## Capítulo 6:

### Conclusões

A usina solar de 121,41 kWp dimensionada apresentou uma geração estimada de 207,78 MWh por ano, um valor correspondente a 94,83% dos 216,40 MWh necessários para suprir totalmente o consumo de energia do consumidor “X”. Assim, percebe-se que no que tange à geração de energia o sistema dimensionado atende um percentual próximo ao ideal.

A adição de mais um módulo em série ocasionaria uma tensão de 1031,00 V que ultrapassaria os 1000 V admissíveis pelo inversor. Além disso, a conexão de mais uma *string* em paralelo ocasionaria uma corrente de 39,41 A, acima de 36 A permitida pelo inversor. Dessa forma, a potência 126,44 kWp que forneceria toda a energia demandada pelo consumidor tornou-se tecnicamente inviável e o arranjo que possibilita a melhor potência de pico é o de 121,41 kWp.

Em outro ponto, a escolha de dois inversores de 50,00 kW possibilitou o enquadramento da usina solar na estrutura tarifária modalidade B e, portanto, a dispensa do pagamento de demanda, o que por sua vez melhora a viabilidade econômica do projeto.

No que tange ao projeto, foram dimensionados condutores, proteção contra surtos e sobrecorrentes, projeto da extensão de rede e sugerido um sistema de aterramento. Vale ressaltar a necessidade de realização de um estudo de resistividade do solo definido a um projeto de Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas e malha de aterramento necessários a um sistema fotovoltaico.

Após a conclusão do projeto foi possível obter o valor do investimento total para implementação da usina de R\$ 488.357,90. Analisando-se as possibilidades de pagamento, isto é, pagamento à vista e o pagamento pela linha de financiamento “FCO Empresarial”, em conjunto com indicadores econômicos calculados percebeu-se que o financiamento apresentou uma TIR, e um VPL superiores ao pagamento à vista, aliado a um *payback* inferior.

Pelo exposto, conclui-se que caso seja possível o acesso ao financiamento “FCO Empresarial”, este deve ser escolhido em detrimento ao pagamento à vista, uma vez que apresentou indicadores financeiros mais atrativos.

Por fim, o estudo de viabilidade econômica realizado para ambas as formas de pagamento apresentou uma TIR superior a TMA, além de um VPL positivo e um tempo necessário para o *payback* de curto prazo em relação ao horizonte de planejamento considerado, o que por sua vez permite afirmar que se trata de um investimento economicamente viável

Sugere-se como temas para trabalhos futuros: Projeto de Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas para sistemas fotovoltaicos; Análise do impacto na qualidade da energia devido a conexão de usinas solares na rede de distribuição.

## Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília: maio 2016a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília, maio 2016b. Rev.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Tarifa branca é nova opção para os consumidores a partir de 2018**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/16049685](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/16049685)>. Acesso em: 16 set 2018a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Como é composta a tarifa**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/>>. Acesso em: 16 set. 2018b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **O que são bandeiras tarifárias?** Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/ce/TaxasETarifas.aspx>>. Acesso em: 16 set. 2018c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa N° 687 de 24 de novembro de 2015**. Brasília, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa N° 414, de 9 de setembro de 2011**. Brasília, 2010.

ASSAIFE, B. **Aterramento e proteção de sistemas fotovoltaicos**. 31 p. Projeto de Graduação – Engenharia Elétrica, UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro, 204 p, 2004.

ÁVILA, Rafael. **3 Indicadores de viabilidade essenciais para seu novo negócio dar certo**. Disponível em: <<https://blog.luz.vc/o-que-e/3-indicadores-de-viabilidade-essenciais-para-seu-novo-negocio-dar-certo/>>. Acesso em: 22 out. 2018.

BLOOMBERG. **Custos globais de energia cairão cada vez mais rápido, enquanto o carvão desaparece, mesmo na China e na Índia**. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com.br/blog/custos-globais-de-energia-eolica-e-solar-cairao-cada-vez-mais-rapido-enquanto-o-carvao-desaparece-mesmo-na-china-e-na-india/>>. Acesso em 20 ago. 2018.

CAMARGO, Renata F. **Entenda sobre a Taxa Mínima de Atratividade: o que é, quando usar e por que pensar em TMA na hora de investir**. Disponível em: <<https://www.treasy.com.br/blog/taxa-minima-de-atratividade-tma/>>. Acesso em: 21 out. 2018.

CAPELLI, A. **Aterramento Elétrico.** Disponível em: <[http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/iei\\_aterramento-eletrico.pdf](http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/iei_aterramento-eletrico.pdf)>. Acesso em: 10 out. 2018.

CARVALHO, D. M. **Análise e Caracterização Energética de Sistemas Fotovoltaicos de Baixa Potência com Ligação à Rede Elétrica.** Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia de Universidade do Porto, 2011.

CELG DISTRIBUIÇÃO. **Norma Técnica Celg D: Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição, NTC-05.** 2012. Revisão 2.

CELG DISTRIBUIÇÃO. **Norma Técnica Celg D: Requisitos para Conexão de Microgeradores e Minigeradores ao Sistema de Distribuição da CELG D, NTC-71.** 2016a. Revisão 2.

CELG DISTRIBUIÇÃO. **Norma Técnica Celg D: Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição, NTC-04.** 2016b. Revisão 4.

CEMIG – Companhia Elétrica de Minas Gerais. **Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa Tensão.** Belo Horizonte, nov. 2012.

CLEMENTE, Ademir; SOUZA, Alceu. **Decisões Financeiras e Análise de Investimentos.** São Paulo: Atlas, 2008.

COTRIM, A. A. **Instalações Elétricas.** São Paulo: Pearson Prentice Hall. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **ABNT NBR 5410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão.** Rio de Janeiro, 204 p, 2003.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Consumo anual de energia elétrica por classe (nacional).** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-Anual-de-Energia-Eletrica-por-classe-nacional>>. Acesso em: 20 ago. 2018.

ENEL X. **Custo da Energia Solar despenca nos últimos 40 anos.** Disponível em: <<https://www.enelx.com.br/blog/2017/01/custo-de-energia-solar-despenca-nos-ultimos-40-anos/>>. Acesso em: 14 set. 2018.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **60364-7-712: Eletrectrical installations of buildins.** 1ª Edição. 2002.

LIMA, M. T; SOUZA, M. C. **Discorrendo sobre o uso das termelétricas no brasil.** Ciência e Natura, Santa Maria, v.37 Ed. Especial UFVJM, 2014.

LOPES, R. J. C. **Efeito do Sombreamento nos painéis fotovoltaicos.** Dissertação, Mestrado. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Lisboa, 2013.

MACEDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR).** Tese (Doutorado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações elétricas industriais**. 7.ed. de acordo com a NBR 5410:2004 e 14039. - Rio de Janeiro: LTC, 2007.

MELO, F. C. **Projeto e Análise de desempenho de um Sistema Fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão em conformidade com a Resolução Normativa 482 da ANEEL**. Dissertação – Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Uberlândia, 2014.

NEXSOLAR. **Soluções**. Disponível em: <<http://nexsolar.com.br/solucoes/>>. Acesso em: 25 ago. 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Histórico da Operação: Geração de energia**. Disponível em:<[http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>. Acesso em: 20 ago. 2018.

OSVALDO, L. S.; PEREIRA, F. S. **Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC**. *Revista Brasileira de Energia*, 25-45, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINHO, M.A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

PORTAL ENERGIA ENERGIAS RENOVÁVEIS. **Vantagens e desvantagens da energia solar**. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-da-energia-solar/>>. Acesso em: 20 ago. 2018.

PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, ago. 2011.

QDOQ ENERGIAS. **Sistemas Geradores de Energia Solar Fotovoltaica Existente**. Disponível em: <<https://www.qdoqenergias.com/services>>. Acesso em: 25 ago. 2018.

SANTANA, Fellipe. **Projeto de um sistema de geração fotovoltaica para a UFRJ**. 100 f. Projeto de Graduação (Graduação) - Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

SILVA, Leandro M. **Potencial de utilização das energias eólica e solar em Goiânia**. 89 f. Monografia (Graduação) – Engenharia Civil, Universidade Federal de Goiás, 2016.

SPADUTO, R.R.; MELO, F; CARVALHO, R.; FREITAS, L. **Projeto de um Sistema Fotovoltaico de 2,16 kWp conectado à rede elétrica**. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2015.

SUN EARTH TOOLS. **Ferramentas para designers e consumidores de energia solar**. Disponível em: <[https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos\\_sun.php?lang=pt](https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=pt)>. Acesso em: 8 set 2018.

SUNERGIA. **Como funciona a tributação sobre energia solar?**. Disponível em: <<https://sunergia.com.br/blog/como-funciona-a-tributacao-sobre-energia-solar-fotovoltaica/>>. Acesso em: 16 set. 2018

VILLALVA, M. G. **Energia Solar: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Editora Érica, 2015.

## Apêndice

### Apêndice A

Relatório gerado pelo *PVsyst* para um sistema de 121,41 kWp localizado em Nova Veneza, Goiás. Os dados inseridos foram: azimute de  $-1^\circ$ , e uma inclinação dos módulos de  $16^\circ$ .

## Grid-Connected System: Simulation parameters

**Project :** **Nova Veneza**

<b>Geographical Site</b>	<b>Nova Veneza</b>	Country	<b>Brazil</b>	
<b>Situation</b> Time defined as	Latitude	-16.37° S	Longitude	-49.32° W
	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	806 m
	Albedo	0.20		
<b>Meteo data:</b>	<b>Nova Veneza</b>	Meteonorm 7.2 (2008-2012), Sat=100% - Synthetic		

**Simulation variant :** **Nova Veneza**

Simulation date 24/10/18 19h14

<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Sheds system</b>		
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	16°	Azimuth -1°	
<b>Sheds configuration</b>	Nb. of sheds	342	Identical arrays	
	Sheds spacing	1.98 m	Collector width	2.02 m
Shading limit angle	Limit profile angle	86.1°	Ground cov. Ratio (GCR)	102.1 %
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm	
<b>Horizon</b>	Free Horizon			
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation (acc. to module layout)			
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)			

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>CS3U-355P-FG P4</b>	
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel	18 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	342	Unit Nom. Power	355 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>121 kWp</b>	At operating cond.	110 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	673 V	I mpp	164 A
Total area	Module area	<b>679 m<sup>2</sup></b>	Cell area	605 m <sup>2</sup>

<b>Inverter</b>	Model	<b>TRIO-TM-50_0-400</b>		
Original PVsyst database	Manufacturer	ABB		
Characteristics	Operating Voltage	300-950 V	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	6 * MPPT 33 %	Total Power	100 kWac
			Pnom ratio	1.21

### PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	69 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.3 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect (IAM): User defined IAM profile				

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

## Grid-Connected System: Near shading definition

**Project :** Nova Veneza  
**Simulation variant :** Nova Veneza

**Main system parameters**

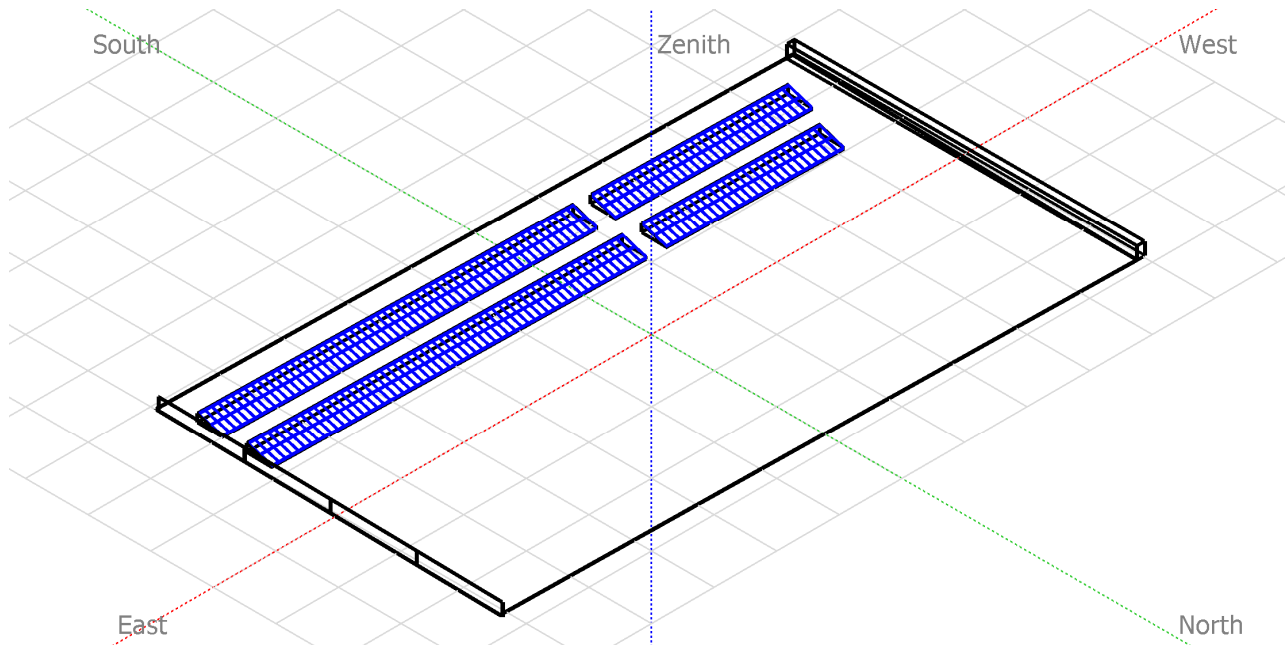
System type **Sheds system**

**Near Shadings**

Detailed electrical calculation (acc. to module layout)

PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth	-1°
PV modules	Model	CS3U-355P-FG P4	Pnom	355 Wp
PV Array	Nb. of modules	342	Pnom total	<b>121 kWp</b>
Inverter	Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	<b>100 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

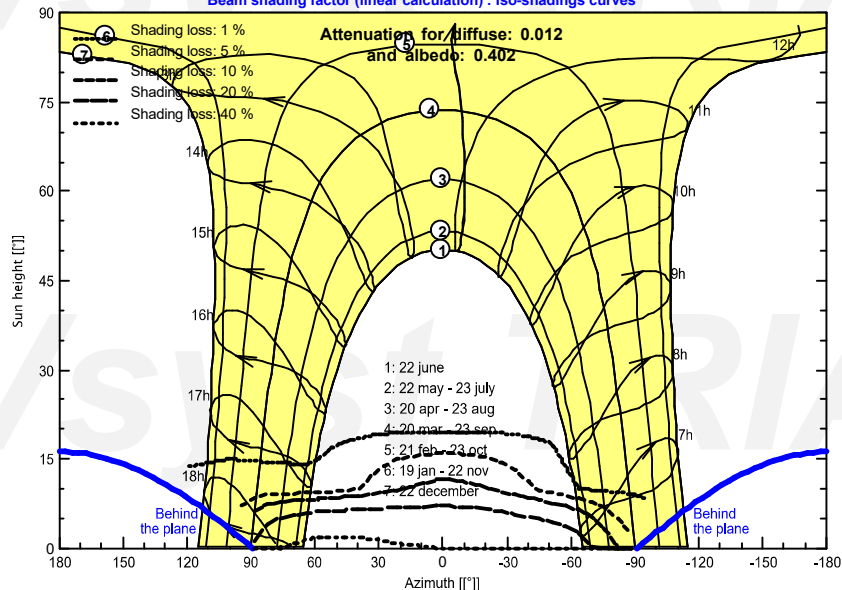
**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

