



INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE  
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E  
TERRITÓRIO - ILATIT

ENGENHARIA DE ENERGIA

**PROJETO E DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: ESTUDO DE CASO  
EMPRESA DE FERTILIZANTES**

**Giovane Ronei Sylvestrin**

**Foz do Iguaçu  
28 de novembro, 2017**



INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE  
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E  
TERRITÓRIO - ILATIT

ENGENHARIA DE ENERGIA

**PROJETO E DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA  
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: ESTUDO DE CASO  
EMPRESA DE FERTILIZANTES**

**Giovane Ronei Sylvestrin**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Energia da Universidade Federal da Integração Latino-Americana como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Engenheiro de Energia

**Orientador:** Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando Junior

**Coorientador:** Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma

**Foz do Iguaçu  
28 de novembro, 2017**

## Resumo

O presente trabalho tem como objetivo apresentar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede para uma empresa de fertilizantes localizada na cidade de Foz de Iguaçu - PR, visando suprir parte da demanda energética, que teve um grande crescimento após uma expansão fabril. O estudo visa aproveitar a grande área de telhados que a empresa dispõe, separados em dois barracões com cerca de 2.000m<sup>2</sup> e orientação ao norte geográfico. Analisou-se a viabilidade técnica e econômica da implementação de geração distribuída fotovoltaica, cuja economia estaria vinculada ao sistema de compensação disposto pela Resolução Normativa da ANEEL n° 482/2012. O dimensionamento do sistema ocorreu primeiramente pelo levantamento de dados da empresa, obtendo-se sua localização, perfil de consumo elétrico, condições das instalações elétricas e área disponível para instalação do sistema. Considerando o máximo aproveitamento da área de telhados orientados ao norte, analisou-se dois arranjos fotovoltaicos, cada um empregando um dos módulos fotovoltaicos pré-selecionados da marca *Canadian*, policristalinos, de 60 células (CS6P-270P), e 72 células (CS6X-320P), com potências de 270Wp e 320Wp, respectivamente. O inversor selecionado para ambos os arranjos foi da *PHB Solar*, PHB20K-DT, com potência nominal de 20kW. A seleção dos equipamentos deu-se de acordo com as características técnicas, eficiência, e disponibilidade de preços no mercado. Para realizar a estimativa de geração de energia utilizou-se de método analítico (método da insolação) e uma ferramenta computacional para convalidação. Com base nos dados fornecidos pela empresa quanto à demanda horária típica e, na previsão anual de geração, determinou-se o autoconsumo de energia, que possibilitou inserir na análise financeira a parcela da energia gerada que seria injetada na rede elétrica e que assim teria tributação imposta sobre ela. A seleção do arranjo final do sistema ocorreu pelo critério financeiro, através do estudo de viabilidade pela determinação dos indicadores econômicos *VPL* (Valor Presente Líquido), *TIR* (Taxa Interna de Retorno) e *Pay-Back* Descontado, considerando um horizonte de 25 anos, com cerca de 88% da geração garantida devido a degradação dos módulos estimada em 0,5%a.a. A análise foi realizada para três cenários, obtidos pela relação entre a tarifa de energia elétrica e a inflação ao longo dos últimos 20 anos: (i) crescimento da tarifa de eletricidade superior ao crescimento da taxa de inflação (10,67%a.a nominal), (ii) ajuste tarifário abaixo da inflação (4,50%a.a nominal) e (iii) ajuste proporcional à inflação (6,71%a.a nominal). Cada cenário foi analisado considerando o montante de investimento inicial sendo obtido por financiamento bancário ou por recursos próprios da empresa. Os resultados do trabalho apontaram viabilidade econômica para os dois arranjos de sistema propostos nos cenários de crescimento superior e proporcional à inflação, com um tempo de retorno de 13,41 anos para o primeiro cenário, cenário padrão, sem financiamento. Através da análise técnica e financeira selecionou-se o sistema composto por 816 módulos *Canadian* CS6X-320P, e 12 inversores PHB20K-DT, com geração de energia estimada para

o primeiro ano de operação de 356,68MWh, suprimindo cerca 71% da demanda de energia elétrica da empresa de fertilizantes, proporcionando uma economia anual média de R\$ 147.309,90. O custo total de implantação foi estimado em R\$ 1.605.608,65.

**Palavras-chaves:** compensação de energia; sistema fotovoltaico; minigeração distribuída.

# Abstract

The present work aims to present the design of a photovoltaic system connected to the grid for a fertilizer company located in the city of Foz de Iguagu – PR, aiming to supply part of the energy demand, which had a great growth after a factory expansion. The study aims to take advantage of the large area of roofs that the company has, separated into two buildings with about 2.000m<sup>2</sup> and geographic north orientation. Was analyzed the technical and economic viability of the implementation of photovoltaic distributed generation, whose economy would be linked to the compensation system established by ANEEL Normative Resolution No. 482/2012. The sizing of the system occurred firstly by the data collection of the company, obtaining its location, profile of electric consumption, conditions of the electrical installations and area available for installation of the system. Considering the maximum utilization of the north-facing roof area, two photovoltaic arrangements were analyzed, each using one of the preselected photovoltaic modules of the Canadian brand, polycrystalline, 60 cells (CS6P-270P), and 72 cells (CS6X- 320P), with powers of 270Wp and 320Wp, respectively. The inverter selected for both arrangements was PHB Solar, PHB20K-DT, with nominal power of 20kW. The selection of equipment was according to the technical characteristics, efficiency, and availability of prices in the market. To perform the estimation of energy generation was used an analytical method (insolation method) and a computational tool for convalidation. Based on the data provided by the company regarding the typical hourly demand, and in the annual generation forecast, it was determined the energy self-consumption, which made it possible to insert in the financial analysis the portion of the energy generated that would be injected into the electricity grid and which would thus have taxation imposed on it. The selection of the final arrangement of the system occurred by the financial criterion, through the feasibility study by determining the economic indicators VPL (Net Present Value), IRR (Internal Rate of Return) and Discounted Pay-Back, considering a horizon of 25 years, with about 88% of generation guaranteed due to degradation of modules estimated at 0,5%p.a. The analysis was carried out for three scenarios, obtained by the relation between electricity tariffs and inflation over the last 20 years: (i) electricity rate growth higher than the inflation rate (10,67%p.a nominal) , (ii) tariff adjustment below inflation (4,50%p.a nominal) and (iii) adjustment proportional to inflation (6,71%p.a nominal). Each scenario was analyzed considering the amount of initial investment being obtained by bank financing or by the company's own resources. The results of the study indicated economic viability for the two system arrangements proposed in the scenarios of higher growth and proportional to inflation, with a return time of 13,41 years for the first scenario, a default scenario, without financing. Through the technical and financial analysis, the system was composed of 816 Canadian CS6X-320P modules and 12 PHB20K-DT inverters, with estimated power

generation for the first year of operation of 356,68MWh, supplying about 71% of the demand for electricity from the fertilizer company, providing an annual average saving of R\$ 147.309,90. The total cost of implementation was estimated at R\$ 1.605.608,65.

**Keywords:** power compensation; photovoltaic system; distributed minigeration.

## Lista de ilustrações

Figura 1 – Turbinas a gás em ciclo (a) Brayton aberto e (b) ciclo fechado . . . . .	24
Figura 2 – Ciclo de potência a vapor . . . . .	24
Figura 3 – Micro e minicentraís hidroelétricas . . . . .	26
Figura 4 – Tipos de rotores de aerogeradores . . . . .	28
Figura 5 – Esquema básico de um sistema fotovoltaico conectado à rede . . . . .	29
Figura 6 – Instalação fotovoltaica com aproveitamento da área de telhados disponível	29
Figura 7 – Distribuição por estados na potência instalada de sistemas de geração distribuída . . . . .	34
Figura 8 – Projeção na redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos . . . . .	35
Figura 9 – Preços dos SFCRs em 2016 . . . . .	35
Figura 10 – Diferença entre os perfis comercial e residencial . . . . .	39
Figura 11 – Procedimentos de acesso à rede de distribuição . . . . .	44
Figura 12 – Procedimentos adotados no estudo de caso . . . . .	50
Figura 13 – Imagem aérea da empresa de fertilizantes . . . . .	53
Figura 14 – Planta baixa das instalações da empresa de fertilizantes . . . . .	54
Figura 15 – Histórico do consumo mensal de energia elétrica (kWh) na empresa de fertilizantes . . . . .	57
Figura 16 – Histórico da demanda registrada (kW) pela Copel na empresa de fertili- zantes . . . . .	57
Figura 17 – Áreas de telhado para instalação dos módulos fotovoltaicos . . . . .	58
Figura 18 – Vista lateral dos barracões de produção 01 e 02 . . . . .	59
Figura 19 – Irradiação para diferentes inclinações . . . . .	60
Figura 20 – Entrada de serviço da empresa de fertilizantes . . . . .	61
Figura 21 – Casa do transformador . . . . .	62
Figura 22 – Quadro de distribuição principal: Barracão de Produção 01 . . . . .	62
Figura 23 – Quadro de distribuição geral: Casa do Transformador . . . . .	63
Figura 24 – Quadro de distribuição principal: Barracão de Produção 02 . . . . .	63
Figura 25 – Encaminhamento dos circuitos de corrente alternada . . . . .	64
Figura 26 – Localização dos inversores: BP01 . . . . .	65
Figura 27 – Localização dos inversores: BP02 . . . . .	65
Figura 28 – Perdas típicas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede . . . . .	67
Figura 29 – Representação esquemática do arranjos modulares em cada barracão de produção com módulos: a) CS6P-270P e b) CS6X-320P . . . . .	76
Figura 30 – Seleção da localização do sistema na interface do programa . . . . .	79
Figura 31 – Seleção e características do módulo fotovoltaico CS6P-270P na interface do programa . . . . .	80

Figura 32 – Seleção e características do módulo fotovoltaico CS6X-320P na interface do programa . . . . .	80
Figura 33 – Tela de inserção das características do inversor PHB20K-DT no programa	81
Figura 34 – Definição das perdas estimadas pelo programa . . . . .	81
Figura 35 – Curvas de geração média para o primeiro ano de operação . . . . .	83
Figura 36 – Curvas de geração média mensal para o primeiro ano de operação . . .	83
Figura 37 – Comparação entre consumo e produção de energia no primeiro ano de operação . . . . .	84
Figura 38 – Produção de energia ao longo da vida útil do sistema . . . . .	84
Figura 39 – Comparação entre os métodos analítico e numérico para o primeiro ano de produção dos sistemas com módulos: a) CS6P-270P e b) CS6X-320P	87
Figura 40 – Curva de carga e geração fotovoltaica para os períodos de: a) Operação e b) Fora de operação . . . . .	89
Figura 41 – Trechos de condutores dimensionados . . . . .	90
Figura 42 – Esquema simplificado quadro de proteção CC . . . . .	103
Figura 43 – Esquema simplificado quadro de proteção CA . . . . .	106
Figura 44 – Exemplo de fixação de módulo em telhado metálico . . . . .	109
Figura 45 – Diagrama unifilar SFCR 01 . . . . .	112
Figura 46 – Diagrama unifilar SFCR 02 . . . . .	113
Figura 47 – Histórico da variação percentual anual da tarifa de consumo de energia elétrica fora de ponta . . . . .	116
Figura 48 – Evolução IPCA acumulado: período 2000 - 2016 . . . . .	117
Figura 49 – Esquema para determinação da conta de energia considerando a geração do sistema fotovoltaico (SFV) . . . . .	119
Figura 50 – Fluxo de caixa descontado acumulado (com financiamento) . . . . .	125
Figura 51 – Fluxo de caixa descontado acumulado (sem financiamento) . . . . .	125
Figura 52 – VPL vs. preço do watt-pico instalado (com financiamento) . . . . .	127
Figura 53 – VPL vs. preço do watt-pico instalado (sem financiamento) . . . . .	127
Figura 54 – Capacidade de módulos 72 células BP01/02 . . . . .	138
Figura 55 – Capacidade de módulos 60 células BP01/02 . . . . .	139
Figura 56 – Arranjo final BP01 com módulos de 60 células . . . . .	140
Figura 57 – Arranjo final BP02 com módulos de 60 células . . . . .	141
Figura 58 – Arranjo final BP01 com módulos de 72 células . . . . .	142
Figura 59 – Arranjo final BP02 com módulos de 72 células . . . . .	143
Figura 60 – Microgeração em Baixa Tensão . . . . .	151
Figura 61 – Microgeração em Média Tensão . . . . .	152
Figura 62 – Minigeração em Média Tensão 13,8 kV: proteção atua sobre o EI desconectando o gerador e as cargas . . . . .	153

Figura 63 – Minigeração em Média Tensão 13,8 kV: proteção atua sobre o EI desconectando apenas o gerador . . . . .	154
Figura 64 – Módulos Canadian CS6P-270P . . . . .	155
Figura 65 – Módulo Canadian CS6X-320P . . . . .	156
Figura 66 – Inversor PHB Solar PHB20K-DT . . . . .	157
Figura 67 – Cotação inversor PHB Solar PHB20K-DT . . . . .	158
Figura 68 – Cotação cabos Prysmian . . . . .	159
Figura 69 – Condução de corrente Afumex Solar . . . . .	160
Figura 70 – Queda de tensão cabos Prysmian . . . . .	161
Figura 71 – Fúsel FotoVoltaico . . . . .	162
Figura 72 – DPS lado de corrente contínua . . . . .	163
Figura 73 – Chave de Seccionamento lado CC . . . . .	164
Figura 74 – Disjuntor entrada quadro de proteção CA . . . . .	165
Figura 75 – Cotação disjuntor entrada quadro de proteção CA . . . . .	166
Figura 76 – Disjuntor saída quadro de proteção CA . . . . .	167
Figura 77 – Cotação Disjuntor saída quadro de proteção CA . . . . .	168
Figura 78 – DPS lado de corrente alternada: especificação e cotação . . . . .	169

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Estudos na geração termoelétrica . . . . .	25
Tabela 2 – Estudos na geração hidroelétrica . . . . .	27
Tabela 3 – Estudos na geração eólica . . . . .	28
Tabela 4 – Eficiência típica de módulos fotovoltaicos de acordo com o tipo de célula	30
Tabela 5 – Estudos na geração fotovoltaica . . . . .	31
Tabela 6 – Empreendimentos em 2017 de geração distribuída segundo tipo de geração	33
Tabela 7 – Empreendimentos em 2017 de geração distribuída segundo tipo de classe de consumo . . . . .	33
Tabela 8 – Normas nacionais . . . . .	41
Tabela 9 – Normas internacionais . . . . .	42
Tabela 10 – Documentação necessária para solicitação de acesso . . . . .	45
Tabela 11 – Certificados de conformidade exigidos . . . . .	47
Tabela 12 – Módulos fotovoltaicos pré-selecionados . . . . .	69
Tabela 13 – Inversor <i>grid-tie</i> selecionado . . . . .	70
Tabela 14 – Tensões em condições limites de temperatura dos módulos . . . . .	74
Tabela 15 – Parâmetros do inversor de acordo com o módulo . . . . .	75
Tabela 16 – Configurações analisadas para o sistema fotovoltaico (por barracão) . .	75
Tabela 17 – Estimativa de produção para o primeiro ano de operação: BP01/02 . .	78
Tabela 18 – Estimativa total de produção de energia para o primeiro ano de operação via simulação . . . . .	82
Tabela 19 – Parâmetros da geração de potência obtidas pela simulação . . . . .	85
Tabela 20 – Fator de capacidade e produção via simulação . . . . .	86
Tabela 21 – Corrente de projeto corrigida a ser usada no dimensionamento econômico dos condutores . . . . .	94
Tabela 22 – Dimensionamento econômico trecho corrente contínua . . . . .	94
Tabela 23 – Parâmetros do dimensionamento técnico para os condutores de corrente contínua . . . . .	96
Tabela 24 – Determinação da queda de tensão unitária para os condutores de cor- rente contínua . . . . .	97
Tabela 25 – Dimensionamento econômico trecho inversor - quadro de proteção CA .	99
Tabela 26 – Parâmetros do dimensionamento técnico para os condutores de corrente alternada trecho: inversor - quadro de proteção CA . . . . .	100
Tabela 27 – Parâmetros do dimensionamento técnico para os condutores de corrente alternada trecho: quadro de proteção CA - quadro de distribuição . .	102
Tabela 28 – Composição dos kits de suporte . . . . .	110
Tabela 29 – Especificação de condutores e proteção lado de corrente contínua . . .	111

Tabela 30 – Especificação de condutores e proteção lado de corrente alternada . . . . .	111
Tabela 31 – Histórico de tarifas fora de ponta, A4 horo-sazonal verde (sem impostos)	116
Tabela 32 – Evolução média da tarifa de energia elétrica e IPCA . . . . .	117
Tabela 33 – Cenários econômicos analisados . . . . .	118
Tabela 34 – Cotação módulo CS6P-270P . . . . .	120
Tabela 35 – Cotação módulo CS6X-320P . . . . .	120
Tabela 36 – Cotação das estruturas de módulos . . . . .	121
Tabela 37 – Cotação dos dispositivos de proteção . . . . .	121
Tabela 38 – Cotação de condutores para sistema com módulos CS6P-270P . . . . .	122
Tabela 39 – Cotação de condutores para sistema com módulos CS6X-320P . . . . .	122
Tabela 40 – Cotação estimada dos sistemas . . . . .	123
Tabela 41 – Resultados da análise de viabilidade econômica considerando opção de financiamento . . . . .	124
Tabela 42 – Resultados da análise de viabilidade econômica considerando recursos próprios . . . . .	124
Tabela 43 – Resultados da análise de viabilidade econômica considerando isenção ICMS sobre a geração (opção com financiamento) . . . . .	128
Tabela 44 – Resultados da análise de viabilidade econômica considerando isenção ICMS sobre a geração (opção sem financiamento) . . . . .	128
Tabela 45 – Análise comparativa entre os arranjos propostos . . . . .	131
Tabela 46 – Comprimento condutores corrente contínua BP01 arranjo CS6P-270P .	144
Tabela 47 – Comprimento condutores corrente contínua BP02 arranjo CS6P-270P .	145
Tabela 48 – Comprimento condutores corrente contínua BP01 arranjo CS6X-320P .	146
Tabela 49 – Comprimento condutores corrente contínua BP02 arranjo CS6X-320P .	147
Tabela 50 – Distância entre inversor e quadro de proteção CA para trajeto de condutores . . . . .	147
Tabela 51 – Proteções mínimas para conexão de geradores conectados através de inversor no sistema 13,8 kV . . . . .	149
Tabela 52 – Proteções mínimas para conexão de geradores conectados através de inversor no sistema 34,5 kV . . . . .	150

## Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BD01	Barracão de Depósito 01
BD02	Barracão de Depósito 02
BEN	Balanco Energético Nacional
BP01	Barracão de Produção 01
BP02	Barracão de Produção 02
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCD	Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio Brito
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DPS	Dispositivo de Proteção de Surto
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCA	Fator de Correção de Agrupamento
FCT	Fator de Correção de Temperatura
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FP	Fator de Potência
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IDEAL	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
<i>IEA</i>	<i>International Energy Agency</i>
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers Standards Association</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Tracking/Seguidor do Ponto de Máxima Potência</i>
MT	Média Tensão
NTC	Norma Técnica da Copel
PIS	Programa de Integração Social
<i>PR</i>	<i>Performance Ratio/ Taxa de Desempenho</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
<i>SAM</i>	<i>System Advisor Model</i>
SELIC	Taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
<i>STC</i>	<i>Standard Test Conditions</i>
<i>SWERA</i>	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
TE	Tarifa de Eletricidade
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade/Taxa de Desconto
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
XLPE	Condutor com isolamento de polietileno reticulado

## Lista de símbolos

$P_{FV}$	Potência nominal do sistema [kW]
$E$	Energia diária consumida [kWh]
$Y_r$	Produtividade de referência ( <i>Reference Yield</i> ) [h]
$H_{ref}$	Irradiância de referência [ $1.000\text{W}/\text{m}^2$ ]
$P_{max}$	Máxima potência do modulo fotovoltaico [Wp]
$V_{mp}$	Tensão de máxima potência do modulo fotovoltaico [Volts]
$I_{mp}$	Corrente de máxima potência do módulo fotovoltaico [A]
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico [Volts]
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico [A]
$\gamma$	Coefficiente de temperatura para a variação da potência máxima do módulo fotovoltaico [%/°C]
$\alpha$	Coefficiente de temperatura para a variação da corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico [%/°C]
$\beta$	Coefficiente de temperatura para a variação da tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico [%/°C]
$\beta_{V_{mp}}$	Coefficiente de temperatura para a variação da tensão de máxima potência do módulo fotovoltaico [%/°C]
$T$	Temperatura [°C]
$V_{imáx}$	Máxima tensão em corrente contínua admitida pelo inversor [Volts]
$V_{MPPTmin}$	Tensão mínima do MPPT do inversor [Volts]
$V_{MPPTmax}$	Tensão máxima do MPPT do inversor [Volts]
$I_{maxcc}$	Corrente máxima de entrada admitida pelo inversor [A]
$E_{ideal}$	Energia ideal produzida pelo módulo fotovoltaico [kWh]
$H_{méd}$	Irradiação solar média diária [ $kWh/m^2.dia$ ]
$A_{mod}$	Área de superfície do módulo fotovoltaico [ $\text{m}^2$ ]

$\eta_{mod}$	Eficiência do módulo fotovoltaico
$E_{real}$	Energia real produzida pelo módulo fotovoltaico [kWh]
$S_{ec}$	Seção econômica do condutor [mm <sup>2</sup> ]
$I_{max}$	Corrente de projeto máxima prevista para o circuito no primeiro ano [A]
$F$	Variável auxiliar
$\rho_{20}$	Resistividade elétrica do condutor a 20°C [ $\Omega.m$ ]
$B$	Variável auxiliar
$\alpha_{20}$	Coefficiente de temperatura para a resistência no condutor 20°C [ $K^{-1}$ ]
$\theta_m$	Temperatura média de operação do condutor [°C]
$\theta$	Temperatura máxima nominal do condutor [°C]
$\theta_a$	Temperatura ambiente média [°C]
$A$	Componente variável do custo por unidade de comprimento conforme seção do condutor [R\$/m.mm <sup>2</sup> ]
$N_p$	Número de condutores de fase por circuito
$N_c$	Número de circuitos que levam o mesmo tipo e valor de carga
$P$	Custo de um watt-hora no nível de tensão pertinente [R\$/W.h]
$D$	Variação anual da demanda [R\$/W.h]
$Q$	Variável auxiliar
$i$	Taxa de capitalização para o cálculo do valor presente [%]
$\gamma_p$	Fator de proximidade do condutor
$\gamma_s$	Fator de efeito pelicular do condutor
$\lambda_1$	Fator de perda de cobertura do condutor
$\lambda_2$	Fator de perda de armação do condutor
$r$	Variável auxiliar
$N$	Vida econômica [ano]
$a$	Aumento anual de carga ( $I_{max}$ ) [%]

$b$	Aumento anual do custo de energia [%]
$CT$	Custo total de instalação e operação do condutor [R\$]
$CI$	Custo inicial de instalação do condutor [R\$]
$CO$	Custo operação do condutor [R\$]
$L$	Comprimento do condutor [m]
$R$	Resistência CA equivalente do condutor [ $\Omega/m$ ]
$I_B$	Corrente de projeto [A]
$I_C$	Corrente de projeto corrigida [A]
$I_Z$	Capacidade de condução de corrente do condutor [A]
$\Delta V_u$	Queda de tensão unitária [V/A.km]
$\Delta V_{m\acute{a}x}$	Limite de queda de tensão [%]
$V$	Tensão nominal do circuito [V]
$I_n$	Corrente nominal do fusível [A]
$V_n$	Tensão nominal do fusível [A]
$U_c$	Tensão máxima contínua DPS [kV]
$I_N$	Corrente nominal do disjuntor [A]
$I_2$	corrente convencional de atuação do disjuntor [A]
$U_P$	Nível de proteção do DPS [kV]
$I_{max}$	Corrente máxima de dissipação DPS [kA]

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>19</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa e Motivações</b>	<b>20</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b>	<b>21</b>
1.2.1	Objetivo Geral	21
1.2.2	Objetivos Específicos	21
<b>1.3</b>	<b>Contribuições do Trabalho</b>	<b>21</b>
<b>2</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>22</b>
<b>2.1</b>	<b>Tipos de Geração Distribuída</b>	<b>23</b>
2.1.1	Geração Termoelétrica	23
2.1.2	Geração Hidroelétrica	25
2.1.3	Geração Eólica	27
2.1.4	Geração Fotovoltaica	29
<b>2.2</b>	<b>Geração Distribuída no Brasil</b>	<b>31</b>
2.2.1	Sistema de Compensação de Energia Elétrica - Resolução Normativa nº 482/2012	36
2.2.2	Incidência de Impostos	37
2.2.3	Autoconsumo	39
<b>2.3</b>	<b>Normas e Regulamentações</b>	<b>40</b>
2.3.1	Norma Técnica da COPEL - NTC 905200: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da COPEL	43
2.3.1.1	Procedimentos de Acesso e Contratação	43
2.3.1.2	Requisitos Técnicos	48
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>50</b>
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b>	<b>53</b>
<b>4.1</b>	<b>Levantamento de Dados</b>	<b>53</b>
4.1.1	Descrição do Local	53
4.1.2	Classificação Tarifária e Consumo de Eletricidade	54
4.1.3	Áreas Disponíveis para Instalação de Módulos	58
4.1.4	Recurso Solar	59
4.1.5	Condições Elétricas	60
4.1.5.1	Ponto de entrada e alimentação	61
4.1.5.2	Quadros de distribuição e pontos de conexão	62
4.1.6	Localização dos Inversores	64

<b>4.2</b>	<b>Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico</b>	<b>66</b>
4.2.1	Potência Nominal Necessária	66
4.2.2	Módulos Fotovoltaicos	68
4.2.3	Inversores	69
4.2.4	Arranjos do Sistema	71
<b>4.3</b>	<b>Método Analítico: Insolação</b>	<b>77</b>
<b>4.4</b>	<b>Método Numérico: Simulação</b>	<b>79</b>
4.4.1	Resultados	82
4.4.2	Comparação Método Numérico e Método Analítico	86
<b>4.5</b>	<b>Determinação do Autoconsumo</b>	<b>88</b>
<b>4.6</b>	<b>Dimensionamento de Condutores e do Sistema de Proteção</b>	<b>89</b>
4.6.1	Condutores	90
4.6.1.1	Dimensionamento econômico e ambiental de condutores elétricos	90
4.6.2	Proteções	102
4.6.2.1	Lado corrente contínua	103
4.6.2.2	Lado de corrente alternada	106
<b>4.7</b>	<b>Estruturas</b>	<b>109</b>
<b>4.8</b>	<b>Projeto Elétrico</b>	<b>110</b>
<b>5</b>	<b>VIABILIDADE ECONÔMICA</b>	<b>114</b>
5.1	Tarifa de Energia Elétrica	114
5.2	Cenários	117
5.3	Cotação dos Sistemas	119
5.4	Composição do Fluxo de Caixa	123
5.5	Resultados	124
<b>6</b>	<b>ANÁLISE E DISCUSSÕES</b>	<b>129</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>132</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>133</b>
	<b>APÊNDICES</b>	<b>136</b>
	<b>APÊNDICE A – ESQUEMAS</b>	<b>137</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>148</b>
	<b>ANEXO A – REQUISITOS TÉCNICOS NTC 905200</b>	<b>149</b>
	<b>ANEXO B – MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSORES</b>	<b>155</b>

**ANEXO C – CONDUTORES E PROTEÇÃO . . . . . 159**

# 1 INTRODUÇÃO

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2016 (ano base 2015), o setor industrial é responsável pelo consumo de 32,5% da energia no Brasil, dos quais 20% correspondem à eletricidade. A capacidade de geração elétrica nacional está diretamente atrelada às usinas hidrelétricas, responsáveis por 64% da matriz em 2015 (BRASIL, 2016). A baixa diversificação da matriz elétrica implica em graves consequências ao consumidor quando há um período de escassez de chuvas, em virtude do aumento da tarifa elétrica, efeito da entrada em operação das termoeletricas que possuem um custo de geração maior. Nesse período a conta consta com bandeiras tarifárias amarela ou vermelha, dependendo das condições de geração.

Considerando a representatividade do setor industrial no consumo elétrico, buscou-se apresentar uma alternativa de redução de impacto à variância de preços da eletricidade, através de um estudo de caso inserido na classe industrial. A elevação do custo da eletricidade traz consequências diretas sobre a saúde financeira de uma indústria, diminuindo seus ganhos pelo aumento do valor do produto final, podendo levar a uma queda de competitividade no mercado. Dependendo da gravidade, ocasiona impactos negativos no âmbito social, como demissões de funcionários.

Uma das soluções ao setor industrial para reduzir os custos em energia elétrica está na adesão ao sistema de compensação de energia elétrica, através da micro e minigeração distribuída. Este trabalho tem como proposta realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma empresa de fertilizantes em Foz do Iguaçu - PR, fornecendo um panorama sobre a viabilidade técnica e econômica. O uso desta tecnologia parte do interesse dos proprietários em avaliar este tipo de empreendimento, uma vez que, o local dispõe de condições técnicas favoráveis.

O emprego de sistemas fotovoltaicos na geração distribuída vem ganhado destaque no cenário nacional, com o último balanço energético revelando que cerca de 81% da potência instalada na geração distribuída corresponde a empreendimentos fotovoltaicos. Esta condição está ligada com o bom potencial solar que o território nacional possui, como aponta os estudos de Tolmasquim (2016a) e IDEAL (2017b).

A inserção da geração distribuída no Brasil é assunto que vem ganhando pesquisas ao longo dos últimos anos que vão além da esfera acadêmica, despertando o interesse de setores ligados ao governo e investidores privados. O trabalho de EPE (2014b), avalia os avanços e barreiras na área de geração fotovoltaica, bem como o potencial nacional

e as perspectivas de preços. IDEAL (2017a) apresenta um estudo recente do panorama atual das empresas instaladoras de sistemas fotovoltaicos, realizando um levantamento das características atuais do porte dos geradores. Costa (2015) mostra um processo metodológico para realização de projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Nakabayashi (2015) analisa economicamente a viabilidade dos sistemas de microgeração de acordo com o estado brasileiro.

Este trabalho buscou desenvolver a metodologia técnica indicada em normas e regulamentações pertinentes, bem como na literatura específica. As informações com respeito à empresa do estudo de caso foram obtidas junto aos responsáveis, por documentos existentes ou por levantamento realizado via visitas ao local.

## 1.1 Justificativa e Motivações

O preço da energia elétrica no Brasil vem sofrendo constantes aumentos, motivados por crises hídricas cada vez mais recorrentes. Segundo levantamento realizado pelo Instituto de Energia e Ambiente da USP, apresentado na Nota Técnica “Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras”, de 1995 a 2014 a tarifação elétrica das classes consumidoras teve um aumento anual médio de 9,6%.

O setor industrial é afetado diretamente pelos aumentos do preço da eletricidade, inferindo no custo final de comercialização dos produtos. No presente estudo de caso, a empresa de fertilizantes teve um aumento considerável em seu consumo de energia elétrica devido à adição de um novo componente de produção, o que representou um novo patamar na conta mensal de eletricidade. Como consequências houveram cortes de produção e redução de turnos de trabalho, incidindo sobre a competitividade da empresa no mercado. Diante do problema, este trabalho buscou por meio dos mecanismos da compensação de energia, amparado legalmente pela Resolução Normativa n° 482/2012, reduzir a influência dos aumentos do preço e consumo da energia elétrica através da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, na forma de empreendimento de geração distribuída.

A escolha de um sistema fotovoltaico foi motivada pelas condições locais, uma área de telhados com cerca de 2.000m<sup>2</sup>, orientados ao norte geográfico, sem a presença de sombreamento causada por elementos construtivos e naturais, bem como pelo desejo dos proprietários em realizar uma consulta sobre a viabilidade técnica e econômica deste tipo de empreendimento. A Figura 13 (Capítulo 4) apresenta uma visão aérea da empresa e suas delimitações. Além destes fatores, o setor de geração fotovoltaica é o que mais cresce dentro da geração distribuída no cenário nacional, muito em conta por se caracterizarem como uma instalação de baixa complexibilidade técnica e pela crescente oferta de equipamentos, tanto no mercado brasileiro quanto no mercado internacional (COSTA, 2015).