Nova Veneza

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



## Grid-Connected System: Main results

**Project :** Nova Veneza

**Simulation variant :** Nova Veneza

**Main system parameters**

System type **Sheds system**

**Near Shadings**

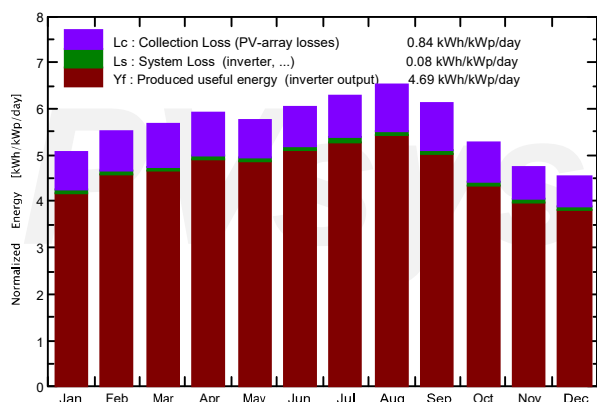
Detailed electrical calculation (acc. to module layout)

PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth	-1°
PV modules	Model	CS3U-355P-FG P4	Pnom	355 Wp
PV Array	Nb. of modules	342	Pnom total	<b>121 kWp</b>
Inverter	Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	<b>100 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

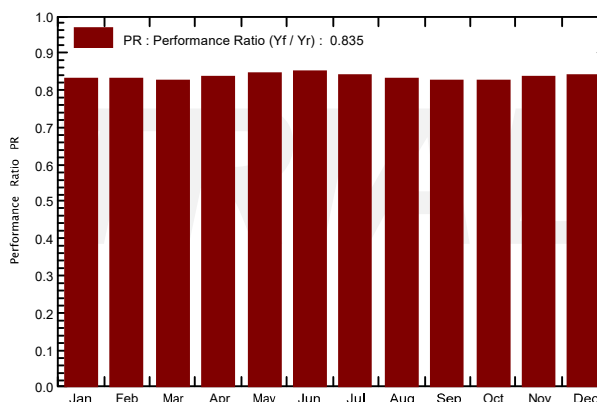
**Main simulation results**

System Production **Produced Energy 207.8 MWh/year** Specific prod. 1711 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR **83.47 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 121 kWp



Performance Ratio PR



### Nova Veneza Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	167.6	74.42	22.90	156.8	151.9	16.07	15.77	0.828
February	159.2	67.30	22.80	154.7	150.0	15.89	15.60	0.831
March	170.2	67.25	22.51	175.4	170.4	17.88	17.57	0.825
April	160.7	57.49	22.23	177.0	172.3	18.23	17.92	0.834
May	152.5	45.80	20.90	178.8	174.8	18.68	18.35	0.845
June	148.0	32.75	19.35	180.9	177.2	18.98	18.65	0.849
July	161.4	37.22	19.70	194.5	190.5	20.27	19.91	0.843
August	176.8	45.47	21.21	202.6	197.9	20.81	20.45	0.832
September	172.6	56.48	22.80	183.1	178.5	18.66	18.33	0.825
October	164.9	75.06	23.94	163.5	158.3	16.68	16.38	0.825
November	150.4	84.36	22.26	142.2	136.8	14.73	14.47	0.838
December	151.5	90.33	22.60	141.0	135.7	14.64	14.38	0.839
Year	1935.8	733.95	21.93	2050.4	1994.3	211.52	207.78	0.835

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb Ambient Temperature  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio

### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Nova Veneza  
**Simulation variant :** Nova Veneza

**Main system parameters**

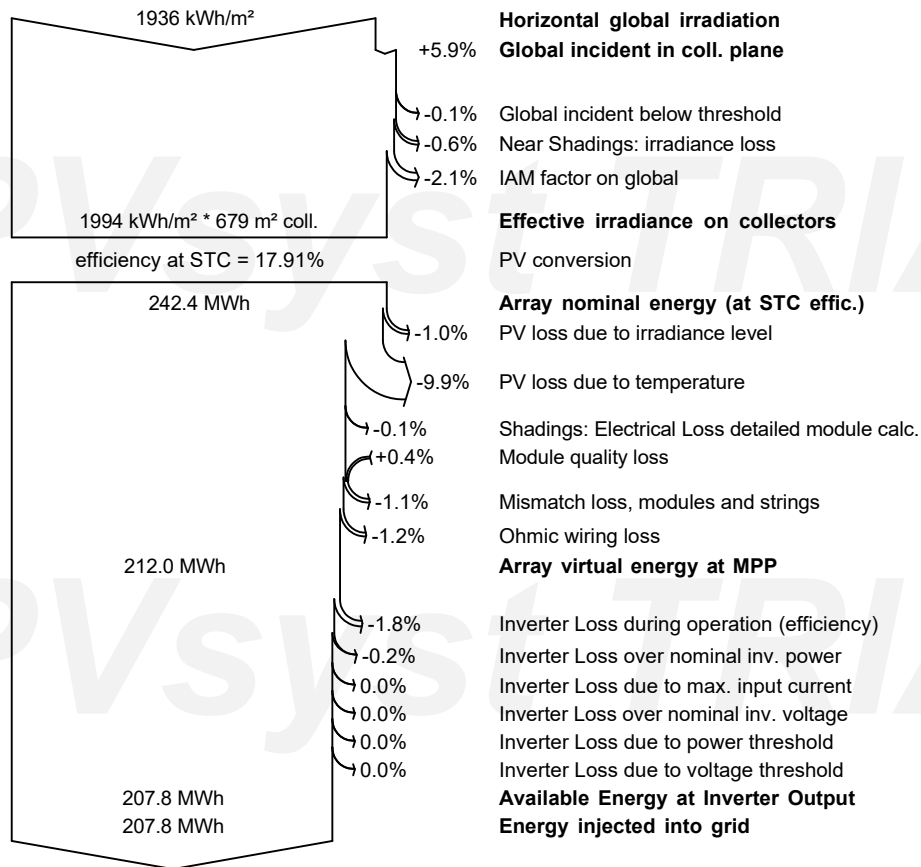
System type **Sheds system**

**Near Shadings**

Detailed electrical calculation (acc. to module layout)

PV Field Orientation	tilt	16°	azimuth	-1°
PV modules	Model	CS3U-355P-FG P4	Pnom	355 Wp
PV Array	Nb. of modules	342	Pnom total	<b>121 kWp</b>
Inverter	Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	<b>100 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