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo Geral

Realizar um estudo de dimensionamento e implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede para um consumidor industrial, visando reduzir o valor da fatura de energia elétrica através do sistema de compensação de energia elétrica.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar compilação de conceitos, tipos, normas e regulamentações da geração distribuída;
- Analisar os aspectos técnicos presentes no estudo de caso, tais como, o recurso solar e as condições elétricas;
- Dimensionar o sistema fotovoltaico de acordo com a literatura específica, baseado na área disponível de telhados orientados ao norte geográfico, analisando-se mais de uma opção de arranjo fotovoltaico;
- Dimensionar o sistema de proteção elétrica no que se refere ao lado de corrente contínua, e no lado de corrente alternada, até o ponto de conexão no quadro de distribuição;
- Estimar a energia produzida de acordo com método de cálculo de insolação apresentado por Villalva e Gazoli (2012) e através de método numérico por simulação no *software System Advisor Model* (SAM), comparando-se os resultados;
- Realizar estudo de viabilidade técnica e econômica do empreendimento dimensionado, através de cenários para projeção do reajuste da tarifa de energia elétrica.

## 1.3 Contribuições do Trabalho

A realização deste trabalho visa contribuir para a análise técnica e econômica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede na empresa de fertilizantes, fornecendo a ela ferramentas na decisão de analisar o empreendimento. A metodologia aqui adotada poderá servir para abordagem de casos semelhantes. Academicamente, forneceu um exemplo de aplicação dos conceitos vistos na literatura específica, apresentando as etapas de dimensionamento com base nas normativas. A abordagem da análise de viabilidade econômica representou a ligação entre o aspecto técnico e financeiro que os projetos de engenharia seguem na execução profissional.

## 2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de geração distribuída não possui um consenso absoluto, há muitas divergências com respeito a sua definição, como apresenta o trabalho de Ackermann, Andersson e Söder (2001) por meio de um compilado de definições de diversos autores. Dentre as diferenças apontadas, estão critérios como potência, tecnologia e a propriedade sobre o sistema. Neste trabalho, a definição de geração distribuída será de empreendimento de geração elétrica realizada junto ou próximos do(s) consumidor(es), independente da potência, tecnologia e fonte de energia empregada (INEE, 2017; ANEEL, 2014).

Quando a operação do sistema de geração distribuída busca atender a carga paralelamente com o sistema elétrico, denomina-se geração *grid-tie* ou conectado à rede. Em casos onde o sistema de geração atua isolado da rede elétrica, denomina-se *off-grid* (NARUTO, 2017; PINHO; GALDINO, 2014). Este trabalho abordou apenas a operação em paralelo com a rede elétrica.

Uma vez que a geração de energia ocorre próxima ao consumo, desvincula-se da necessidade de linhas de transmissão com grandes níveis de tensão para o transporte de energia até o centro de carga, economizando investimentos em transmissão e reduzindo as perdas elétricas, proporcionando maior estabilidade do serviço de energia elétrica (NARUTO, 2017; ANEEL, 2014; NAKABAYASHI, 2015). Outras vantagens da geração distribuída recaem na diversificação da matriz elétrica e na compensação econômica que o produtor poderá obter dependendo da finalidade de geração (autoconsumo ou comercialização).

Considerada ainda uma abordagem recente para a geração elétrica, a geração distribuída não está totalmente inserida no âmbito técnico de operação das Distribuidoras de energia, que ainda possuem, na sua maioria, redes voltadas ao sistema de geração centralizada das grandes usinas. Deste modo, as desvantagens sobre este tipo de geração estão no aumento da complexidade de operação, controle e proteção, na readequação das redes elétricas e nas alterações dos procedimentos já consolidados das Distribuidoras (NARUTO, 2017; ANEEL, 2014; PINHO; GALDINO, 2014).

A seleção da fonte de energia adotada no empreendimento de geração distribuída é um fator relevante, que será determinado de acordo com a disponibilidade energética do local, da viabilidade técnica, financeira e ambiental (NAKABAYASHI, 2015). Podem ser utilizadas tecnologias como geradores a diesel, turbinas a gás, geração hídrica, sistemas fotovoltaicos e sistemas eólicos. Como será visto posteriormente, o cenário nacional aponta para

a expansão dos sistemas renováveis, com grande representatividade dos empreendimentos fotovoltaicos.

No presente capítulo serão abordados temas referentes aos tipos de geração elétrica aplicada na geração distribuída; o cenário nacional para a modalidade, com uma breve quantificação dos empreendimentos e conceitos relevantes no dimensionamento; as normas e regulamentações pertinentes.

## 2.1 Tipos de Geração Distribuída

Nesta seção apresentam-se as principais fontes empregadas na geração distribuída, suas características, vantagens, desvantagens e, situação tecnológica atual.

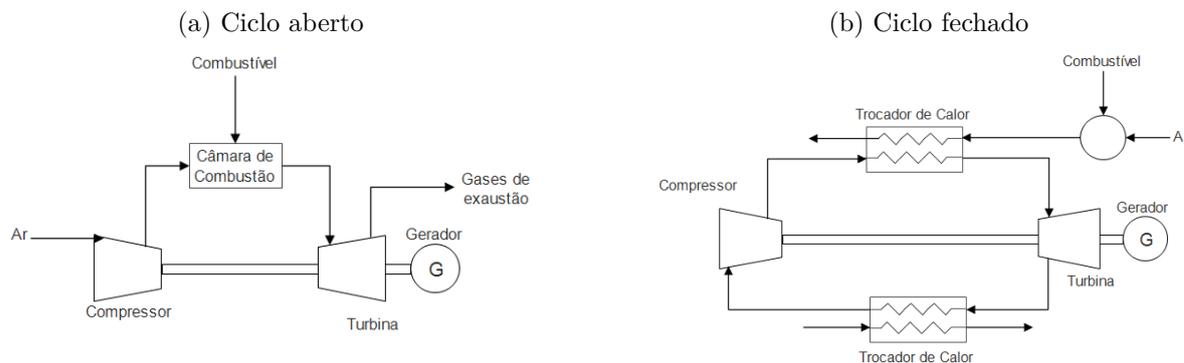
### 2.1.1 Geração Termoelétrica

Os empreendimentos dessa categoria baseiam-se na conversão de energia térmica em energia mecânica e posterior conversão em energia elétrica. A energia térmica é obtida pela queima de combustível, fóssil ou renovável, pelo processo de combustão. As transformações energéticas seguintes compreendem aos ciclos de potência a gás ou vapor, que incluem o uso de motores, turbinas a gás e turbinas a vapor (TOLMASQUIM, 2016b; BOLES, 2012). Os principais combustíveis fósseis utilizados são o gás natural e o diesel, enquanto que os renováveis se baseiam no biogás, resíduos florestais e biomassa (BREEZE, 2014).

Na geração distribuída são muito utilizados moto-geradores, principalmente no período tarifário de ponta, onde o preço da eletricidade aumenta consideravelmente. O uso do óleo diesel e do gás natural como combustíveis principais nestes geradores se devem pela maior competitividade econômica e alta eficiência térmica. Os grupos moto-geradores diesel possuem uma eficiência de 50%, e uma emissão de poluentes alta, enquanto os moto-geradores a gás têm uma eficiência de 42%, com uma emissão muito menor em comparação com o diesel (TOLMASQUIM, 2016b; BREEZE, 2014).

Alternativamente aos motores de combustão interna, as turbinas a gás utilizadas na geração distribuída são caracterizadas por microturbinas de ciclo Brayton aberto ou fechado – Figura 1. Seguindo o mesmo princípio de uso dos motores, em horários de ponta, tem como combustível principal o gás natural, com eficiências em torno de 36% e 39% para o ciclo aberto e pouco superior a isso para a tecnologia a ciclo fechado (BREEZE, 2014).

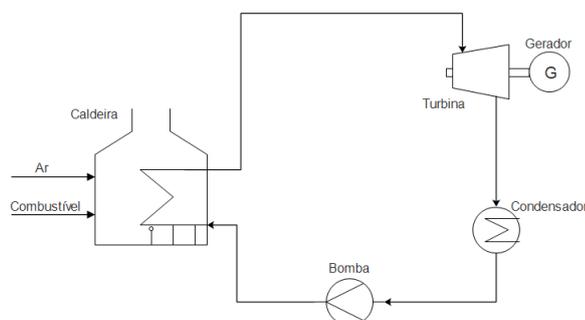
Figura 1 – Turbinas a gás em ciclo (a) Brayton aberto e (b) ciclo fechado



Fonte: Elaborado pelo Autor

Os ciclos a vapor (Figura 2), utilizam sistemas com caldeiras para a evaporação do fluido de trabalho, geralmente água, responsável pelo movimento de rotação mecânica das turbinas, que possuem um tamanho maior em relação às turbinas a gás. Na geração distribuída seu emprego parte desde à queima direta de combustível na caldeira, até o aproveitamento dos resíduos de calor de processos térmicos industriais. Como combustível utilizado tem-se a lenha, biomassa (*pellets* ou resíduos florestais), óleo combustível e gás natural. A eficiência deste ciclo fica entre 42% e 44% (BREEZE, 2014; BOLES, 2012).

Figura 2 – Ciclo de potência a vapor



Fonte: Elaborado pelo Autor

O emprego da geração térmica tem a vantagem de ser independente de condições climáticas e da tecnologia apresentar consolidação no mercado. Em contrapartida, quando sua base de geração faz uso de combustíveis fósseis, torna-se altamente poluente. Apresenta a necessidade de estocagem de combustível, além de estar sujeito à variação de preços no mercado, o que infere no uso da geração térmica apenas em horários de ponta, já que o custo de geração é muito superior a tarifa elétrica fora de ponta. O uso de combustíveis renováveis diminui o agravante ambiental, entretanto, possuem um poder calorífico menor e uma disponibilidade de fornecimento no mercado ainda baixo (TOLMASQUIM, 2016a).

A utilização da biomassa como combustível vem sendo aperfeiçoado para o uso desses ciclos, é mais facilmente aplicada ao ciclo a vapor, através da queima direta da lenha, casca de arroz, bagaço de cana, resíduos florestais. Há também a obtenção de biogás por resíduos animais e resíduos sólidos urbanos, que podem ser aplicados em turbinas a gás substituindo o uso do gás natural (BREEZE, 2014). A Tabela 1 apresenta alguns estudos sobre a geração termoelétrica na escala da geração distribuída.

Tabela 1 – Estudos na geração termoelétrica

Título	Descrição	Autores/Ano
<i>Recuperators for micro gas turbines: A review</i>	Fornece uma abrangência de estudos sobre os recuperadores de calor aplicado nas micro turbinas a gás. O uso de recuperadores eleva a eficiência destes sistemas a cerca de 30%, podendo ser uma alternativa a tecnologia convencional das micro turbinas utilizadas na geração distribuída	Gang Xiao; Tianfeng Yang; Huanlei Liu; Dong Ni; Mario Luigi Ferrari; Mingchun Li; Zhongyang Luo; Kefa Cen; Mingjiang Ni (2017)
<i>Development and experimental study of a small-scale compressed air radial inflow turbine for distributed power generation</i>	Apresenta uma metodologia para desenvolvimento de uma turbina de entrada radial de pequena escala para geração distribuída. O uso da turbina é restrito ao ciclo Rankine. Utiliza-se modelagem matemática, análise aerodinâmica e estrutural, alcançando uma eficiência de 81,3% para a turbina.	Kiyarash Rahbar; Saad Mahmoud; Raya K. Al-Dadah; Nima Moazami; Seyed A. Mirhadizadeh (2017)
<i>Electricity generation from biogas of anaerobic wastewater treatment plants in Brazil: an assessment of feasibility and potential</i>	Apresenta um método de análise de viabilidade econômica e de potencial energético da geração de energia elétrica por biogás obtido de estações de tratamento de água. O método foi também aplicado para avaliar o potencial de geração usando resíduos sólidos urbanos municipais.	Ivan dos Santos; Regina Barros; Geraldo Filho (2016)

### 2.1.2 Geração Hidroelétrica

A hidroeletricidade é considerada uma das principais fontes de geração de eletricidade no mundo, no sistema brasileiro é responsável por 64% da geração elétrica (BRASIL, 2016). Trata-se de uma tecnologia madura e confiável, e ambientalmente correta no que diz respeito a emissões de gases poluentes.

Em geral uma unidade hidroelétrica é composta por barragem, sistema de captação e adução de água, casa de força (turbina e gerador) e vertedouros (TOLMASQUIM, 2016a; BORTONE, 2009). A presença ou não desses componentes varia de acordo com as condições locais e com o potencial de geração. Na geração distribuída, em geral, não há regularização do fluxo de água, operando no regime conhecido como fio d'água, caracterizado por menores vazões em períodos de estiagem. A geração de energia consiste no aproveitamento do desnível, a água retida no reservatório entra em um duto onde sua energia potencial é

convertida em energia cinética, ao encontrar a turbina esta energia é então transformada em movimento mecânico, que acoplado ao eixo do gerador elétrico, converte a energia mecânica em eletricidade (ANEEL, 2008; BORTONE, 2009).

Dentro da geração distribuída, as usinas de geração são representadas por microcentrais (potência igual ou inferior a 100kW) e minicentrais (potência entre 100kW e 3.000kW) - Figura 3. A escolha do tipo de turbina utilizada no empreendimento vai depender basicamente da vazão e da altura da queda, podendo ser do tipo: Francis, Kaplan, Pelton (BORTONE, 2009).

Figura 3 – Micro e minicentrais hidroelétricas



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2008)

A geração distribuída hídrica tem a vantagem de não emitir qualquer gás poluente, não fazendo uso de combustíveis, tendo assim um custo de geração baixo, exige pouca manutenção e tem uma tecnologia já desenvolvida. Como desvantagem, têm-se a sazonalidade do recurso hídrico, dependente dos ciclos de chuva, onde a ausência de reservatório dificulta ainda mais a regularização de um fluxo constante e assim de uma geração elétrica regular, outro fator é o impacto ambiental pela modificação do percurso do rio e do relevo local. No cenário industrial poucos consumidores dispõem de um rio para geração elétrica, ficando à disposição apenas de alguns lugares isolados dos centros de produção (BORTONE, 2009).

Atualmente vem sendo realizado pesquisas e desenvolvimento em turbinas hidrocinéticas, que produzem eletricidade a partir da energia cinética das onda e marés, e também com base na correnteza dos rios. Em 2014 foi divulgado pela Eletrobrás o projeto de instalação de um parque hidrocinético na usina de Tucuruí, com turbinas de 500kW (TOLMASQUIM, 2016a). Outros estudos atuais de geração por hidroeletricidade na geração distribuída são apresentados na Tabela 2. Se destacam as pesquisas em novos modelos de turbinas, ou adaptações das já existentes para uma escala de potência menor.

Tabela 2 – Estudos na geração hidroelétrica

Título	Descrição	Autores/Ano
<i>A review on turbines for micro hydro power plant</i>	Apresenta uma compilação de pequenas turbinas hidráulicas (até 100 kW) para aplicação de microcentrais hidroelétricas, visando melhorar a eficiência dos sistemas mantendo o custo global do projeto o mais competitivo possível.	C.P. Jawahar; Prawin Michael (2017)
<i>Micro hydro power generation from water supply system in high rise buildings using pump as turbines</i>	Estuda a viabilidade e desempenho da aplicação de bombas como turbinas para geração de hidroeletricidade em altos edifícios.	Jiyun Du; Hongxing Yang; Zhicheng Shen; Jian Chen (2017)
<i>Hydrokinetic turbine array characteristics for river applications and spatially restricted flows</i>	Apresenta simulação computacional e experimental de diferentes arranjos de turbinas hidrocínéticas em rios e fluxos restritos de água. Busca aumentar a eficiência energética da tecnologia de acordo com as configurações.	Jacob Riglin; Cosan Daskiran; Joseph Jonas; W. Chris Schleicher; Alparslan Oztekin (2016)
<i>Assessment of hydrokinetic energy resources downstream of hydropower plants</i>	Avalia o aproveitamento da energia à jusante das barragens de centrais hidroelétricas por intermédio da implantação de turbinas hidrocínéticas. Elaboram o projeto de rotor e estimação de energia gerada anualmente.	Patrícia Holanda; Claudio Blanco; André Mesquita; Antônio Junior; Nelio Figueiredo; Emanuel Macêdo (2017)

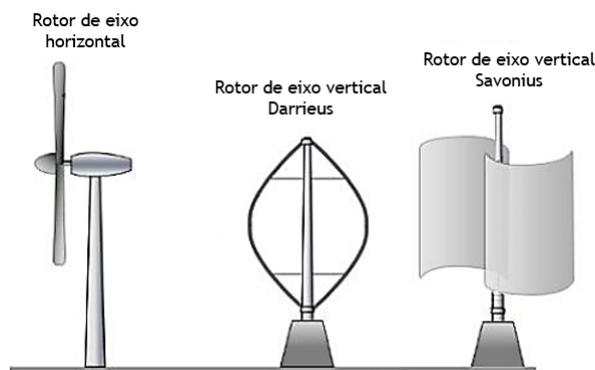
### 2.1.3 Geração Eólica

O ar quando em movimento possui energia cinética, aproveitada quando fornece rotação as pás do aerogerador, produzindo eletricidade pela conversão eletromecânica obtida pelo gerador elétrico. O limite para o aproveitamento do vento é dado pelo limite teórico de Lanchester–Betz, que estabelece que o potencial máximo de extração de energia de um rotor é de 59% (TOLMASQUIM, 2016a; BREEZE, 2014).

Os aerogeradores possuem três elementos principais, que são o rotor, o eixo e o gerador. Quanto ao rotor, existem os de eixo vertical e os de eixo horizontal – Figura 4. O uso de aerogeraores verticas toleram a turbulência e a variedade da direção dos ventos, ideais para aproveitamento do recurso em baixas alturas, entre 10m e 20m (TOLMASQUIM, 2016a).

A geração distribuída é caracterizada pelo emprego de pequenos aerogeradores instalados em telhados, no alto de edifícios/indústrias ou, em áreas de plantação, quando utilizado no setor agrário (BREEZE, 2014). O aproveitamento eólico têm como vantagens o impacto ambiental praticamente nulo; geração a baixas velocidades pelo emprego de aerogeradores verticais; não necessitar de grandes áreas para instalação. A desvantagem da tecnologia esta na sazonalidade do vento e na ausência de históricos consolidados de medição da velocidade para vários locais (TOLMASQUIM, 2016a; BREEZE, 2014).

Figura 4 – Tipos de rotores de aerogeradores



Fonte: (TOLMASQUIM, 2016a)

Estudos na geração distribuída utilizando aerogeradores são apresentados na Tabela 3. Buscam-se melhorar as condições de aproveitamento em áreas urbanas, bem como aumentar a eficiência em baixas velocidades de vento.

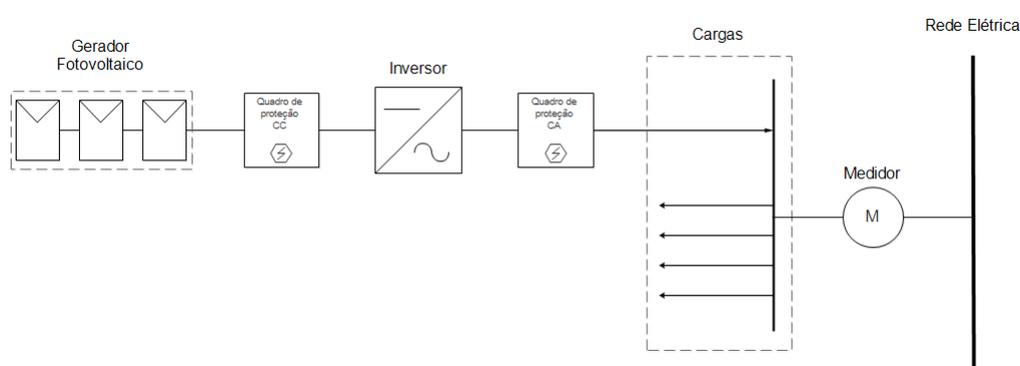
Tabela 3 – Estudos na geração eólica

Título	Descrição	Autores/Ano
<i>Estimation of wind power generation in dense urban area</i>	Procura determinar possíveis locais de instalação de microturbinas eólicas em zonas urbanas e, estimar seu potencial de geração de energia. A análise é baseada no uso da dinâmica dos fluidos computacional (CFD). Sugere uma forma de telhado para reduzir a turbulência do vento e aumentar a produção elétrica.	An-Shik Yang; Ying-Ming Su; Chih-Yung Wen; Yu-Hsuan Juan; Wei-Siang Wang; Chiang-Ho Cheng (2016)
<i>Applying micro scales of horizontal axis wind turbines for operation in low wind speed regions</i>	Busca por meio da otimização da geometria da pás dos aerogeradores horizontais melhorar o aproveitamento energético das aplicações em pequena escala das turbinas eólicas. A otimização visa aumentar a potência de saída para baixas velocidades de vento, de modo a fornecer uma alternativa de geração elétrica em regiões que apresentam esta característica.	Abolfazl Pourrajabian; RezaEbrahimi; Masoud Mirzaei (2014)
<i>Performance enhancements on vertical axis wind turbines using flow augmentation systems: A review</i>	Apresenta uma compilação de sistemas e técnicas para o aumento do coeficiente de potência, e consequente aumento da potência de saída de aerogeradores de eixo vertical, aplicados principalmente em regiões urbanas.	Kok Hoe Wong; Wen Tong Chong; Nazatul Liana Sukiman; Sin Chew Poh; Yui-Chuin Shiah; Chin-Tsan Wang (2017)
<i>Wind energy harvesting from transport systems: A resource estimation assessment</i>	Através da análise experimental do fluxo de vento gerado pelo tráfico de automóveis em grandes pistas, busca desenvolver uma tecnologia para aproveitamento deste potencial energético fazendo uso de pequenas turbinas eólicas.	T. Morbiato; C. Borri; R. Vitaliani (2014)

### 2.1.4 Geração Fotovoltaica

Os sistemas de geração elétrica fotovoltaica utilizam a conversão direta da luz em eletricidade, pelo efeito fotoelétrico ocorrido no módulo fotovoltaico. A produção elétrica dos módulos ocorre em corrente contínua, a conversão para corrente alternada é realizada em uma unidade de controle e condicionamento de potência, chamado de inversor. A energia é então contabilizada por um medidor e entregue à rede na faixa de tensão adequada (PINHO; GALDINO, 2014; VILLALVA; GAZOLI, 2012; ALTENER, 2004). Os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) são mostrados na Figura 5.

Figura 5 – Esquema básico de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Elaborado pelo Autor

Os SFCR podem utilizar espaços da arquitetura de um edifício ou residência, instalados em telhados, chamados de instalação parcialmente integrada a edificação (Figura 6). Quando o sistema integra o projeto inicial da construção, substituindo janelas, telhas e outros elementos, denomina-se instalação totalmente integrada à edificação (COSTA, 2015; ALTENER, 2004).

Figura 6 – Instalação fotovoltaica com aproveitamento da área de telhados disponível



Fonte: Retirada da página *on-line* da SMA

O uso da geração fotovoltaica apresenta vantagens de estar em crescente tanto no mercado internacional quanto no cenário nacional, como apresentado na seção seguinte, o que leva a redução dos seus custos de implantação. Podem ocupar espaços físicos que em geral não possuem utilidade, além de constituir uma forma de geração elétrica sem impactos ambientais. As desvantagens se encontram em algumas barreiras tributárias sobre a geração, e a dependência de um recurso variável ao longo do ano, com considerável redução da produção em dias com baixa radiação solar (BREEZE, 2014; VILLALVA; GAZOLI, 2012; ALTENER, 2004).

Pesquisas recentes na geração fotovoltaica buscam obtenção de células mais eficientes, com menor custo e compatíveis com diferentes aplicações. Em 2015, 90% da produção total de células fotovoltaicas eram de silício (monocristalino ou policristalino). O emprego de filmes finos, e tecnologias de concentradores fotovoltaicos<sup>1</sup> também vêm apresentado crescimento (TOLMASQUIM, 2016a). A eficiência das principais tecnologias em células fotovoltaicas são mostradas na Tabela 4.

Tabela 4 – Eficiência típica de módulos fotovoltaicos de acordo com o tipo de célula

<b>Tecnologia</b>	<b>Eficiência típica de módulos comerciais</b>	<b>Eficiência dos melhores módulos (em laboratório)</b>
<b>Silício cristalino</b>		
Monocristalino	17 a 21,5%	22,9%
Policristalino	14 a 17%	18,5%
<b>Filmes finos</b>		
Silício amorfo (a-Si)	4 a 8%	10,9%
Telureto de Cádmio (CdTe)	10 a 16,3%	18,2%
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	12 a 14,7%	17,5%
<b>Concentrador fotovoltaico (CPV)</b>	27 a 33%	38,9%

Fonte: (TOLMASQUIM, 2016a)

Atualmente se intensificaram estudos em células a base de *perovskita*, células orgânicas e células transparentes para otimização de espaços. A tecnologia em *perovskita* apresentou um aumento de eficiência de 10,9% para 20,1% em três anos. Na área dos inversores de frequência, o objetivo de avanço está na operação com maiores tensões, diminuindo perdas por resistência e utilizando cabos condutores com menor seção nas instalações (TOLMASQUIM, 2016a).

Uma compilação geral dos estudos desenvolvidos dentro da geração fotovoltaica, principalmente com aplicações em pequena escala na geração distribuída, são apresentados na Tabela 5.

<sup>1</sup> Uso de espelhos ou lentes para concentrar os raios solares sobre células fotovoltaicas, aumentando a eficiência de absorção da irradiação, e diminuindo a área de absorção.

Tabela 5 – Estudos na geração fotovoltaica

Título	Descrição	Autores/Ano
<i>Organohalide Lead Perovskites for Photovoltaic Applications</i>	Apresenta o progresso das células solares de perovskita e os materiais de transporte de carga. Procura estabelecer perspectivas de seu uso comercial.	Rashid Yusoff; M. Nazeeruddin (2016)
Aplicação de nanoestruturas de carbono em células solares orgânicas e inorgânicas	Aplicação de nanoestruturas de carbono como componentes utilizados na construção e melhoria de células solares orgânicas e células sensibilizadas por corante.	Thiago P. Silva (2015)
<i>Near-Infrared Harvesting Transparent Luminescent Solar Concentrators. Advanced Optical Materials</i>	Desenvolvimento de protótipos de células fotovoltaicas transparentes à luz visível, possibilitando seu uso em fachadas, janelas e telas de aparelhos eletrônicos, para gerar eletricidade	Yimu Zhao; Garrett A. Meek; Benjamin Levine; Richard R. Lunt (2014)
<i>Experimental assessment of new fast MPPT algorithm for PV systems under non-uniform irradiance conditions</i>	Realiza o estudo de um novo método de seguidor de ponto potência máxima para sistemas fotovoltaicos. Os resultados encontradas demonstram uma maior velocidade na localização do ponto e maior resistência à perturbações.	R. Bradai; R. Boukenoui; A. Kheldoun; H. Salhi; M. Ghanes; J-P. Barbot; A. Mellit (2017)
<i>A study of the potential benefits of semi-transparent photovoltaics in commercial buildings</i>	Avalia o potencial do uso de janelas semi-transparentes fotovoltaicas na produção de eletricidade, iluminação natural e desempenho térmico em edifícios comerciais. O estudo mostra que o uso de módulo fotovoltaico semi-transparente de transmitância de 10% resultou em maiores economias.	Konstantinos Kapsis; Andreas K. Athienitis (2015)
<i>Influence of photovoltaic angle-dependence on overall power output for fixed building integrated configurations</i>	Avalia o impacto do ângulo de inclinação e orientação na energia final gerada em sistemas fotovoltaicos integrados. A diminuição da dependência deste fator através de novas tecnologias pode aumentar em 30% a produção elétrica.	Yunhua Ding; Margaret Young; Yimu Zhao; Christopher Traverse; Andre Benard; Richard R. Lunt (2015)

## 2.2 Geração Distribuída no Brasil

A partir da regulamentação da Geração Distribuída, esta modalidade de empreendimento energético deixa de ser apenas objeto de estudo das instituições de ensino e passa a entrar no mercado nacional. O início da regulamentação acontece com a promoção da Consulta Pública nº 15/2010, de 10/09 a 09/11/2010, e a Audiência Pública nº 42/2011, de 11/08 a 14/10/2011, ambas de competência da Agência Nacional de Energia Elétrica com o objetivo posto de debater a conexão da geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição (ANEEL, 2014).

O processo de consulta e participação pública na regulamentação do setor elétrico culminou com a Resolução Normativa – REN nº 482, de 17/04/2012, que estabeleceu

as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e criou o sistema de compensação de energia elétrica através dos créditos de energia.

Através dos anos de vigência da REN 482/2012, a ANEEL identificou pontos que necessitavam de aprimoramento, e assim realizou a Audiência Pública nº 26/2015 (de 7/05/2015 a 22/06/2016) que resultou na publicação da Resolução Normativa – REN nº 687/2015, que revisou a REN 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. A nova publicação teve o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da micro e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações da fatura (ANEEL, 2014).

A nova redação dada pela REN 687/2015 define, em termos de limite de potência:

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

Segundo dados do Balanço Energético 2016 (BEN 2016), a geração distribuída foi responsável pela produção de 34,9GWh em 2015, com uma potência instalada de 16,5MW. Dessas quantias, 20GWh e 13,3MW respectivamente, proviam da geração fotovoltaica. O BEN 2016 foi o primeiro balanço nacional a destacar a geração distribuída fotovoltaica, os balanços anteriores a enquadravam dentro da classificação “outras renováveis”. A mudança ocorreu em virtude da maior representatividade que a fonte obteve nos últimos anos, consequência de projetos e incentivos difundidos na área.

Em 2017, segundo informações de ANEEL, um total de 11.699 unidades consumidoras (UCs) estão regulamentadas como micro ou minigeração distribuída pela REN 482/2012 e recebem os créditos de energia do sistema de compensação. Há um total de 10.480 sistemas de geração, dos quais 10.372 são de sistemas fotovoltaicos. Com relação aos dados informados pelo último balanço energético da ANEEL (BEN 2016 – ano de

referência 2015), já existe um aumento considerável da potência instalada, um total de 114,02MW, um número muito superior aos 16,50MW registrados em 2015.

O cenário atual da geração distribuída é apresentado nas tabelas 6 e 7, com respeito ao tipo de geração<sup>2</sup> e classe de consumo, respectivamente. A Figura 7 mostra a distribuição estadual da potência instalada dos empreendimentos de geração distribuída. Estas informações mostram que a classe comercial possui 37,61% da potência instalada, seguida pelas classes residencial e industrial. Em relação à situação estadual, a maior parte da potência instalada está em Minas Gerais (21,52%), Ceará (17,32%) e São Paulo (9,52%).

Tabela 6 – Empreendimentos em 2017 de geração distribuída segundo tipo de geração

<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Quantidade de UCs que recebem os créditos</b>	<b>Potência Instalada (kW)</b>	<b>(%)</b>
CGH	12	35	7.118,70	6,24
EOL	50	51	10.177,20	8,93
UFV	10.372	11.455	79.941,55	70,11
UTE	46	158	16.787,50	14,72
<b>Total</b>	<b>10.480</b>	<b>11.699</b>	<b>114.024,95</b>	<b>100,00</b>

Fonte: (ANEEL, 2017)

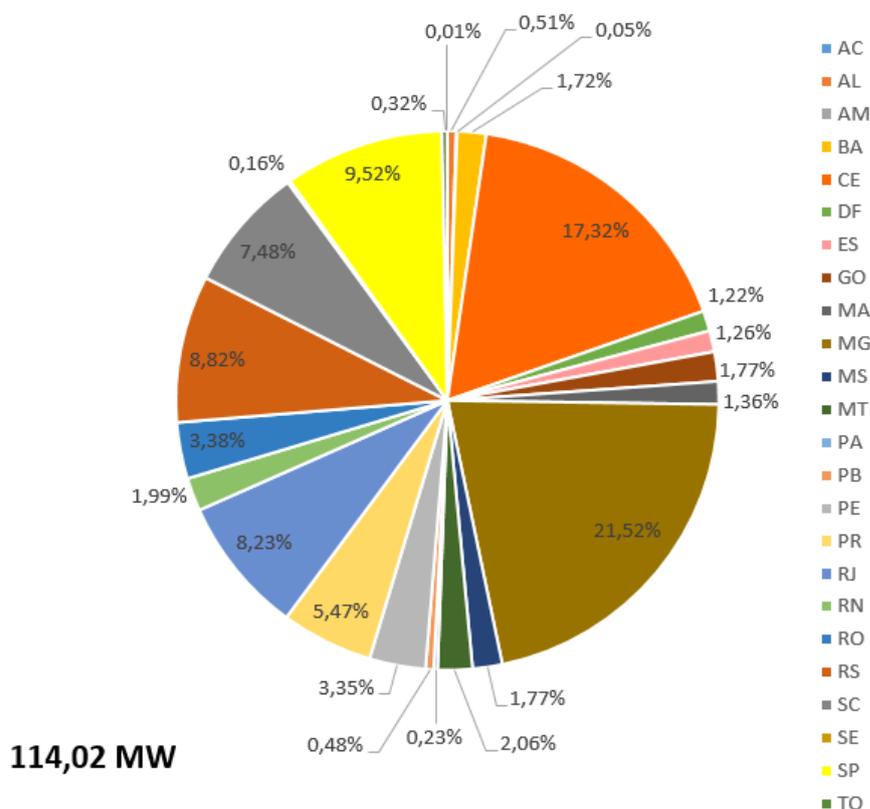
Tabela 7 – Empreendimentos em 2017 de geração distribuída segundo tipo de classe de consumo

<b>Tipo</b>	<b>Quant.</b>	<b>Quant. de UCs que recebem os créditos</b>	<b>Potência Instalada (kW)</b>	<b>(%)</b>
Comercial	1.582	1.953	42.886,64	37,61
Iluminação pública	7	7	75,72	0,07
Industrial	223	250	22.787,27	19,98
Poder Público	87	129	3.468,56	3,04
Residencial	8.331	8.981	34.676,82	30,41
Rural	222	351	9.573,24	8,40
Serviço Público	28	28	556,7	0,49
<b>Total</b>	<b>10.480</b>	<b>11.699</b>	<b>114.024,95</b>	<b>100,00</b>

Fonte: (ANEEL, 2017)

<sup>2</sup> CGH - Central Geradora Hidroelétrica, EOL - Usina Eólica, UFV - Usina Fotovoltaica, UTE - Usina Termoelétrica

Figura 7 – Distribuição por estados na potência instalada de sistemas de geração distribuída

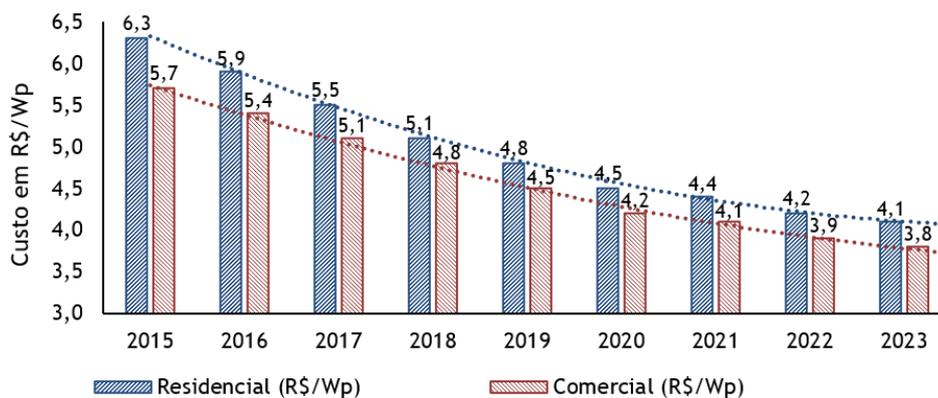


Fonte: (ANEEL, 2017).

O grande crescimento do mercado fotovoltaico condiciona a uma tendência de redução dos custos dos sistemas, com uma relação direta entre o aumento da produção e o custo do sistema, obedecendo a uma taxa de aprendizagem. A *International Energy Agency* (IEA) em 2010 estimou esta taxa de aprendizagem em 18% no mercado mundial, o que significa que cada vez que a produção mundial de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos dobra, há uma redução de 18% nos custos.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) através da nota técnica 19 (2014) “Inserção da Geração Fotovoltaica no Brasil – Condicionantes e Impactos”, entende que a redução nos custos fotovoltaicos projetados pela IEA pode ser semelhante no cenário nacional, principalmente tendo em vista os esforços do governo em expandir a indústria nacional do setor. Partindo deste princípio, a nota técnica faz uma projeção dos preços da instalação de sistemas fotovoltaicos para a geração distribuída, separando em dois setores: sistemas residências e sistemas comerciais – gráfico da Figura 8. Geralmente se compreende como sistemas comerciais, sistemas entre 5kWp e 100kWp.

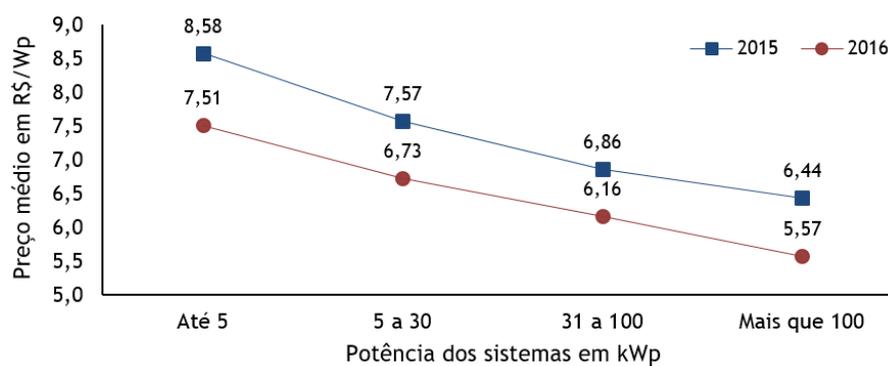
Figura 8 – Projeção na redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos



Fonte: (EPE, 2014a)

Com base em uma pesquisa realizada em 2016 pelo instituto IDEAL (Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina), obteve-se um panorama dos preços dos sistemas fotovoltaicos de acordo com a potência instalada – Figura 9. Percebe-se que os valores encontrados estão relativamente superiores aos projetados pela Nota Técnica da EPE em 2014. Um dos motivos para esses resultados não seguirem a linha de queda nos preços do mercado internacional pode ser atrelado a inflação anual e as taxas de câmbio do dólar, uma vez que, os componentes do sistema costumam ser na maioria dos casos importados.

Figura 9 – Preços dos SFCRs em 2016



Fonte: (IDEAL, 2017a).

Para um correto dimensionamento de um SFCR além da parte técnica, que será abordada mais adiante, é necessário ter atenção especial no modelo de compensação de energia elétrica e na carga tributária inserida sobre a geração elétrica no Brasil. Estes dois fatores, por sua vez, levam a necessidade de se considerar um outro fator relevante, o autoconsumo. A compreensão destes itens é fundamental para realização análise econômica do empreendimento, desta forma procurou-se detalha-los nas seções a seguir.

### 2.2.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica - Resolução Normativa nº 482/2012

A Resolução Normativa nº 482/2012 estabelece as condições para o sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora, funcionando esta como uma espécie de sistema de armazenamento. O sistema adotado é conhecido como *net metering*, onde a energia elétrica injetada na rede é convertida em créditos de energia, não existindo um pagamento financeiro por parte da Distribuidora ao consumidor/gerador.

O art. 7º da normativa determina que a energia injetada em determinado posto tarifário (ponta, fora de ponta ou intermediário), se houver, deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo ponto. Considerando, por exemplo, que um sistema fotovoltaico conectado à rede, esteja produzindo uma quantidade de energia superior a demanda da unidade consumidora, e que este fato ocorra em um determinado momento no horário fora de ponta, a energia excedente injetada na rede se converterá em créditos que preferencialmente serão destinados a abater o consumo mensal da mesma unidade no mesmo posto tarifário. Se ainda houverem créditos disponíveis, estes passarão por um fator de ajuste, caso a unidade consumidora disponha de tarifa horária (horasazonal verde ou azul), para então serem compensados em outro posto tarifário, neste exemplo, horário de ponta. No final do mês, se restarem créditos, estes serão destinados ao mês seguinte, mantendo-se a ordem de preferência para serem utilizados. Os créditos serão válidos até 60 meses após a data do faturamento, período revisto pela REN 687/2015.

A fatura será composta pela diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores. Dentro do atual sistema de compensação não existe a possibilidade de a fatura do consumidor ser totalmente “zerada”, uma vez que, existe um **custo de disponibilidade**<sup>3</sup> cobrado para consumidores de baixa tensão, ou de **demanda contratada** para consumidores do grupo de alta tensão.

A utilização dos créditos de energia não é restrita apenas a unidade consumidora que produz energia elétrica, o consumidor pode vir a utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão ou permissão, caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios).

A geração compartilhada é originada pela organização de consumidores por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com geração micro ou mini distribuída em local distinto das unidades consu-

<sup>3</sup> O custo de disponibilidade afeta exclusivamente os consumidores de Baixa Tensão e equivale ao pagamento em reais de 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico).

midoras onde a energia excedente será compensada. O autoconsumo remoto é caracterizado por unidades cuja titularidade é dada por uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras. Por fim, o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras é qualificado pelo uso da energia elétrica de forma independente, onde cada parte do consumo forma uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, administração ou proprietário do empreendimento, com micro ou minigeração, desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas (ANEEL, 2014).

A compensação considerando mais de uma unidade cadastrada, se dá primeiramente pelo uso dos créditos onde a geração está instalada, e posteriormente, se ainda houverem excedentes, uma parte dos créditos poderá ser utilizada para abater o consumo das outras unidades, escolhidas pelo consumidor, no mesmo ciclo de faturamento.

O capítulo II da REN 482/2012 limita a potência instalada do sistema gerador. O limite é dado pela **potência disponibilizada** para a unidade consumidora onde a central será conectada (Art. 4), que segundo a Resolução Normativa 414/2010 (Art. 2, inciso LX) compreende a:

- Demanda contratada (kW) – para unidades consumidoras do **grupo A**; e
- Resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA) – para unidades do **grupo B**.

Quando potência do sistema de geração for superior ao limite da potência disponibilizada, o consumidor está apto a requerer junto a distribuidora um aumento da potência, não necessitando para isso aumento da carga instalada.

### 2.2.2 Incidência de Impostos

As tributações sobre a geração distribuída são de responsabilidade da Receita Federal e das Secretarias de Fazenda Estaduais. Estes órgãos definem a incidência de três impostos sobre a geração, são eles:

- **PIS/COFINS**: o Programa de Integração Social (PIS) e de Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são tributos que até outubro de

2015 não possuíam uma legislação da Receita Federal sobre a forma como seriam cobrados na micro e minigeração distribuída. A publicação da lei nº 13.169/2015, de 06/10/2015, definiu que a incidência do PIS e COFINS aconteceria sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora (Art. 8). Ambos os impostos obedecem ao regime não cumulativo (leis nº 10.637/02 e 10.833/03). No Paraná, a Copel em 2017 apresentou os valores das alíquotas em 0,97% para o PIS, e 4,48% para o COFINS. As regras impostas pela recente lei são validas igualmente para todos os Estados do país, uma vez que, estes tributos são de ordem Federal.

- **ICMS:** o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), de ordem Estadual, aplicável à energia elétrica. Sua cobrança na micro e minigeração distribuída pode ocorrer segundo duas vias dependendo do estado da unidade consumidora: Convênio ICMS 6, ou Convênio ICMS 16. O Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013, aprovado pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), estabelece que a incidência do ICMS teria como base de cálculo toda a energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, desconsiderando-se qualquer compensação produzida, portanto a alíquota incidiria sobre toda a energia consumida mensalmente. Em 22/04/2015, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16, que revogou o Convênio ICMS 6, autorizando as unidades federadas a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia, portanto, para os estados que aderiram ao novo Convênio, o ICMS incide apenas sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede mensalmente.

A adoção dos Estados ao Convênio ICMS 16 contribuiu para a viabilização econômica de sistemas de geração distribuída, entretanto, ainda não se alcançou a totalidade dos estados brasileiros. Dentre as federações que não adotaram o Convênio está o Paraná<sup>4</sup>, federação do estudo de caso.

Para caráter explicativo da importância do Convênio ICMS 16, suponha-se que num determinado mês a energia bruta consumida por uma unidade consumidora fosse de 300kWh, e neste mesmo mês foi injetado pelo sistema de geração distribuída uma quantia de 100kWh na rede da distribuidora. Considerando uma tarifa conforme resolução da ANEEL de 0,42147 R\$/kWh acrescida posteriormente pelos impostos PIS, COFINS e ICMS<sup>5</sup>, resultando em 0,64297 R\$/kWh. Conforme o Convênio ICMS 6, a ação do ICMS

<sup>4</sup> Outros estados que não aderiram ao convênio são: Amapá, Amazonas, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul e Santa Catarina

<sup>5</sup> Conforme informações da Copel, válidas a partir de 01/04/17: PIS - 0,97%; COFINS - 4,48% e ICMS - 29%

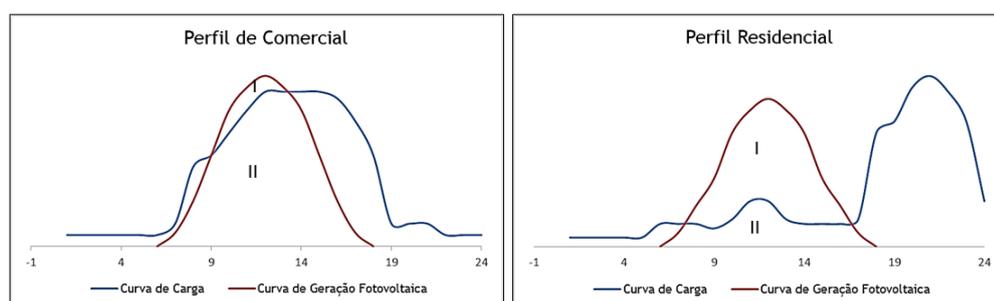
incidiria sobre o total de energia bruta consumida (300kWh), resultando em R\$ 192,89, valor que posteriormente seria descontado pela energia injetada (100kWh) multiplicada pela tarifa sem a cota do ICMS (0,44576 R\$/kWh), o que por fim resultaria em uma conta ao consumidor de R\$ 148,32. Com o Convênio ICMS 16, o valor para este mesmo perfil de consumo seria composto pela incidência do ICMS sobre o valor líquido consumido após a compensação de energia (200kWh), resultando em uma conta de R\$128,59, cerca de 13% menor que o valor obtido seguindo o Convênio ICMS 6. O último Convênio segue o modelo proposto pela REN 482/2012, e impacta positivamente nos cálculos de viabilidade econômica ao consumidor.

### 2.2.3 Autoconsumo

Atualmente para os empreendimentos de micro e minigeração distribuída situados nos estados onde o ICMS incide sobre a geração elétrica injetada na rede, como é o caso do Paraná, é de suma importância ter definido o conceito de autoconsumo. O autoconsumo é a parte da energia elétrica gerada pelo micro ou minigerador que é consumida diretamente pela unidade consumidora, esta parcela não é injetada na rede, não sendo registrada pelo medidor e como consequência não tendo incidência do ICMS (NAKABAYASHI, 2015). A determinação do autoconsumo de uma unidade vai depender da curva de geração do sistema e da curva de carga do consumidor. Seu valor vai interferir sobre a viabilidade econômica, de modo que, quanto maior o autoconsumo, maior tende a ser a viabilidade do empreendimento de geração. Para instalações localizadas nos estados que adotaram a isenção do ICMS dada pelo Convênio ICMS 16, o conceito de autoconsumo é irrelevante.

Para SFCRs, o perfil comercial geralmente possui um autoconsumo maior que o perfil residencial, pois suas atividades são na maioria diurnas, fugindo das altas tarifas do horário de ponta e assim coincidindo com a geração fotovoltaica. A Figura 10 apresenta um exemplo de curvas de geração e carga para perfis comerciais e residenciais, o autoconsumo é dado pela divisão entre as áreas II (energia consumida pela UC no período de geração) e I + II (energia total gerada pelo sistema fotovoltaico).

Figura 10 – Diferença entre os perfis comercial e residencial



Fonte: Adaptado de (NAKABAYASHI, 2015).

A análise de viabilidade econômica deste trabalho levou em conta o autoconsumo alcançado com base na estimativa de curva de geração do sistema proposto e da curva de carga característica da empresa, baseada no histórico recente das medições.

## 2.3 Normas e Regulamentações

A regulamentação da geração distribuída ocorre pela Resolução Normativa 482/2012, que além de determinar o sistema de compensação de energia elétrica (visto na seção anterior), estabelece requisitos técnicos para o acesso à rede de acordo com o módulo 3 do PRODIST. Além das especificações de ordem nacional, as concessionárias locais estabelecem seus procedimentos para o acesso à rede, como exigência do Art. 3º, capítulo II da REN 482/2012.

Com relação a normativa nacional, a Tabela 8 apresenta as principais normas relevantes para os SFCR. A Copel, distribuidora elétrica do estudo de caso, estabelece procedimentos técnicos pela Norma Técnica **NTC 905200 - Acesso de Micro e Mini-geração Distribuída ao Sistema da Copel**, que devido a sua atuação local se detalhará mais adiante. Para o ato de instalação dos sistemas fotovoltaicos em telhados, ou mesmo durante os procedimentos de manutenção é preciso seguir as recomendações de segurança da NR-35 "Trabalho em Altura". Além disso, também é necessário ter em conta as questões de segurança dada pela norma NR-10 Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade (PINHO; GALDINO, 2014).

Quanto ao emprego de módulos e inversores, segundo a legislação nacional, devem possuir certificação dada pelo Inmetro, de acordo com o programa de etiquetagem desenvolvido. Conforme apresentado a seguir, a Copel exige a apresentação de certificados dos equipamentos para aprovação do projeto.

Além das normas nacionais, o dimensionamento técnico de um SFCR se baseia em normativas internacionais. A Tabela 9 contém algumas das normas internacionais utilizadas nos projetos fotovoltaicos. Grande parte das normas nacionais são baseadas nestas normativas. Destaca-se que seus usos geralmente estão atrelados ao dimensionamento de proteções nos lados de corrente contínua e corrente alternada, e também nos procedimentos de ensaio de equipamentos.

Tabela 8 – Normas nacionais

Código	Título	Descrição
REN ANEEL 482/2012	Resolução Normativa 482	Estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica
REN ANEEL 687/2015	Resolução Normativa 687	Altera a REN 482/2012 e os Módulos 1 e 3 do PRODIST
PRODIST	Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição	Estabelece as condições de acesso, conexão e uso do sistema de distribuição. Define os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão
INMETRO Portaria 004/2011	Requisitos de avaliação de conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica	Estabelece os critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, através do mecanismo da Etiquetagem, visando a eficiência energética e adequado nível de segurança
ABNT NBR 5410:2004	Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas	Dá as condições de projeto, instalação e manutenção de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), para proteger as edificações e estruturas contra a incidência direta de raios. A proteção também abrange a incidência direta de raios sobre os equipamentos e pessoas no interior das edificações e estruturas.
NBR IEC 62116:2012	Procedimentos de ensaio anti-ilhamento para inversores de SFCR	Fornece os procedimentos de ensaio para avaliar inversores utilizados em SFCRs quanto do desempenho das medidas de prevenção de ilhamento
ABNT NBR 16149:2013	Sistemas fotovoltaicos - Características da interface e conexão com a rede elétrica de distribuição	Estabelece recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia
ABNT NBR 16150:2013	Sistemas fotovoltaicos -Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição: procedimento de ensaio de conformidade	Especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149
ABNT NBR 16274:2014	SFCR - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho	Estabelece as informações e a documentação mínima que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Descreve os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema

Tabela 9 – Normas internacionais

Código	Título	Descrição
IEC 60364-7-712	<i>Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems</i>	Aplica-se às instalações elétricas dos sistemas de abastecimento de energia fotovoltaica, incluindo sistemas com módulos c.a.
IEC 62109:2011	<i>Safety of power converters for use in photovoltaic power systems Part 2: Particular requirements for inverters</i>	Cobre as necessidades específicas de segurança relevantes aos inversores de tensão
IEC 61000-6-1:2005	<i>Electromagnetic Compatibility (EMC) - Generic Standards – Immunity for residential, commercial and light-industrial environments</i>	Define os ensaios para dispositivos elétricos para imunidade em relação a perturbações conduzidas e irradiadas, incluindo descargas eletrostáticas
IEC 61724:1998	<i>Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis</i>	Estabelece diretrizes para avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos
DIN VDE 0675-6-11:2012	<i>Überspannungsschutzgeräte für Niederspannung - Überspannungsschutzgeräte für den Einsatz in Niederspannungsanlagen</i>	Estabelece o dimensionamento de dispositivos para proteção contra sobretensão contra efeitos diretos e indiretos de raios ou outras sobretensões transitórias.
DIN VDE 0100-6:2008	<i>Errichten von Niederspannungsanlagen Teil: Prüfungen</i>	Estabelece os requisitos para inspeção, medição e ensaio de instalações elétricas. Define também a queda tensão máxima admissível em condutores c.c. para sistemas fotovoltaicos nas STC

A comparação entre as tabelas evidencia a ausência de uma norma nacional voltada objetivamente à instalação elétrica de sistemas fotovoltaicos. O Comitê Brasileiro de Eletricidade ABNT/CB-03 por meio das Comissões de Estudo CE-03:064.01 (Instalações Elétricas de Baixa Tensão) e CE-03:082.01 (Sistemas Fotovoltaicos) vêm desenvolvendo as normativas técnicas específicas para estes sistemas, que resultaram inclusive nas normas ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116, ABNT NBR 16274.

Está em processo de desenvolvimento uma norma com organização similar a NBR 5410, que vai amparar os termos e definições, observância com a NBR 5410, configurações do arranjo fotovoltaico, sistemas de proteção, seleção e instalação dos componentes, verificação final, manutenção, marcadores e documentação para sistemas fotovoltaicos. O objetivo da criação desta norma será regulamentar os projetos de SFCRs, bem como complementar os espaços falhos deixados pelas normativas internacionais (GALDINO, 2015).

### 2.3.1 Norma Técnica da COPEL - NTC 905200: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da COPEL

Os requisitos técnicos de acesso à rede de distribuição da Copel para micro e minigeração formam o escopo da Norma Técnica 905200. Para os empreendimentos que ultrapassam os limites da micro e minigeração distribuída, a competência regulamentária se dá pela NTC 905100 – Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Copel.

É possível dividir a NTC 905200 em duas partes: (i) procedimentos de acesso à rede e contratação, e (ii) requisitos técnicos. A seguir apresenta-se uma explicação breve para cada parte.

#### 2.3.1.1 Procedimentos de Acesso e Contratação

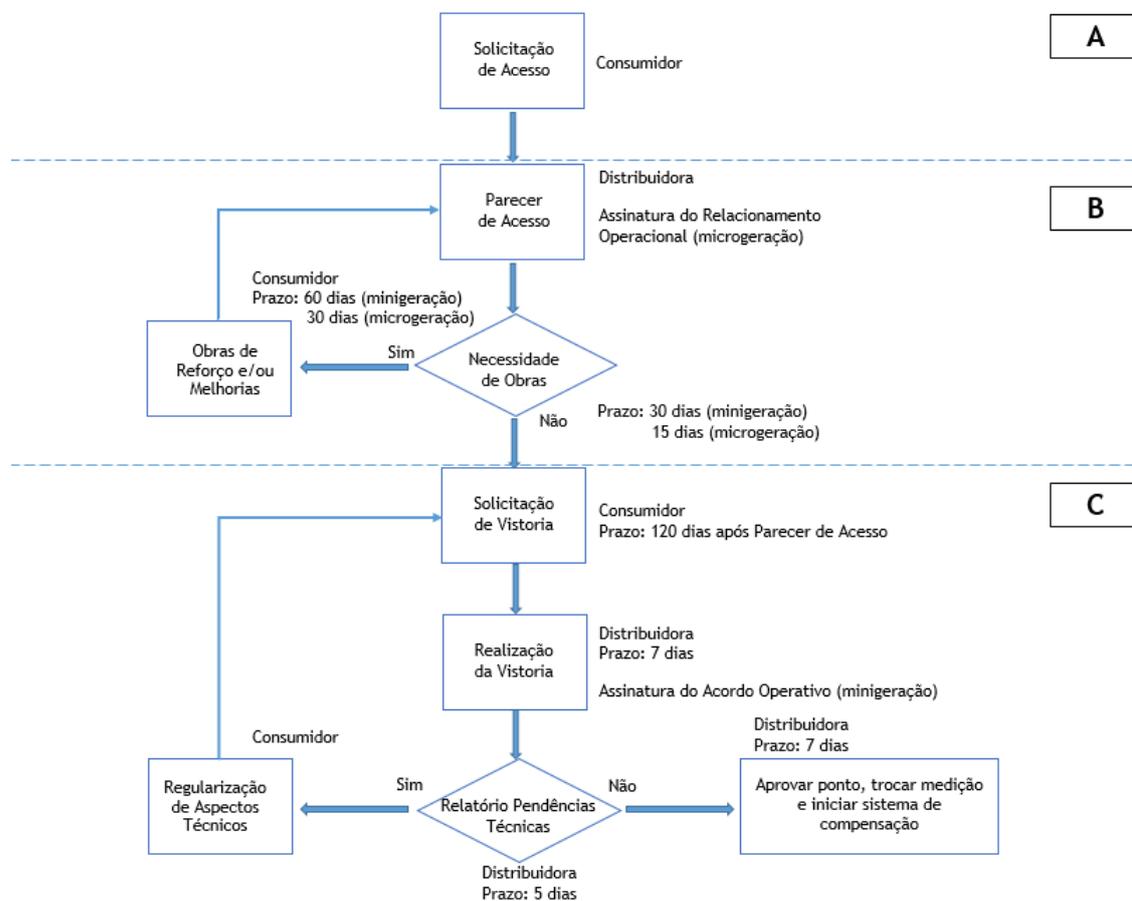
O acesso à rede de distribuição se caracteriza pelas etapas que vão desde o primeiro contato, realizado pelo consumidor interessado, até a liberação para a entrada em operação, dada pela aprovação final da Copel.

Formalmente, o procedimento se inicia pela etapa de "Solicitação de Acesso", que é respondida pela distribuidora através do "Parecer de Acesso", contendo os devidos requisitos e observações, que em geral, são caracterizadas pela necessidade de obras de melhoria e/ou reforço na instalação da unidade consumidora. A instalação da unidade geradora somente adquire a liberação para ser iniciada após a emissão do parecer de acesso.

Terminada a instalação, o consumidor deverá solicitar à Copel a vistoria do sistema. Por meio da avaliação da equipe técnica, a distribuidora informará, se necessário, adequações que deverão ser atendidas. Caso o empreendimento satisfaça as exigências técnicas, obtém-se a aprovação do ponto de conexão, o que leva ao início do sistema de compensação.

A figura 11 apresenta em fluxograma as etapas até a conexão com a rede, destacando a quem cabe as responsabilidades de cada etapa e os prazos. Os detalhes do procedimento são apresentados na sequência.

Figura 11 – Procedimentos de acesso à rede de distribuição



Fonte: Elaborado pelo autor baseado na NTC 905200

## Etapa A

A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo consumidor, entregue à distribuidora, contendo as informações do empreendimento proposto. O formulário de solicitação de acesso é encontrado na página virtual da Copel. Uma vez preenchido, o formulário deve ser enviado por *e-mail*, contendo em anexo os itens indicados na Tabela 10. O projeto elétrico e memorial descritivo devem apresentar o projeto de proteção com os seguintes itens:

- Estudo de curto-circuito;
- Estudo de coordenação;
- Estudo de ilhamento;
- Demais estudos necessários para viabilizar os ajustes exigidos para a faixa de potência a qual se enquadra a central geradora (ver tabelas do Anexo A); e

- Tabela resumo com todos os ajustes exigidos.

Tabela 10 – Documentação necessária para solicitação de acesso

Documentação	Microger. menor que 10kW	Microger. maior que 10kW	Miniger.
ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema	X	X	X
Diagrama unifilar contemplando Geração, Proteção, Medição e memorial descritivo da instalação	X		
Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	X	X	
Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo	X	X	
Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão	X		
Certificado de Conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede	X	X	X
Dados necessário para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL ( <a href="http://www.aneel.gov.br/scg">www.aneel.gov.br/scg</a> )	X	X	X
Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	X	X	X
Cópia do instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver);	X	X	X
Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	X	X	X

Fonte: (COPEL, 2017b)

## Etapa B

Etapa que corresponde à apresentação do parecer de acesso pela Copel, informando as condições de acesso, conexão e uso, e os requisitos técnicos para a conexão da instalação geradora ao sistema elétrico de distribuição. Os prazos para emissão do Parecer de Acesso são de **15 dias** para a microgeração e de **30 dias** para a minigeração, a contar a partir do recebimento da Solicitação de Acesso. Os prazos são duplicados em caso de necessidade de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição. Caso os prazos não sejam cumpridos, o consumidor terá de realizar nova solicitação de acesso.

A Resolução Normativa 482/2012 define que as obras de melhoria e reforço se referem a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de

distribuição existentes, ou a adequação destas instalações. Em obras de melhorias o objetivo é manter a prestação de serviço adequado de energia elétrica, enquanto as obras de reforços visam o aumento de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários.

Embora a NTC 905200 não apresente, a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST define que caso exista a necessidade de alguma obra, o parecer de acesso deverá apresentar o orçamento, contendo a memória de cálculo dos custos orçados, do cargo de responsabilidade da distribuidora e da participação financeira do consumidor.

### **Etapa C**

Depois da conclusão das obras necessárias e da instalação da geração, o consumidor deverá solicitar vistoria à Copel no prazo máximo de 120 dias após a emissão do parecer de acesso, o processo será realizado pela Copel em até 7 dias contados na data da solicitação formal. Em caso de desacordos ou pendências nas instalações da unidade consumidora que impeçam a conexão à rede, a Copel envia um relatório apresentando os respectivos motivos e uma lista com todas as medidas corretivas necessárias, o envio deste relatório tem prazo de até 5 dias, podendo ser via meio eletrônico.

Na fase de vistoria é solicitado a licença ambiental cabível a unidade geradora. Empreendimentos fotovoltaicos necessitam apenas de uma licença ambiental simplificada, entretanto, caso o sistema seja instalado em telhado, fica dispensada a apresentação de licença.

Para a minigeração, a Copel, solicita o preenchimento do Plano de Inspeção e Testes (P.I.T) em função do acompanhamento dos ensaios no comissionamento dos equipamentos no ponto de conexão da central geradora. Estes ensaios ocorrem antes da energização do sistema. A aceitação do ponto de conexão liberando-o para sua efetiva conexão se dará por meio do relatório de vistoria.

O uso de inversores para conexão à rede devem obedecer as exigências da Copel. Em sua página na *internet* estão dispostos os modelos de inversores já cadastrados, dispensando apresentação de certificados. Caso o modelo a ser utilizado não conste no cadastro, os certificados de conformidade às normas nacionais (ABNT), europeias (IEC) ou americana (IEEE) - Tabela 13, devem ser apresentados no momento da solicitação de acesso. No caso de certificados internacionais, devem também ser apresentadas as especificações de tensão e frequência nominal na saída do inversor de acordo com a rede onde será instalado.

Tabela 11 – Certificados de conformidade exigidos

ABNT NBR 16149	Sistemas fotovoltaicos - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição
ABNT NBR 16150	Sistemas fotovoltaicos - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição: Procedimento de ensaio de conformidade
ABNT NBR IEC 62116	Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica
IEC 61727:2004-12	<i>Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface</i> (equivalente a ABNT NBR 16149/16150)
IEC 62116:2014	<i>Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures</i> (equivalente a ABNT NBR IEC 61116)
IEEE 1547	<i>Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System</i> (equivalente a ABNT NBR 16149/16150)

Fonte: (COPEL, 2017b)

## Contratação

Com base no módulo 3 do PRODIST, a NTC 905200 dispensa as assinaturas do contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD) e do contrato de conexão às instalações de distribuição (CCD) para central de micro ou minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica. O estabelecimento legal do vínculo entre a Copel e o consumidor ocorre pela assinatura do Relacionamento Operacional ou Acordo Operativo.

O Relacionamento Operacional é o documento destinado para os microgeradores, que contém as principais condições referentes ao relacionamento operacional entre a Copel e o proprietário da microgeração distribuída, devendo ser enviado junto com o parecer de acesso.

De forma equivalente, é assinado o Acordo Operativo no caso da minigeração. Este acordo deverá ser assinado pelo titular da unidade consumidora até a emissão do relatório de vistoria. Caso não se cumpra o prazo, ocorrerá impedimento na liberação da central geradora para operação, resultando em perda de garantia ao ponto de conexão e às condições de conexão estabelecidas no parecer de acesso.

Quando ocorre a necessidade de obras voltadas à melhorias/reforços na rede para conexão, a execução da obra pela distribuidora deve ser precedida da assinatura de

contrato específico, contendo as etapas e prazos para implementação das obras, condições de pagamento e participação financeira do consumidor.