**Loss diagram over the whole year**

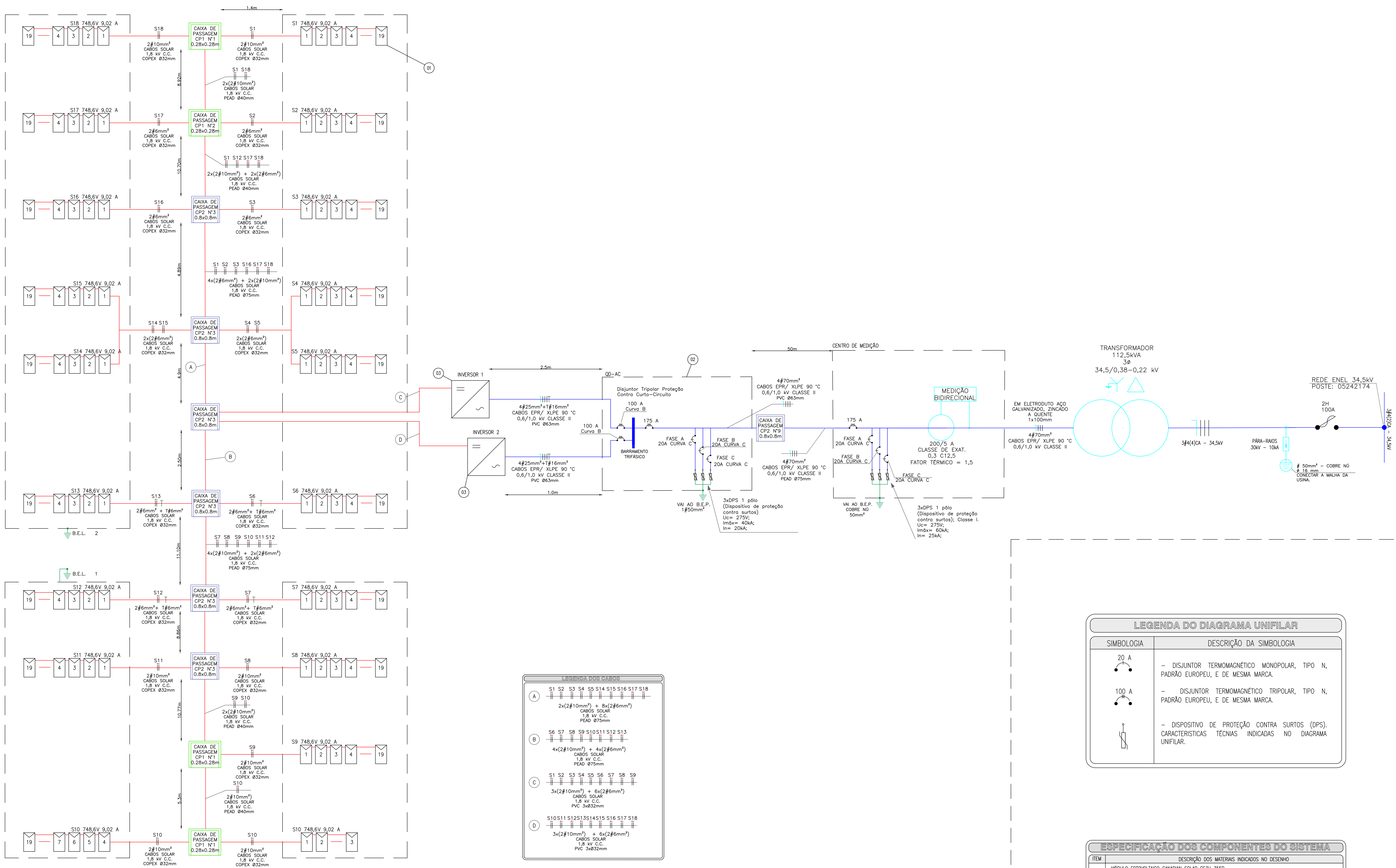


## Apêndice B

**NOTAS IMPORTANTES**

- 01 - O SISTEMA FOTOVOLTAICO APRESENTADO É DE 100 kW, E SERÁ INSTALADO EM ESTRUTURA DE ALUMÍNIO FIXADA NO SOLO DA PROPRIEDADE.
- 02 - A ESTRUTURA NO SOLO QUE SERÁ FIXADO OS MÓDULOS POSSUI AZMUTE DE -1° EM RELAÇÃO AO NORTE E INCLINAÇÃO DE 12°.
- 03 - O SISTEMA FOTOVOLTAICO DIMENSIONADO CONTEM 342 MÓDULOS, CANADIAN SOLAR CSSU-355P DE 355W DE POTÊNCIA, COM 2 CONJUNTOS DE 9 STRINGS SENDO CADA STRING COM 19 MÓDULOS EM SÉRIE.
- 04 - O CABEAMENTO QUE INTERLIGA O STRING AO INVERSOR FOI DIMENSIONADO COM CAPACIDADE PARA CONDUIR 1,35 VEZES A CORRENTE DO GERADOR PV CONFORME IEC 60364-7-712.
- 05 - O DIMENSIONAMENTO DOS CABOS SEGUIU A PRESSÃO DE MANTER A QUEDA DE TENSÃO EM 1,5% DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ATÉ 0(S) INVERSORES(S) (SETOR DC) E DE 1,5% DOS(S) INVERSORES(S) ATÉ O PONTO DE ENTREGA DA CONCESSIONÁRIA (SETOR AC).
- 06 - SERÃO INSTALADOS 2 INVERSORES, SENDO UM PARA CADA CONJUNTO. O INVERSOR DIMENSIONADO É O ABB "TWO-IM-50.0-400" COM POTÊNCIA NOMINAL DE 50 kW, TOTALIZANDO 100 kW.
- 07 - O QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO AC DIMENSIONADO COM 24 ELEMENTOS, CONTENDO TRÊS DISJUNTORES AC TRIFÁSICOS (1 UN. DE 175 A E DOIS DE 100 A) E TRÊS DPS(S) DA DE 20mA NOMINAL E 45mA MÁXIMO.
- 08 - A INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SERÁ FEITA ATRAVÉS DE SUPORTES E FIXADORES METÁLICOS A SEREM INSTALADOS NO SOLO.
- 09 - OS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DEVEREM SER ATERRADOS COM CABOS DE COBRE ISOLADO 6mm², INTERLIGANDO CADA PAR DE PLACAS ATRAVÉS DO PONTO DE ATERRAMENTO, EQUIPOTENCIALIZANDO COM OS TRILHOS. AS ESTRUTURAS METÁLICAS DE SUSTENTAÇÃO DEVEREM SER ATERRADAS COM CABO DE COBRE ISOLADO 6mm², CONFORME DETALHE EM FRANCHA.
- 10 - OS INVERSORES E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS NO PROJETO POSSUEM CERTIFICAÇÕES DE EFICIÊNCIA DO INMETRO E ABNT.
- 11 - TODOS OS MATERIAIS A SEREM UTILIZADOS NAS INSTALAÇÕES DEVERÃO SER NOVOS E ESTAR DE ACORDO COM AS ESPECIFICAÇÕES DO MEMORIAL DESCRITIVO.
- 12 - O DIAGRAMA UNIFILAR APRESENTA TODOS OS CIRCUITOS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 100 kW, COMPOSTO POR 2 INVERSORES TRIFÁSICOS CADA UM COM 9 STRINGS DE 6,74 kWp, INTERLIGANDO-OS AO BARRAMENTO TRIFÁSICO DO QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO AC E POSTERIORMENTE AO CENTRO DE MEDIÇÃO.
- 13 - AS ESPECIFICAÇÕES DOS EQUIPAMENTOS E DISPOSITIVOS APLICADOS NO DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ESTÃO DETALHADOS EM FRANCHA E NO MEMORIAL DESCRITIVO.
- 14 - O PROJETO EM QUESTÃO FOI ELABORADO DE ACORDO COM AS RESOLUÇÕES NORMATIVAS DA ANEL Nº 414/2010, 482/2012, 687/2015 E PROPOST MÓDULO.
- 15 - O PROJETO EM QUESTÃO FOI ELABORADO DE ACORDO TAMBÉM COM AS NORMAS ABNT NBR5410/2004, NBR5419/2015, NBR16274/14, NBR16149/13 E NBR16150/13 DA ABNT.
- 16 - O PROJETO EM QUESTÃO FOI ELABORADO DE ACORDO COM AS NORMAS ENEL NTC-04 REV.4, NTC-05 REV.2 E NTC-71-REV.2.
- 17 - NENHUMA OBRA PODE SER INICIADA SEM A CELEBRAÇÃO DO PARECER DE ACESSO EMITIDO PELA CONCESSIONÁRIA.
- 18 - O SISTEMA DE SUSTENTAÇÃO PARA O SISTEMA FOTOVOLTAICO DEVE SER INSTALADO APENAS POR PROFISSIONAL TÉCNICO E PROFISSIONALMENTE HABILITADO PARA O TRABALHO, PORTANDO TODOS OS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO INDIVIDUAL (EPI) E EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO COLETIVA (EPC), E SOB A SUPERVISÃO E PLANEJAMENTO DE UM TÉCNICO OU ENGENHEIRO DE SEGURANÇA DO TRABALHO.
- 19 - O TRANSPORTE DOS EQUIPAMENTOS E MATERIAIS ATÉ A ESTRUTURA DE SUSTENTAÇÃO DEVE OBEDECER OS CRITÉRIOS DE SEGURANÇA DA NORMA REGULAMENTADORA Nº 35 (NR 35) DE TRABALHO EM ALTURA.
- 20 - A INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DEVE OBEDECER OS CRITÉRIOS DE SEGURANÇA DA NR 10 DE SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE.
- 21 - PARA O CORRETO MANUSEIO E INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE SUSTENTAÇÃO E DO SISTEMA FOTOVOLTAICO É IMPRESCINDÍVEL OBEDECER AS ORIENTAÇÕES CONTIDAS NOS MANUAIS E CATALÓGOS DOS EQUIPAMENTOS A SEREM APLICADOS.
- 22 - CABE A ENEL DISTRIBUIÇÃO CUMPRIR A EXECUÇÃO DE OBRAS DE REFORMA OU REFORÇO EM SEU PRÓPRIO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PARA VIABILIZAR A CONEXÃO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.
- 23 - A INSTALAÇÃO DEVERÁ SER EXECUTADA SOB RESPONSABILIDADE DE UMA EMPRESA COM EXPERIÊNCIA COMPROVADA, COM MÃO-DE-OBRA E FERRAMENTAL EM CONFORMIDADE COM A NR-10, E COM PROFISSIONAL REGISTRADO E HABILITADO, O QUAL DEVERÁ EMITIR RELATÓRIO TÉCNICO DA INSTALAÇÃO E ANOTAÇÃO DE RESPONSABILIDADE TÉCNICA (ART).
- 24 - OS TÉCNICOS, ELETRICISTAS E SEUS AUXILIARES DEVERÃO SER TÉCNICAMENTE CAPACITADOS PARA A EXECUÇÃO DOS TRABALHOS DE INSTALAÇÃO, DEVENDO SER SEGUIDO RIGOROSAMENTE AS ORIENTAÇÕES DO MEMORIAL DESCRITIVO E DAS FRANCHAS DO PROJETO ELÉTRICO.
- 25 - QUASQUER ALTERAÇÕES EM RELAÇÃO AO PROJETO E/OU EMPREGO DE MATERIAL INEXISTENTE NA PRAÇA, SÓ SERÁ PERMITIDA APÓS CONSULTAR O AUTOR DO PROJETO, SOB PENA DE POSSÍVEIS DANOS AS INSTALAÇÕES E, PORTANTO, NENHUMA RESPONSABILIDADE POR PARTE DO AUTOR.
- 26 - O ACESSANTE DEVE SOLICITAR A VISTORIA À ENEL ASSIM QUE A EXECUÇÃO ESTIVER CONCLUÍDA, EM UM PRAZO MÁXIMO DE 120 DIAS APÓS A EMISSÃO DO PARECER DE ACESSO PELA CONCESSIONÁRIA.
- 27 - O SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DEVE CESSAR O FORNECIMENTO DE ENERGIA À REDE POR MEIO DE ABERTURA DO ELEMENTO DE DESCONEXÃO DA GDI, EM ATÉ 2 SEGUNDOS APÓS A PERDA DA REDE (ILHAMENTO).
- 28 - DEPOIS DE UMA DESCONEXÃO O SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NÃO PODE RETOMAR O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA POR UM PERÍODO MÍNIMO DE 180 SEGUNDOS APÓS A RETOMADA DAS CONDIÇÕES NORMATAS DE TENSÃO E FREQUÊNCIA.
- 29 - JUNTO AO PARAFU DE ENTRADA DE ENERGIA, PRÓXIMO À CAIXA DE MEDIÇÃO/PROTEÇÃO, O ACESSANTE DEVERÁ INSTALAR UMA PLACA DE ADVERTÊNCIA COM OS SEGUINTES DIZERES: "CUIDADO - RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO - GERAÇÃO PRÓPRIA".
- 30 - A ENEL DEVERÁ INSTALAR UMA PLACA DE ADVERTÊNCIA NO POSTE DE DERIVAÇÃO DA REDE DE MÉDIA TENSÃO, QUE SERVA PARA O TRÁFICO PARTICULAR DA UNIDADE CONSUMIDORA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, COM OS SEGUINTES DIZERES: "CUIDADO - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CIRCUITO".
- 31 - É DE FUNDAMENTAL IMPORTÂNCIA QUE APÓS A INSTALAÇÃO HAJA UMA MANUTENÇÃO PERIÓDICA ANUAL A FIM DE SE GARANTIR A CONFIABILIDADE DO SISTEMA. SÃO TAMBÉM RECOMENDADAS VISTORIAS PREVENTIVAS APÓS REFORMAS QUE POSSAM ALTERAR A EFICIÊNCIA DO SISTEMA.
- 32 - OS INVERSORES DEVEM GARANTIR A DESCONEXÃO DA CENTRAL GERADORA DURANTE A MANUTENÇÃO DO SISTEMA DA CONCESSIONÁRIA ENEL.
- 33 - OS INVERSORES DEVERÃO ATENDER AO ESTABELECIDO NA ABNT NBR IEC 62116 E NTC-71-REVISÃO 2.
- 34 - QUANDO DA SOLICITAÇÃO DE VISTORIA DEVERÁ SER APRESENTADO O RELATÓRIO DE COMISSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES DE CONHECIMENTO DE ACORDO COM OS ITENS ESTABELECIDOS NA ABNT NBR 16574. EVIDÊNCIAS ASSINADAS PELO ENGENHEIRO RESPONSÁVEL, INDICANDO AS CARACTERÍSTICAS FINAIS DAS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO, OS RESULTADOS DOS ENSAIOS E RESULTADOS DOS TESTES E MEDIÇÕES REALIZADOS.
- 35 - O ATERRAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DEVERÁ SER CONECTADO AO SISTEMA DE ATERRAMENTO DA UNIDADE CONSUMIDORA.

SEM ESCALA



**LEGENDA DOS CABOS**

A	S1 S2 S3 S4 S5 S14 S15 S16 S17 S18 2x(2#10mm²) + 3x(2#6mm²) CABOS SOLAR 1,8 kv C.C. COPEX Ø32mm PEAD Ø40mm
B	S6 S7 S8 S9 S10 S11 S12 S13 4x(2#10mm²) + 4x(2#6mm²) CABOS SOLAR 1,8 kv C.C. COPEX Ø32mm PEAD Ø75mm
C	S1 S2 S3 S4 S5 S6 S7 S8 S9 S10 3x(2#10mm²) + 6x(2#6mm²) CABOS SOLAR 1,8 kv C.C. PVC 3xØ32mm
D	S10 S11 S12 S13 S14 S15 S16 S17 S18 3x(2#10mm²) + 6x(2#6mm²) CABOS SOLAR 1,8 kv C.C. PVC 3xØ32mm

**LEGENDA DO DIAGRAMA UNIFILAR**

SIMBOLOGIA	DESCRIÇÃO DA SIMBOLOGIA
	- DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO MONOPOLAR, TIPO N, PADRÃO EUROPEU, E DE MESMA MARCA.
	- DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO TRIPOLAR, TIPO N, PADRÃO EUROPEU, E DE MESMA MARCA.
	- DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (DPS), CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS INDICADAS NO DIAGRAMA UNIFILAR.

**ESPECIFICAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA**

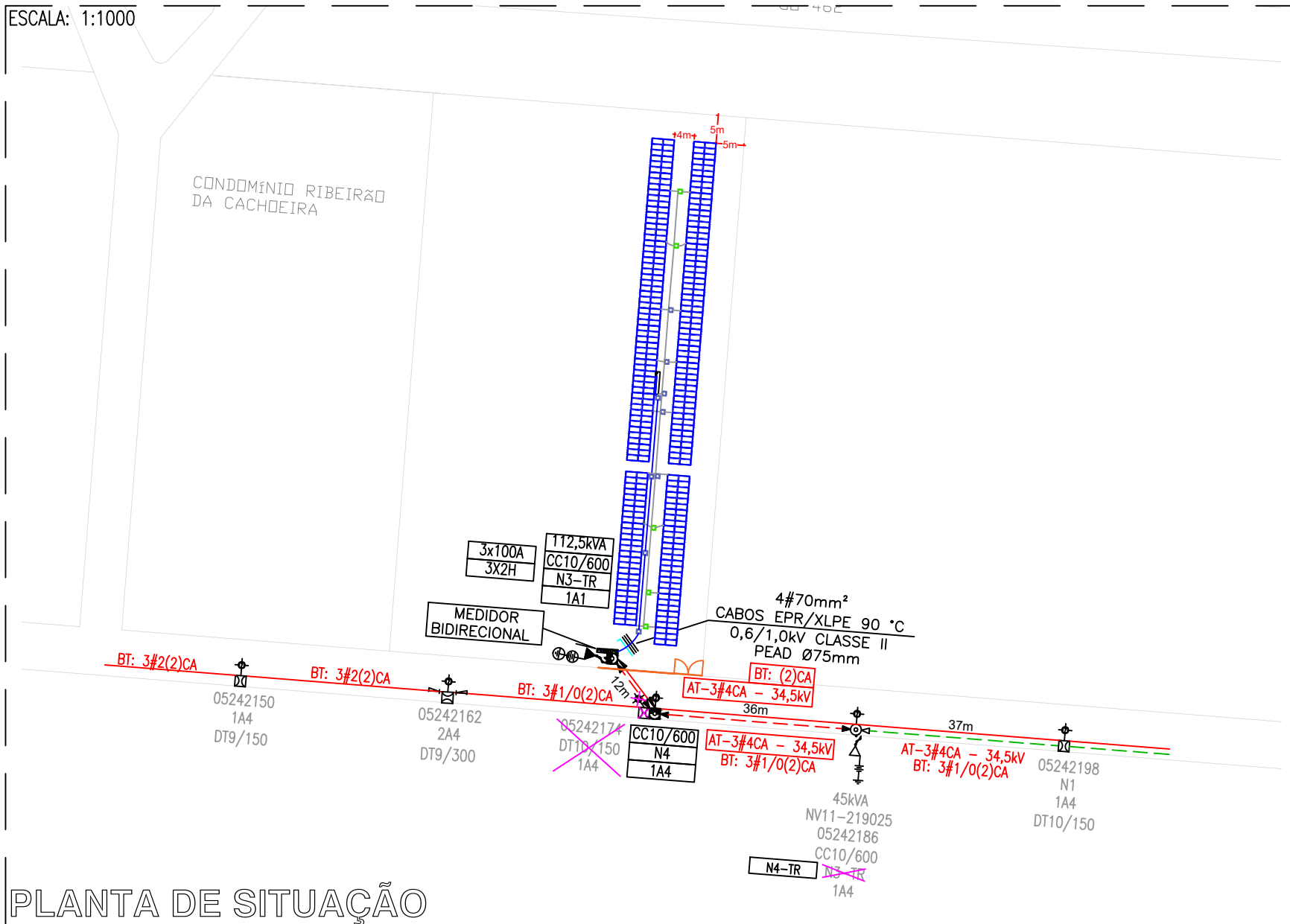
ITEM	DESCRIÇÃO DOS MATERIAIS INDICADOS NO DESENHO
01	MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR CSSU 355P POTÊNCIA NOMINAL: 355 W TENSÃO DE OPERAÇÃO (Vmp): 39,4 V CORRENTE DE OPERAÇÃO (Imp): 9,02 A VOLTAGEM DE CIRCUITO ABERTO (Voc): 46,8 V CORRENTE DE CURTO CIRCUITO (Isc): 9,59 A EFICIÊNCIA DO MÓDULO: 17,89% TEMPERATURA DE OPERAÇÃO: -40°C a +85°C MÁXIMA TENSÃO DO SISTEMA: 1500 V
02	QUADROS DE DISTRIBUIÇÃO AC PARA 24 ELEMENTOS (xLxP): 394mm x 197mm x 61mm. INVERSOR MODELO ABB "TWO-IM-50.0-400" NÚMERO DE MPPT: 3 TENSÃO DE PARTIDA DC: 420 V TENSÃO MÁXIMA DE ENTRADA: 1.000 V CORRENTE MÁXIMA DE SAÍDA: 77,0 A TENSÃO DE SAÍDA: 320 V a 480 V POTÊNCIA NOMINAL AC: 50.000 W ALIMENTAÇÃO: TRIFÁSICA GRAU DE PROTEÇÃO: IP 65 EFICIÊNCIA DO INVERSOR: 98 %

DIAGRAMA UNIFILAR GERAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

CLIENTE:	PROJETO:		
ASSINATURAS:			
PROPRIETÁRIO:	xxx xxxx xxxx		
R.T. PROJETO:			
R.T. EXECUÇÃO:	xxxxxx xxxxxx xxxx		
FISCAL:			
APROVAÇÃO:			
Revisão N°:	Descrição	Autor	Data
REV.00	EMISSION INICIAL DO PROJETO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA		
<b>MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA 100 kW</b>			
<b>PROJETO PARTICULAR</b>			
Topógrafo:	PROJETO ELÉTRICO	Referência:	
Projetista:	DIAGRAMA UNIFILAR GERAL DO SISTEMA FV	Projeto N°:	
Aprovação:		Estado:	INDICADA
ENEL:		Folha:	01/03
Data:	NOVA VENEZA - GO		

## Apêndice C

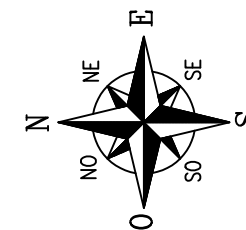
ESCALA: 1:1000



PLANTA DE SITUAÇÃO

LEGENDA DA NTC-64

PROJETADO	EXISTENTE	DESCRIÇÃO DA SIMBOLOGIA PROJETADA
		- REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 34,5kV CONVENCIONAL.
		- REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE 220/380V CONVENCIONAL.
		- TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO.
		- ATERRAMENTO COMUM.
		- ATERRAMENTO COM PARA-RÁIO POLIMÉRICO SEM CENTELHADOR.
		- CHAVE FUSÍVEL.
		- LUMINÁRIA FECHADA PARA LÂMPADA VAPOR DE SÓDIO, COM ALOJAMENTO PARA EQUIPAMENTO AUXILIAR.
		- ENCABEÇAMENTO DE REDE DE ALTA TENSÃO.
		- ENCABEÇAMENTO DE REDE DE BAIXA TENSÃO.
		- MUDANÇA DE BITOLA DE CONDUTORES EM BAIXA TENSÃO.
		- SECCIONAMENTO DE CIRCUITOS EM BAIXA TENSÃO.
		- POSTE DE CONCRETO ARMADO SEÇÃO CIRCULAR.
		- POSTE DE CONCRETO ARMADO SEÇÃO DUPLO "T".
		- POSTE DE MADEIRA.
		- BASE CONCRETADA.
		- BASE REFORÇADA COM ESCORA DE SUBSOLO.