### 2.3.1.2 Requisitos Técnicos

Os requisitos exigidos pela Copel são de acordo com as condições descritas no PRODIST (Módulos 3 e 8). De modo geral, este item da norma procura especificar os equipamentos e arranjos de proteção. Com relação a geradores fotovoltaicos, a conexão com a rede é realizada por inversores, o que impõe condições especiais.

O tipo de conexão é realizado de acordo com a potência instalada de geração:

- Geração até 75kW – conexão diretamente em baixa tensão;
- Geração de 76kW até 300kW – conexão trifásica por meio de relés de proteção e transformador exclusivo do acessante, sendo admitido o uso de disjuntor de Baixa Tensão (BT);
- Geração de 301kW acima – conexão trifásica por meio de disjuntor de Média Tensão (MT), relés de proteção e transformador exclusivo do acessante na própria unidade consumidora. Os equipamentos de proteção e operação devem ser automatizados.

A conexão é realizada em corrente alternada com frequência de 60Hz. As instalações de geração deverão garantir o sincronismo permitindo o paralelismo entre a central geradora e a Copel.

Um dos principais sistemas de proteção que se deve estar atento é a proteção anti-ilhamento. Uma instalação elétrica se encontra ilhada quando ocorre uma interrupção de fornecimento de energia da rede elétrica, seja por falhas, acidentes ou processos de manutenção, e o sistema gerador de energia continua alimentando indevidamente a rede, representando riscos para as pessoas que realizam a manutenção ou para os equipamentos conectados à mesma rede (PINHO; GALDINO, 2014; VILLALVA; GAZOLI, 2012). A proteção anti-ilhamento é obrigatória e essencial nos inversores, fazendo com que o equipamento apenas opere quando a rede estiver ativa, desconectando-se da mesma quando esta estiver inativa. É permitida a operação em ilha do sistema desde que apenas as cargas da unidade consumidora estejam sendo alimentadas.

Os requisitos mínimos de proteção exigidos pela norma 905200 variam de acordo com a potência instalada, tensão de fornecimento e a forma de acoplamento (com ou sem inversor). As tabelas apresentando os requisitos mínimos de proteção constam no Anexo A.

A conexão à rede por inversores dispensa o elemento de desconexão visível e acessível pela distribuidora, bem como a redundância de proteções, considerando que estas já estejam inseridas no equipamento. Os esquemas unifilares típicos para conexão, apresentadas pela Copel, são mostrados no Anexo A.

O sistema de medição deve seguir as mesmas especificações exigidas para as unidades consumidoras no mesmo nível de tensão da micro ou minigeração distribuída, acrescida da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica (sistema que diferencia a energia elétrica consumida da rede e a injetada na rede) para unidades conectadas em baixa tensão, e medidores de 4 quadrantes (medição da energia ativa, reativa indutiva e reativa capacitiva) para conexão em média e alta tensão. As especificações são dadas nas normas técnicas 901100 (Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição) e 903100 (Fornecimento em Tensão Primária de Distribuição).

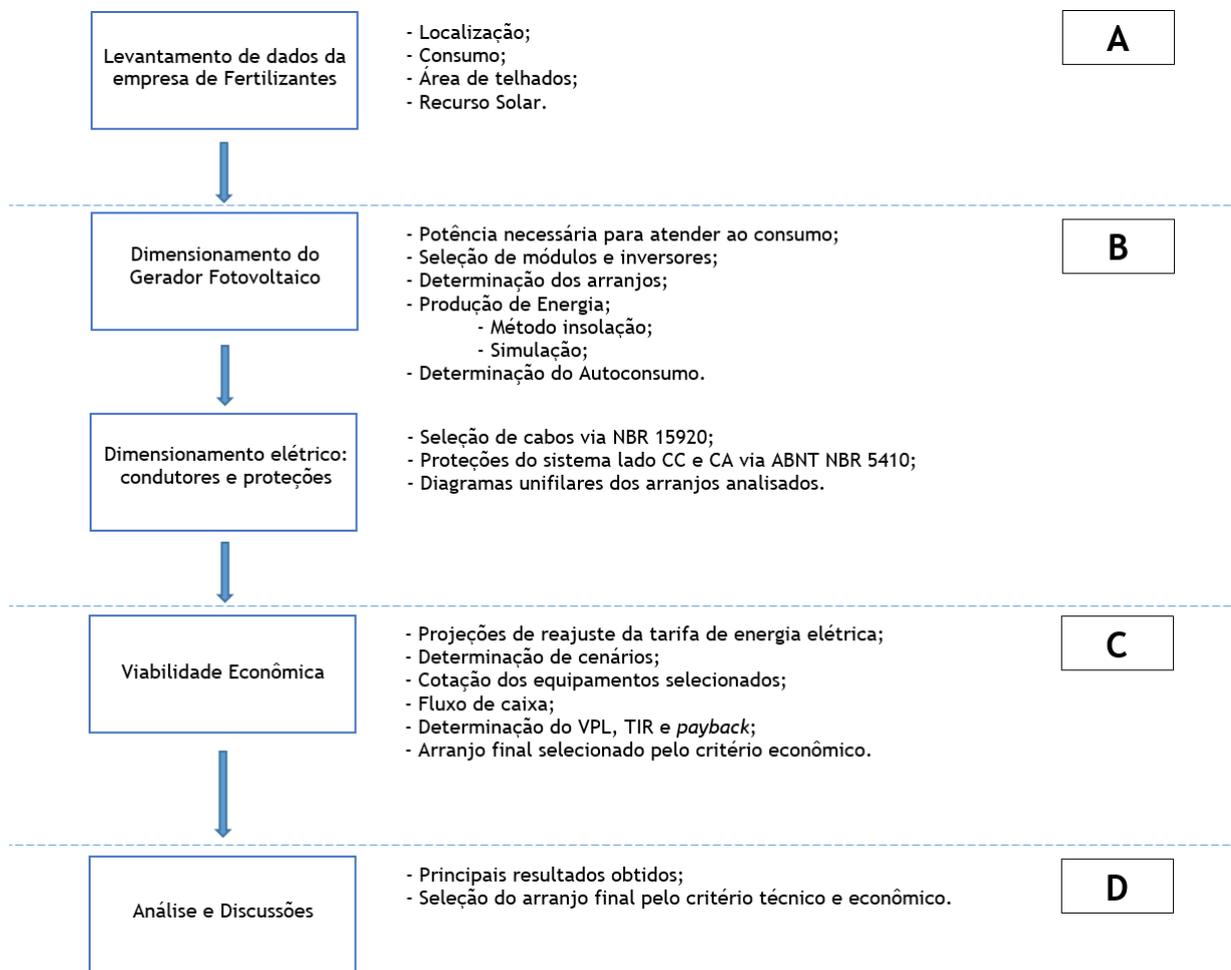
Para os empreendimentos conectados em baixa tensão, é utilizada medição direta até 100A e, acima desta corrente, medição indireta. A medição indireta faz uso de transformadores instrumentais, chamados de Transformadores de Corrente (TC) e Transformadores de Potência (TP). A minigeração faz uso de medição indireta, como está enquadrado o estudo de caso.

A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, bem como encargada também dos custos, operação e manutenção no caso da microgeração distribuída. Para a minigeração, o acessante é responsável por ressarcir a distribuidora pelos custos de adequação do sistema de medição, conforme regulamentação específica.

### 3 METODOLOGIA

Neste trabalho apresenta-se a realização de um projeto de dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma empresa de fertilizantes. O método proposto é descrito no diagrama da Figura 12. A metodologia abordada nesse capítulo é aplicada no estudo de caso dos capítulos posteriores com maior detalhamento das etapas.

Figura 12 – Procedimentos adotados no estudo de caso



Fonte: Elaborado pelo Autor

#### • Etapa A

A elaboração do trabalho inicia-se com a análise técnica do local. Neste ponto são levantados dados acerca do recurso solar, área disponível e condições elétricas. As condições elétricas analisadas correspondem, entre outros pontos, à tensão de ligação da

empresa, localização e espaços nos quadros de distribuição e, localização de transformadores. Utilizam-se de informações contidas nos planos arquitetônicos, bem como de informações recolhidas por visitas à unidade consumidora. O objetivo da análise técnica é fornecer possíveis rotas para os circuitos de corrente contínua e corrente alternada do sistema fotovoltaico, melhores localizações dos inversores, pontos de conexão e um panorama geral da empresa.

### • Etapa B

Na etapa B realiza-se o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Foram pré-selecionados módulos e inversores de acordo com critérios específicos, de modo que, analisam-se dois arranjos diferenciados pelo modelo de módulo, empregando o mesmo inversor. A premissa básica adotada no dimensionamento de cada arranjo é de aproveitamento máximo da área disponível dos telhados orientados ao norte geográfico.

O dimensionamento segue principalmente o proposto na literatura de Pinho e Galdino (2014), Villalva e Gazoli (2012) e ALTENER (2004), bem como em normas e artigos técnicos. A estimativa da produção de energia ocorre por método analítico de insolação segundo o apresentado em Villalva e Gazoli (2012) e convalidação por simulação em ferramenta computacional pelo *software* livre SAM. Com a estimativa da produção de energia e as informações de demanda da empresa, determina-se o autoconsumo previsto, utilizando este dado para dedução do ICMS sobre a geração.

O dimensionamento do sistema de proteção elétrica segue, em geral, a norma ABNT NBR 5410, dimensionando-se até o ponto de conexão dos sistemas nos quadros de distribuição. Os condutores foram determinados de acordo com a norma ABNT NBR 15920 - Dimensionamento Ambiental e Econômico de Condutores.

### • Etapa C

Os dois arranjos dimensionados são analisados economicamente. Os custos em equipamentos, instalação e manutenção foram obtidos, quando possível, com base no mercado pelo contato direto com fornecedores, ou então, por preços dispostos em catálogos ou lojas na *internet*, ou ainda, baseado em trabalhos sobre o assunto.

A análise de viabilidade levou em conta aspectos como financiamento para a implantação dos sistemas e, projeção de crescimento da tarifa elétrica. A definição de viabilidade do empreendimento ocorre de acordo com os indicadores financeiros: taxa

interna de retorno (TIR), valor presente líquido (VPL) e, *payback*. Os indicadores foram obtidos para três cenários: (i) crescimento da tarifa acima da inflação, (ii) crescimento da tarifa abaixo da inflação, e (iii) crescimento da tarifa igual a inflação. A definição dos cenários é determinada segundo o histórico de evolução da tarifa elétrica e da inflação.

- **Etapa D**

Nesta etapa apresenta-se uma compilação dos resultados obtidos para os dois arranjos analisados, evidenciando os resultados técnicos de desempenho dado pelo método numérico de simulação, e os resultados de ordem econômica originados da análise financeira dos arranjos. Através da comparação entre os arranjos decreta-se o arranjo final para implantação.

## 4 ESTUDO DE CASO

Este capítulo apresenta o estudo de caso de uma empresa de fertilizantes, cuja unidade principal possui cerca de dois anos e meio, contando com duas filiais em outros estados. Inicialmente a produção da unidade matriz estava apenas voltada para o setor de fertilizantes granulados, porém a partir de setembro de 2015, a empresa passou a produzir embalagens plásticas para seus produtos e para comercialização.

### 4.1 Levantamento de Dados

O estudo inicia-se pelo levantamento de dados da empresa. Estas informações são utilizadas no dimensionamento do gerador, condutores e sistema de proteções. Os sistemas propostos são então analisados economicamente.

#### 4.1.1 Descrição do Local

A empresa de fertilizantes está localizada na cidade de Foz do Iguaçu, no Oeste do estado do Paraná. A unidade é composta atualmente por três barracões, um edifício de administração/laboratório e um edifício de lazer. A Figura 13 apresenta uma visão aérea do espaço pertencente à empresa, obtida por meio do programa *Google Earth* datada do mês de outubro de 2017.

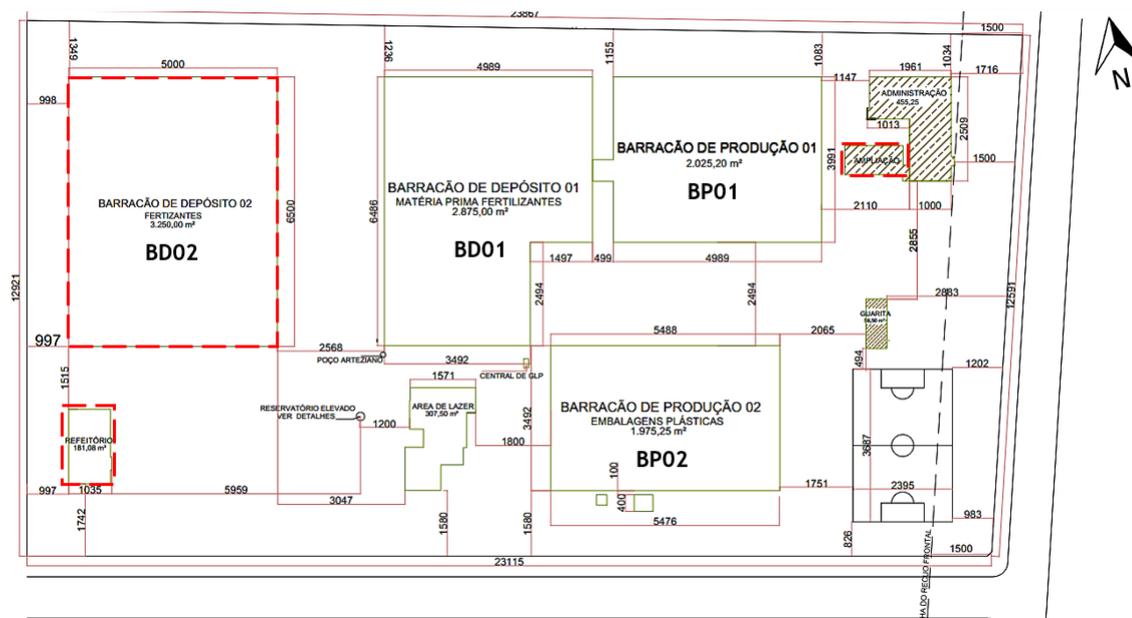
Figura 13 – Imagem aérea da empresa de fertilizantes



Fonte: *Google Earth*

Dos três barracões, um é destinado a produção de fertilizantes (BP01), outro a produção de embalagens plásticas (BP02) e o terceiro é um barracão de depósito (BD01). Um quarto barracão está em construção (BD02) também com a finalidade de depósito. A Figura 14 apresenta a planta baixa da empresa com a localização de cada construção e sua área, os edifícios destacados em vermelho se encontram em processo de construção.

Figura 14 – Planta baixa das instalações da empresa de fertilizantes



Fonte: Plano arquitetônico cedido pela empresa

#### 4.1.2 Classificação Tarifária e Consumo de Eletricidade

A classificação tarifária de uma determinada unidade consumidora é dada de acordo com a Resolução n° 414, de 09 de setembro de 2010, que estabelece também as demais condições gerais de fornecimento de energia elétrica. As tarifas de energia elétrica são divididas quanto: (i) ao nível de tensão de fornecimento, e (ii) de acordo com a estrutura tarifária (COPEL, 2017c).

Quanto ao fornecimento dos níveis de tensão são classificadas como:

- **Grupo A:** unidades consumidoras que possuem fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3kV, ou atendidas pelo sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, classificadas em subgrupos de acordo com a tensão de fornecimento:
  - A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
  - A2: tensão de fornecimento de 88kV a 138kV;
  - A3: tensão de fornecimento de 69kV;

- A3a: tensão de fornecimento de 30kV a 44kV;
  - A4: tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV; e
  - AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.
- **Grupo B:** unidades consumidoras com fornecimento de tensão inferior a 2,3kV, classificadas em subgrupos de acordo com o uso da eletricidade:
    - B1: residencial e residencial baixa renda;
    - B2: rural, cooperativa de utilização rural e, serviço público de irrigação;
    - B3: demais classes; e
    - B4: iluminação pública.

A divisão por estrutura tarifária diz respeito a quais serviços a distribuidora realizará cobrança, seja apenas para o consumo de energia elétrica, ou também para a demanda, sendo classificadas em:

- **Tarifa Monômnia:** a tarifação de energia elétrica ocorre somente sobre o consumo de energia elétrica ativa, aplicada apenas as unidades consumidoras enquadradas no grupo B;
- **Tarifa Binômnia:** conjunto de tarifas aplicadas sobre o consumo de energia elétrica ativa e sobre a demanda faturável<sup>1</sup>, sendo exclusiva ao grupo A. Esta classe está dividida em convencional e horária:
  - Tarifa Convencional: as tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência possuem, para cada, um único valor, independentemente da hora do dia e do período do ano. Incide sobre as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69kV (grupos A3a, A4, AS e B) com demanda contratada<sup>2</sup> inferior a 150kW.
  - Tarifa Horária: apresenta diferenciação em relação às horas do dia, sendo divididas em ponta<sup>3</sup> e fora de ponta. São classificadas em:

<sup>1</sup> Valor da demanda de potência ativa, identificada como o maior valor entre a demanda contratada junto à distribuidora de energia elétrica e a demanda medida durante o período de faturamento. É considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW) (GUEDES, 2011).

<sup>2</sup> Demanda de potência ativa a ser obrigatoriamente e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, que deverá ser integralmente paga, sendo ou não utilizada durante o ciclo de faturamento, expressa em quilowatts (kW) (GUEDES, 2011).

<sup>3</sup> Para a área de concessão da Copel, o Horário de Ponta inicia às 18h e finaliza às 21h, de segunda à sexta-feira. Durante o horário de verão, é acrescido uma hora ao início e ao fim do Horário de Ponta (19h às 22h) (COPEL, 2017a).

- a. Tarifa Horária Azul: aplicada a unidades consumidoras com alto fator de carga<sup>4</sup> no horário de ponta, que requerem contínua operação mesmo no horário de ponta. É composta por tarifas diferenciadas de acordo com as horas do dia para o consumo e demanda – demanda na ponta, demanda fora da ponta, consumo na ponta, consumo fora da ponta. Para o consumo de energia elétrica, há ainda a diferenciação por período do ano, período seco (maio a novembro) e período úmido (dezembro a abril), tanto para o consumo na ponta quanto fora de ponta. É obrigatória aos consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3, sendo opcional aos demais subgrupos do grupo A; e
- b. Tarifa Horária Verde: aplicada a unidades consumidoras com baixo fator de carga no horário de ponta, uma vez que, podem paralisar suas atividades neste intervalo horário. É caracterizada por tarifas diferenciadas para o consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e, por uma única tarifa de demanda de potência – consumo na ponta, consumo fora da ponta, demanda única. Assim como na tarifa horária azul, o consumo também possui diferenciação de acordo com o período do ano.

A empresa de fertilizantes é uma unidade consumidora do grupo A, subgrupo A4 com tarifação horária verde. O histórico do consumo de energia elétrica da empresa foi obtido junto à Copel, com período de análise compreendido de novembro de 2014 a abril de 2017. O consumo de interesse para este trabalho foi o fora de ponta, período no qual o sistema fotovoltaico está em operação e onde se espera a compensação da energia produzida.

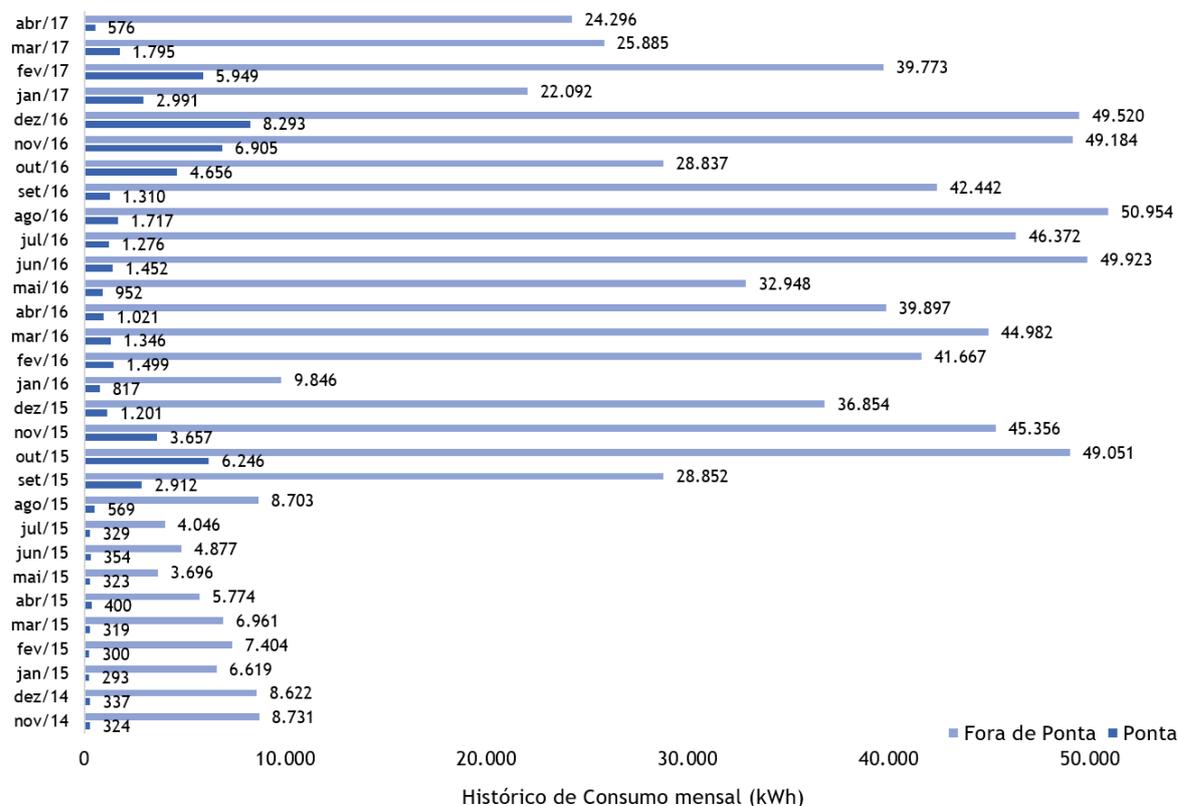
O gráfico da Figura 15 apresenta o histórico do consumo nos horários de ponta e fora de ponta. A partir de setembro de 2015 houve um grande aumento no consumo de energia elétrica, decorrente da inserção de um novo processo fabril, o de fabricação de embalagens plásticas. O consumo médio mensal de energia elétrica fora de ponta antes da produção das embalagens era de **6.543 kWh** (consumo médio total 6.898 kWh), enquanto que o consumo médio após produção de embalagens plásticas é de **39.415 kWh** (consumo médio total 42.349 kWh), um aumento de 502,4%.

Assim como no consumo, a demanda da empresa também foi elevada com a fabricação das embalagens, saltando de cerca de 90kW para em média 188,20kW - Figura 16. Atualmente a demanda contratada pela empresa é de 240kW, o que revela uma sobrecontratação, já que a demanda medida representa cerca de 78% do valor contratado.

---

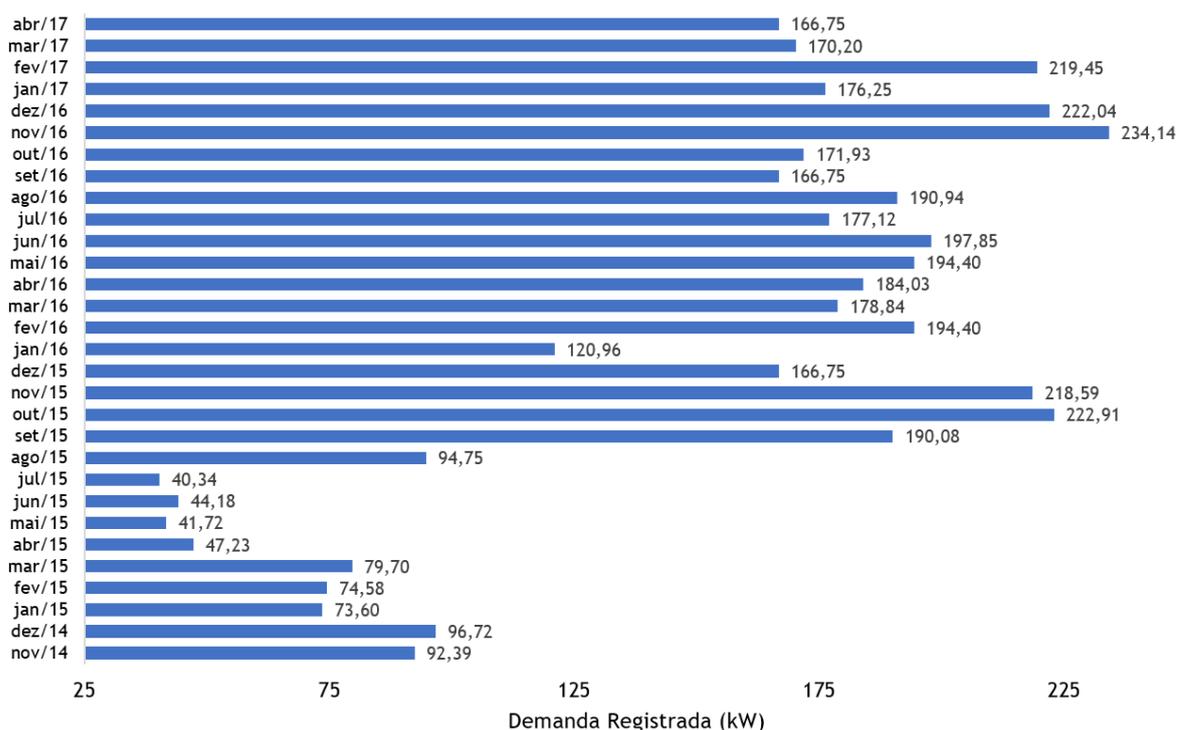
<sup>4</sup> A resolução normativa n° 414 de 09 de setembro de 2010 define como a razão entre a demanda média (potência média requerida) e a demanda máxima (potência máxima requerida) da unidade consumidora no mesmo intervalo de tempo especificado, no caso da tarifação, mensal.

Figura 15 – Histórico do consumo mensal de energia elétrica (kWh) na empresa de fertilizantes



Fonte: Elaborado pelo Autor com base nos dados da Copel

Figura 16 – Histórico da demanda registrada (kW) pela Copel na empresa de fertilizantes



Fonte: Elaborado pelo Autor com base nos dados da Copel

### 4.1.3 Áreas Disponíveis para Instalação de Módulos

A instalação dos módulos fotovoltaicos foi proposta nos telhados dos barracões de produção 01 e 02, conforme indica a Figura 17. Através do uso dos desenhos arquitetônicos fornecidos pela empresa, foram levantadas as áreas de ambas as unidades de produção, somando juntas um total disponível de **1.943,90m<sup>2</sup>**. A inclinação dos telhados também foi obtida por meio dos desenhos arquitetônicos, o BP01 possui uma inclinação de aproximadamente **7°**, enquanto que o BP02 tem cerca de **8°**. A escolha destes locais basearam-se no fato de serem as construções com orientações mais próximas ao norte geográfico<sup>5</sup>, havendo um desnível de **12° a leste**, obtido a partir do *Google Earth*. Outro fator importante é a ausência de sombreamento de origem natural, normalmente causada por árvores, ou por elementos construtivos. A Figura 18 apresenta a fachada lateral dos BP01/02.

Para a instalação dos módulos fotovoltaicos pretende-se utilizar a inclinação dos telhados de BP01 e BP02, sem o uso de estruturas de adequação para inclinação ideal (21° segundo CRESESB). Embora estas estruturas pudessem revelar um ganho de energia individual que chegaria a cada módulo, teriam consequências como: (i) redução do número de módulos sobre cada telhado, o que diminuiria o potencial de geração, tendo em vista os espaços para garantir que as fileiras não ocasionem sombras uma sobre as outras; (ii) criação de superfícies com aberturas propensas a acidentes com fortes ventos; e (ii) prejudicar na estética arquitetônica dos edifícios.

Figura 17 – Áreas de telhado para instalação dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Elaborado pelo Autor

<sup>5</sup> Para instalação de sistemas fotovoltaicos no hemisfério Sul, o melhor aproveitamento da luz solar ao longo do dia se dá com os módulos orientados ao Norte geográfico, de forma análoga, para localidades no hemisfério Norte, a orientação dos módulos deve ser em direção ao Sul geográfico (COSTA, 2015; PINHO; GALDINO, 2014; VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Figura 18 – Vista lateral dos barracões de produção 01 e 02

(a) BP01



(b) BP02



Fonte: Registrado durante visita na empresa de fertilizantes

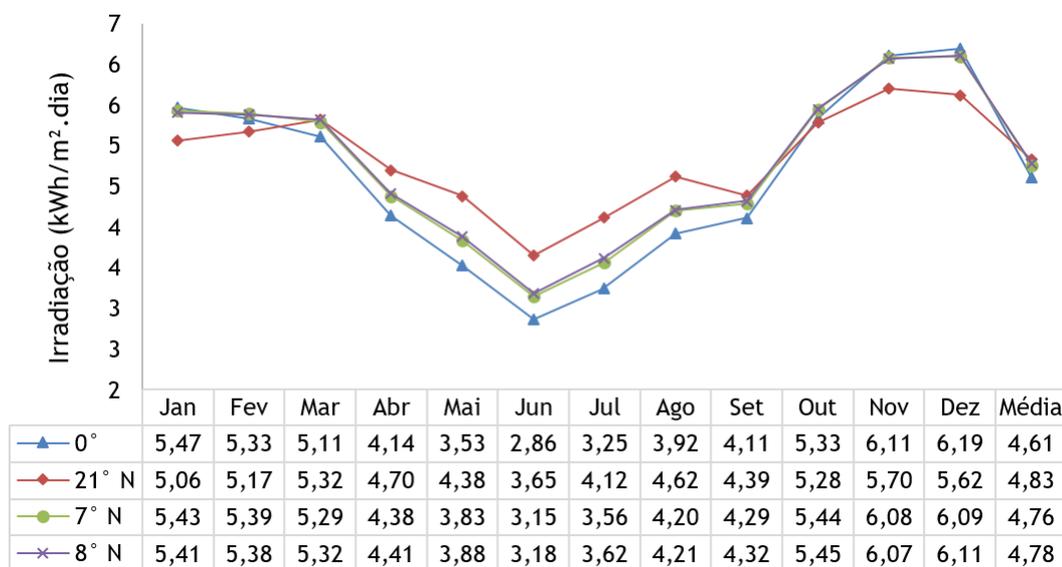
#### 4.1.4 Recurso Solar

Para o cálculo analítico da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos foi necessário levantamento dos dados de irradiação solar incidente em Foz do Iguaçu. Foram levantados os valores de irradiação para o plano horizontal ( $0^{\circ}\text{N}$ ), para o ângulo de maior média anual ( $21^{\circ}\text{N}$  segundo CRESESB (2017)), e para as inclinações dos telhados **BP01** ( $7^{\circ}\text{N}$ ) e **BP02** ( $8^{\circ}\text{N}$ ). Embora a proposta de instalação dos módulos seja na inclinação dos telhados, foram levantados os outros dados como forma de comparação, avaliando-se o quão distante da irradiação ideal estavam as inclinações dos telhados BP01/02.

Os valores de irradiação solar diária média mensal ( $\text{kWh}/\text{m}^2\cdot\text{dia}$ ) para o plano horizontal e para o de maior média anual foram obtidos pelo programa *SunData*, gratuito e *on-line* disponibilizado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), tendo como fonte de dados o Atlas Solarimétrico do Brasil e os mapas do projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA). Devido à ausência de seleção de diferentes inclinações no programa *SunData*, para os ângulos de inclinação das unidades de produção 01/02 utilizou-se o programa *Radiasol 2*, de licença gratuita e

desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, com base de dados também do projeto SWERA. O gráfico da Figura 19 apresenta a comparação entre as diferentes inclinações.

Figura 19 – Irradiação para diferentes inclinações



Fonte: Elaborado pelo Autor com base nos dados do *SunData* e *Radiasol 2*

Com base no gráfico anterior, percebe-se que a diferença entre a média de irradiação para a inclinação de 21° e as inclinações dos telhados dos BP01/02 ficam abaixo de 1,5%. O gráfico comparativo (Figura 19) mostra que a produção nos meses de verão será maior (outubro a fevereiro) utilizando a inclinação dos telhados, enquanto haverá uma diminuição do recurso solar nos meses de inverno (março a setembro). Devido a baixa diferença com o que seria a inclinação ótima para a instalação, essa comparação mostra que com o intuito de aproveitar a maior área possível dos telhados e gerar o máximo de energia, pode-se dispensar o uso de estruturas que fornecesse a inclinação ótima para os módulos, o que poderia acarretar em uma redução significativa no número de módulos total e no aspecto visual e estrutural dos barracões.

#### 4.1.5 Condições Elétricas

Por meio de visitas nas instalações da empresa e por informações técnicas informadas pelos empregados, foram levantadas algumas características elétricas. Esse levantamento auxiliou no dimensionamento do sistema fotovoltaico e ofereceu um panorama geral sobre as condições locais, bem como determinou o melhor local para os inversores e pontos de conexão com a rede.

#### 4.1.5.1 Ponto de entrada e alimentação

A tensão de fornecimento pela Copel é de 13,8kV em média tensão, conforme categoria de consumo da empresa. Na entrada de serviço de energia elétrica estão dispostos os equipamentos de medição, chave seccionadora principal, quadro geral de média tensão com os dispositivos de proteção e quadro do sistema anti-incêndio. A entrada do serviço é mostrada na Figura 20.

Figura 20 – Entrada de serviço da empresa de fertilizantes



Fonte: Elaborado pelo Autor

Os condutores são levados até a casa do transformador (Figura 21) por meio de linha subterrânea, distante cerca de 97m do ponto de entrada. No transformador da unidade consumidora a tensão é transformada de 13,8kV para 380V, tensão no qual a maioria das cargas de uso específico dos BP01/02 operam (motores, compressores, injetora, sopradora).

Na casa do transformador localiza-se o quadro de distribuição geral de baixa tensão, responsável por alimentar os quadros de distribuição principais dos BP01/02 e demais instalações da empresa. O local do transformador está cerca de 18m do BP01 e 72m do BP02. Dentre as cargas alimentadas pelos quadros principais dos barracões estão motores elétricos e compressores no BP01, e as máquinas de fabricação de embalagens, injetora e sopradoras, no BP02.

Figura 21 – Casa do transformador

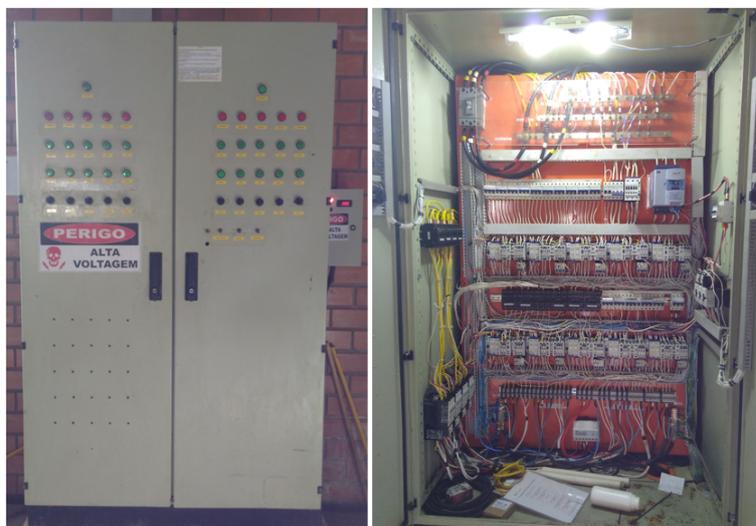


Fonte: Elaborado pelo Autor

#### 4.1.5.2 Quadros de distribuição e pontos de conexão

Para determinação do local apropriado de conexão com a rede dos sistemas fotovoltaicos, buscou-se analisar a disponibilidade de fases dos quadros de distribuição dos BP01/02. Para a instalação BP01 o quadro de distribuição está em condições que dificultariam uma conexão do sistema fotovoltaico, estando bastante “cheio” com indisponibilidade de fases e inclusive com dispositivos ocupando as portas do quadro, conforme pode ser visto na Figura 22.

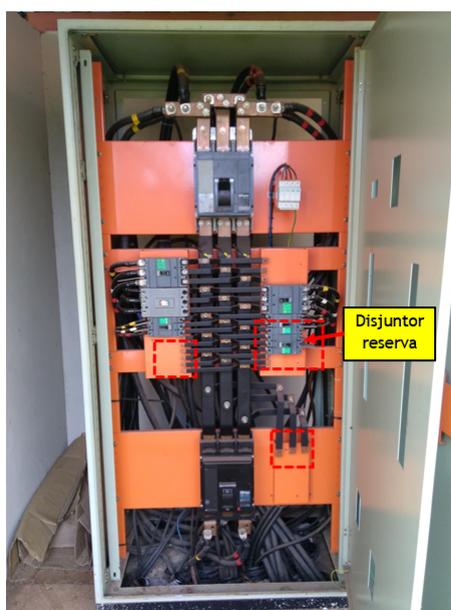
Figura 22 – Quadro de distribuição principal: Barracão de Produção 01



Fonte: Elaborado pelo Autor

Visto a indisponibilidade de conexão neste quadro, o ponto de conexão do sistema fotovoltaico do BP01 foi proposto no quadro de distribuição geral presente na casa do transformador, uma vez que, há condições de conexão devido a disponibilidade de fases e é o quadro alternativo mais próximo. A Figura 23 apresenta o quadro geral, indicando os espaços disponíveis para conexão e disjuntor reserva. A desvantagem do uso deste quadro é a necessidade de cerca de 80m a mais de condutores, o que representa maiores custos.

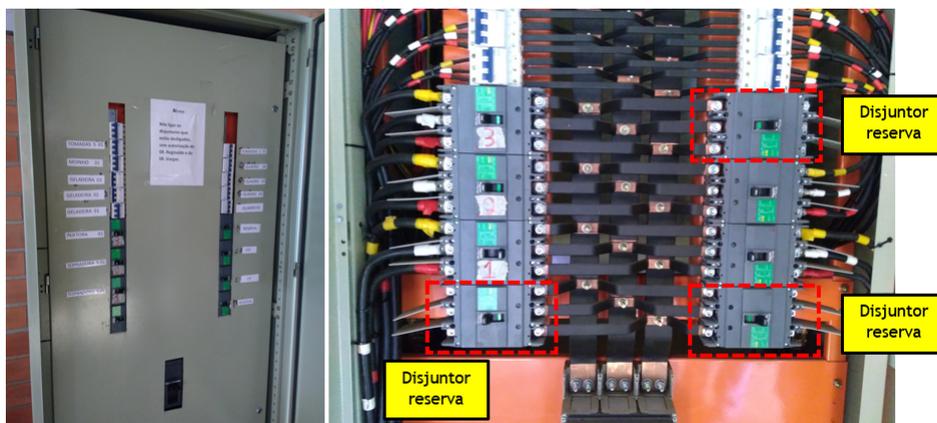
Figura 23 – Quadro de distribuição geral: Casa do Transformador



Fonte: Elaborado pelo Autor

Para o BP02 o quadro de distribuição geral do barracão apresenta disponibilidade de fases, com 3 disjuntores em condição reserva (Figura 24). Deste modo, a conexão do sistema fotovoltaico do BP02 com a rede foi proposta neste quadro.

Figura 24 – Quadro de distribuição principal: Barracão de Produção 02



Fonte: Elaborado pelo Autor

Dentro dos edifícios de produção os condutores são levados até as cargas utilizando suportes horizontais e eletrocalhas verticais nas paredes (Figura 25). O percurso dos circuitos é aéreo, de modo que pode representar uma alternativa para os circuitos de corrente contínua dos geradores fotovoltaicos até os inversores.

Figura 25 – Encaminhamento dos circuitos de corrente alternada



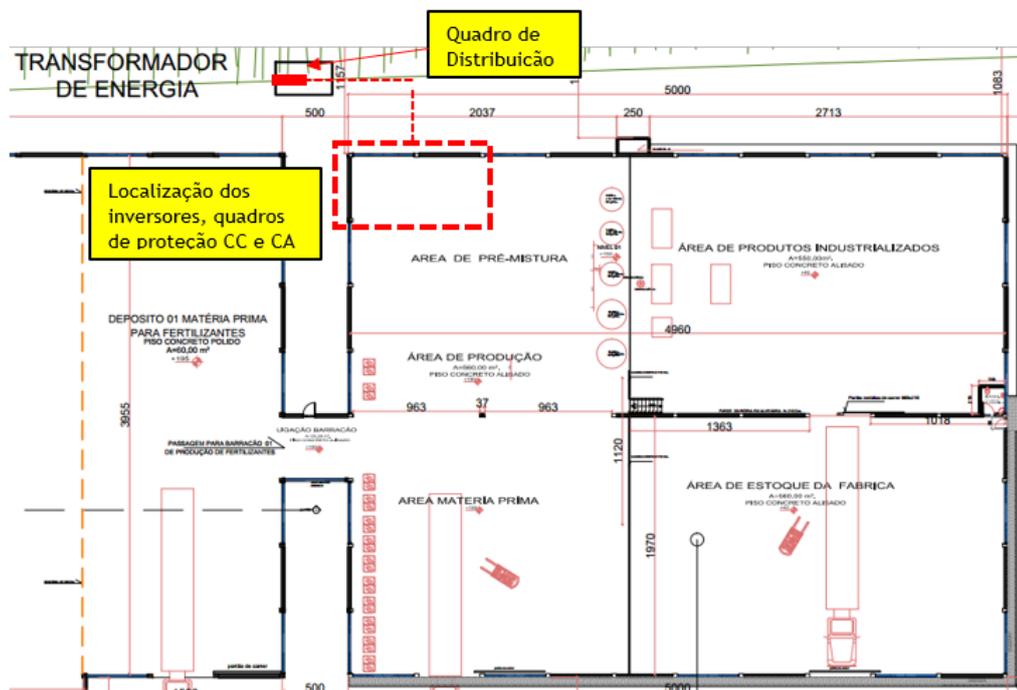
Fonte: Elaborado pelo Autor

#### 4.1.6 Localização dos Inversores

Durante as visitas à empresa, procurou-se observar os espaços vazios próximos ao ponto de conexão em cada barracão como possibilidade de localização dos inversores e dos quadros de proteção que ficam próximos a ele. Em ambos os barracões as áreas selecionadas fazem parte da área de estocagem, podendo estes produtos serem realocados.

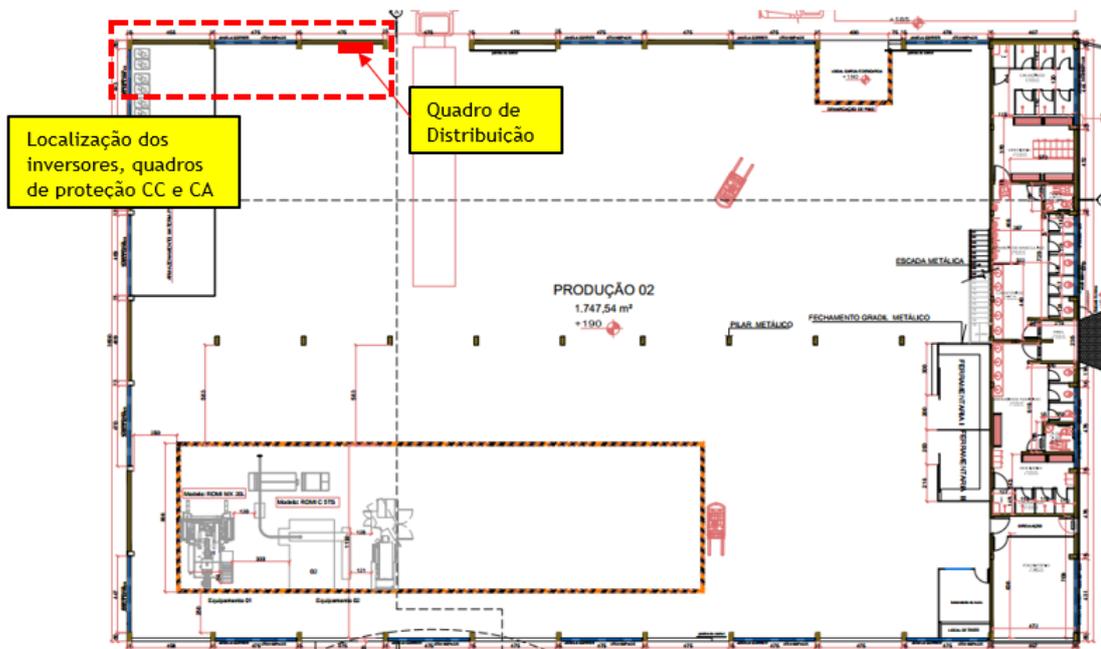
A instalação dos inversores no interior dos barracões visa fornecer proteção do Sol e das condições adversas, como chuva e ventos forte. O abrigo em local fechado reduz a temperatura de operação do equipamento, garantindo melhor eficiência e vida útil (ALTENER, 2004), além de fornecer um melhor acesso nos casos de manutenção. As Figuras 26 e 27 mostram uma referência da localização dentro dos BP01/02. Para os cabearios vindo dos módulos foi proposto seguir o modelo de encaminhamento de condutores da empresa, fazendo uso de eletrocalhas suspensas com trajetórias horizontais e, verticais pelas paredes.

Figura 26 – Localização dos inversores: BP01



Fonte: Adaptado dos projetos fornecidos pela empresa de fertilizantes

Figura 27 – Localização dos inversores: BP02



Fonte: Adaptado dos projetos fornecidos pela empresa de fertilizantes

## 4.2 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

### 4.2.1 Potência Nominal Necessária

Uma estimativa para a potência do gerador fotovoltaico que abasteça a demanda de energia elétrica da unidade consumidora pode ser calculada através da Equação 4.1 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{FV} = \frac{(E/PR)}{Y_r} \quad (4.1)$$

sendo:

$P_{FV}$  - Potência nominal do sistema [kW];

$E$  - Energia diária consumida [kWh];

$Y_r$  - Produtividade de referência (*Reference Yield*) [h];

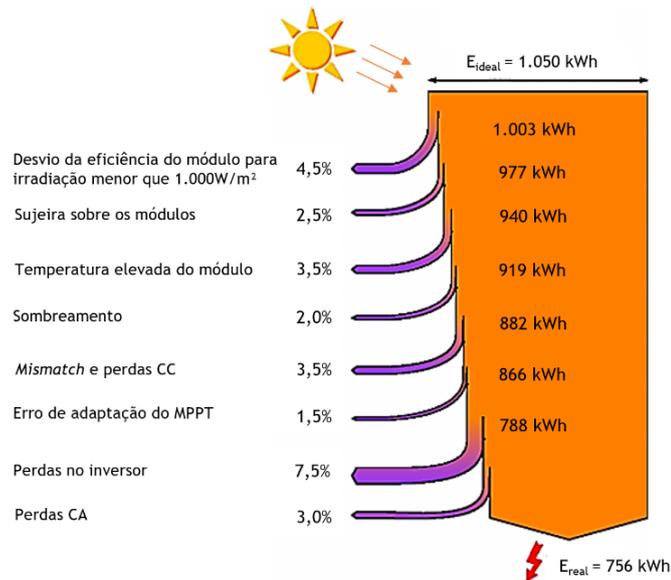
$PR$  - Taxa de desempenho do sistema (*Performance Ratio*).

A produtividade de referência representa o número de horas equivalentes no qual a irradiância é igual a  $1.000\text{W}/\text{m}^2$ , sendo assim, esta grandeza depende do local, orientação, inclinação do módulo e das condições do tempo (MARION et al., 2005; NAKABAYASHI, 2015). Matematicamente  $Y_r$  é representado pela razão entre a irradiação solar incidente no plano gerador durante o dia ( $\text{Wh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$ ) e a irradiância de referência -  $H_{ref}$  - ( $1.000\text{W}/\text{m}^2$ ), conforme Equação 4.2 (NAKABAYASHI, 2015).

$$Y_r = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H(t)dt}{H_{ref}} \quad (4.2)$$

A taxa de desempenho do sistema ( $PR$ ) é a relação entre a energia real fornecida pelo gerador e a energia teórica ideal produzida (COSTA, 2015; PINHO; GALDINO, 2014; MARION et al., 2005; ALTENER, 2004). As perdas na geração fotovoltaica estão associadas a quedas de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do módulo, sombreamento, eficiência do inversor, descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo, temperatura de operação, irradiação, entre outras. O diagrama da Figura 28 apresenta um exemplo da dimensão das perdas segundo ALTENER (2004).

Figura 28 – Perdas típicas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede



Fonte: Adaptado de ALTENER (2004)

Pinho e Galdino (2014) estimam que para sistemas não sombreados uma  $PR$  entre 0,7 e 0,8 pode ser obtida, Marion et al. (2005) estima um valor entre 0,6 e 0,8, enquanto que ALTENER (2004) afirma que o índice de desempenho pode ser assumido entre 0,7 e 0,85.

Para o cálculo da potência necessária, usou-se os dados de consumo elétrico fora de ponta dos últimos 12 meses da empresa, assumido como um ano típico de consumo, obtendo-se um valor diário de 1.370,13 kWh/dia. A produtividade de referência foi tomada para a inclinação dos telhados dos barracões de produção, adotando-se uma média entre as inclinações de 7° e 8°, e aproximando a integral da Equação 4.2, no limite de tempo de 24 horas, como a irradiação média apresentada no gráfico da Figura 19, obtendo-se:

$$Y_{r, \text{médio}} = \frac{\frac{4.760 \text{ Wh/m}^2}{1000 \text{ Wh/m}^2} + \frac{4.780 \text{ Wh/m}^2}{1000 \text{ Wh/m}^2}}{2} = 4,77 \text{ horas} \quad (4.3)$$

A taxa de desempenho foi estimada em 0,75, valor usado também em trabalhos como Nakabayashi (2015) e EPE (2014b). Portanto, a partir da Equação 4.1, a potência nominal necessária para o gerador fotovoltaico foi de:

$$P_{FV} = \frac{\left( \frac{1.370,13 \text{ kWh/dia}}{0,75} \right)}{4,77 \text{ h}} = 382,99 \text{ kW} \quad (4.4)$$

## 4.2.2 Módulos Fotovoltaicos

Para realização deste trabalho, foram analisados diversas marcas e potências de módulos fotovoltaicos, com modelos de 60 e 72 células. A condição de pré-seleção foi a disponibilidade no mercado, credibilidade da marca e a presença na etiquetagem do Inmetro com uma classificação de eficiência energética “A”. As marcas analisadas segundo estes critérios foram: *Canadian Solar*, *Yingli* e *SunEdison*.

Os módulos da *Yingli* apresentaram preços baixos, mas houveram poucas lojas especializadas em produtos fotovoltaicos que comercializassem os mesmos modelos, não sendo interessante para a posterior análise financeira. Na *SunEdison* apenas encontrou-se módulo de 72 células em uma loja, com um preço muito inferior as outras marcas, o que ocasionaria um tendenciamento na seleção. Por fim, se pré-selecionou dois modelos de módulos fotovoltaicos da empresa *Canadian Solar*: CS6P-270P e CS6X-320P. Os preços da marca seguem uma cotação menor se comparada a outras internacionais, bem como aos módulos nacionais (foi analisado os módulos da Global Brasil, porém seus preços eram muito superiores), isso pode ser atrelado a implantação de unidades de produção no Brasil (G1, 2016).

A Tabela 12 apresenta as principais características dos módulos fotovoltaicos pré-selecionados, sendo esses dois modelos os mais encontrados no mercado. Tradicionalmente os módulos fotovoltaicos utilizados nas instalações de geração distribuída são de 60 células com potências inferiores a 300W, com o uso de módulos com 72 células destinados em geral para aplicação em usinas (COSTA, 2015). O objetivo de analisar o emprego de módulos com maior potência foi buscar uma menor quantidade que fornecesse energia equivalente com um custo reduzido em função da redução do número total de módulos.

Os valores de  $\gamma$ ,  $\alpha$  e  $\beta$  apresentados na Tabela 12 representam o coeficiente de temperatura para a variação da potência máxima ( $P_{max}$ ), corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) e tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) respectivamente. A máxima potência de um módulo fotovoltaico é produto da tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) e corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ). As características elétricas (tensão e corrente) variam de acordo com o nível de irradiância e temperatura, de modo que as características informadas pelos fabricantes referem-se à condições padrão de ensaio em laboratório de  $1.000W/m^2$  e temperatura de módulo de  $25^{\circ}C$ . A máxima tensão de 1000V diz respeito ao valor máximo de tensão permitido medido entre a conexão de módulos em série.

A garantia dos módulos fotovoltaicos fornecidas pelo fabricante são de 10 anos para defeitos de fabricação e 25 anos para perda de eficiência maior que 20%. Os *Datasheets* do fabricante são apresentado no Anexo B.

Tabela 12 – Módulos fotovoltaicos pré-selecionados

Modelo	CS6P-270P	CS6X-320P
Pmax (Wp)	270	320
Vmp (Volts)	30,8	36,8
Imp(A)	8,75	8,69
Voc (Volts)	37,9	45,3
Isc (A)	9,32	9,26
Máx. Tensão (Volts)	1000	1000
Eficiencia (%)	16,79	16,68
$\gamma$ (Pmax) (%/°C)	-0,41	-0,41
$\alpha$ (Isc) (%/°C)	0,053	0,053
$\beta$ (Voc) (%/°C)	-0,31	-0,31
NOCT (°C)	45	45
Dimensões (mm)	1650x992x40	1954x982x40
Área (m <sup>2</sup> )	1,6368	1,9188
Nº células e tipo	60, Sil. Policristalino	72, Sil. Policristalino
Peso (kg)	18,2	22

A pré-seleção destes módulos foi utilizada na determinação de dois diferentes sistemas, que foram expostos no decorrer do trabalho, e nomeados pelo nome dos módulos, CS6P-270P e CS6X-320P. A seleção final do módulo empregado ocorreu pela análise econômica dos sistemas.

### 4.2.3 Inversores

A análise de inversores considerou critérios técnicos e econômicos para a seleção do equipamento. Diversas marcas foram analisadas, dentre as quais estavam a **Fronius** e **Ingeteam**, marcas estrangeiras, e as nacionais **Serrana** e **PHB Solar**.

O critério técnico levou em consideração as características elétricas dos inversores, como a tensão de saída, potência, número de conexões em paralelo, faixa de tensão de operação, dentre outras que são melhores compreendidas na seção 4.2.4. Outro ponto analisado foi a presença de certificação no Inmetro, condição necessária para aprovação do uso do equipamento pela Copel. O critério econômico considerou a busca de preços no mercado, para isso buscou-se diretamente com fornecedores e em lojas de materiais fotovoltaicos na *internet*.

Os inversores analisados foram os trifásicos com potências de saída que variavam entre 12,5kW e 60kW. Em geral para potências superiores a 25kW, a tensão de saída era em 480V, o que está em desacordo com a tensão de ponto de conexão dos quadros de distribuição de 380V da empresa de fertilizantes, tendo a necessidade de um autotransformador para ajuste da tensão de saída do inversor. As faixas de operação de tensão de alguns inversores

possuíam um limite mínimo alto, que associados à condição climática na região do estudo, marcada por altas temperaturas, implica em uma tensão de série fotovoltaica reduzida, de forma que, para baixos valores de tensão mínima de entrada do inversor, tenha-se o risco de o equipamento não entrar em funcionamento, além de representar uma restrição quanto ao intervalo do número de módulos conectados em série.

As cotações dos inversores analisados foram determinantes na seleção final, conforme apresentado na seção 5.3. Em virtude da obtenção dos preços diretamente do fabricante, e das características técnicas, selecionou-se a marca nacional *PHB*, que apresentou custo consideravelmente menor. As potências dos inversores analisados foram de 14kW, 20kW e 25kW. A tensão de saída do inversor de 14kW era de 220V, o que impossibilitava sua seleção. O uso do inversor de 25kW foi eliminado devido à possibilidade de conexão de módulos ser de igual quantidade ao inversor de 20kW, inviabilizando o uso de uma menor quantidade do equipamento, o que poderia torná-lo selecionável pela redução do investimento total em inversores, com seu custo sendo pouco superior ao inversor da PHB de 20kW (ver Anexo B). Portanto, o inversor selecionado foi o modelo **PHB20K-DT** com potência de saída de 20kW, cujas características são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Inversor *grid-tie* selecionado

Modelo	<b>PHB20K-DT</b>
Marca	PHB Solar
<b>Entrada</b>	
Máx. Potência Fotovoltaica (W)	26.000
Faixa tensão MPPT (V)	260 - 850
Máx. Tensão (V)	1.000
Tensão CC de partida (V)	250
Número MPPT	2
Máx. corrente/MPPT (A)	22/22
Conector CC	MC IV, SUNCLIX
Número de conexões	4
<b>Saída</b>	
Potência (W)	20.000
Máx. Psáida (W)	20.000
Tensão conexão rede (V)	(3F+N+T) 380/220
Máx. corrente (A)	30
Frequência (Hz)	60
Distorção harmônica (%)	<5
Fator de Pot.	0,9 ind/cap
<b>Dados Gerais</b>	
Eficiência máx.(%)	98,4
Grau de Proteção	IP 65
Dimensões (mm)	516x650x203
Peso (kg)	39

O inversor selecionado possui uma faixa de tensão de seguidor de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) ampla, o que indica que o equipamento vai ajustar suas características, de modo que, se obtenha a maior potência de saída de acordo com as condições climáticas do momento. A baixa tensão mínima (260V) se adequa as necessidades brasileiras, inversores de marcas estrangeiras geralmente possuem este limite inferior entre 420V e 580V. A garantia do fabricante é de 5 anos para defeitos de fabricação, com equipe técnica disponível para manutenção. O *Datasheet* é apresentado no Anexo B.

A topologia pretendida para a instalação foi de inversor descentralizado (ou modular), no qual uma determinada quantidade de *strings*<sup>6</sup> é conectada a um inversor, de modo que se utilize diversos inversores para satisfazer a potência dos painéis fotovoltaicos. A topologia de inversor centralizado é aplicada na geração em grande escala, em usinas fotovoltaicas, onde uma grande potência de módulos é conectada a um ou mais inversores com potências de 100kW até mais de 1MW (VILLALVA; GAZOLI, 2012). O uso de sistemas modulares é amplamente aplicado na micro e minigeração distribuída por aumentar a confiabilidade do sistema, evitando que a falha de um componente coloque todo o sistema em risco. Entretanto, a topologia modular tem a desvantagem de aumentar o custo do investimento, uma vez que, requer uma maior quantidade de inversores.

A cotação do inversor da *PHB* foi determinante na seleção do modelo, resultado das dificuldades em comparar preços com os inversores das outras marcas em iguais condições, já que os preços dos outros modelos eram baseados no mercado de venda pela *internet*, apresentado custos consideravelmente maiores, consequência do insucesso no contato direto com fornecedores. Dessa forma, apenas foram analisados arranjos utilizando o inversor da *PHB*, constituindo uma informação real de mercado. Maiores detalhes econômicos foram abordados na análise de viabilidade.

#### 4.2.4 Arranjos do Sistema

A especificação da configuração do sistema ocorre pela definição da quantidade de módulos e inversores empregados. Inicialmente, com base nas dimensões dos telhados, características operativas dos módulos pré-selecionados, bem como, em considerações de espaços para manutenção, foi determinado a quantidade máxima de módulos nos barracões 01/02, e assim, a potência máxima total permitida:

- Módulo de 60 células CS6P-270P: capacidade máxima de **530** módulos para **BP01** e **480** para **BP02**  $\Rightarrow P_{FV} = (0, 270 \text{ kWp}) \cdot (530 + 480) = 272, 7 \text{ kWp}$

<sup>6</sup> Módulos ligados em série constituem fileiras ou *strings*.

- Módulo de 72 células CS6X-320P: capacidade máxima de **435** módulos para **BP01** e **426** para **BP02**  $\Rightarrow P_{FV} = (0,320 \text{ kWp}) \cdot (435 + 426) = 275,52 \text{ kWp}$

Os desenhos esquemáticos e detalhes para esses valores são apresentados no Apêndice A. Estes resultados demonstraram que mesmo dispondo de toda a capacidade de área dos telhados não é possível satisfazer a potência nominal necessária calculada na Equação 4.4 de 382,99kW. A quantidade máxima de módulos que podem ocupar a área de telhados não implica necessariamente que todos esses módulos poderiam ser usados, a quantidade final depende das condições técnicas de entrada do inversor.

Para a determinação dos arranjos fotovoltaico foi necessário definir o **fator de dimensionamento do inversor (FDI)**, dado pela razão entre a potência nominal em corrente alternada do inversor e a potência pico dos painéis conectados a ele. Estudos mostram que a redução no custo dos inversores não acompanha a mesma taxa dos módulos, o que tem levado ao processo de otimização do equipamento para obter um custo final de energia produzida mais competitivo (PINHO; GALDINO, 2014). A ideia central no dimensionamento é que o inversor não opere por muito tempo em potências muito abaixo da nominal, o que reduz sua eficiência.

O coeficiente de temperatura dos módulos fotovoltaicos demonstra que o aumento da temperatura ocasiona uma redução na potência, permitindo que o inversor seja dimensionado com potência nominal inferior a potência pico do conjunto fotovoltaico conectado a ele (COSTA, 2015; PINHO; GALDINO, 2014). Mesmo quando a irradiância atinge 1.000W/m<sup>2</sup> a potência do gerador fotovoltaico dificilmente se aproxima da nominal, ALTENER (2004) estima que em média a potência real dos sistemas seja próxima de 50% da nominal.

Os valores do FDI recomendados pela análise da literatura e de fabricantes segundo Pinho e Galdino (2014) são na faixa de 0,75 e 0,85, com um limite superior de 1,05. ALTENER (2004) define os limites para o FDI entre 0,7 e 1,2. Neste trabalho buscou-se realizar o dimensionamento do sistema mantendo o FDI próximo a estes valores, subdimensionando o inversor e, projetando que o equipamento será instalado em local protegido do Sol com boa ventilação, de forma a manter a temperatura de operação baixa evitando problemas por sobrecarga.

Além da consideração acerca do FDI, a definição dos arranjos possíveis do sistema conectado à rede deve considerar cálculos com respeito à operação dos módulos fotovoltaicos em condições de temperaturas críticas. Estas informações posteriormente foram utilizados no dimensionamento dos parâmetros de conexão dos inversores.

### • Características de operação dos módulos

As condições padrão de operação (*STC - Standard Test Conditions*) utilizadas para determinação das características elétricas dos módulos são de irradiância de  $1.000\text{W}/\text{m}^2$  e temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$ , entretanto dificilmente estas condições são encontradas na operação real. As características do módulo fotovoltaico são influenciadas pela radiação solar e pela temperatura nos módulos. A corrente elétrica no módulo depende diretamente da radiação, quanto maior a radiação maior a corrente. O efeito da temperatura influencia na tensão que o módulo fornece em seus terminais: em altas temperaturas sua tensão é menor que a padrão; e em temperaturas mais baixas a tensão se eleva (COSTA, 2015; PINHO; GALDINO, 2014; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A determinação da tensão em temperaturas críticas é fundamental para o dimensionamento do inversor, definindo a quantidade de módulos que poderão ser conectados a ele. O efeito da temperatura sobre os módulos é representado pelos coeficientes de temperatura:  $\beta$  - variação da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ),  $\alpha$  - variação de corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ),  $\gamma$  - variação de potência máxima ( $P_{max}$ ). A Equação 4.5 apresenta o cálculo analítico para a determinação da tensão em circuito aberto como função da temperatura do módulo.

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{STC}} \cdot [1 + \beta \cdot (T - 25)] \quad (4.5)$$

O cálculo para as demais características elétricas dos módulos segue o mesmo modelo da Equação 4.5, substituindo-se apenas o coeficiente empregado. Para a determinação da tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) utiliza-se o coeficiente  $\beta_{V_{mp}}$ , que equivale a  $\gamma - \alpha$ .