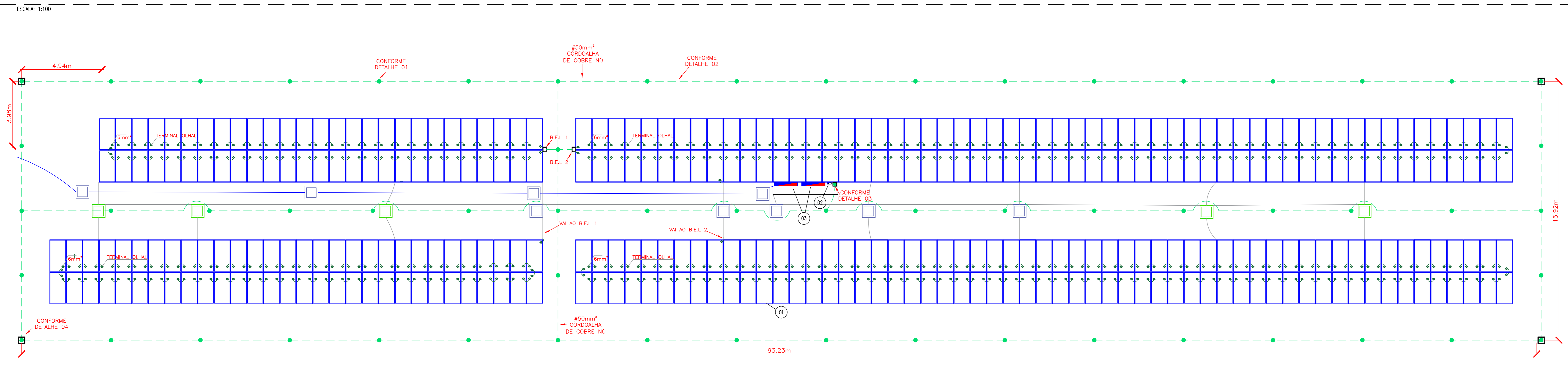
CLIENTE	PROJETO
ASSINATURAS	
PROPRIETÁRIO:	
XXX XXXX XXXX	
R.T. PROJETO:	
XXXXXX XXXXXX XXXX	
R.T. EXECUÇÃO:	
XXXXXX XXXXXX XXXX	
FISCAL:	
XXXXXX XXXXXX XXXX	

APROVAÇÃO

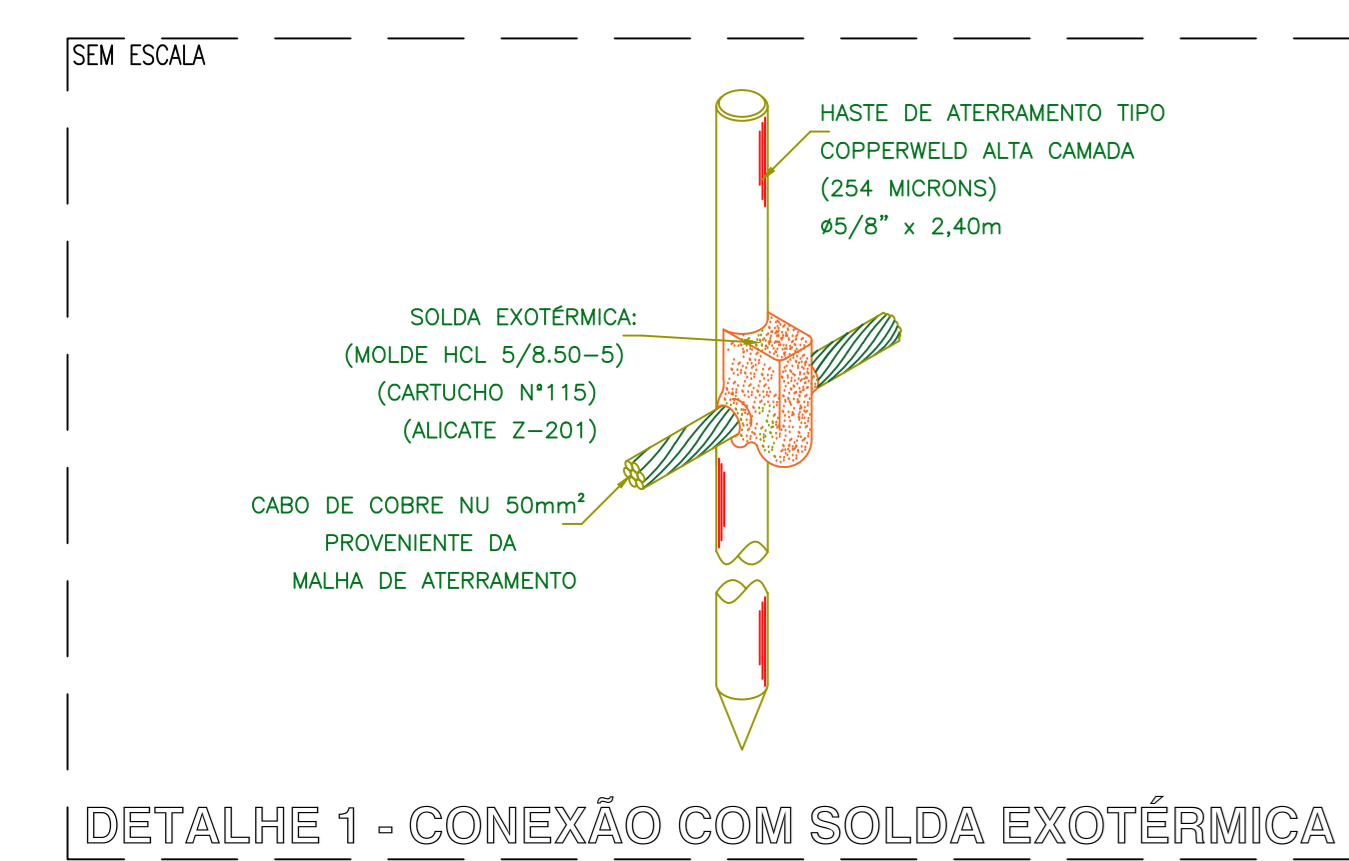
Revisão Nº	Descrição	Autor	Data
REV.00	EMISSÃO INICIAL DO PROJETO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	-	-
<b>MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA 100 kW</b>			
<b>PROJETO PARTICULAR</b>			
Topógrafo:	PROJETO ELÉTRICO	Referência:	-
Projetista:	PLANTA DE SITUAÇÃO E LOCAÇÃO	Projeto Nº:	-
Aprovação:	ENEL	Escala:	1:1000
Data:	NOVA VENEZA - GO	Folha:	02/03

## Apêndice D

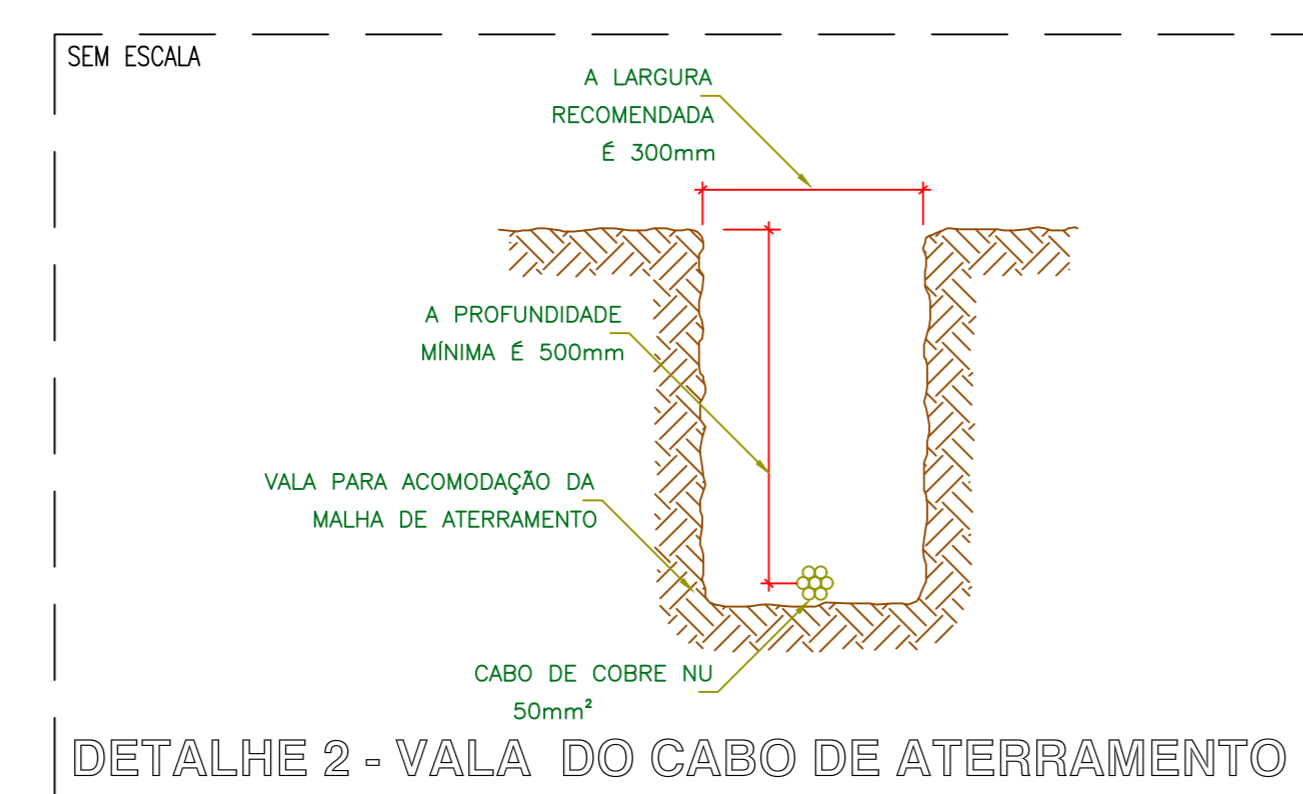
- NOTAS IMPORTANTES**
- O SISTEMA FOTOVOLTAICO APRESENTADO É DE 100 kW, E SERÁ INSTALADO EM ESTRUTURA DE ALUMÍNIO FIXADA NO SOLO DA PROPRIEDADE.
  - A ESTRUTURA NO SOLO QUE SERÁ FIXADO OS MÓDULOS POSSUI AZMUTE DE -1° EM RELAÇÃO AO NORTE E INCLINAÇÃO DE 17°.
  - O SISTEMA FOTOVOLTAICO DIMENSIONADO CONTEM 342 MÓDULOS, CANADIAN SOLAR CS3U-35SP DE 355W DE POTÊNCIA, COM 2 CONDUTORES DE 9 STRINGS SENDO CADA STRING COM 19 MÓDULOS EM SÉRIE.
  - O CABEAMENTO QUE INTERLIGA O STRING AO INVERSOR FOI DIMENSIONADO COM CAPACIDADE PARA CONDUIZIR 1,35 VEZES A CORRENTE DO GERADOR PV CONFORME IEC 60364-7-712.
  - O DIMENSIONAMENTO DOS CABOS SEGUIU A PREMISA DE MANter A QUEDA DE TENSÃO EM 1,5% DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ATÉ 0(S) INVERSORE(S) (SETOR DC) E DE 1,5% DO(S) INVERSORE(S) ATÉ O PONTO DE ENTREGA DA CONCESSIONÁRIA (SETOR AC).
  - SERÃO INSTALADOS 2 INVERSORES, SENDO UM PARA CADA CONJUNTO. O INVERSOR DIMENSIONADO É O ABB "TBO-TM-50.0-400" COM POTÊNCIA NOMINAL DE 50 kW, TOTALIZANDO 100 kW.
  - O QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO AC DIMENSIONADO COM 24 ELEMENTOS, CONTENDO TRÊS DISJUNTORES AC TRIFÁSICOS (UM DE 125 A E DOIS DE 100 A), E TRÊS DPS'S DA DE 20MA NOMINAL E 45MA MÁXIMA.
  - A INSTALAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SERÁ FEITA ATRAVÉS DE SUPORTES E FIXADORES METÁLICOS A SEREM INSTALADOS NO SOLO.
  - OS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DEVERÃO SER INTERLIGADOS COM CABOS DE COBRE ISOLADO 6mm<sup>2</sup>, INTERLIGANDO CADA PAR DE PLACAS ATRAVÉS DO PONTO DE ATERRAMENTO, EQUIPOTENCIALIZANDO COM OS TRILHOS. AS ESTRUTURAS METÁLICAS DE SUSTENTAÇÃO DEVERÃO SER ATERRADAS COM CABO DE COBRE ISOLADO 6mm<sup>2</sup>, CONFORME DETALHE EM FRANCHA.
  - OS INVERSORES E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS UTILIZADOS NO PROJETO POSSUEM CERTIFICAÇÕES DE EFICIÊNCIA DO INMETRO E ABNT.
  - TODOS OS MATERIAIS A SEREM UTILIZADOS NAS INSTALAÇÕES DEVERÃO SER NOVOS E ESTAR DE ACORDO COM AS ESPECIFICAÇÕES DO MEMORIAL DESCRITIVO.
  - DIAGRAMA UNIFILAR APRESENTA TODOS OS CIRCUITOS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 100 kW, COMPOSTO POR 2 INVERSORES TRIFÁSICOS CADA UM COM 9 STRINGS DE 6,74 kWp, INTERLIGANDO-OS AO BARRAMENTO TRIFÁSICO DO QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO AC E POSTERIORMENTE AO CENTRO DE MEDIÇÃO.
  - AS ESPECIFICAÇÕES DOS EQUIPAMENTOS E DISPOSITIVOS APLICADOS NO DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ESTÃO DETALHADOS EM FRANCHA E NO MEMORIAL DESCRITIVO.
  - O PROJETO EM QUESTÃO FOI ELABORADO DE ACORDO COM AS RESOLUÇÕES NORMATIVAS DA ANEL N° 414/2010, 482/2012, 687/2015, PROPOST MÓDULO.
  - O PROJETO EM QUESTÃO FOI ELABORADO DE ACORDO TAMBÉM COM AS NORMAS ABNT NBR5410/2004, NBR5419/2015, NBR16274/14, NBR16149/13 E NBR16150/13 DA ABNT.
  - O PROJETO EM QUESTÃO FOI ELABORADO DE ACORDO COM AS NORMAS ENEL NTC-04 REV.4, NTC-05 REV.2 E NTC-71 REV.2.
  - NENHUMA OBRA PODE SER INICIADA SEM A CELEBRAÇÃO DO PARCEIR DE ACESSO EMITIDO PELA CONCESSIONÁRIA.
  - O SISTEMA DE SUSTENTAÇÃO PARA O SISTEMA FOTOVOLTAICO DEVE SER INSTALADO APENAS POR PROFISSIONAL TÉCNICO E PROFISSIONALMENTE HABILITADO PARA O TRABALHO, PORTANDO TODOS OS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO INDIVIDUAL (EPI) E EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO COLETIVA (EPC), E SOB A SUPERVISÃO E PLANEJAMENTO DE UM TÉCNICO OU ENGENHEIRO DE SEGURANÇA DO TRABALHO.
  - OS TRANSPORTES DOS EQUIPAMENTOS E MATERIAIS ÀTE A ESTRUTURA DE SUSTENTAÇÃO DEVE OBEDECER OS CRITÉRIOS DE SEGURANÇA DA NORMA REGULAMENTADORA N° 35 (NR 35) DE TRABALHO EM ALTURA.
  - A INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DEVE OBEDECER OS CRITÉRIOS DE SEGURANÇA DA NR 10 DE SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELÉTRICIDADE.
  - PARA O CORRETO MANUSEIO E INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE SUSTENTAÇÃO E DO SISTEMA FOTOVOLTAICO É IMPRESCINDÍVEL OBEDECER AS ORIENTAÇÕES CONTIDAS NOS MANUAIS E CATALÓGOS DOS EQUIPAMENTOS A SEREM APLICADOS.
  - CADE A ENEL DISTRIBUIÇÃO COM A EXECUÇÃO DE OBRAS DE REFORMA OU REFORÇO EM SEU PRÓPRIO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PARA VIABILIZAR A CONEXÃO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.
  - A INSTALAÇÃO DEVERÁ SER EXECUTADA SOB RESPONSABILIDADE DE UMA EMPRESA COM EXPERIÊNCIA COMPROVADA, COM MÃO-DE-OBRA E FERRAMENTAL EM CONFORMIDADE COM A NR-10, E COM PROFISSIONAL REGISTRADO E HABILITADO, O QUAL DEVERÁ EMITIR RELATÓRIO TÉCNICO DA INSTALAÇÃO E ANOTAÇÃO DE RESPONSABILIDADE TÉCNICA (ART).
  - OS TÉCNICOS, ELETRICISTAS E SEUS AUXILIARES DEVERÃO SER TÉCNICAMENTE CAPACITADOS PARA A EXECUÇÃO DOS TRABALHOS DE INSTALAÇÃO, DEVENDO SER SEGUIDO RIGOROSAMENTE AS ORIENTAÇÕES DO MEMORIAL DESCRITIVO E DAS FRANCHAS DO PROJETO ELÉTRICO.
  - QUAISQUER ALTERAÇÕES EM RELAÇÃO AO PROJETO E/OU EMPREGO DE MATERIAL INEXISTENTE NA PRAÇA, SÓ SERÁ PERMITIDA APÓS CONSULTAR O AUTOR DO PROJETO, SOB PENA DE POSSÍVEIS DANOS AS INSTALAÇÕES E, PORTANTO, NENHUMA RESPONSABILIDADE POR PARTE DO AUTOR.
  - O ACESSANTE DEVE SOLICITAR A VISTORIA À ENEL, ASSIM QUE A EXECUÇÃO ESTIVER CONCLUÍDA, EM UM PRAZO MÁXIMO DE 120 DIAS APÓS A EMISSÃO DO PARCEIR DE ACESSO PELA CONCESSIONÁRIA.
  - O SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DEVE CESSAR O FORNECIMENTO DE ENERGIA À REDE POR MEIO DE ABERTURA DO ELEMENTO DE DESCONEXÃO DA GLI, EM ATÉ 2 SEGUNDOS APÓS A PERDA DA REDE (ILHAMENTO).
  - DEPOIS DE UMA DESCONEXÃO O SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NÃO PODE RETOMAR O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA POR UM PERÍODO MÍNIMO DE 180 SEGUNDOS APÓS A RETOMADA DAS CONDIÇÕES NORMATIVAS DE TENSÃO E FREQUÊNCIA.
  - JUNTO AO PADRÃO DE ENTRADA DE ENERGIA, PRÓXIMO À CAIXA DE MEDIÇÃO/PROTEÇÃO, O ACESSANTE DEVERÁ INSTALAR UMA PLACA DE ADVERTÊNCIA COM OS SEGUINTEZ DIZERES: "CUIDADO - RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO - GERAÇÃO PRÓPRIA".
  - A ENEL DEVERÁ INSTALAR UMA PLACA DE ADVERTÊNCIA NA POSTE DE DERIVAÇÃO DA REDE DE MÉDIA TENSÃO, QUE SERVIRÁ PARA O TRAÇO PARTICULAR DA UNIDADE CONSUMIDORA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, COM OS SEGUINTEZ DIZERES: "CUIDADO - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CIRCUITO".
  - É DE FUNDAMENTAL IMPORTÂNCIA QUE APÓS A INSTALAÇÃO HAJA UMA MANUTENÇÃO PERIÓDICA ANUAL A FIM DE SE GARANTIR A CONFIABILIDADE DO SISTEMA. SÃO TAMBÉM RECOMENDADAS VISTORIAS PREVENTIVAS APÓS REFORMAS QUE POSSAM ALTERAR A EFICIÊNCIA DO SISTEMA.
  - OS INVERSORES DEVEM GARANTIR A DESCONEXÃO DA CENTRAL GERADORA DURANTE A MANUTENÇÃO DO SISTEMA DA CONCESSIONÁRIA ENEL.
  - OS INVERSORES DEVERÃO ATENDER AO ESTABELECIDO NA ABNT NBR IEC 62116 E NTC-71-REVISÃO 2.
  - QUANDO DA SOLICITAÇÃO DE VISTORIA DEVERÁ SER APRESENTADO O RELATÓRIO DE COMISSONAMENTO DAS INSTALAÇÕES DE CONFORME DE ACORDO COM OS ITENS ESTABELECIDOS NA ABNT NBR 16574. EVIDÊNCIAS ASSINADAS PELO ENGENHEIRO RESPONSÁVEL, INDICANDO AS CARACTERÍSTICAS FINAS DAS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO, OS RESULTADOS DOS ENSAIOS E RESULTADOS DOS TESTES E MEDIÇÕES REALIZADOS.
  - O ATERRAMENTO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DEVERÁ SER CONECTADO AO SISTEMA DE ATERRAMENTO DA UNIDADE CONSUMIDORA.