A temperatura do módulo depende da temperatura ambiente, da irradiância incidente e das características térmicas do módulo. Em geral, uma boa aproximação de projeto para as temperaturas críticas dos módulos fotovoltaicos é considerar uma temperatura limite superior no verão de  $70^\circ\text{C}$ , e no inverno uma temperatura limite inferior de  $-10^\circ\text{C}$  (ALTENER, 2004; VILLALVA; GAZOLI, 2012). Estes valores, juntamente com a Equação 4.5 e suas variações, foram usados para determinar as condições críticas dos módulos fotovoltaicos selecionados, conforme apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 – Tensões em condições limites de temperatura dos módulos

Modelo	CS6P-270P	CS6X-320P
$\alpha$ (%/°C)	0,053	0,053
$\beta_{mp}$ (%/°C)	-0,463	-0,463
$T_{max}$ módulo (°C)	70	70
$T_{min}$ módulo (°C)	-10	-10
$V_{oc}(T_{min})$ (V)	42,01	50,22
$V_{mp}(T_{min})$ (V)	35,79	42,76
$V_{mp}(T_{max})$ (V)	24,38	29,13

- **Parâmetros de conexão dos inversores**

### A) Tensão de entrada

A soma das tensões dos módulos em série caracteriza a tensão de entrada do inversor. A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel se encontra em circuito aberto ( $V_{oc}$ ) em baixas temperaturas, geralmente acontece no inverno nas primeiras horas de Sol quando o inversor ainda não se conectou à rede devido à baixa irradiância ou a algum problema na rede (PINHO; GALDINO, 2014; ALTENER, 2004; VILLALVA; GAZOLI, 2012). Essa condição determina o número máximo de módulos em série conectados ao inversor, calculado pela Equação 4.6, onde  $V_{imáx}$  é a máxima tensão c.c admitida pelo equipamento.

$$N_{máx \text{ de módulos em série}} < \frac{V_{imáx}}{V_{oc}(T_{min})} \quad (4.6)$$

### B) Faixa de tensão do MPPT do inversor

Para um melhor desempenho do sistema, o número de módulos em série deve resultar em tensões que atendam a faixa de tensão do MPPT do inversor. Para condições de alta temperatura dos módulos, a tensão é menor e deve ser superior ao limite inferior do MPPT, de forma análoga, para temperaturas baixas a tensão da *string* é maior devendo ser inferior ao limite superior do MPPT (PINHO; GALDINO, 2014; ALTENER, 2004). A faixa de número de módulos em série foi obtida pela Equação 4.7.

$$\frac{V_{MPPTmin}}{V_{mp}(T_{max})} < N_{módulos \text{ série}} < \frac{V_{MPPTmax}}{V_{mp}(T_{min})} \quad (4.7)$$

### C) Corrente máxima c.c do inversor

O número de *strings* conectadas em paralelo no inversor foi obtida pela razão entre a corrente máxima de entrada admitida pelo inversor/entrada MPPT ( $I_{max_{cc}}$ ) e a corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico ( $I_{sc}$ ), conforme Equação 4.8.

$$N_{m\acute{a}x \text{ m\acute{o}dulos paralelos}} = \frac{I_{max_{cc}}}{I_{sc}} \quad (4.8)$$

Aplicando as equações 4.6, 4.7 e 4.8, obtiveram-se os seguintes parâmetros para o inversor selecionado:

Tabela 15 – Parâmetros do inversor de acordo com o módulo

Módulo	Parâmetro	PHB20K-DT
CS6P-270P	Número máx. módulos em série	23
	Faixa de módulos em série segundo MPPT	11 - 23
	Número máx. módulos em paralelo	4
CS6X-320P	Número máx. módulos em série	19
	Faixa de módulos em série segundo MPPT	9 - 19
	Número máx. módulos em paralelo	4

#### • Arranjos selecionados

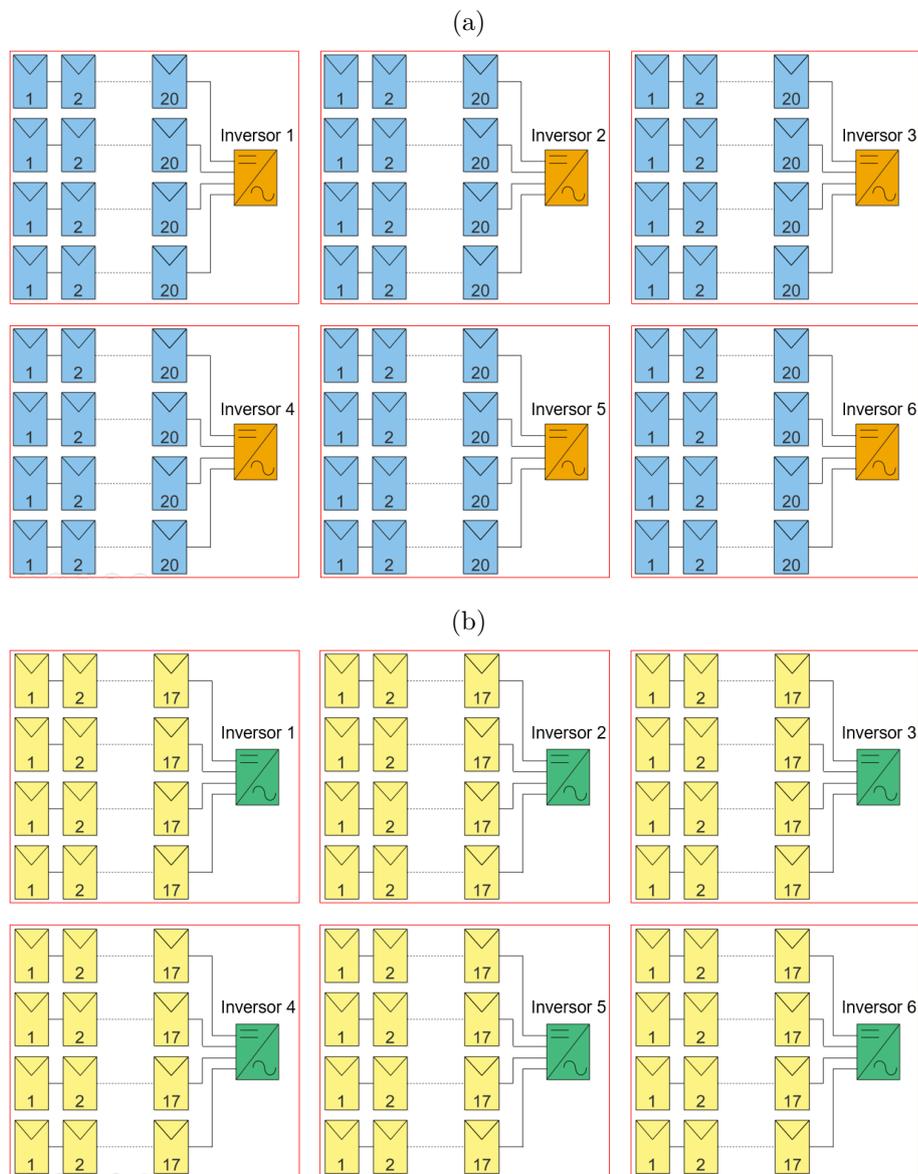
Buscando aproveitar o máximo potencial com a área disponível em BP01 e BP02 e, as condições de projeto anteriores, foram montados os arranjos apresentados na Tabela 16. Os valores mostrados são por barracão, de modo que ambos possuem a mesma configuração. A coluna "Arranjo" informa o número de *strings* conectadas ao inversor e a quantidade de módulos que a compõem ("A x B": A *strings* com B módulos cada).

Tabela 16 – Configurações analisadas para o sistema fotovoltaico (por barracão)

Inversor	Módulo				Pot. Instalada (kW)		
	Qtd.	Pot. (W)	Qtd.	Arranjo	CC	CA	FDI
PHB20K-DT	6	270	480	4 x 20	129,60	120	0,93
		320	408	4 x 17	130,56	120	0,92

Para uma melhor interpretação dos arranjos, apresenta-se o esquema da Figura 29, mostrando na forma visual os perfis de arranjos proposto para instalação sobre BP01 e BP02 de forma idêntica.

Figura 29 – Representação esquemática do arranjos modulares em cada barracão de produção com módulos: a) CS6P-270P e b) CS6X-320P



Fonte: Elaborado pelo Autor

A seleção dos arranjos teve como critério estabelecer um padrão que se repetisse em ambos os barracões de produção. Mesmo que o BP01 tivesse uma maior capacidade de módulos preferiu-se repetir o mesmo modelo adotado no BP02. A padronização do arranjo, módulo e inversor permite:

- Facilidade na manutenção dos equipamentos, uma vez que, o mesmo fornecedor de inversor poderá realizar a manutenção em ambos os sub-sistemas;
- Previsibilidade de erros através dos parâmetros de produção, já que ambos os barracões deverão apresentar condições similares, qualquer diferença significativa

indicará uma falha em algum dos sub-sistemas. A rápida identificação do problema poderá reduzir a perda de geração;

- Facilidade na operação do gerador, uma vez que, a empresa do estudo de caso por não ser do setor de engenharia, não possui funcionários com formação específica. Com um treinamento de curta duração, poderão supervisionar e realizar manutenções simples. A repetição do arranjo garante uma maior segurança, já que os funcionários não precisarão lidar com muitos parâmetros distintos;
- Fornecer uma opção modular para a empresa de fertilizantes que poderá ser repetida caso novos barracões similares a BP01 e BP02 forem construídos no futuro, ampliando o abastecimento da nova demanda.

A desvantagem desta padronização foi limitar uma maior produção de energia no BP01, uma vez que, eram possíveis a utilização de 504 módulos CS6P-270P e 432 módulos CS6X-320P. Porém conclui-se que o ganho de produção seria pouco significativo em comparação com as vantagens operativas de estabelecer a padronização.

Através da definição destes arranjos, estimou-se a produção de energia para cada modelo, de modo a estabelecer comparações de desempenho entre os arranjos. A estimativa de produção energética ocorreu por meio de dois métodos. O primeiro consistiu no cálculo analítico utilizando o método da insolação, o segundo método, numérico, realizou a estimativa via simulação no *software SAM*, de licença gratuita, fornecendo ferramentas para comparação dos resultados e validação do método analítico. Os dois modos de estimativa são apresentados nas seções a seguir.

### 4.3 Método Analítico: Insolação

O método da insolação é baseado na metodologia de Villalva e Gazoli (2012), e requer o uso dos valores de irradiação solar média diária, discutidos na seção 4.1.4, e o valor de  $PR$  comentado na seção 4.2.1. Para o método analítico se manteve a taxa de desempenho em 0,75.

A energia ideal produzida por um módulo fotovoltaico, desconsidera fatores de perdas como temperatura de operação acima da padrão ( $25^{\circ}\text{C}$ ) e condições de irradiância menores que  $1.000\text{W}/\text{m}^2$ , além de outras fontes apresentadas na Figura 28. Matematicamente a Energia Ideal produzida por um módulo ( $E_{ideal} [kWh]$ ) é obtida em função da irradiação solar média diária ( $H_{méd} [kWh/\text{m}^2.dia]$ ), da área de superfície do módulo

( $A_{mod}$  [ $m^2$ ]) e da eficiência dele ( $\eta_{mod}$ ):

$$E_{ideal} = H_{méd} \times A_{mod} \times \eta_{mod} \quad (4.9)$$

A energia real produzida por módulo ( $E_{real}$  [ $kWh$ ]) será então a energia ideal descontado o fator de perdas do sistema PR - Equação 4.10. O uso deste método em geral tende a superdimensionar a estimativa de produção nos meses de maior irradiação (verão) e subdimensionar nos meses de baixa irradiação (inverno) (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

$$E_{real} = E_{ideal} \times PR \quad (4.10)$$

A obtenção da energia real produzida mensalmente por barracão de produção foi obtida pela multiplicação do número de módulos fotovoltaicos que compõem o sistema e o número de dias de cada mês.

Aplicando a metodologia de cálculo analítico das Equações 4.9 e 4.10 e utilizando os dados de irradiação do gráfico da Figura 19, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 17. A estimativa de produção de energia elétrica para o primeiro ano de operação considerando BP01 e BP02 para o arranjo com módulos CS6P-270P foi de **344.391,83kWh**. Para o arranjo com módulos CS6X-320P foi estimado a produção total de **340.923,97kWh**. A produção utilizando módulos CS6P-270P é ligeiramente superior comparado ao uso dos módulos de 72 células (CS6X-320P), uma diferença de geração de cerca de 1,02%.

Tabela 17 – Estimativa de produção para o primeiro ano de operação: BP01/02

Barracão	BP01		BP02	
	CS6P-270P	CS6X-320P	CS6P-270P	CS6X-320P
Jan	16.653,68	16.485,99	16.592,35	16.425,27
Fev	14.931,23	14.780,88	14.903,53	14.753,46
Mar	16.224,31	16.060,94	16.316,32	16.152,02
Abr	13.000,02	12.869,12	13.089,07	12.957,27
Mai	11.746,52	11.628,24	11.899,87	11.780,04
Jun	9.349,33	9.255,19	9.438,37	9.343,33
Jul	10.918,44	10.808,49	11.102,46	10.990,66
Ago	12.881,30	12.751,59	12.911,97	12.781,96
Set	12.732,90	12.604,69	12.821,94	12.692,83
Out	16.684,35	16.516,35	16.715,02	16.546,71
Nov	18.045,70	17.863,99	18.016,02	17.834,60
Dez	18.677,89	18.489,81	18.739,23	18.550,53
<b>Total (kWh)</b>	<b>171.845,68</b>	<b>170.115,29</b>	<b>172.546,14</b>	<b>170.808,69</b>

## 4.4 Método Numérico: Simulação

Utilizando o *software SAM* foram realizadas simulações dos sistemas de acordo com os módulos e inversor selecionados e os arranjos definidos.

A simulação utilizou os dados climáticos de *Puerto Iguazú* (ARG) devido à ausência de uma base de dados consolidados de Foz do Iguaçu. A cidade argentina é vizinha da cidade de aplicação da instalação, distante cerca de 16km. A tela de seleção e informações do local de instalação do sistema no *software* é apresentada na Figura 30.

Figura 30 – Seleção da localização do sistema na interface do programa

Choose a weather file from the solar resource library

Click a name in the list to choose a file from the library. Type a few letters of the name in the search box to filter the list. If your location is not in the library, try downloading a file (see above).

Search for:  Name

Name	Station ID	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation
Argentina ARG Buenos_Aires (INTL)	875760	-34.82	-58.53	-3	20
ARG_Misiones_Puerto.Iguazu.Intl.AP_870970_ArgTMY	870970	-25.73	-54.47	-3	270
Australia AUS Adelaide (INTL)	946720	-34.93	138.52	9.5	4
Australia AUS Brisbane (INTL)	945780	-27.38	153.1	10	5
Australia AUS Canberra (INTL)	949260	-35.3	149.18	10	577
Australia AUS Darwin (INTL)	041200	-12.4	130.87	0.5	30

City:  Time zone:  Latitude:

State:  Elevation:  Longitude:

Country:  Data Source:  Station ID:

Data file:

**-Tools-**

**-Annual Weather Data Summary-**

Global horizontal:  kWh/m<sup>2</sup>/day      Average temperature:  °C

Direct normal (beam):  kWh/m<sup>2</sup>/day      Average wind speed:  m/s

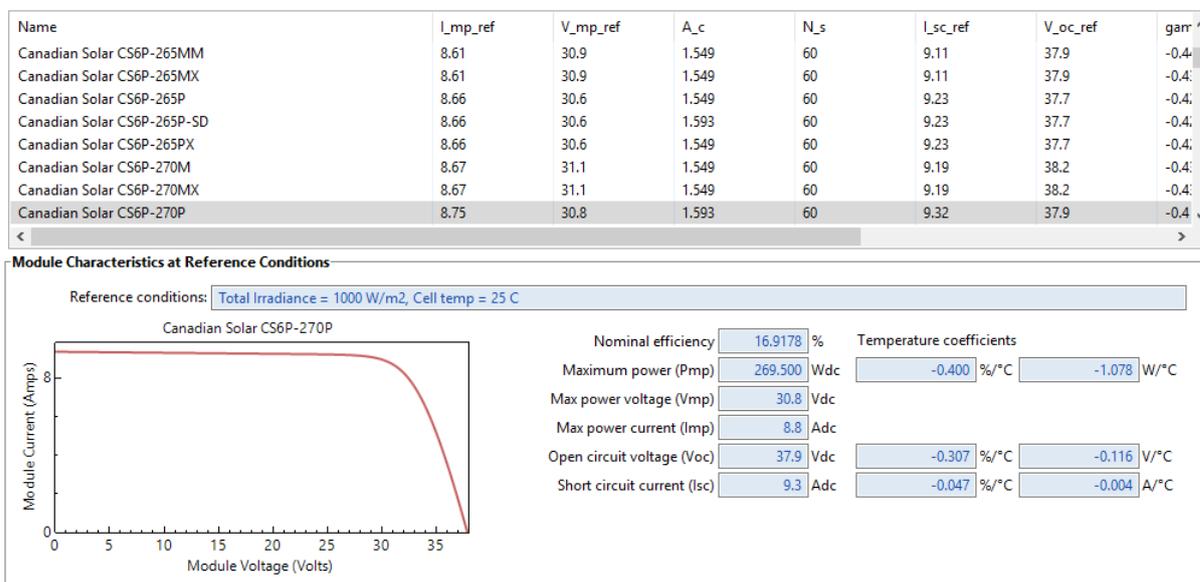
Diffuse horizontal:  kWh/m<sup>2</sup>/day      Maximum snow depth:  cm      [Visit SAM weather data website](#)

Fonte: *Software SAM*

O *software* possui um banco de dados com módulos e inversores comercializados, que são selecionados para realização da simulação. Ambos os módulos selecionados para análise neste trabalho estão presentes no programa. A tela de seleção e características dos módulos são apresentadas nas figuras 31 e 32.

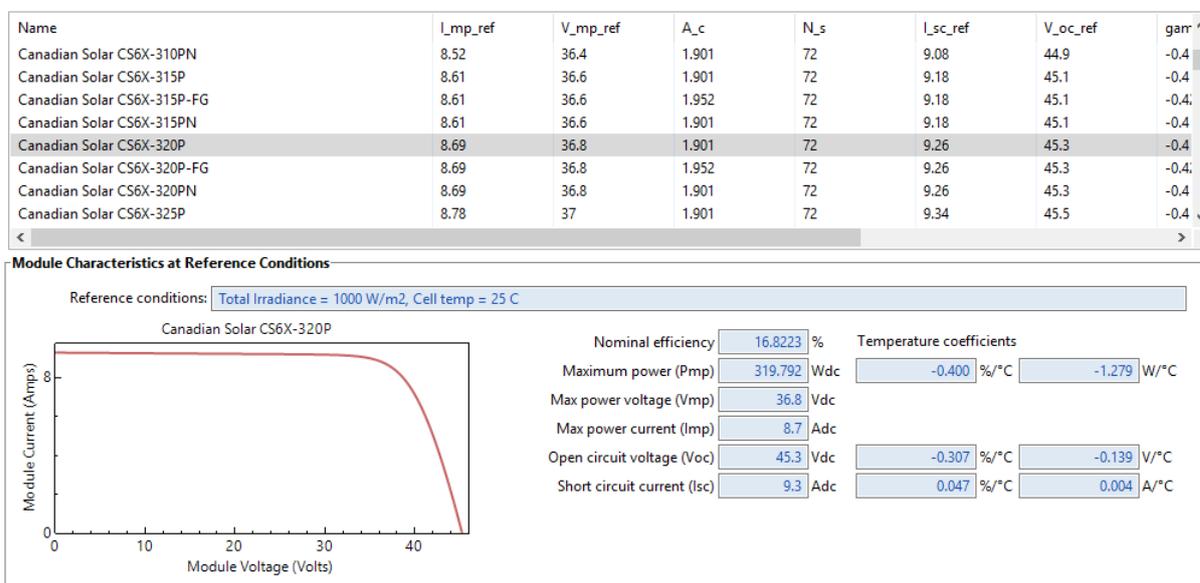
Destaca-se que algumas das características dos módulos diferem das apresentadas pelo fabricante (coeficientes de temperatura e eficiência), isto ocorre pelo fato do *SAM* utilizar modelo próprio de cálculo dos parâmetros, referenciado como um modelo de circuito equivalente de seis parâmetros desenvolvido pela *California Energy Commission New Solar Homes Partnership Calculator*.

Figura 31 – Seleção e características do módulo fotovoltaico CS6P-270P na interface do programa



Fonte: Software SAM

Figura 32 – Seleção e características do módulo fotovoltaico CS6X-320P na interface do programa



Fonte: Software SAM

Por se tratar de uma marca nacional, o inversor da *PHB Solar*, PHB20K-DT, não estava presente no banco de dados do programa, desta forma utilizou-se a opção *Inverter Datasheet*, inserindo-se as características do inversor de acordo com os dados do fabricante - Figura 33.

Figura 33 – Tela de inserção das características do inversor PHB20K-DT no programa

Power Ratings			
Maximum AC output power	<input type="text" value="20000"/>	Wac	You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.
<input checked="" type="radio"/> Weighted efficiency	<input type="text" value="98.4"/>		
<input type="radio"/> Manufacturer efficiency	<input type="text" value="96"/>		
Maximum DC input power	<input type="text" value="20325.2"/>	Wdc	

Operating Ranges					
Nominal AC voltage	<input type="text" value="380"/>	Vac	Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="260"/>	Vdc
Maximum DC voltage	<input type="text" value="1000"/>	Vdc	Nominal DC voltage	<input type="text" value="710"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="22"/>	Adc	Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="850"/>	Vdc

Losses					
Power consumption during operation	<input type="text" value="0"/>	Wdc	<input type="text" value="0"/>	Wdc	If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.
Power consumption at night	<input type="text" value="10"/>	Wac	<input type="text" value="5"/>	Wac	

Fonte: *Software SAM*

Definido o local, módulo e inversor a ser utilizado na simulação, para cada barracão de produção foi especificado o arranjo do sistema, a inclinação (BP01 = 7°; BP02 = 8°) e a orientação (Norte geográfico com desvio de 12°). As perdas foram estimadas de acordo com a opção *default* do programa considerando a configuração de inversores descentralizados (*string inverters*) - Figura 34.

Figura 34 – Definição das perdas estimadas pelo programa

Irradiance Losses				
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.				
	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	<input type="button" value="Edit values..."/>			
Average annual soiling loss	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>

DC Losses				
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.				
Module mismatch (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="0"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>
Total DC power loss = 100% * [ 1 - the product of ( 1 - loss/100% ) ]				
<b>- Default DC Losses</b>				
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.				
Apply default losses for:	<input type="button" value="String inverters"/>	<input type="button" value="Microinverters"/>	<input type="button" value="DC optimizers"/>	

AC Losses	
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.	
AC wiring	<input type="text" value="3"/> %

Fonte: *Software SAM*

A degradação dos módulos foi estimada em 0,5% ao ano, valor de acordo com as referências do programa e a literatura específica (TOLMASQUIM, 2016a; NAKABAYASHI, 2015; PINHO; GALDINO, 2014). Ao todo foram realizadas quatro simulações, de acordo com o arranjo definido pelo tipo de módulo e barracão de produção onde o sistema seria instalado.

#### 4.4.1 Resultados

A produção mensal de energia para o primeiro ano de operação é apresentado na Tabela 18. Considerando uso dos módulos CS6P-270P, estimou-se para o primeiro ano de operação uma produção total de **357.699,33kWh**. A simulação resultou em um fator de desempenho do sistema de 0,78, pouco superior ao 0,75 adotado no método analítico. Com o emprego dos módulos CS6X-320P, o primeiro ano de operação teve produção total estimada em **356.683,87kWh**, com um fator de desempenho de 0,77.

Tabela 18 – Estimativa total de produção de energia para o primeiro ano de operação via simulação

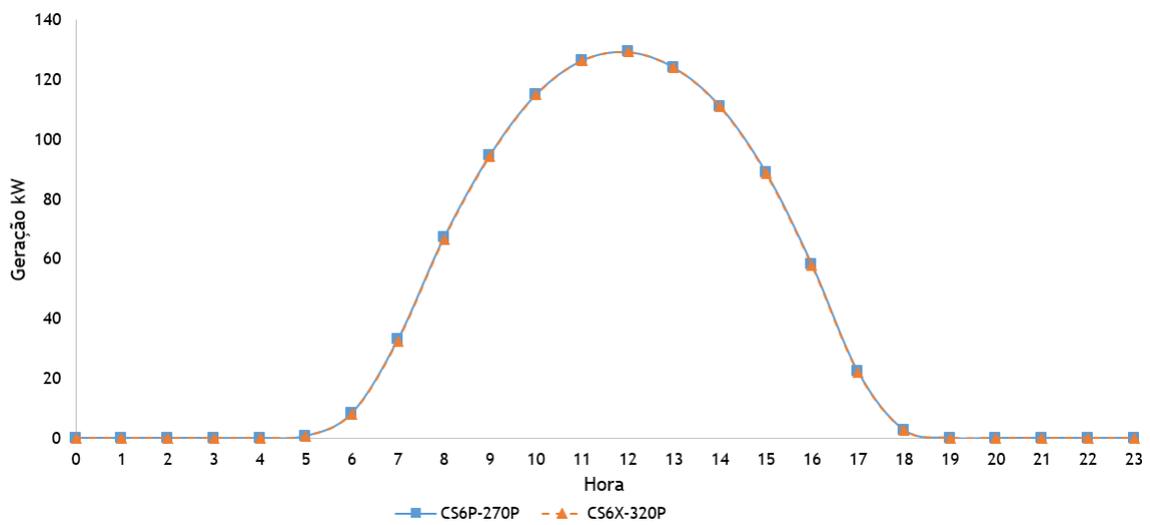
Barracão	BP01		BP02	
Mês	CS6P-270P	CS6X-320P	CS6P-270P	CS6X-320P
Jan	17.089,50	17.032,50	17.052,20	16.995,30
Fev	14.522,10	14.471,90	14.521,60	14.471,60
Mar	16.523,60	16.480,60	16.584,30	16.541,80
Abr	13.805,60	13.759,70	13.920,70	13.875,60
Mai	12.673,60	12.628,70	12.837,10	12.793,30
Jun	9.682,77	9.633,49	9.817,26	9.768,78
Jul	12.354,50	12.311,00	12.532,80	12.490,60
Ago	13.564,20	13.527,40	13.697,10	13.661,50
Set	15.949,90	15.926,90	16.041,00	16.019,10
Out	15.863,30	15.825,10	15.884,50	15.846,70
Nov	17.932,20	17.899,60	17.908,70	17.876,20
Dez	18.496,70	18.449,60	18.444,10	18.396,90
<b>Total (kWh)</b>	<b>178.457,97</b>	<b>177.946,49</b>	<b>179.241,36</b>	<b>178.737,38</b>

A produção de energia mensal utilizando o módulo CS6P-270P é em média 0,30% superior a opção do módulo CS6X-320P, uma diferença média de cerca de 83,74kWh/mês, o que resulta em uma produção anual adicional de 1.015,46kWh. A pequena diferença se deve à similar eficiência que os módulos apresentam e aos arranjos que possuem uma capacidade instalada praticamente igual, tornando a seleção final unicamente dependente do critério financeiro.

As curvas de geração anual média são apresentadas no gráfico da Figura 35. A

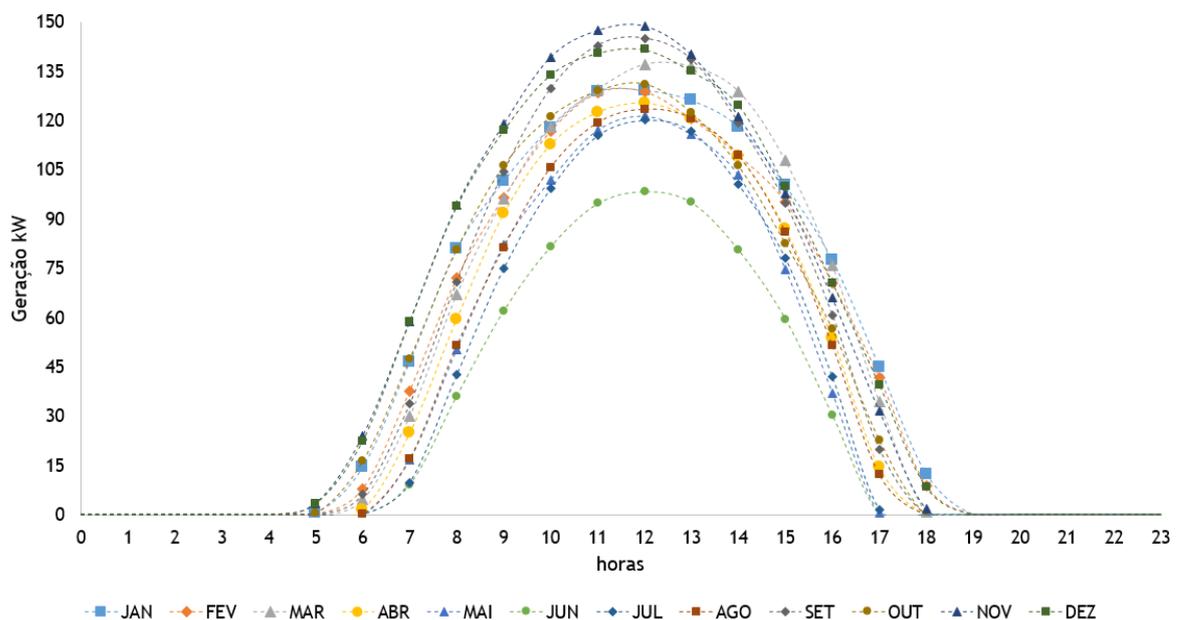
semelhança na produção de energia final também é vista no perfil de geração média, com pontos praticamente sobrepostos. A curva de geração média mensal é apresentada na Figura 36, considerando apenas a produção do arranjo com módulos CS6X-320P e ocultando a produção do arranjo com módulos CS6P-270P devido à semelhança dos resultados, mostrando que o mês de novembro apresenta o maior pico de potência produzida, embora o mês de dezembro apresente a maior geração de energia, dada pela integração da curva de geração.

Figura 35 – Curvas de geração média para o primeiro ano de operação



Fonte: Elaborado pelo Autor

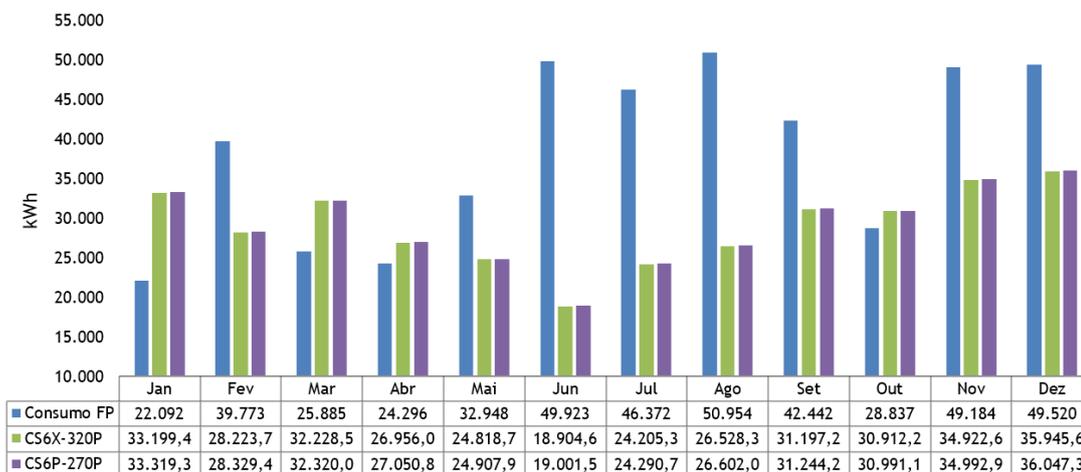
Figura 36 – Curvas de geração média mensal para o primeiro ano de operação



Fonte: Elaborado pelo Autor

A diferença entre o consumo fora de ponta mensal típico e a estimativa de energia produzida é apresentada no gráfico da Figura 37. Os meses de janeiro, março, abril e outubro constituem as épocas onde existem grandes possibilidades do sistema fotovoltaico gerar créditos de energia para compensação nos outros meses, desde que o perfil do consumo destes meses se mantenha similar.

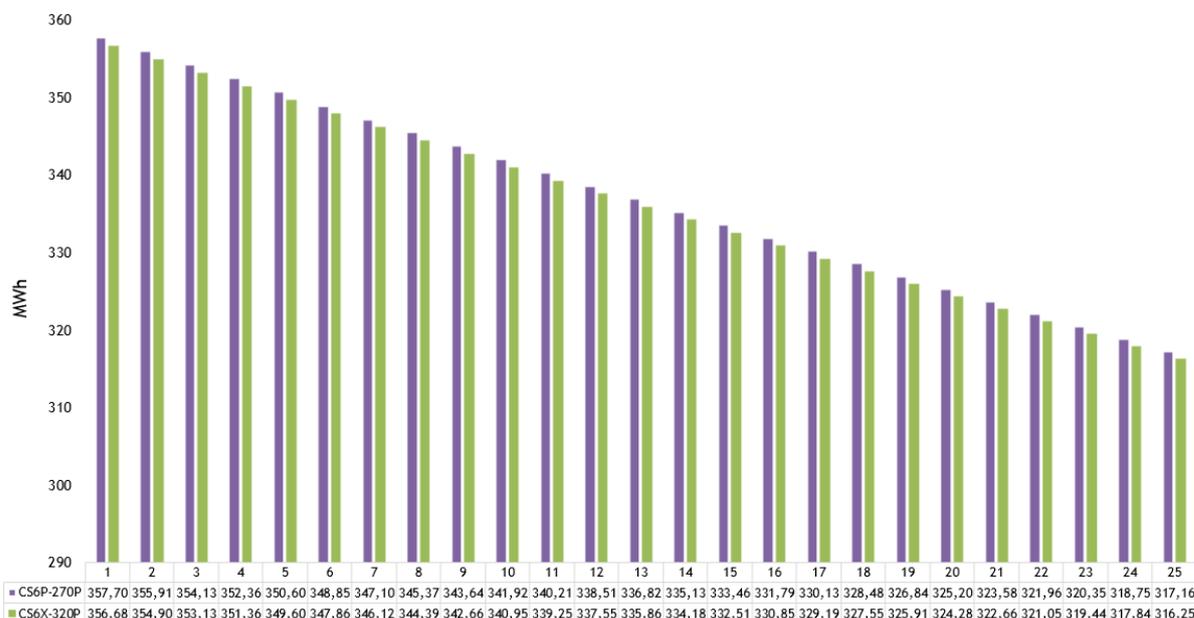
Figura 37 – Comparação entre consumo e produção de energia no primeiro ano de operação



Fonte: Elaborado pelo Autor

Considerando uma vida útil do sistema de 25 anos, e a degradação dos módulos (0,5% a.a), a produção de energia ao longo do horizonte de tempo é apresentada no gráfico da Figura 38.

Figura 38 – Produção de energia ao longo da vida útil do sistema



Fonte: Elaborado pelo Autor

Em uma base anual, o gerador fotovoltaico composto pelos módulos CS6P-270P estima suprir em média **71,26%** da demanda anual de eletricidade da empresa, enquanto o uso dos módulos CS6X-320P possibilita o percentual de **71,06%**. A garantia de geração é de **88,66%** ao final do ano 25.

Com a simulação foi possível obter informações com respeito as potências média e máxima geradas pelo sistemas, no lado do gerador fotovoltaico (potência CC) e na saída do sistema (potência CA), sendo apresentadas na Tabela 19. A potência máxima gerada pelos módulos fotovoltaicos foi inferior a 240kW (potência nominal total instalada dos inversores), sendo de 220,91kWp para a instalação com módulos CS6P-270P e 222,15kWp para a instalação com módulos CS6X-320P, demonstrando que, segundo as simulações não haverá sobrecarga nos inversores, portanto o subdimensionamento pode ser realizado. A potência CA média máxima simulada para os sistemas ficou em cerca de 52% da potência nominal instalada (CS6P-270P = 259,2kWp; CS6X-320P = 261,12kWp), seguindo o apresentado na seção 4.2.4, onde ALTENER (2004) estima que a potência real dos sistemas fotovoltaicos em operação seja 50% da potência nominal instalada.

Tabela 19 – Parâmetros da geração de potência obtidas pela simulação

	CS6P-270P	CS6X-320P
<b>Potência CA (kW)</b>		
Média	40,83	40,72
Máxima	205,30	206,42
Média máxima	136,37	136,44
<b>Potência CC (kW)</b>		
Média	43,43	43,32
Máxima	220,91	222,15
Média máxima	145,67	145,75

Outros parâmetros obtidos, o fator de capacidade<sup>7</sup> e o fator de produção<sup>8</sup>, são apresentados na Tabela 20. Ambos os parâmetros apontam para uma pequena vantagem técnica de operação para o uso de sistemas com módulos CS6P-270P, embora os resultados sejam muito próximos.

<sup>7</sup> Fator de capacidade é o nível de atividade de uma usina em determinado período, sendo a razão entre a energia efetivamente produzida e a produção teórica na capacidade nominal. Um fator de capacidade de 50% significa que a usina gera em um ano a quantidade de energia que geraria trabalhando em sua capacidade nominal durante seis meses (NAKABAYASHI, 2015).

<sup>8</sup> O fator de produção representa a energia produzida por potência instalada, é útil para comparar sistemas situados em diferentes locais (ALTENER, 2004).

Tabela 20 – Fator de capacidade e produção via simulação

	CS6P-270P	CS6X-320P
Fator de Capacidade (%)	15,8	15,6
Fator de Produção (kWh/kW)	1.383	1.367

#### 4.4.2 Comparação Método Numérico e Método Analítico

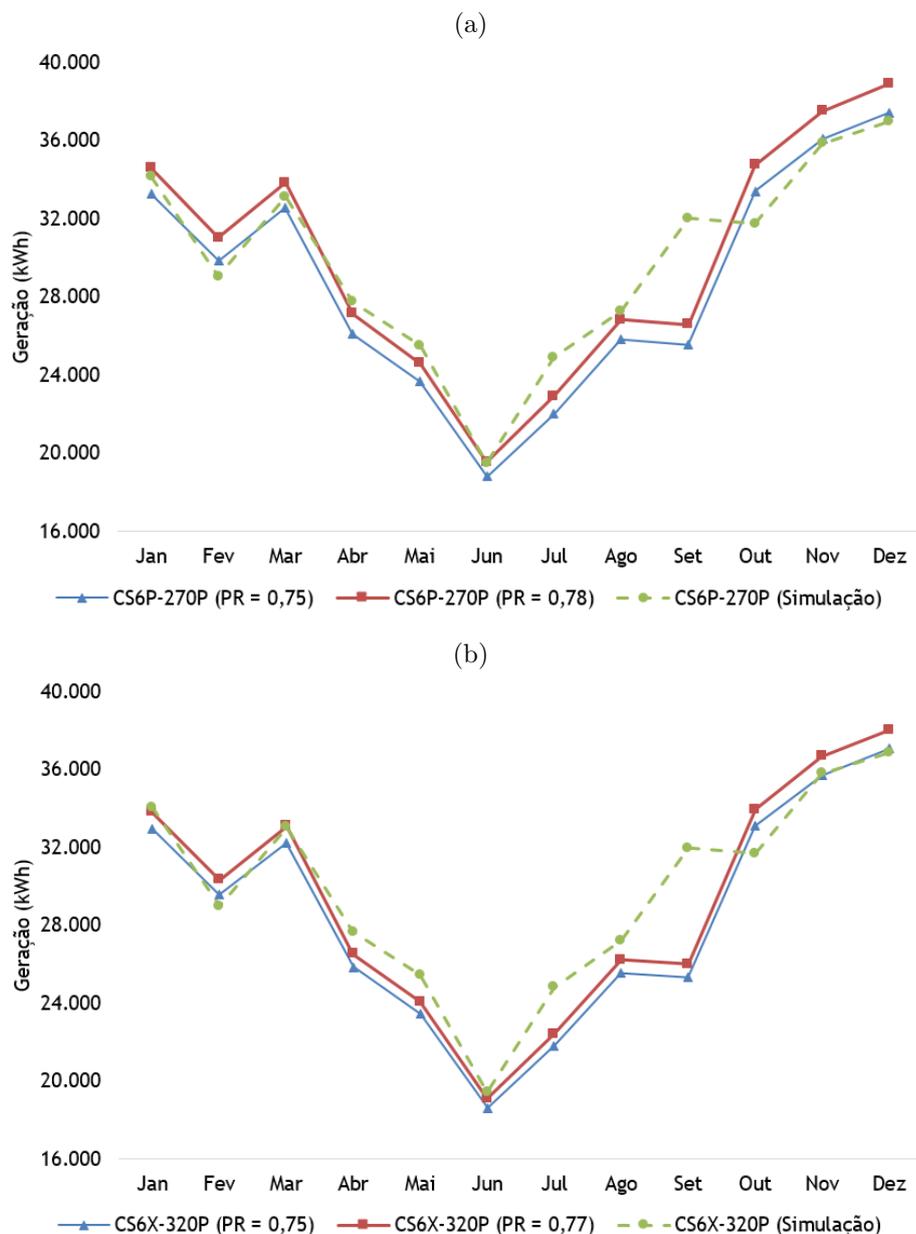
Após os resultados apresentados pelos métodos de insolação e numérico, realizou-se uma comparação entre os parâmetros obtidos, principalmente quanto a estimativa de produção de energia. As taxas de desempenho ( $PR$ ) obtidas pelas simulações iguais a 0,77 e 0,78 ficaram na faixa proposta pela literatura específica (entre 0,70 e 0,80), o que indica que as considerações de perdas realizadas pelo *software* são razoáveis para uma estimativa de operação.

Em comparação com a estimativa de produção dada pelo método da insolação (Tabela 17), a produção de energia anual dada pelo método numérico é cerca de 3,86% superior com o uso do módulo CS6P-270P, com uma diferença média mensal de 4,71%, e produção anual 4,62% superior comparando os sistemas com módulo CS6X-320P, com uma diferença percentual mensal média de 5,51%. Considerando que a taxa de desempenho para os cálculos no método analítico foi de 0,75, os resultados obtidos analiticamente são satisfatórios quando comparados com os obtidos por simulação, com a maioria dos meses apresentando uma variação menor que 10%, com exceção dos meses de julho e setembro, que apresentaram uma diferença percentual média de 11,81% e 20,47% respectivamente.

Os resultados do método analítico se tornam melhores se for considerado a mesma  $PR$  resultante da simulação, conforme pode ser visto nos gráficos da Figura 39, com a produção anual pelo método analítico sendo 0,13% superior para CS6P-270P, e 1,87% inferior para CS6X-320P. Percebe-se que nos meses de maior irradiação, outubro a março, a produção de energia dada pelo método analítico é superior a simulação, e inferior nos meses restantes, que possuem uma irradiação menor, com a maior discrepância ocorrente no mês de setembro.

Uma possível razão pela grande variação de produção no mês de setembro entre os métodos está na diferente irradiação considerada. Comparando-se os dados de irradiação global média mensal normal entre os bancos de dados do *software* e do CRESESB, em geral a diferença é de cerca de 1,92%, entretanto, o mês de setembro possui uma irradiação 20% superior no *software*, com 4,92 kWh/m<sup>2</sup>.dia contra 4,11 kWh/m<sup>2</sup>.dia apresentado pelo CRESESB.

Figura 39 – Comparação entre os métodos analítico e numérico para o primeiro ano de produção dos sistemas com módulos: a) CS6P-270P e b) CS6X-320P



Fonte: Elaborado pelo Autor

Em conclusão da comparação, os resultados obtidos pelo método analítico revelam que o modelo de cálculo simples pode ser uma boa estimativa na ausência de ferramentas mais complexas, sendo satisfatório quando a intenção é apenas verificar a produção de energia de um possível sistema. Entretanto, o uso do *software* possibilita uma melhor análise, com uma maior variedade de informações estatísticas do sistema.

Para os cálculos de viabilidade econômica do trabalho optou-se por fazer uso dos dados obtidos pelo método numérico, por apresentarem maiores detalhes e partirem de uma análise mais complexa considerando maior quantidade de parâmetros, como por

exemplo a simulação horária para cada dia do ano de acordo com as condições climáticas do local, sendo possível obter a curva de geração fotovoltaica, útil para determinação do autoconsumo.

## 4.5 Determinação do Autoconsumo

Conforme descrito na seção 2.2.3, o autoconsumo constitui um fator importante para a análise econômica. A empresa de fertilizantes está localizada no estado do Paraná, um dos estados que ainda seguem o Convênio ICMS 6, e que determina a cobrança de ICMS sobre a geração de energia injetada na rede de distribuição. Caso o estado adotasse o mais recente Convênio (ICMS 16), que estabelece a isenção do imposto sobre a geração, a presente análise seria dispensável. Desta forma, a determinação do autoconsumo para os sistemas propostos, tem como objetivo levar em consideração a carga tributária sobre a geração, inserindo seu percentual de impacto na análise de viabilidade econômica realizada no Capítulo 5.

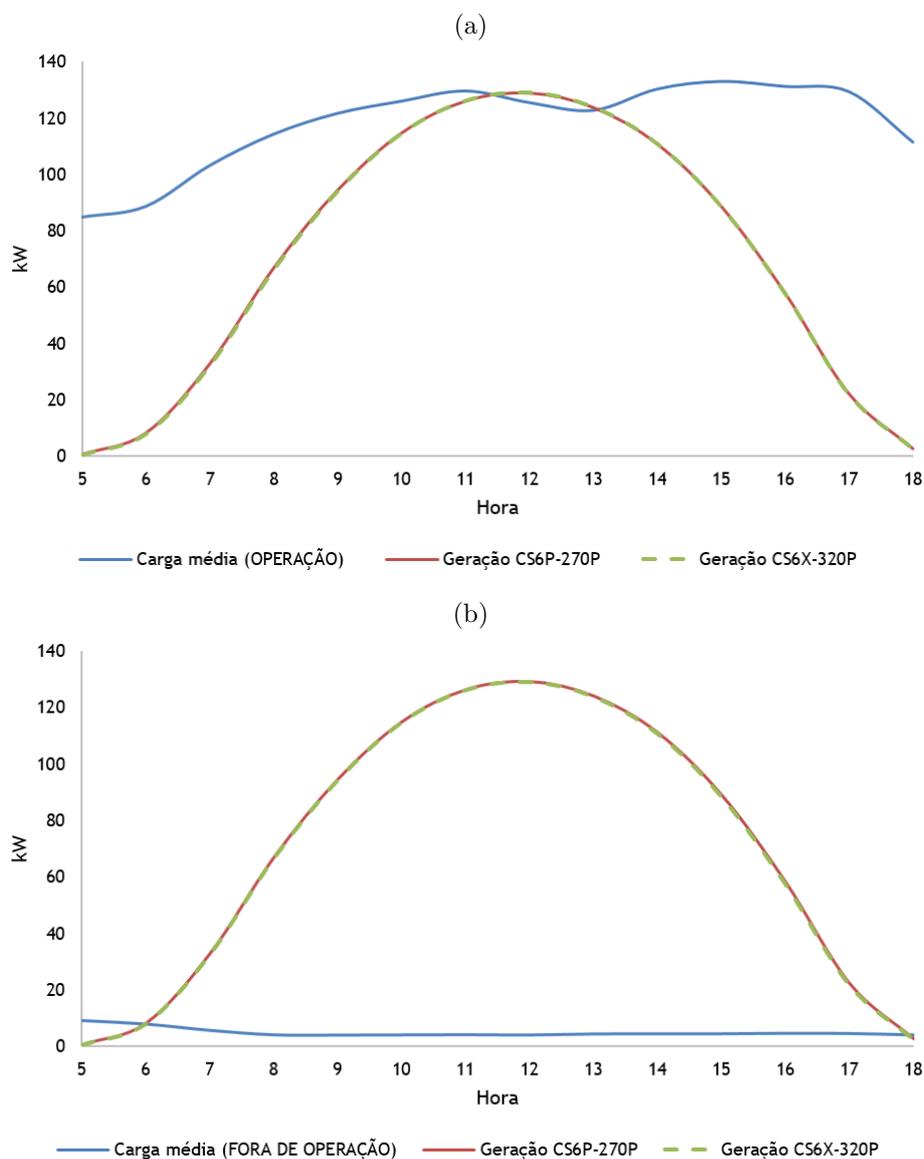
A curva de produção diária do sistema foi obtida pela simulação do método numérico no programa *SAM*, que forneceu a potência horária final produzida ao longo do primeiro ano de operação, de modo que se observou que a produção de energia ocorreu em geral das 6:00 às 18:00 horas. A curva de carga da empresa de fertilizantes foi obtida com base nas medições da demanda de potência ativa armazenadas pelo sistema de medição da Copel, recurso disponível para consumidores do grupo A, e acessadas por meio do portal eletrônico da distribuidora através da conta da unidade consumidora, com um total de dados armazenados de um ano.

Para a determinação do autoconsumo, considerou-se as curvas médias de carga e geração, obtidas utilizando-se planilhas de dados e efetuando-se operações para chegar às curvas. Para a curva de carga da empresa, considerou-se dois períodos: (i) operação e, (ii) não operação da empresa (feriados e recessos). Considerando estes pontos, foi sobreposta a curva de carga média anual da empresa (operação e fora de operação) e a curva de produção fotovoltaica (Figura 35), obtendo-se as áreas necessárias para o cálculo do autoconsumo (ver seção 2.2.3), conforme apresenta os gráficos da Figura 40.

Como resultado do procedimento, o autoconsumo médio em dias úteis de produção da empresa foi de 99,78% para ambos os arranjos, ou seja, praticamente toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico foi consumida diretamente pelas cargas da empresa. O autoconsumo nos períodos em que a empresa não opera foi de 6,57% para o arranjo com módulos CS6P-270P e, 6,59% para o arranjo com módulos CS6X-320P. Considerando um ano típico com 225 dias de operação e 140 dias fora de operação, o autoconsumo médio anual ponderado foi estimado em **64,36%** para o arranjo CS6P-270P e, **64,37%** para o

arranjo CS6X-320P. Durante o período de operação da empresa e em condições climáticas favoráveis, a faixa horária entre as 11:00 e 13:00 horas é passível de injeção de energia na rede.

Figura 40 – Curva de carga e geração fotovoltaica para os períodos de: a) Operação e b) Fora de operação



Fonte: Elaborado pelo Autor

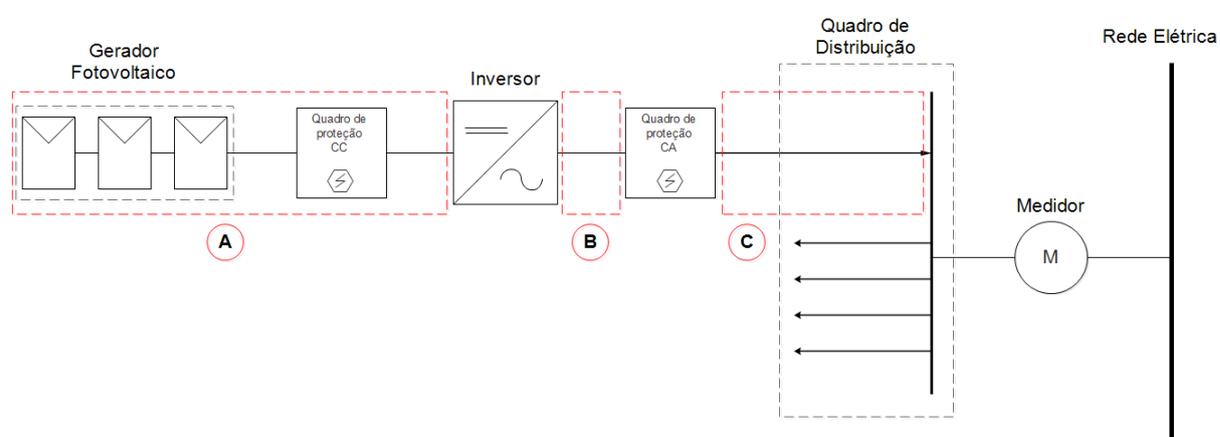
## 4.6 Dimensionamento de Condutores e do Sistema de Proteção

A seguir apresentam-se os cálculos realizados para o dimensionamento dos cabos e dispositivos de proteção com base nos arranjos pré-selecionados. A síntese destes itens se encontram no projeto elétrico.

### 4.6.1 Condutores

O dimensionamento dos condutores, tanto do lado de corrente contínua, quanto de alternada, foi realizado segundo o dimensionamento econômico e ambiental disposto na norma ABNT NBR 15920, apresentado pelo trabalho de Moreno (2010). De forma breve, foi comparado com o dimensionamento técnico da norma ABNT NBR 5410 "Instalações Elétricas de Baixa Tensão", aplicada a circuitos elétricos sob tensão nominal igual ou inferior a 1.000V em corrente alternada e, 1.500V em corrente contínua. Os trechos que foram dimensionados são mostrados na Figura 41, indicados pelas letras A, B e C, sendo o trecho A em corrente contínua, enquanto B e C são em corrente alternada.

Figura 41 – Trechos de condutores dimensionados



Fonte: Elaborado pelo Autor

Informações sobre o método de instalação e referência, e parâmetros de dimensionamento são baseados nas informações dispostas na ABNT NBR 5410. Quando utilizada informação desta norma neste trabalho, foi referenciado a tabela onde o dado usado pode ser encontrado.

#### 4.6.1.1 Dimensionamento econômico e ambiental de condutores elétricos

Devido à sua resistência elétrica, os condutores dissipam calor durante sua operação (*efeito joule*), esse calor representa uma perda de energia que, conseqüentemente, acarreta em um prejuízo econômico durante toda a vida útil do condutor, dado pelos custos operacionais. Do ponto de vista ambiental, a geração de energia extra para suprir a energia perdida no transporte da corrente elétrica implica em maiores emissões de CO<sub>2</sub>.

O principal meio de reduzir as perdas joule em um condutor é aumentando sua seção nominal. Entretanto, o aumento da seção recorre a um acréscimo nos custos iniciais da instalação. O equilíbrio entre a redução nas perdas e o aumento do custo inicial da

instalação é o objetivo do dimensionamento econômico e ambiental. A abordagem utilizada da ABNT NBR 15920 foi de obter a área de seção transversal ótima para a carga exigida e então selecionar a seção nominal do condutor mais próximo, esta seleção vai depender da análise individual das seções padrão adjacentes superior e inferior a seção calculada. A seguir é apresentado o equacionamento e as variáveis necessárias, de modo que as aproximações que foram aplicadas são expostas e justificadas ao longo do desenvolvimento do trabalho.

## Equacionamento

As equações de interesse são:

$$S_{ec} = 1.000 \left[ \frac{I_{max}^2 \cdot F \cdot \rho_{20} \cdot B \cdot [1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)]}{A} \right]^{0,5} \quad (4.11)$$

$$F = N_p \cdot N_c (T \cdot P + D) \cdot \frac{Q}{1 + i/100} \quad (4.12)$$

$$B = (1 + \gamma_p + \gamma_s) \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (4.13)$$

$$Q = \sum_{n=1}^N (r^{n-1}) = \frac{1 - r^N}{1 - r} \quad (4.14)$$

$$r = \frac{(1 + a/100)^2 (1 + b/100)}{1 + i/100} \quad (4.15)$$

onde:

$S_{ec}$ - seção econômica do condutor [mm<sup>2</sup>];

$I_{max}$  - corrente de projeto máxima prevista para o circuito no primeiro ano [A];

$F$  - variável auxiliar;

$\rho_{20}$  - resistividade elétrica do condutor a 20°C [Ω.m];

$B$  - variável auxiliar;

$\alpha_{20}$  - coeficiente de temperatura para a resistência no condutor 20°C [K<sup>-1</sup>];

$\theta_m$  - temperatura média de operação do condutor<sup>9</sup> [°C];

<sup>9</sup> Método simplificado segundo NBR 15920:  $\theta_m = \frac{\theta - \theta_a}{3} + \theta_a$

onde  $\theta$  é a temperatura máxima nominal do condutor e  $\theta_a$  a temperatura ambiente média

$A$  - componente variável do custo por unidade de comprimento conforme seção do condutor [R\$/m.mm<sup>2</sup>];

$N_p$  - número de condutores de fase por circuito;

$N_c$  - número de circuitos que levam o mesmo tipo e valor de carga;

$T$  - tempo de operação com perda joule máxima [h/ano];

$P$  - custo de um watt-hora no nível de tensão pertinente [R\$/W.h];

$D$  - variação anual da demanda [R\$/W.h];  $Q$  - variável auxiliar;

$i$  - taxa de capitalização para o cálculo do valor presente [%];

$\gamma_p$  - fator de proximidade, conforme IEC 60287-1-1;

$\gamma_s$  - fator devido ao efeito pelicular<sup>10</sup>, conforme IEC 60287-1-1;

$\lambda_1$  - fator de perda de cobertura, conforme IEC 60287-1-1;

$\lambda_2$  - fator de perda de armação, conforme IEC 60287-1-1;

$r$  - variável auxiliar;

$N$  - vida econômica [ano];

$a$  - aumento anual de carga ( $I_{max}$ ) [%];

$b$  - aumento anual do custo de energia, sem incluir efeitos da inflação (taxa real/efetiva) [%].

O custo total ( $CT$ ) de instalar e operar um condutor durante sua vida econômica (aproximadamente 25 anos) é composto pela soma do custo inicial de instalação ( $CI$ ) e custo operacional ( $CO$ ) equivalente na data da aquisição da instalação, representado pelo valor presente das perdas joule durante a vida econômica. A ABNT NBR 15920 define o cálculo do custo total como:

$$CT = CI + I_{max}^2 \cdot R \cdot L \cdot F \quad (4.16)$$

Onde  $L$  é o comprimento em metros do condutor,  $R$  a resistência c.a equivalente do condutor por unidade de comprimento ( $\Omega/m$ ) e,  $F$  a variável auxiliar calculada na Equação 4.12. O valor de  $R$  em função da seção  $S$  (em mm<sup>2</sup>) padronizada do condutor deve ser considerada na temperatura média de operação do condutor ( $\theta_m$ ):

$$R(S) = \frac{\rho_{20} \cdot B [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]}{S} \cdot 10^6 \quad (4.17)$$

<sup>10</sup> Efeito pelo qual a corrente alternada de maior frequência tende a circular pela superfície exterior do condutor, ocasionando uma diminuição na seção efetiva do condutor e, conseqüentemente, um aumento da resistência do condutor

## Condutores lado corrente contínua

Os condutores do lado de corrente contínua partem desde os módulos fotovoltaicos, passam pelo quadro de proteção CC e chegam até os bornes de conexão da entrada do inversor, correspondendo ao trecho A da Figura 41. Neste projeto não foi considerado a junção dos cabos de strings em um barramento dentro do quadro de proteção CC, buscando evitar diferenças de tensão entre as *strings* devido a possíveis condições de geração diferente (sombreamento sobre módulos de uma determinada *string*, curto-circuito), o que poderiam acarretar em correntes reversas sobre o gerador fotovoltaico, podendo danificar os equipamentos. Além disso foi utilizada uma proposta de configuração de inversor modular, o que torna a caixa de junção CC com barramentos não necessária. Desta forma a determinação da seção do condutor foi única para todo o lado CC.

Os condutores propostos são específicos para aplicação fotovoltaica, da linha *Prysmian Afumex Solar* 0,9/1,8 kV CC unipolar com isolamento de polietileno reticulado (XLPE) e condutor de cobre estanhado (Encordoamento Classe 5) com operação de  $-40^{\circ}\text{C}$  até  $90^{\circ}\text{C}$  e, temperatura máxima de operação até  $120^{\circ}\text{C}$ . Os cabos de cada string foram dispostos em eletrocalhas suspensas, e sobre paredes verticais e horizontais, métodos de instalação 35, 31 e 32 respectivamente, e método de referência B1 da ABNT NBR 5410 (Tabela 33 da norma). O uso de eletrocalhas suspensas segue o modelo já utilizado pela empresa (Figura 25), porém para uma melhor organização e segurança, os cabos unipolares de cada *string* serão dispostos por eletrocalhas individuais, de tamanho adequado. Se considerou que os condutores após percorrerem suas respectivas *strings* serão passados para o lado interno dos barracões, sendo protegidos do Sol, e encaminhados pelas eletrocalhas até a o quadro de proteção CC e posteriormente ao inversor.

A corrente de projeto ( $I_B$ ) foi estabelecida seguindo a norma europeia IEC 60364-7-712, que define que a capacidade de condução de corrente dos cabos deve ser 25% superior à corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos. Se considerou ainda fatores de correção de temperatura (FCT) e agrupamento (FCA) segundo a norma ABNT NBR 5410, utilizados para o cálculo da corrente de projeto corrigida ( $I_C$ ), dada por:

$$I_C = \frac{I_B}{FCT.FCA} \quad (4.18)$$

Para o FCT considerou-se uma temperatura de operação ambiente de  $55^{\circ}\text{C}$ , valor típico para cabos em instalações integradas a telhados (ALTENER, 2004). A Tabela 40 da ABNT NBR 5410 determina que o FCT para o cabo XLPE, linha não subterrânea, corresponde a 0,76. O FCA será igual a 1 (Tabela 42 ABNT NBR 5410), considerando

agrupamento de um circuito por *string*. A corrente de projeto e a corrente de projeto corrigida (Equação 4.18) para cada módulo selecionado é apresentada na Tabela 21.

Tabela 21 – Corrente de projeto corrigida a ser usada no dimensionamento econômico dos condutores

	CS6P-270P	CS6X-320P
$I_B$ (A)	11,65	11,58
FCT (55°C)	0,76	0,76
FCA	1,00	1,00
$I_C$ (A)	15,33	15,23

A aplicação das equações 4.11 a 4.15 resultou nas seções apresentadas na Tabela 22, também apresentam-se os valores para as outras variáveis de cálculo.

Tabela 22 – Dimensionamento econômico trecho corrente contínua

$I_{\max}$ (A)	15,23	P (R\$/Wh)	0,000421
F	9,43	D (R\$/Wh)	0
$\rho_{20}$ ( $\Omega \cdot m$ )	1,84E-08	Q	16,36
B	1	$i$ (%)	6,71
$\alpha_{20}$ ( $K^{-1}$ )	0,0068	$r$	0,96
$\theta_m$ (°C)	66,67	N (anos)	25
A (R\$/m.mm <sup>2</sup> )	0,45	a (%)	-0,5
$N_p$	1	b (%)	3,71
$N_c$	1	$\theta_a$ (°C)	55
T (h/ano)	1.460	$\theta$ (°C)	90
<b><math>S_{ec}</math> (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>10,86mm<sup>2</sup> (CS6P-270P)</b>		
<b><math>S_{ec}</math> (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>10,79mm<sup>2</sup> (CS6X-320P)</b>		

Para a variável T considerou-se 1.460 hs/ano supondo que a perda joule máxima ocorra nas horas de maior radiação, entre as 10 e 14 horas. Os valores de  $\gamma_p$ ,  $\gamma_s$ ,  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  foram desconsiderados seguindo recomendação da IEC 60287-1-1, que permite tal ação para condutores de baixa ( $\leq 1$  kV) e média tensão ( $\leq 36,2$  kV).

A taxa de capitalização  $i$  foi tida como a média da inflação desde o ano 2000, enquanto que o aumento da tarifa de energia  $b$  foi considerada de acordo aos reajuste impostos pela Copel (desde o ano 2000) desconsiderando a inflação (taxa real), maiores detalhes destes procedimentos estão no capítulo "Viabilidade Econômica".

O aumento anual de carga  $a$  foi considerado negativo segundo a estimativa de degradação dos módulos fotovoltaicos, isto acontece devido a característica de redução da potência gerada pelo sistema fotovoltaico com o passar do tempo, o que implica na redução da corrente pelos condutores ao longo da vida útil da unidade de geração.

A componente variável do custo por unidade de comprimento conforme seção do condutor  $A$  obteve-se com base nos preços de março/2017 disponibilizado pelo fabricante, a tabela com os respectivos valores encontra-se no Anexo C.

A seção obtida foi de  $10,86\text{mm}^2$  considerando o módulo de 60 células (CS6P-270P) e  $10,79\text{mm}^2$  para o módulo de 72 células (CS6X-320P), ambas não representam uma seção padrão, sendo assim, foi necessário o cálculo do custo total entre as seções padronizadas maiores e menores adjacentes ( $10\text{mm}^2$  e  $16\text{mm}^2$ ), selecionando-se a seção mais econômica. Utilizou-se das equações 4.16 e 4.17, e dos preços dos condutores informados pelo fabricante (Anexo C) mantendo os valores para os parâmetros já definidos. A determinação de  $R$  (Equação 4.17) para os condutores resultou em:

$$\text{Condutor de } 10\text{mm}^2 - R(10) = 2,42 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}$$

$$\text{Condutor de } 16\text{mm}^2 - R(16) = 1,51 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}$$

Para determinar o custo total considerou-se o maior comprimento total de condutores em corrente contínua (percurso de ida e volta *string* - inversor) das *strings* para as propostas com os módulos de 60 e 72 células. Considerando a proposta com os módulos CS6P-270P, esse comprimento corresponde a 162,60m (*string* pertencente ao BP02), para os módulos CS6X-320P o maior comprimento foi de 144,01m (*string* pertencente ao BP02). As distâncias estimadas para todos os trechos de condutores são apresentadas no Apêndice A. Aplicando a equação 4.16 resultou:

Módulo CS6P-270P:

$$\text{Condutor de } 10\text{mm}^2 - CT(10) = R\$ 1.815,42$$

$$\text{Condutor de } 16\text{mm}^2 - CT(16) = R\$ 1.977,65$$

Módulo CS6X-320P:

$$\text{Condutor de } 10\text{mm}^2 - CT(10) = R\$ 1.597,96$$

$$\text{Condutor de } 16\text{mm}^2 - CT(16) = R\$ 1.745,36$$

Portanto, o condutor de seção **10mm<sup>2</sup>** foi o escolhido. A estimativa do comprimento de condutores corrente contínua a ser utilizado para a proposta com módulos CS6P-270P foram de 2,49km para BP01 e 2,39km para BP02. Para o emprego do módulo CS6X-320P foram 2,33km (BP01) e 2,37km (BP02).