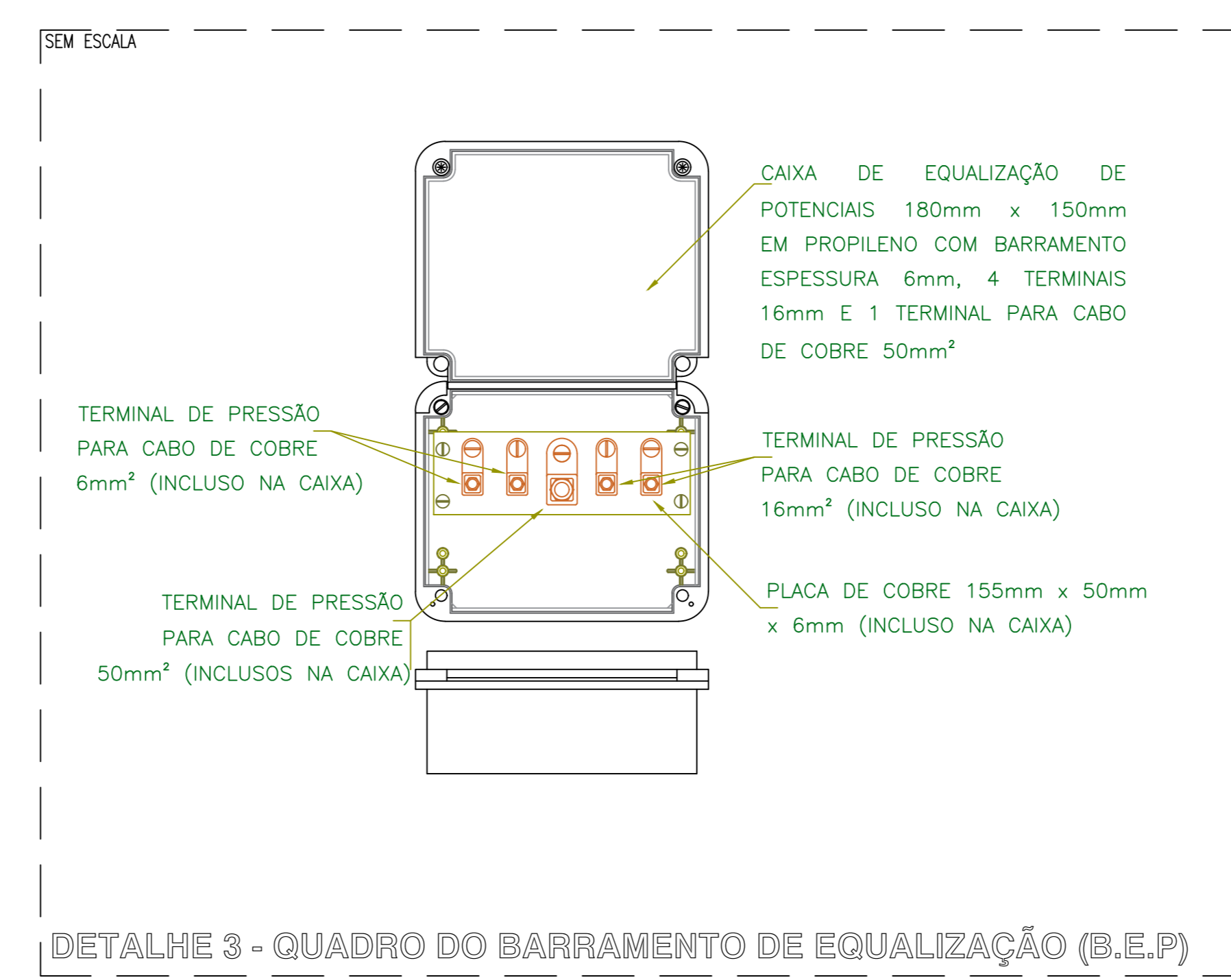
MALHA DE ATERRAMENTO COM INTERLIGAÇÃO DAS MOLDURAS DAS PLACAS



DETALHE 1 - CONEXÃO COM SOLDA EXOTÉRMICA



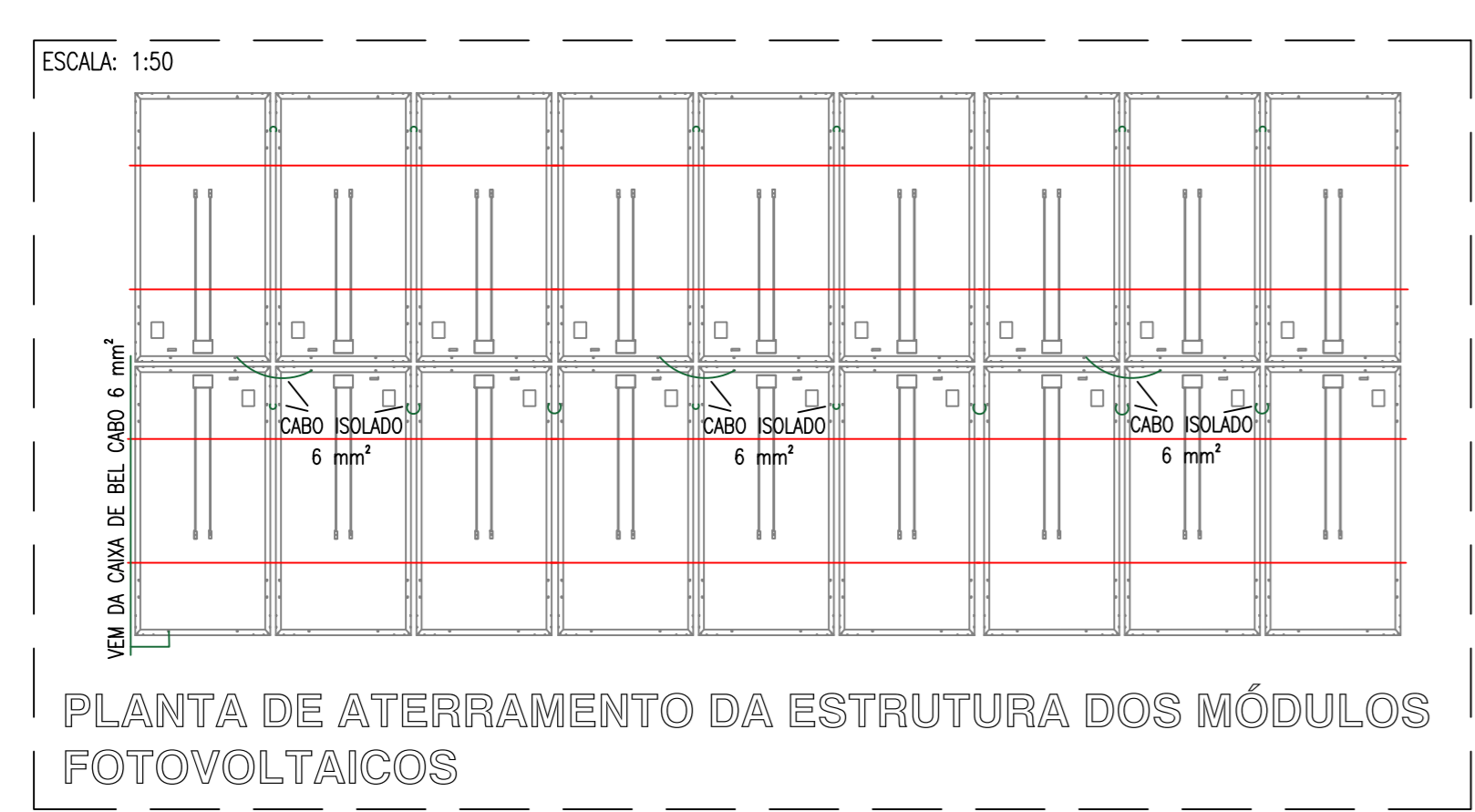
DETALHE 2 - VALA DO CABO DE ATERRAMENTO



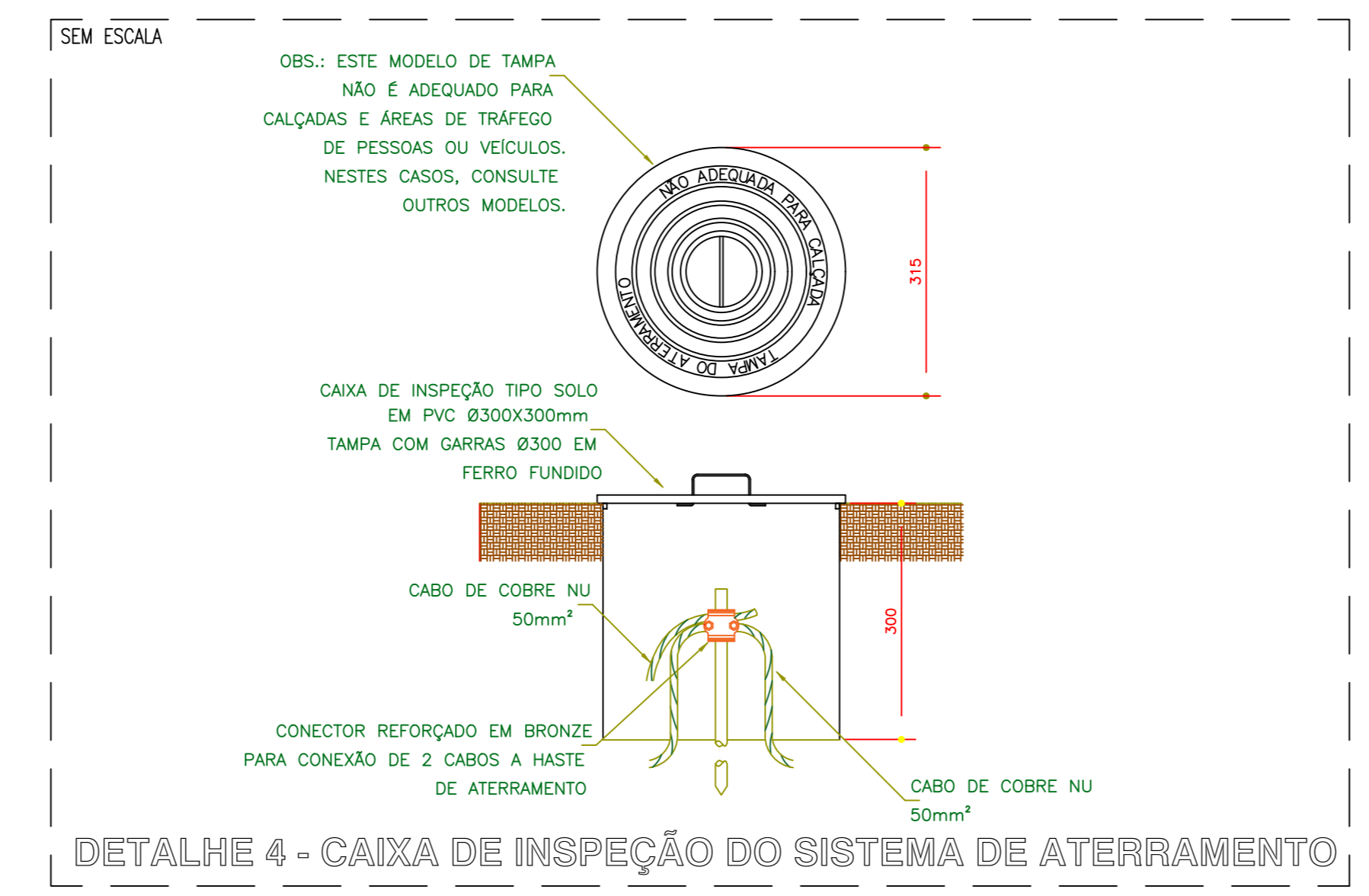
DETALHE 3 - QUADRO DO BARRAMENTO DE EQUALIZAÇÃO (B.E.P.)

**ESPECIFICAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA**

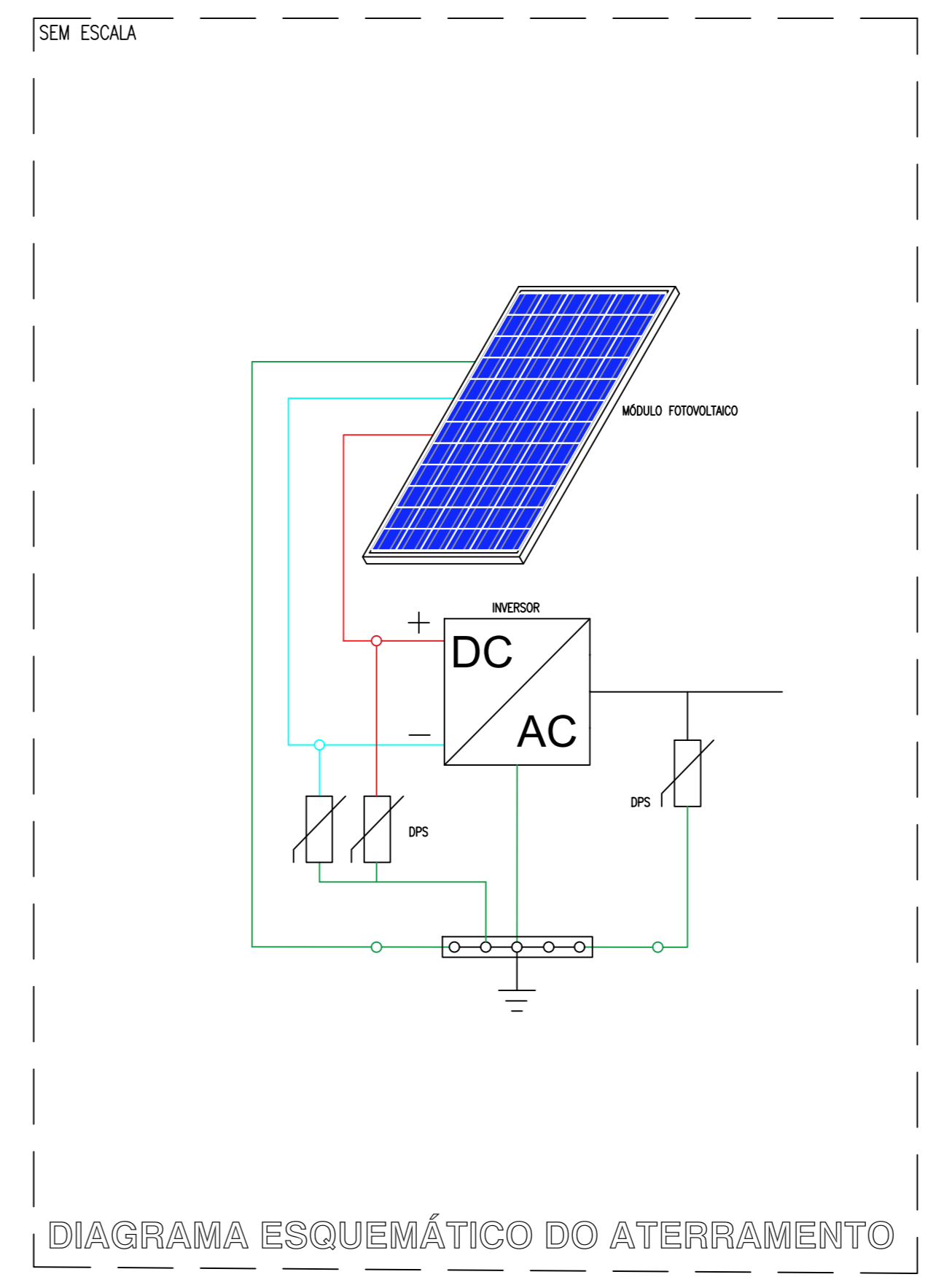
ITEM	DESCRIÇÃO DOS MATERIAIS INDICADOS NO DESENHO
01	MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR CS3U 35SP POTÊNCIA NOMINAL: 355 W TENSÃO DE OPERAÇÃO (Vmp): 39,4 V CORRENTE DE OPERAÇÃO (Imp): 9,02 A TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (Voc): 46,8 V CORRENTE DE CIRCUITO ABERTO (Isc): 9,59 A EFICIÊNCIA DO MÓDULO: 17,89% TEMPERATURA DE OPERAÇÃO: -40°C a +65°C MÁXIMA TENSÃO DO SISTEMA: 1500 V
02	QUADROS DE DISTRIBUIÇÃO AC PARA 24 ELEMENTOS (MxP): 394mm x 197mm x 61mm.
03	INVERSOR MODELO ABB "TBO-TM-50.0-400" NÚMERO DE MPPT: 3 TENSÃO DE PARTIDA DC: 420 V TENSÃO MÁXIMA DE ENTRADA: 1.000 V CORRENTE MÁXIMA DE SAÍDA: 77,0 A TENSÃO DE SAÍDA: 320 V A 480 V POTÊNCIA NOMINAL AC: 50.000 W ALIMENTAÇÃO: TRIFÁSICA GRAU DE PROTEÇÃO: IP 65 EFICIÊNCIA DO INVERSOR: 98 %



PLANTA DE ATERRAMENTO DA ESTRUTURA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



DETALHE 4 - CAIXA DE INSPEÇÃO DO SISTEMA DE ATERRAMENTO



CLIENTE	PROJETO

**ASSINATURAS**

PROPRIETÁRIO:	_____
R.T. PROJETO:	_____
R.T. EXECUÇÃO:	_____
FISCAL:	_____

**APROVAÇÃO**

Revisão Nº	Descrição	Autor	Data
REV.00	EMISSÃO INICIAL DO PROJETO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA		
<b>MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA 100 KW</b>			
<b>PROJETO PARTICULAR</b>			
Topógrafo:	PROJETO ELÉTRICO	Referência:	
Projetista:	PROPRIOS AUTORES	Projeto Nº:	
Aprovação:	ENEL	Escala:	INDICADA
Data:	NOVA VENEZA - GO	Folha:	03/03

Apêndice E

Tabela E.1 – Lista de material e orçamento

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QTD	PREÇO
1	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO MONOPOLAR, TIPO N, CURVA C, PADRÃO EUROPEU, 20A, 6 kA	UN	6	R\$257,91
2	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO TRIPOLAR, TIPO N, CURVA B, PADRÃO EUROPEU, 100A, 6kA	UN	2	R\$221,31
3	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO TRIPOLAR, CAIXA MOLDADA, 175 A	UN	2	R\$1.118,19
4	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (DPS): $U_c= 275V$ . $Imáx= 60kA$ . $In= 25kA$	UN	3	R\$224,69
5	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (DPS): $U_c= 275V$ . $Imáx= 40kA$ . $In= 20kA$	UN	3	R\$97,60
6	HASTE DE ATERRAMENTO TIPO COPPERWELD ALTA CAMADA (254 MICRONS) $\varnothing 5/8"$ x 2,40m	UN	61	R\$4.539,66
7	CAIXA DE INSPEÇÃO TIPO SOLO EM PVC $\varnothing 300 \times 300$ mm	UN	5	R\$129,58
8	TAMPA COM GARRAS $\varnothing 300$ EM FERRO FUNDIDO PARA CAIXA DE INSPEÇÃO	UN	6	R\$300,19
9	CONECTOR REFORÇADO EM BRONZE PARA CONEXÃO DE 2 CABOS ( $50mm^2$ ) A HASTE DE ATERRAMENTO (CONECTOR CABO-HASTE)	UN	6	R\$149,27
10	CAIXA DE EQUALIZAÇÃO DE POTENCIAIS 180mm x 150mm EM PROPILENO COM BARRAMENTO ESPESSURA 6mm, 4 TERMINAIS $16mm^2$ E 1 TERMINAL PARA CABO DE COBRE $50mm^2$ PARA USO INTERNO E EXTERNO (BEP).	UN	1	R\$175,31
11	CAIXA DE EQUALIZAÇÃO DE POTENCIAIS 180mm x 150mm EM CAIXA METÁLICA COM PLACA DE COBRE, 4 TERMINAIS $6mm^2$ E 1 TERMINAL PARA CABO DE COBRE $50mm^2$ PARA USO INTERNO E EXTERNO (BEL).	UN	2	R\$350,63
12	CABO DE COBRE NU $50mm^2$ PARA ATERRAMENTO	M	371	R\$7.187,24
13	TERMINAL LAMINADOS TIPO ANEL ISOLADO, M6 PARA CABO DE $6MM^2$	UN	652	R\$332,16
14	PARAFUSO COM PORCA 5MM DE DIÂMETRO 3CM COMPRIMENTO	UN	652	R\$813,74
15	CABO PVC ISOLADO 750V, $6MM^2$	M	115	R\$258,35

Continua

Tabela E.1 – Lista de material e orçamento

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QTD	PREÇO
16	CABO EPR XLPE/XLPE 90°C 0,6/1,0kV CLASSE II VERDE 16MM <sup>2</sup>	M	10	R\$85,28
17	ALICATES PARA MOLDES (ALICATE SOLDA EXOTÉRMICA)	UN	1	R\$80,62
18	MOLDE SOLDA EXOTÉRMICA CABO (50mm <sup>2</sup> ) - HASTE (Ø5/8) - PASSANTE, LATERAL DA HASTE - "HCL" (115G)	UN	1	R\$204,76
19	MOLDE SOLDA EXOTÉRMICA CABO (50mm <sup>2</sup> ) - HASTE (Ø5/8) - EM "X" - "HXS" (200G)	UN	1	R\$201,00
20	MOLDE SOLDA EXOTÉRMICA CABO (50mm <sup>2</sup> ) - HASTE (Ø5/8) - EM "T" - "HTH" (150G)	UN	1	R\$200,99
21	PÓ SOLDA EXOTERMICA N.200 UNISOLDA	UN	3	R\$46,80
22	FITA ISOLANTE CINZA ROLO 20M	UN	1	R\$3,05
23	FITA ISOLANTE VERMELHA ROLO 20M	UN	1	R\$4,36
24	FITA ISOLANTE PRETA ROLO 10M	UN	2	R\$25,09
25	FITA ISOLANTE DE AUTOFUSÃO ROLO 10M	UN	2	R\$36,65
26	CAIXA DE PASSAGEM SUBTERRANEA CP1 (DIMENSÕES: 280x280x450 MM (MEDIDAS INTERNAS)) PADRÃO ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS, COM TAMPA.	UN	5	R\$3.754,62
27	CAIXA DE PASSAGEM SUBTERRANEA CP2 (DIMENSÕES: 800x800x1100 MM (MEDIDAS INTERNAS)) PADRÃO ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS, COM TAMPA.	UN	9	R\$26.065,38
28	ELETRODUTO COPEX Ø32MM	M	86	R\$555,94
29	ELETRODUTO PEAD, COR PRETA, SEÇÃO CIRCULAR, COM CORRUGAÇÃO HELICOIDAL, FLEXÍVEL Ø40mm.	M	37	R\$219,73
30	ELETRODUTO PEAD, COR PRETA, SEÇÃO CIRCULAR, COM CORRUGAÇÃO HELICOIDAL, FLEXÍVEL Ø75mm.	M	84	R\$1.071,10
31	ELETRODUTO PVC RÍGIDO, NÃO PROPAGA CHAMA, CINZA, Ø32mm	M	25	R\$230,55
32	ELETRODUTO PVC RÍGIDO, NÃO PROPAGA CHAMA, CINZA, Ø65mm	M	10	R\$811,25

Continua

Tabela E.1 – Lista de material e orçamento

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QTD	PREÇO
33	CONEXÃO DE ELETRODUTO, CURVA 90°, CINZA, Ø32mm	UN	12	R\$28,87
34	CONEXÃO DE ELETRODUTO, CURVA 90°, CINZA, Ø65mm	UN	6	R\$131,05
35	FIXADOR (BRAÇADEIRA) ELETRODUTO PVC, Ø32mm	UN	8	R\$5,73
36	FIXADOR (BRAÇADEIRA) ELETRODUTO PVC, Ø65mm	UN	4	R\$12,48
37	LUVA PARA ELETRODUTO PVC RÍGIDO, CINZA, Ø32mm	UN	28	R\$40,12
38	LUVA PARA ELETRODUTO PVC RÍGIDO, CINZA, Ø65mm	UN	15	R\$140,41
39	TARRAXA PARA EXECUÇÃO DE JUNTAS ROSCÁVEIS EM ELETRODUTO PVC RÍGIDO PARA Ø32mm E Ø65mm.	UN	1	R\$265,22
40	ADAPTADORES BOLSA ROSCA (UNIDUTI) Ø32mm	UN	8	R\$12,63
41	ADAPTADORES BOLSA ROSCA (UNIDUTI) Ø65mm	UN	5	R\$24,36
42	CAIXA DE LUZ (CONDULETE) PVC SOBREPOR 4X4 - COM TAMPA P/ INSTALAÇÃO EM PAREDE, COM 3 ENTRADAS PARA ELETRODUTOS PVC RIG. Ø32mm	UN	4	R\$133,13
43	CAIXA DE LUZ (CONDULETE) PVC SOBREPOR 4X2 - COM TAMPA P/ INSTALAÇÃO EM PAREDE, COM 2 ENTRADAS PARA ELETRODUTOS PVC RIG. Ø65mm	UN	2	R\$274,58
44	CABO EPR XLPE/XLPE 90°C 0,6/1,0kV CLASSE II AZUL 25MM <sup>2</sup>	M	5	R\$65,58
45	CABO EPR XLPE/XLPE 90°C 0,6/1,0kV CLASSE II PRETO 25MM <sup>2</sup>	M	15	R\$200,94
46	CABO EPR XLPE/XLPE 90°C 0,6/1,0kV CLASSE II AZUL 70MM <sup>2</sup>	M	60	R\$2.054,33
47	CABO EPR XLPE/XLPE 90°C 0,6/1,0kV CLASSE II PRETO 70MM <sup>2</sup>	M	180	R\$6.162,98

Continua

Tabela E.1 – Lista de material e orçamento

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QTD	PREÇO
48	QUADRO ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO, 24 ELEMENOS, SOBREPOR (COM ACESSÓRIOS PARA INSTALAÇÃO EM ALVENARIA), METÁLICO, COM BARRAS DE COBRE PARA TERRA, NEUTRO E FASES (TRIFÁSICO, 200 A, 6kA) . ENTRADA E SAIDA DE CABOS PELA PARTE INFERIOR E SUPERIOR, COM CAPACIDADE PARA RECEBER 3 ELETRODUTOS DE Ø65mm E 3 ELETRODUTOS DE Ø32mm.	UN	1	R\$738,65
49	CONEXÃO I PARA ELETRODUTO PEAD Ø75mm ("LUVA" PARA ELETRODUTO PEAD)	UN	5	R\$45,81
50	CONEXÃO I PARA ELETRODUTO PEAD Ø40mm ("LUVA" PARA ELETRODUTO PEAD)	UN	8	R\$36,44
51	FITA DE VEDAÇÃO OU MASTIQUE ( PARA ELETRODUTO PEAD Ø75mm)	UN	1	R\$34,32
52	FITA DE VEDAÇÃO OU MASTIQUE ( PARA ELETRODUTO PEAD Ø40mm)	UN	2	R\$54,08
53	TERMINAL DE COMPRESSÃO 25MM <sup>2</sup>	UN	16	R\$23,30
54	TERMINAL DE COMPRESSÃO 16MM <sup>2</sup>	UN	4	R\$4,33
55	TERMINAL DE COMPRESSÃO 70MM <sup>2</sup>	UN	8	R\$31,70
56	LATA ESPUMA EXPANSÍVEL	UN	3	R\$101,72
57	ABRAÇADEIRA DE NYLON 30CM	UN	2	R\$25,29
58	ARR 1/4 LISA	UN	440	R\$82,37
59	PORCA SEXT 1/4 A	UN	440	R\$68,64
60	PÓ SOLDA EXOTERMICA 115G	UN	7	R\$60,86
61	PÓ SOLDA EXOTERMICA 150G	UN	54	R\$607,13

Continua

Tabela E.1 – Lista de material e orçamento

ITEM	DESCRIÇÃO	UNIDADE	QTD	PREÇO
62	LIMPADOR DE MOLDE	UN	1	R\$93,61
63	ESCOVA PLANA	UN	1	R\$15,60
<b>TOTAL</b>				<b>R\$61.329,26</b>

Apêndice F

Tabela F.1 – Planilha de Fluxo de caixa para um período de 13 meses

<b>Mês Referência</b>	out-18
<b>Aumento de energia a.a.</b>	6,8%

<b>UC Usina</b>	<b>out-18</b>	<b>nov-18</b>	<b>dez-18</b>	<b>jan-19</b>	<b>fev-19</b>	<b>mar-19</b>	<b>abr-19</b>
<b>Consumo kWh</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
<b>Crédito Injetado kWh</b>	-	14.471,00	14.376,00	15.774,00	15.603,00	17.567,00	17.916,00
<b>Crédito Utilizado</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Crédito Excedente</b>	-	14.471,00	14.376,00	15.774,00	15.603,00	17.567,00	17.916,00
<b>R\$/kWh</b>	R\$ 0,76	R\$ 0,76	R\$ 0,77	R\$ 0,77	R\$ 0,77	R\$ 0,78	R\$ 0,78
<b>Iluminação Pública</b>	R\$ 20,00	R\$ 20,11	R\$ 20,22	R\$ 20,33	R\$ 20,44	R\$ 20,56	R\$ 20,67
<b>Valor a ser pago sem SF</b>	R\$ 95,75	R\$ 96,27	R\$ 96,80	R\$ 97,34	R\$ 97,87	R\$ 98,41	R\$ 98,95
<b>Valor a ser pago com SF</b>	R\$ 95,75	R\$ 96,27	R\$ 96,80	R\$ 97,34	R\$ 97,87	R\$ 98,41	R\$ 98,95
<b>UC consumidor X</b>	<b>out-18</b>	<b>nov-18</b>	<b>dez-18</b>	<b>jan-19</b>	<b>fev-19</b>	<b>mar-19</b>	<b>abr-19</b>
<b>Consumo kWh</b>	21.840,00	17.680,00	14.524,44	14.524,44	18.871,12	14.240,00	13.600,00
<b>Crédito Injetado kWh</b>	-	14.471,00	14.376,00	15.774,00	15.603,00	17.567,00	17.916,00
<b>Crédito Utilizado</b>	0	14471	14376	14524,44	16852,56	14240	13600
<b>Crédito Acumulado</b>	-	-	-	1.249,56	0,00	3.327,00	7.643,00
<b>R\$/kWh</b>	R\$ 0,74	R\$ 0,75	R\$ 0,75	R\$ 0,76	R\$ 0,76	R\$ 0,76	R\$ 0,77
<b>Iluminação Pública</b>	R\$ 14,21	R\$ 14,29	R\$ 14,37	R\$ 14,45	R\$ 14,53	R\$ 14,60	R\$ 14,69
<b>Valor a ser pago sem SF</b>	R\$ 16.268,85	R\$ 13.245,14	R\$ 10.943,51	R\$ 11.003,67	R\$ 14.370,94	R\$ 10.907,40	R\$ 10.475,11
<b>Valor a ser pago com SF</b>	R\$ 16.268,85	R\$ 2.415,75	R\$ 126,06	R\$ 90,11	R\$ 1.550,17	R\$ 91,10	R\$ 91,60
<b>Financiamento</b>	R\$ 488.357,90	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Manutenção</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Gastos Acumulados</b>	<b>-R\$ 488.453,65</b>	<b>-R\$ 491.692,65</b>	<b>-R\$ 494.953,01</b>	<b>-R\$ 498.234,89</b>	<b>-R\$ 501.538,42</b>	<b>-R\$ 504.863,74</b>	<b>-R\$ 508.211,00</b>
<b>Economia Acumulada</b>	<b>R\$ 0,00</b>	<b>R\$ 10.829,39</b>	<b>R\$ 21.716,51</b>	<b>R\$ 32.769,80</b>	<b>R\$ 45.801,42</b>	<b>R\$ 56.912,41</b>	<b>R\$ 67.662,09</b>

3Continua

Tabela F.1 – Planilha de Fluxo de caixa para um período de 13 meses

<b>Mês Referência</b>	out-18
<b>Aumento de energia a.a.</b>	6,8%

<b>UC Usina</b>	<b>mai-19</b>	<b>jun-19</b>	<b>jul-19</b>	<b>ago-19</b>	<b>set-19</b>	<b>out-19</b>
<b>Consumo kWh</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
<b>Crédito Injetado kWh</b>	18.350,00	18.645,00	19.911,00	20.454,00	18.334,00	16.381,00
<b>Crédito Utilizado</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Crédito Excedente</b>	18.350,00	18.645,00	19.911,00	20.454,00	18.334,00	16.381,00
<b>R\$/kWh</b>	R\$ 0,79	R\$ 0,79	R\$ 0,80	R\$ 0,80	R\$ 0,80	R\$ 0,81
<b>Iluminação Pública</b>	R\$ 20,78	R\$ 20,90	R\$ 21,01	R\$ 21,13	R\$ 21,24	R\$ 21,36
<b>Valor a ser pago sem SF</b>	R\$ 99,49	R\$ 100,04	R\$ 100,59	R\$ 101,14	R\$ 101,70	R\$ 102,26
<b>Valor a ser pago com SF</b>	R\$ 99,49	R\$ 100,04	R\$ 100,59	R\$ 101,14	R\$ 101,70	R\$ 102,26

<b>UC consumidor X</b>	<b>mai-19</b>	<b>jun-19</b>	<b>jul-19</b>	<b>ago-19</b>	<b>set-19</b>	<b>out-19</b>
<b>Consumo kWh</b>	21.200,00	21.440,00	22.480,00	18.640,00	21.280,00	21.840,00
<b>Crédito Injetado kWh</b>	18.350,00	18.645,00	19.911,00	20.454,00	18.334,00	16.381,00
<b>Crédito Utilizado</b>	21200	21440	21909	18640	20148	16381
<b>Crédito Acumulado</b>	4.793,00	1.998,00	0,00	1.814,00	0,00	-
<b>R\$/kWh</b>	R\$ 0,77	R\$ 0,78	R\$ 0,78	R\$ 0,79	R\$ 0,79	R\$ 0,79
<b>Iluminação Pública</b>	R\$ 14,77	R\$ 14,85	R\$ 14,93	R\$ 15,01	R\$ 15,09	R\$ 15,18
<b>Valor a ser pago sem SF</b>	R\$ 16.410,36	R\$ 16.687,20	R\$ 17.592,12	R\$ 14.669,81	R\$ 16.837,44	R\$ 17.375,13
<b>Valor a ser pago com SF</b>	R\$ 92,10	R\$ 92,61	R\$ 461,40	R\$ 93,63	R\$ 909,97	R\$ 4.354,37

<b>Financiamento</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Manutenção</b>	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 4.219,41

<b>Gastos Acumulados</b>	-R\$ 511.580,34	-R\$ 514.971,91	-R\$ 518.385,84	-R\$ 521.822,29	-R\$ 525.281,41	-R\$ 532.982,76
<b>Economia Acumulada</b>	R\$ 84.415,68	R\$ 101.553,41	R\$ 119.337,53	R\$ 134.681,53	R\$ 151.475,55	R\$ 165.470,91

## **Anexo**

### **Anexo I**

*Datasheet* do inversor de 50,00 kW modelo TRIO-TM-50.0-400 da fabricante ABB.

SOLAR INVERTERS

# ABB string inverters

TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480

50 to 60 kW



01

01 TRIO-TM-50.0/60.0 outdoor string inverter

This new addition to the TRIO family, with 3 independent MPPT and power ratings of up to 60 kW (480 V version), has been designed with the objective to maximize the ROI in large systems with all the advantages of a decentralized configuration for both rooftop and ground-mounted installations.

### Modular design

The TRIO-TM-50.0/60.0 has a modular design to guarantee maximum flexibility, thanks to the different versions available.

The separate and configurable AC and DC compartments increase the ease of installation and maintenance with their ability to remain separately wired from the inverter module inside the system. The TRIO comes with the most complete wiring box configurations available including up to 15 DC inputs with fast connectors, string protection fuses, AC and DC switches and type II AC and DC surge arresters.

### Design flexibility

The double stage conversion topology offers the advantage of a wide input voltage range for maximum flexibility of system design.

The TRIO-TM comes with a forced air cooling system, used also in the previous TRIO products, designed for a simple and fast maintenance, allowing a maximum flexibility of plant design. The inverter comes with mounting supports for both horizontal and vertical installations, which allow for the best use of space available beneath the solar panels.

Embedded multi communication interfaces (WLAN,

The TRIO-TM-50.0/60.0 is ABB's latest three-phase string solution for cost efficient large decentralized photovoltaic systems for both commercial and utility applications.

Ethernet, RS485) combined with a Sunspec compliant Modbus protocol (RTU/TCP) allow the inverter to be easily integrated with any third party monitoring and control systems.

### Improved commissioning and maintenance

Thanks to the build-in Web User Interface (WUI) the installer can commission the inverter wirelessly and change advanced parameters by using any standard WLAN enabled device (smartphone, tablet or PC).

Integrated logging capability allows remote monitoring of the plant without the need of any additional external loggers.

Remote firmware update of the inverter system and components via Aurora Vision®.

### Highlights

- 3 Independent MPPT
- Transformerless inverter
- Double stage topology for a wide input range
- Large set of specific grid codes available which can be selected directly in the field
- Separate AC and DC compartments are available in different configurations
- Both vertical and horizontal installation
- 2 available sizes, 50 and 60 kW with 400 and 480 Vac of output voltage, respectively
- Wireless access to embedded user interfaces
- Ethernet daisy chain enabled
- Modbus TPC/RTU Sunspec compliant
- Remote monitoring and firmware update via Aurora Vision® (logger free)

# ABB string inverters

TRIO-TM-50.0-400

TRIO-TM-60.0-480

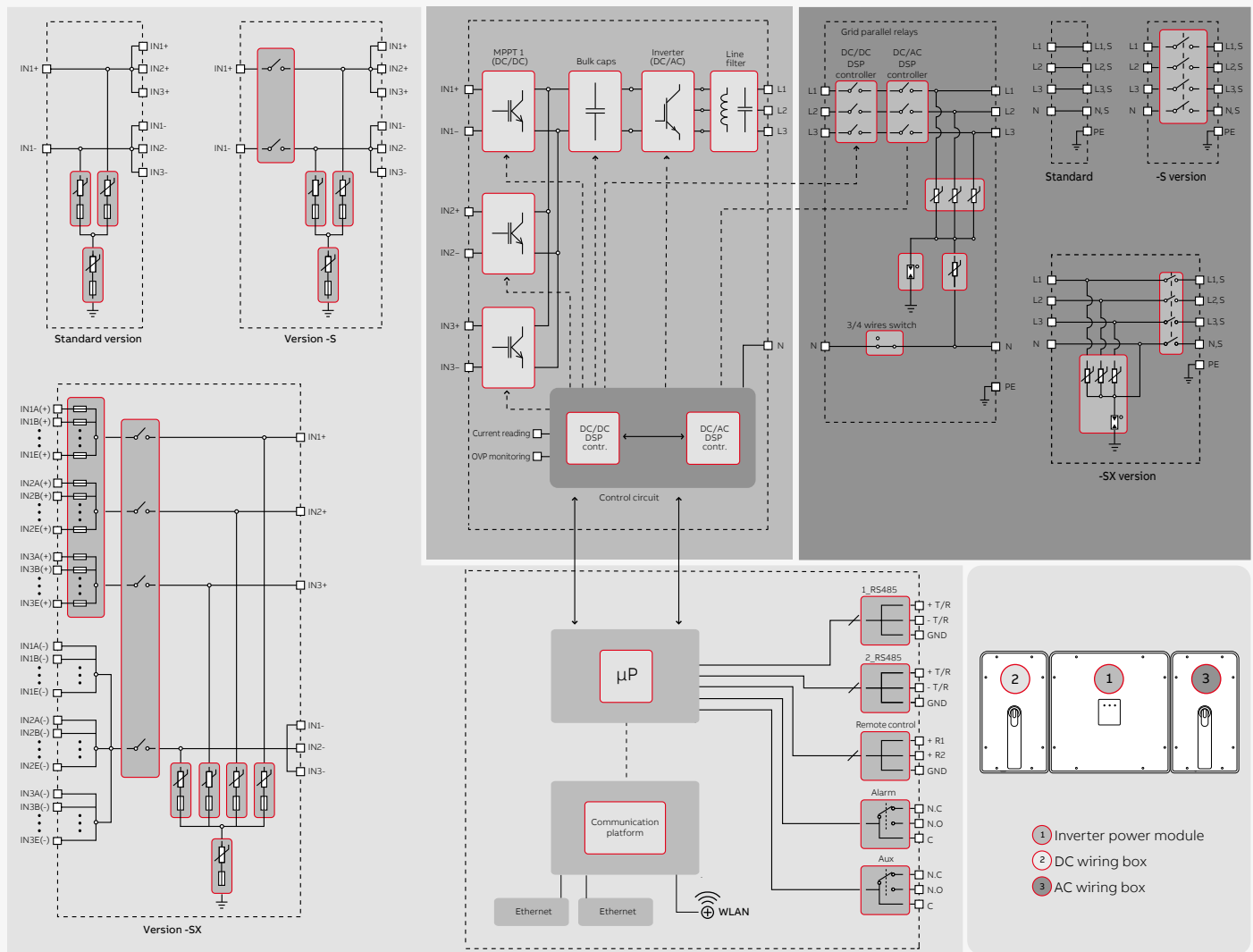
50 to 60 kW



## Technical data and types

Type code	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
<b>Input side</b>		
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{max,abs}$ )	1000 V	
Start-up DC input voltage ( $V_{start}$ )	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ( $V_{dcmin}...V_{dcmax}$ )	0,7x $V_{start} ...950$ V (min 300 V)	0,7x $V_{start} ...950$ V (min 360 V)
Rated DC input voltage ( $V_{dcr}$ )	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power ( $P_{dcr}$ )	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	3 (SX and SX2 version) / 1 (standard and SX version)	
Maximum DC input power for each MPPT ( $P_{MPPT,max}$ )	17500 W	21000 W
MPPT input DC voltage range ( $V_{MPPTmin} ... V_{MPPTmax}$ ) at $P_{acr}$	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current ( $I_{dc,max}$ ) for each MPPT	36 A	
Maximum input short circuit current for each MPPT	55 A (165 A in case of parallel MPPT)	
Number of DC input pairs for each MPPT	5	
DC connection type	Screw terminal block (Standard and -S version) or PV quick fit connector <sup>3)</sup> (-SX and SX2 version)	
<b>Input protection</b>		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 1 for each MPPT	
Input over voltage protection for each MPPT - plug In modular surge arrester	Type 2 (option) with monitoring	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	60 A / 1000 V for each MPPT (180 A in case of parallel MPPT)	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
<b>Output side</b>		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)	
Rated AC power ( $P_{acr} @\cos\phi=1$ )	50000 W	60000 W
Maximum AC output power ( $P_{ac,max} @\cos\phi=1$ )	50000 W	60000 W
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	50000 VA	60000 VA
Rated AC grid voltage ( $V_{acr,r}$ )	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V <sup>1)</sup>	384...571 V <sup>1)</sup>
Maximum AC output current ( $I_{ac,max}$ )	77 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency ( $f_r$ )	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>2)</sup>	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum $S_{max}$	
Total current harmonic distortion	<3%	
Maximum AC cable	95 mm <sup>2</sup> copper only (150 mm <sup>2</sup> copper/alluminum with TRIO-AC-WIRING-KIT)	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland	
<b>Output protection</b>		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection - varistor	Yes	
Output overvoltage protection - plug In modular surge arrester	Type 2 (option) with monitoring	
<b>Operating performance</b>		
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	98.3%	98.5%
Weighted efficiency (EURO)	98.0% / -	98.0% / -
<b>Communication</b>		
Embedded communication interfaces	2x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
Communication protocols	Modbus RTU / TCP (Sunspec compliant); Aurora Protocol	
Remote monitoring services	Standard level access to Aurora Vision monitoring portal	
Advanced features	Integrated Web User Interface; Display (option); Embedded logging and direct transferring of data to Cloud	
<b>Environmental</b>		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F)	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F)
Relative humidity	4%... 100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @1 m	
Maximum operating altitude	2000m / 6561ft	
<b>Physical</b>		
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)	
Cooling	Forced air	
Dimension (H x W x D)	725 mm x 1491 mm x 315 mm / 28.5" x 58.7" x 12.4"	
Weight	95 kg / 209 lbs overall, 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (full optional), 14kg / 31 lbs DC wiring box (full optional)	
Mounting system	Wall bracket, horizontal support	

ABB TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480 string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
<b>Safety</b>		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE	
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12	
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS 4777, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, PEA, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, VFR-2014, IEC 62116	
<b>Available product variants</b>		
<b>Inverter power module</b>	TRIO-TM-50.0-400-POWER MODULE	TRIO-TM-60.0-480-POWER MODULE
<b>DC wiring box options <sup>4)</sup></b>		
Input connections with terminal blocks	DCWB-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-TRIO-TM-60.0-480
Input connections with terminal blocks + DC switch	DCWB-S-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-S-TRIO-TM-60.0-480
15 quick input connections + fuses (single pole) + DC switch <sup>5)</sup>	DCWB-SX-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-SX-TRIO-TM-60.0-480
15 quick input connections + fuses (both poles) + DC switch <sup>5)</sup>	DCWB-SX2-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-SX2-TRIO-TM-60.0-480
<b>AC wiring box options</b>		
AC output connections with terminal blocks	ACWB-TRIO-TM-50.0	ACWB-TRIO-TM-60.0
AC output connections with terminal blocks + AC switch <sup>5)</sup>	ACWB-SX-TRIO-TM-50.0	ACWB-SX-TRIO-TM-60.0
<b>Optional available</b>		
TRIO-GROUNDING-KIT	Available	Available
TRIO-AC-WIRING-KIT	Available	Available

<sup>1)</sup> The AC voltage range may vary depending on specific country grid standards

<sup>2)</sup> The Frequency range may vary depending on specific country grid standards

<sup>3)</sup> Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at [www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters) for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

<sup>4)</sup> DCWB with display is available as optional, with dedicated wiring box version

<sup>5)</sup> Type 2 surge arresters available as optional, with dedicated wiring box version

**Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product**

---

For more information please contact  
your local ABB representative or visit:

**[www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters)**  
**[www.abb.com](http://www.abb.com)**

---

We reserve the right to make technical  
changes or modify the contents of this  
document without prior notice. With  
regard to purchase orders, the agreed  
particulars shall prevail. ABB AG does not  
accept any responsibility whatsoever for  
potential errors or possible lack of  
information in this document.

We reserve all rights in this document and  
in the subject matter and illustrations  
contained therein. Any reproduction,  
disclosure to third parties or utilization of  
its contents – in whole or in parts – is  
forbidden without prior written consent of  
ABB AG. Copyright© 2017 ABB  
All rights reserved



## Anexo II

*Datasheet* do módulo modelo KuMax CS3U-355P da fabricante CanadianSolar .



# KuMax (1000 V / 1500 V)

## SUPER HIGH EFFICIENCY POLY<sup>GEN4</sup> MODULE

### CS3U-345|350|355|360P

With Canadian Solar's industry leading black silicon cell technology and the innovative LIC (Low Internal Current) module technology, we are now able to offer our global customers high power poly modules up to 360 W.

The KuMax poly modules with a dimension of 2000 x 992 mm, close to our 72 cell MaxPower modules, have the following unique features:

- **Higher** power classes for equivalent module sizes
- **High** module efficiency up to 18.15 %
- **LOW** hot spot temperature risk
- **LOW** temperature coefficient (Pmax): -0.38 % / °C
- **LOW** NMOT (Nominal Module Operating Temperature): 43 ± 2 °C



More power output thanks to low NMOT: 43 ± 2 °C



Low power loss in cell connection



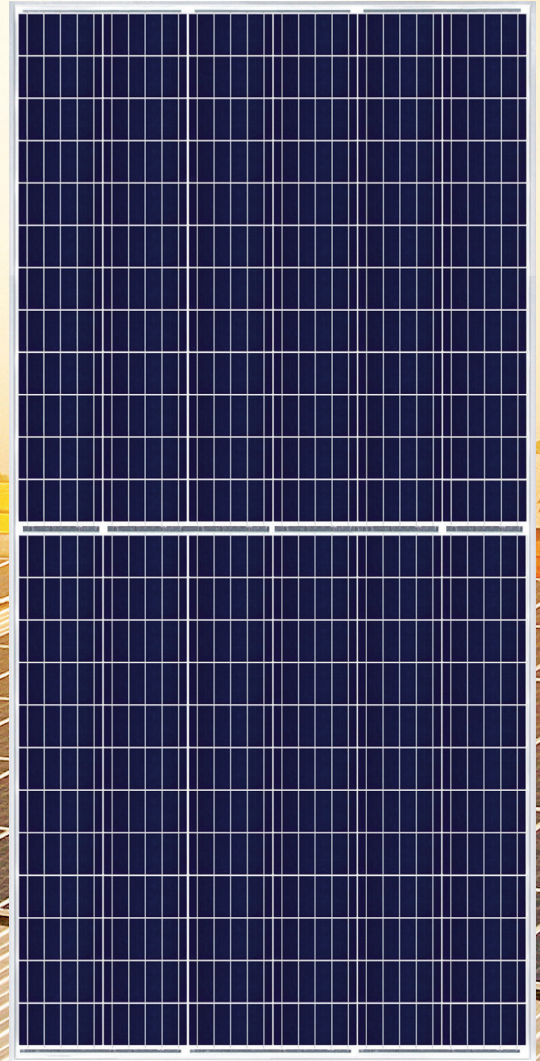
Safer: lower hot spot temperature



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



Low BoS cost with 1500 V<sub>dc</sub> system voltage



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

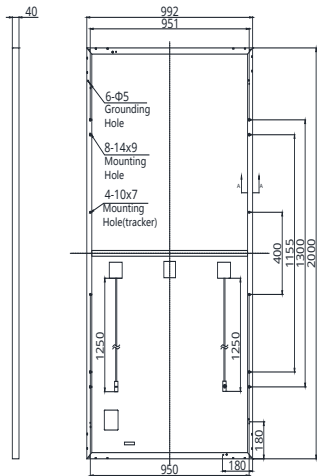
IEC 61215 / IEC 61730: 2005 & 2016: VDE / CE / UL 1703: CSA



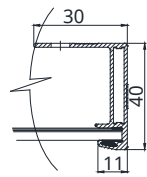
\* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

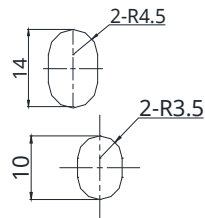
### Rear View



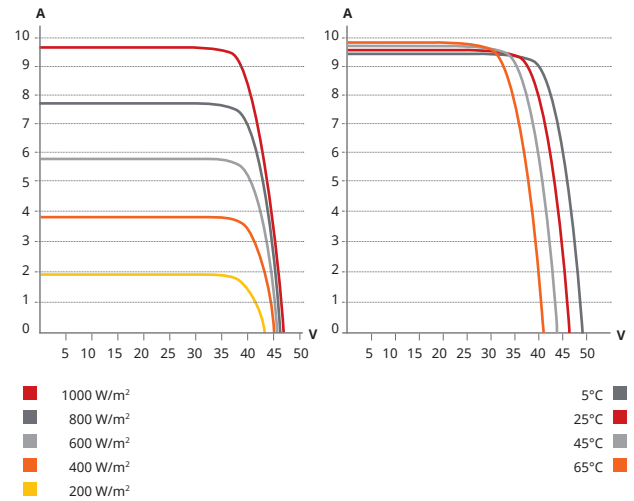
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS3U-355P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	345 W	350 W	355 W	360 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.0 V	39.2 V	39.4 V	39.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.86 A	8.94 A	9.02 A	9.10 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.4 V	46.6 V	46.8 V	47.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.43 A	9.51 A	9.59 A	9.67 A
Module Efficiency	17.39%	17.64%	17.89%	18.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC / UL) or 1500 V (IEC / UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 156.75 × 78.38 mm
Cell Arrangement	144 [2 × (12 × 6)]
Dimensions	2000 × 992 × 40 mm (78.7 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.6 kg (49.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> & 12 AWG
Cable Length	1670 mm (65.7 in)
Connector	T4 (IEC / UL)
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS3U	345P	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	255 W	259 W	263 W	266 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.6 V	35.8 V	36.0 V	36.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.17 A	7.24 A	7.29 A	7.37 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.3 V	43.5 V	43.7 V	43.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.61 A	7.68 A	7.74 A	7.80 A

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

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.38 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43 ± 2 °C

## PARTNER SECTION



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

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

## Anexo III

A Tabela III.1 apresenta a capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D para os condutores: cobre e alumínio; Isolação PVC; Temperatura no condutor 70°C; e Temperatura ambiente 30°C (ar) ou 20°C (solo).

Tabela III.1 – Capacidade de condução de corrente para condutores em isolação PVC

Seções nominais mm <sup>2</sup>	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1 000	767	679	698	618	1 012	906	827	738	1 125	996	792	652
Alumínio												
16	48	43	44	41	60	53	54	48	66	59	62	52
25	63	57	58	53	79	70	71	62	83	73	80	66
35	77	70	71	65	97	86	86	77	103	90	96	80
50	93	84	86	78	118	104	104	92	125	110	113	94
70	118	107	108	98	150	133	131	116	160	140	140	117
95	142	129	130	118	181	161	157	139	195	170	166	138
120	164	149	150	135	210	186	181	160	226	197	189	157
150	189	170	172	155	241	214	206	183	261	227	213	178
185	215	194	195	176	275	245	234	208	298	259	240	200
240	252	227	229	207	324	288	274	243	352	305	277	230
300	289	261	263	237	372	331	313	278	406	351	313	260
400	345	311	314	283	446	397	372	331	488	422	366	305
500	396	356	360	324	512	456	425	378	563	486	414	345
630	456	410	416	373	592	527	488	435	653	562	471	391
800	529	475	482	432	687	612	563	502	761	654	537	446
1 000	607	544	552	495	790	704	643	574	878	753	607	505

Fonte: Adaptado de NBR 5410:2004.

## Anexo IV

A tabela IV.1 apresenta a capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D para os condutores: cobre e alumínio; Isolação EPR/XLPE; Temperatura no condutor 90°C; e Temperatura ambiente 30°C (ar) ou 20°C (solo).

Tabela IV.1 – Capacidade de condução de corrente para condutores em isolação EPR/XLPE

Seções nominais mm <sup>2</sup>	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1 122	923	711	596
800	885	792	805	721	1 158	1 020	952	837	1 311	1 074	811	679
1 000	1 014	908	923	826	1 332	1 173	1 088	957	1 515	1 237	916	767
Alumínio												
16	64	58	60	55	79	71	72	64	84	76	73	61
25	84	76	78	71	105	93	94	84	101	90	93	78
35	103	94	96	87	130	116	115	103	126	112	112	94
50	125	113	115	104	157	140	138	124	154	136	132	112
70	158	142	145	131	200	179	175	156	198	174	163	138
95	191	171	175	157	242	217	210	188	241	211	193	164
120	220	197	201	180	281	251	242	216	280	245	220	186
150	253	226	230	206	323	289	277	248	324	283	249	210
185	288	256	262	233	368	330	314	281	371	323	279	236
240	338	300	307	273	433	389	368	329	439	382	322	272
300	387	344	352	313	499	447	421	377	508	440	364	308
400	462	409	421	372	597	536	500	448	612	529	426	361
500	530	468	483	426	687	617	573	513	707	610	482	408
630	611	538	556	490	794	714	658	590	821	707	547	464
800	708	622	644	566	922	830	760	682	958	824	624	529
1 000	812	712	739	648	1 061	955	870	780	1 108	950	706	598

Fonte: Adaptado de NBR 5410:2004.