- Dimensionamento conforme ABNT NBR 5410

O dimensionamento técnico da ABNT NBR 5410 é dado pelo **critério de capacidade de condução de corrente e critério do limite da queda de tensão**, sendo a seção nominal escolhida a que for maior.

Para o critério de condução de corrente utilizou-se as mesmas considerações anteriores, com respeito ao método de instalação e referência, às temperaturas de operação e aos fatores de correção FCT e FCA, resumidas na Tabela 23.

Tabela 23 – Parâmetros do dimensionamento técnico para os condutores de corrente contínua

Tipo de Isolação	XLPE
Método de Instalação	35, 31, 32 (B1)
Corrente de Projeto ( $I_B$ )	11,65A/11,58A
FCT (55°C)	0,76
FCA	1,00
Corrente Corrigida ( $I_C$ )	15,33A/15,23A

Com base nas correntes de projeto corrigida  $I_C$ , tipo de isolamento, método de referência e número de condutores carregados (2), utilizou-se a Tabela 37 da ABNT NBR 5410 para determinar a capacidade de condução de corrente  $I_Z$ , devendo ela ser maior ou igual a  $I_C$ . Deste modo, chegou-se a seção mínima de **1mm<sup>2</sup>** ( $I_Z = 18A$ ).

Para o critério do limite de queda de tensão utilizou-se o método da queda de tensão unitária, por apresentar maior praticidade (CRUZ; ANICETO, 2011). A queda de tensão unitária  $\Delta V_u$  é determinada segundo a equação a seguir:

$$\Delta V_u = \frac{\Delta V_{m\acute{a}x}}{100} \cdot \frac{V}{L \cdot I_B} \quad (4.19)$$

Onde:

$\Delta V_u$  - queda de tensão unitária [V/A.km];

$\Delta V_{m\acute{a}x}$  - limite de queda de tensão [%];

V - tensão nominal do circuito [V];

$L$  - comprimento do circuito [km];  
 $I_B$  - corrente de projeto [A].

Após a determinação da queda de tensão unitária comparou-se essa informação com a tabela do condutor utilizado (informado pelo fabricante), selecionando-se a queda de tensão cujo valor seja imediatamente inferior ao calculado, correspondendo então à seção do condutor correto (CRUZ; ANICETO, 2011).

O limite da queda de tensão em corrente contínua pode ser estimado em 3% segundo (PINHO; GALDINO, 2014), ou ainda em 1% segundo (ALTENER, 2004) baseado na norma Alemã VDE 0100 Parte 712. O *software SAM* assume como padrão uma queda de tensão máxima de 2%. Para este trabalho buscou-se reduzir ao máximo as perdas, adotando-se assim o limite de 1%.

A tensão nominal do circuito foi determinada pela tensão das *strings* dos arranjos pré-selecionados (Tabela 16), dada pela composição de 20 módulos CS6P-270P e 17 módulos CS6X-320P, sendo obtida pelo produto do número de módulos da *string* e tensão de máxima potência do módulo (30,8V - CS6P-270P e 36,8V - CS6X-320P), resultando em 616V e 625,6V respectivamente. A corrente de projeto foi mantida em 25% superior a corrente de curto-circuito do mesmo módulo: 11,65A e 11,58A. O comprimento do circuito é dado pelo caso mais crítico de cada proposta, considerando a maior distância entre um dos pólos da *string* e o inversor, este método não considera toda a extensão de condutores (percurso de ida e volta). Para a proposta com módulos CS6P-270P correspondeu a 90,47m (BP02), enquanto que com módulos CS6X-320P correspondeu a 80,10m (BP02).

Aplicando a Equação 4.19 obteve-se:

Tabela 24 – Determinação da queda de tensão unitária para os condutores de corrente contínua

	CS6P-270P	CSPX-320P
<b>Variáveis de entrada</b>		
$\Delta V_{m\acute{a}x}$	1%	1%
V (Volts)	616,0	625,6
L (m)	90,47 (BP02)	80,10 (BP02)
$I_B$ (A)	11,65	11,58
<b>Resultados</b>		
$\Delta V_u$ (V/A.km)	5,8445	6,7475

Na ausência de dados próprios para os condutores de corrente contínua, utilizou-se a tabela do fabricante (Anexo C) para condutor em corrente alternada, aproximando a

circuito monofásico ( $FP = 0,95$ ) em eletroduto ou eletrocalha (material não magnético), ambos os resultados indicam a seção de  $10\text{mm}^2$  ( $I_Z = 75A$ ).

Portanto, com base no dimensionamento técnico da **ABNT NBR 5410**, a seção que deve ser selecionada é a de maior valor entre os critérios de condução de corrente e limite de queda de tensão, sendo assim, a seção selecionada foi a de  $10\text{mm}^2$ . Convergindo com a seção econômica obtida anteriormente pela ABNT NBR 15920.

A determinação da seção mínima do condutor de proteção, responsável pelo aterramento das estruturas metálicas do gerador fotovoltaico, seguiu o critério da Tabela 58 da ABNT NBR 5410, como  $S \leq 16 \text{ mm}^2$ , a seção adotada deve ser a mesma que a obtida para os condutores de fase, neste caso  $10\text{mm}^2$ . Estimou-se um total de 600m de condutor de proteção para cada barracão de produção considerando a proposta com módulos de 60 células (CS6P-270P), e cerca de 500m para cada barracão considerando os módulos de 72 células (CS6X-320P).

### Condutores lado corrente alternada

Procedendo da mesma forma que no trecho em corrente contínua, foi determinada a seção dos condutores em corrente alternada, por meio do dimensionamento econômico e do dimensionamento técnico.

Na saída dos inversores os condutores são levados até os barramentos do quadro de proteção/junção CA, deste quadro saem os condutores até o ponto de conexão nos barramentos do quadro de distribuição.

- Trecho Inversor - Quadro de Proteção/Junção CA

Na saída de cada inversor saem três condutores de fase, um neutro e um de proteção, em direção ao quadro de proteção CA, trecho B da Figura 41. Como a saída do inversor é em baixa tensão (380V), buscou-se utilizar condutores de isolamento convencional PVC 70°C 750 V, unipolares. A proposta de instalação dos condutores foi em eletrodutos embutidos em parede termicamente isolante, conforme método de instalação número 1 e método de referência A1 (Tabela 33 ABNT NBR 5410).

A corrente de projeto na saída do inversor selecionado foi obtida por:

$$I_B = \frac{P_{inv}}{V_{inv} \cdot \sqrt{3}} = \frac{20 \text{ kW}}{(380 \text{ V}) \sqrt{3}} = 30,39 \text{ A} \quad (4.20)$$

Foi considerado em FCT para uma condição de temperatura ambiente máxima de 40°C, tendo um valor de 0,87 (Tabela 40 ABNT NBR 5410). O FCA foi assumido como igual a 1 (Tabela 42 ABNT NBR 5410), um circuito trifásico por eletroduto. Aplicando a Equação 4.18 obteve-se como corrente de projeto corrigida **34,93A**.

Realizando o mesmo procedimento do trecho de corrente contínua para o dimensionamento econômico dos condutores, porém agora considerando a linha de condutores *Superastic Flex* da *Prysmian* como referência de preços para obtenção da variável do custo por unidade "A". A aplicação das equações 4.11 a 4.15 resultaram na seção apresentada na Tabela 25.

Tabela 25 – Dimensionamento econômico trecho inversor - quadro de proteção CA

$I_{\max}$ (A)	34,93	P (R\$/Wh)	0,000421
F	28,30	D (R\$/Wh)	0
$\rho_{20}$ ( $\Omega \cdot m$ )	1,84E-08	Q	16,36
B	1	i (%)	6,71
$\alpha_{20}$ ( $K^{-1}$ )	0,0068	r	0,96
$\theta_m$ ( $^{\circ}C$ )	50	N (anos)	25
A (R\$/m.mm <sup>2</sup> )	0,41	a (%)	-0,5
$N_p$	3	b (%)	3,71
$N_c$	1	$\theta_a$ ( $^{\circ}C$ )	40
T (h/ano)	1.460	$\theta$ ( $^{\circ}C$ )	70
<b><math>S_{ec}</math> (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>43,35</b>		

O resultado não representou uma seção padronizada de condutor, assim utilizou-se a análise de custo dada pela Equação 4.16, entre as seções padrão de 35mm<sup>2</sup> e 50mm<sup>2</sup>. Para isso foi calculado o valor da resistência c.a equivalente dada pela Equação 4.17, obtendo-se  $6,31 \times 10^{-4} \Omega/m$  e  $4,42 \times 10^{-4} \Omega/m$  para as seções de 35mm<sup>2</sup> e 50mm<sup>2</sup> respectivamente. O custo total para a seção de condutor de 35mm<sup>2</sup> foi de R\$ 307,87, enquanto que a seção de 50mm<sup>2</sup> teve custo de R\$ 308,35, considerando um comprimento de circuito crítico de 8,54m estimado para BP02 (o comprimento crítico para BP01 foi de 5,62m). Portanto, o condutor de fase dos trechos inversor - quadro de proteção CA selecionado foi o de seção de **35mm<sup>2</sup>** ( $I_Z = 89A$ ). Estimou-se uma quantidade de condutores de fase de cerca de 64,41m para BP01 e 119,25m para BP02.

Os condutores de proteção na saída de cada inversor foi dimensionado segundo Tabela 58 da ABNT NBR 5410 com seção mínima de 16mm<sup>2</sup>, já que  $16 \leq S \leq 35$ , com o

aterramento dos inversores sendo realizado no lado de corrente alternada das instalações. Os condutores neutro seguem o exposto na Tabela 48 da ABNT NBR 5410, com seção de  $25\text{mm}^2$ , destinado para condutores de fase de  $35\text{mm}^2$ . Foram estimados 21,47m para condutores de proteção e neutro no BP01 e 39,75m para o BP02.

O dimensionamento técnico via ABNT NBR 5410, segundo método da condução de corrente considerou os parâmetros resumidos na Tabela 26.

Tabela 26 – Parâmetros do dimensionamento técnico para os condutores de corrente alternada trecho: inversor - quadro de proteção CA

Tipo de Isolação	PVC
Método de Instalação	1 (A1)
Corrente de Projeto $I_B$	30,39 A
FCT (40°C)	0,87
FCA	1,00
Corrente Corrigida $I_C$	34,93 A

Por meio da Tabela 36 da ABNT NBR 5410 obteve-se a seção mínima de  $10\text{mm}^2$  ( $I_Z = 42A$ ).

Para o critério do limite de queda de tensão unitária (Equação 4.19), considerou-se como limite de queda de tensão para os trechos em corrente alternada até o ponto de conexão no quadro de distribuição o valor de 3% segundo (ALTENER, 2004; PINHO; GALDINO, 2014), limitando a 1,5% o trecho "inversor - quadro de proteção CA", e 1,5% para o trecho "quadro de proteção CA - quadro de distribuição". A tensão nominal do circuito é de 380V (tensão de saída do inversor), comprimento máximo do circuito foi estimado em 8,54m (BP02) e, corrente de projeto de 30,39A. A Equação resultou em  $\Delta V_u = 21,965 \text{ V/A.km}$ , que segundo a tabela do fabricante (Anexo C), considerando circuito trifásico ( $FP = 0,95$ ) em eletroduto ou eletrocalha (material não magnético), corresponde a seção de  $2,50\text{mm}^2$ .

Deste modo, o dimensionamento técnico pela norma ABNT NBR 5410 indicou uma seção mínima de condutor de fase de  $10\text{mm}^2$ , dada pelo critério de condução de corrente, inferior a seção dada pela norma ABNT NBR 15920. O custo total para o condutor crítico para a seção obtida pela ABNT NBR 5410 foi de R\$ 452,20 para BP01 e R\$ 687,15 para BP02, mais de duas vezes superior ao da seção de  $35\text{mm}^2$  obtida pelo dimensionamento econômico.

- Trecho Quadro de Proteção/Junção CA - Quadro de Distribuição

O quadro de proteção CA de cada barracão de produção recebe os condutores vindos dos seus respectivos inversores, saindo de cada quadro três condutores de fase e um neutro em direção ao ponto de conexão nos quadros de distribuição - trecho C da Figura 41. Para este trecho utilizou-se o mesmo tipo de condutor do trecho anterior, isolamento convencional PVC 70°C 750V linha *Superastic Flex* da *Prysmian*.

O cálculo da corrente de projeto dada pela Equação 4.20 considerou a potência total de saída dos inversores de cada barracão de produção (120kW), com tensão nominal de 380V. Como resultado obteve-se 182,32A.

Para o BP01, o ponto de conexão localiza-se no quadro de distribuição principal na casa do transformador (Figura 26), distante 17,80m do local planejado para o quadro de proteção CA. Neste caso optou-se por fazer uso de uma linha subterrânea, seguindo o padrão elétrico da empresa, com profundidade mínima de 0,7m segundo ABNT NBR 5410, conforme método de instalação 63 e método de referência D (Tabela 33 ABNT NBR 5410). Para o BP02 o ponto de conexão planejado ficaria ao lado do quadro de proteção CA (Figura 27), distante cerca de 4,71m, utilizando-se novamente o método de instalação 1 e método de referência A1 (Tabela 33 ABNT NBR 5410).

O FCT para os trechos do BP01 e BP02 considerou temperatura ambiente máxima de 40°C, com um valor de 0,77 para BP01 devido a condição de linha subterrânea e, 0,87 para BP02 (Tabela 40 ABNT NBR 5410). O FCA para ambos os casos foi assumido como 1 (Tabela 42 ABNT NBR 5410), considerando um circuito trifásico por eletroduto. Com base na aplicação da Equação 4.18 obteve-se uma corrente de projeto corrigida de **236,78A** para o trecho pertencente ao BP01, e **209,56A** para o trecho pertencente ao BP02.

Considerando os mesmos parâmetros da Tabela 25, com exceção da corrente, e a aplicação das equações 4.11 a 4.15, obtiveram-se as seções de **293,86mm<sup>2</sup>** para o trecho do BP01 e, **260,08mm<sup>2</sup>** para o trecho do BP02. Uma vez que as seções obtidas não são padronizadas, realizou-se a análise de custos considerando as seções de 240mm<sup>2</sup> e 300mm<sup>2</sup>. O cálculo da resistência c.a (Equação 4.17) resultou nos valores de  $9,26 \times 10^{-5} \Omega/m$  para a seção de 240mm<sup>2</sup> e,  $7,36 \times 10^{-5} \Omega/m$  para a seção de 300mm<sup>2</sup>.

A aplicação da Equação 4.16 considerando o BP01 resultou em um custo total de R\$ 4.349,59 para a seção de 240mm<sup>2</sup>, e R\$ 4.387,27 para a seção de 300mm<sup>2</sup>. Da mesma forma, obteve-se para o BP02 os custos totais de R\$ 1.001,88 para a seção de 240mm<sup>2</sup> e, R\$ 1.041,66 para a seção de 300mm<sup>2</sup>. Portanto, com base no menor custo, a seção selecionada pelo dimensionamento econômico dos condutores para os trechos "quadro de proteção CA - quadro de distribuição" foi de **240mm<sup>2</sup>** para BP01 e BP02.

O dimensionamento pela norma ABNT NBR 5410 considerou os parâmetros já mencionados, e resumidos na Tabela 27.

Tabela 27 – Parâmetros do dimensionamento técnico para os condutores de corrente alternada trecho: quadro de proteção CA - quadro de distribuição

	BP01	BP02
Tipo de Isolação	PVC	PVC
Método de Instalação	63 (D)	1 (A1)
Corrente de Projeto ( $I_B$ )	182,32A	182,32
FCT (40°C)	0,77	0,87
FCA	1	1
Corrente Corrigida ( $I_C$ )	236,78A	209,56A

Com base na corrente de projeto corrigida e da Tabela 36 da ABNT NBR 5410, o método de condução de corrente resultou nas seções de **185mm<sup>2</sup>** ( $I_Z = 258 A$ ) para BP01 e, **150mm<sup>2</sup>** ( $I_Z = 216 A$ ) para BP02. O limite de queda de tensão, dado pela Equação 4.19, considerou o limite de 1,5%, tensão nominal de 380V e, comprimentos de circuito de 17,80m (BP01) e 4,71m (BP02), resultando em  $\Delta V_u = 1,7564 V/A.km$  para BP01 e  $\Delta V_u = 6,6377 V/A.km$  para BP02. Consultando a tabela do fabricante (Anexo C), para circuito trifásico (FP = 0,95) em eletroduto ou eletrocalha (material não magnético), correspondeu as seções de **25mm<sup>2</sup>** (BP01) e **6mm<sup>2</sup>** (BP02).

Sendo assim, o dimensionamento técnico apontou para o uso de condutores de fase de **185mm<sup>2</sup>** (BP01) e **150mm<sup>2</sup>** (BP02), determinados pelo método de condução de corrente. Considerando a seção obtida pelo dimensionamento econômico de **240mm<sup>2</sup>**, o emprego deste condutor resultaria em uma redução nos custos totais R\$ 348,62 para BP01 (CT(185mm<sup>2</sup>) = 4.698,21), e R\$ 151,18 para BP02 (CT(150mm<sup>2</sup>) = 1.153,06).

O condutor neutro na saída dos quadros de proteção CA foi dimensionado de acordo com a Tabela 48 da ABNT NBR 5410, resultando na seção de 120mm<sup>2</sup>. Estimou-se um comprimento necessário de condutores de fase de 53,4m para BP01 e 14,13m para BP02, sendo o condutor neutro estimado em 17,80m (BP01) e 4,71m (BP02).

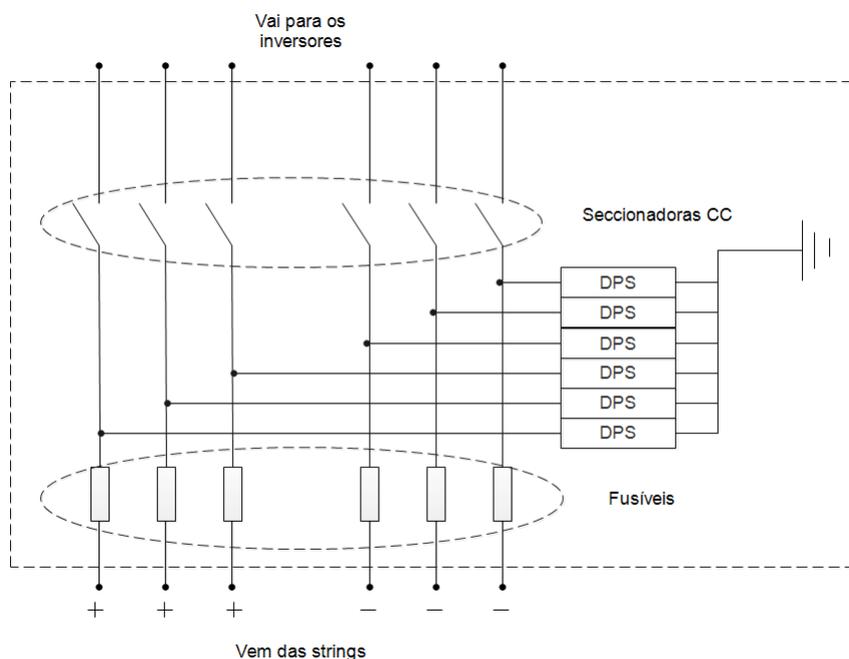
#### 4.6.2 Proteções

O sistema de proteção nos sistemas fotovoltaicos tem o objetivo de preservar a integridade dos equipamentos com maior custo no sistema: módulos e inversores. A proteção é dividida nos lados de corrente contínua e alternada, que devem ser dimensionadas de acordo com as condições específicas. Em geral os componentes são instalados em dois quadros próximos ao inversor, quadros de proteção CC e CA (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

#### 4.6.2.1 Lado corrente contínua

O quadro de proteção de corrente contínua deve possuir: (i) fusíveis de *strings*, (ii) dispositivo de proteção de surto, e (iii) chave de desconexão CC. No mesmo quadro deve estar o barramento de aterramento, no qual são conectadas as estruturas e carcaças metálicas dos módulos à terra (VILLALVA; GAZOLI, 2012). O esquema representativo do quadro CC é apresentado na Figura 42 considerando um modelo de três *strings*.

Figura 42 – Esquema simplificado quadro de proteção CC



Fonte: Elaborado pelo Autor

#### A) Fusível de proteção

Os fusíveis de *strings* atuam na proteção dos módulos e cabos das fileiras de módulos contra sobrecorrentes e correntes reversas<sup>11</sup>. São instalados em ambas as polaridades dos condutores de cada fileira, devendo ser do tipo gPV, fusíveis cilíndricos de corrente contínua projetados para aplicações em sistemas fotovoltaicos e fabricados de acordo com a norma IEC 60269-6 (VILLALVA; GAZOLI, 2012). O dimensionamento deste componente de proteção foi segundo a Comissão de Estudos CE-03:082.01 referente ao projeto de norma de instalações elétricas fotovoltaicas<sup>12</sup>, que define:

<sup>11</sup> Condição anormal da *string* consequente da ocorrência de sombreamento ou curto-circuito em algum módulo, resultando em uma tensão nos bornes da *string* consideravelmente inferior as outras *strings* em paralelo (SMA, 2017; VILLALVA; GAZOLI, 2012)

<sup>12</sup> Disponível em <<https://goo.gl/euYG9A>>

$$\begin{aligned}
 I_n &> 1,5.I_{sc} \\
 I_n &< 2,4.I_{sc} \\
 V_n &\geq \text{Tensão na string}
 \end{aligned}$$

Onde  $I_n$  e  $V_n$  são a corrente e tensão nominal do fusível, e  $I_{sc}$  a corrente de curto-circuito do módulo.

Com base nas correntes dos módulos pré-selecionados (Tabela 12), e nos modelos de fusíveis disponíveis no mercado, foram selecionados fusíveis do tipo gPV com corrente nominal  $I_n = 20\text{A}, 30\text{kA}, 1.000V_{cc}, 10 \times 38\text{mm}$ . O número total de componentes necessários são de 96 (48 dispositivos para cada barracão de produção), instalados em portas bases fusíveis internas ao quadro de proteção CC.

## B) Dispositivo de Proteção de Surto (DPS)

Os DPS's são componentes de proteção contra sobretensões causadas por descargas atmosféricas que atuam protegendo os equipamentos, cabos e pessoas (VILLALVA; GAZOLI, 2012; ALTENER, 2004). São classificados de acordo com a Classe, podendo ser do tipo I, II, III.

Os dispositivos de classe I são submetidos a ensaios de correntes impulsivas que simulam descargas elétricas diretas, sendo recomendada para locais com grande exposição e em edificações que possuem sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (para-raios), instalados nos quadros principais e ponto de ligação com a rede elétrica (FINDER, 2012; VILLALVA; GAZOLI, 2012). Os dispositivos contra surtos de classe II e III têm ensaios baseados em impulsos atenuados, com o DPS classe II destinado a proteger os equipamentos contra surtos de tensão induzidos e instalado nos quadros de distribuição, enquanto o DPS classe III se caracteriza por uma ação terminal de maior velocidade, devido a maior parte da energia já ter sido dissipada por DPS's instalados em pontos anteriores, ficando responsável por eliminar surtos residuais sendo instalados próximos aos aparelhos eletrônicos finais (FINDER, 2012). A norma IEC 60364-7-712 determina o uso de DPS Classe II nos sistemas fotovoltaicos.

Segundo o guia do fabricante de DPS Finder, com referência norma TS-62254-7-1<sup>13</sup>, os valores mínimos que o dispositivo deve apresentar além da classe II são: tensão máxima contínua ( $U_c$ ) maior ou igual a tensão do gerador fotovoltaico em circuito aberto (nas

<sup>13</sup> Aborda recomendações técnicas, como sistemas de proteção, para geração renovável de pequena escala e sistemas híbridos de eletrificação rural

condições padrão) acrescido de um valor de 20%, e uma corrente máxima no qual o DPS consegue dissipar sem ser danificado de no mínimo 5kA.

As tensões em circuito aberto (sem carga) dos geradores propostos (Tabela 16) são de 758V e 766,7V, considerando os arranjos de 20 e 17 módulos em série e a tensão de circuito aberto dos módulos de 270Wp e 320Wp respectivamente. Seguindo o critério do parágrafo anterior chegou-se ao **DPS Classe II, 1.000V<sub>cc</sub>, I<sub>n</sub> = 20kA, I<sub>max</sub> = 45kA**, bipolar, da *Embratec*, selecionado em função da disponibilidade de preço no mercado e no atendimento às especificações técnicas.

A norma IEC 60364-7-712 define que, quando a distância entre o gerador fotovoltaico e o inversor for superior a 10m, deve-se instalar DPS's nas duas extremidades, na saída da *string* e no quadro de proteção CC. O estudo de caso apresentou esta distância superior aos 10m, tendo em vista que as *strings* foram propostas a serem instalados sobre os telhados, desta forma foi planejada a instalação de 2 DPS's para cada *string*, totalizando 48 dispositivos em cada barracão de produção. Os DPS's de saída de *string* serão instalados sobre os telhados, nos vãos entre os blocos de módulos, onde após receberem os condutores positivo e negativo de cada *string*, encaminharão estes condutores para a parte interna dos barracões nos respectivos eletrodutos.

### C) Chave Seccionadora CC

Em caso de falhas ou em serviços de manutenção do gerador fotovoltaico, há necessidade de isolar o inversor ou a fileira de módulos, para isso utilizam-se chaves seccionadoras CC. A instalação da seccionadora foi proposta para cada *string* dentro do quadro de proteção CC, deste modo em caso de algum problema em uma *string* será possível sua isolação do restante do sistema, não interferindo na produção de energia.

A norma IEC 60364-7-712 define que a chave deverá ser de corte bipolar, dimensionada para a tensão máxima do circuito aberto do gerador solar à temperatura de -10°C e para 125% da corrente máxima do gerador. A tensão em circuito aberto do gerador na condição crítica é dada pelo produto do número de módulos em uma *string* e a tensão de circuito aberto para temperatura de -10°C do módulo fotovoltaico. De acordo com os arranjos (Tabela 16) e as características críticas dos módulos analisados (Tabela 14) chegou-se as tensões de 840,24V e 853,66V para os sistemas com módulos de 270Wp e 320Wp respectivamente.

O segundo critério de dimensionamento refere-se corrente dos sistemas fotovoltaicos analisados, dada pelo produto da corrente de máxima potência do módulo ( $I_{mp}$ ) pelo

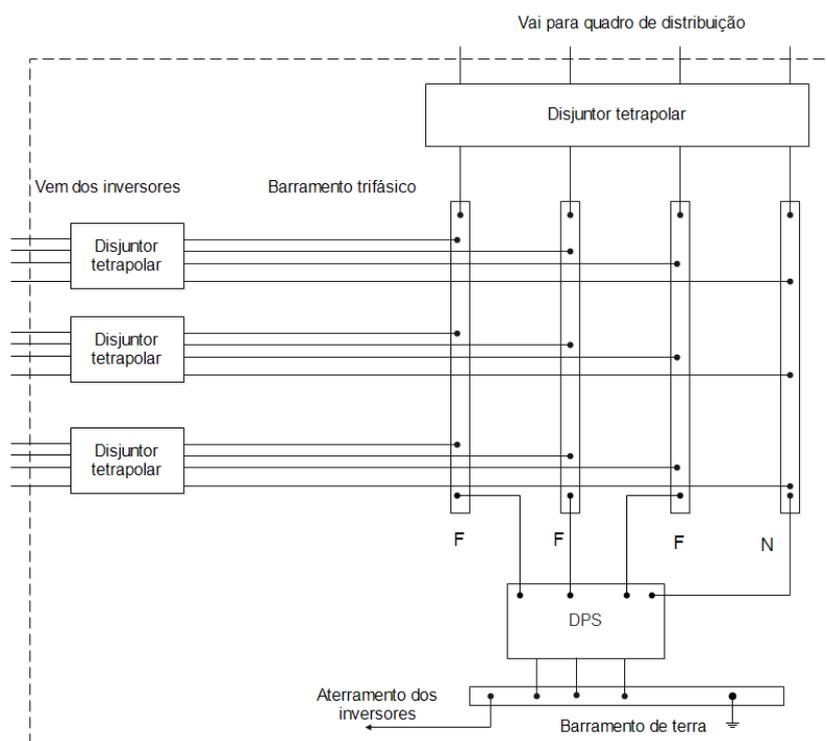
número de *strings*, entretanto, este trabalho considerou chaves seccionadoras em cada string, sem o uso de barramento CC e a união delas, o que resultaria em uma única chave seccionadora CC de maior porte para cada barracão de produção. Sendo assim a condição de corrente ficou definida pelas correntes de máxima potência dos módulos pré-selecionados, adicionados de 25%, o que resultou em 10,94A (módulo de 270Wp) e 10,86A (módulo de 320Wp).

A partir dos cálculos e catálogos da *ABB* definiu-se a chave seccionadora OTDC25F2, **bipolar**, corrente nominal de **16A** e tensão de **1.000V**, no total de 24 unidades para cada barracão. A seleção da marca *ABB* se deu pela disponibilidade de preços no mercado, consolidação da empresa no setor fotovoltaico, e pelo atendimento às especificações técnicas exigidas.

#### 4.6.2.2 Lado de corrente alternada

O quadro de proteção CA é composto por disjuntores termomagnéticos, DPS e barramentos. Foi proposto sua instalação logo após as saídas dos inversores em cada barracão de produção, encaminhando os condutores até o respectivo ponto de conexão. Para o dimensionamento dos componentes fez-se uso em geral da norma ABNT NBR 5410. O esquema representativo do quadro de proteção CA é apresentado na Figura 43.

Figura 43 – Esquema simplificado quadro de proteção CA



Fonte: Elaborado pelo Autor

## A) Disjuntor

Os dispositivos de proteção contra sobrecorrente recomendados pela ABNT NBR 5410 são disjuntores e/ou fusíveis, responsáveis pelo seccionamento simultâneo de todos os condutores de fase. Nesse trabalho, para o lado de corrente alternada, preferiu-se o uso de disjuntores termomagnéticos por serem também dispositivos de manobra e não requererem substituição após atuação.

Os dispositivos de proteção de sobrecarga e curto-circuito segundo a norma ABNT NBR 5410 devem satisfazer as seguintes condições:

$$\text{I) } I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$\text{II) } I_2 \leq 1,45.I_Z$$

Onde  $I_B$  é a corrente de projeto do circuito,  $I_Z$  a capacidade de condução de corrente dos condutores,  $I_N$  a corrente nominal do dispositivo de proteção e  $I_2$  a corrente convencional de atuação do disjuntor.

A primeira condição determina que a corrente nominal do disjuntor deve ser superior a corrente de projeto, de modo que o dispositivo de proteção não atue em condições normais de operação. A corrente nominal, entretanto, não deve ser superior a capacidade de condução de corrente do condutor, o que acarretaria na não atuação do dispositivo em caso de sobrecarga (CRUZ; ANICETO, 2011).

A segunda condição estabelece que quando a corrente no circuito for 45% superior à capacidade de condução do condutor, o dispositivo de proteção deve atuar em uma ou duas horas (dependendo da norma de referência) para que a temperatura limite de sobrecarga do condutor não seja atingida (CRUZ; ANICETO, 2011).

Na entrada do quadro de proteção CA (Figura 43), considerou-se as características do condutor dimensionado no trecho B da Figura 41, "inversor - quadro de proteção CA", onde a corrente de projeto é de 30,39A (Equação 4.20) e a capacidade de condução de corrente do condutor de secção de 35mm<sup>2</sup> selecionado é de 89A. A polaridade do dispositivo deve ser tetrapolar (3F+N) segundo especificação de saída do inversor. O disjuntor selecionado para a entrada do quadro foi do fabricante *Schneider Electric*:

**NG125N**, corrente nominal 40A, curva tipo C, tetrapolar (6 unidades por sistema).

A primeira condição imposta pela norma foi correspondida ( $30, 39A \leq 40A \leq 89A$ ). O disjuntor selecionado é fabricado com base na norma ABNT NBR IEC 60947-2, no qual  $I_2 = 1,30.I_N$ , resultando em  $I_2$  igual a 52A, o que satisfaz a segunda condição da norma ABNT NBR 5410 ( $52A \leq 129,05A$ ).

Após os condutores vindo dos inversores chegarem aos barramentos de fase do quadro, planejou-se a instalação de um disjuntor termomagnético de alta corrente na saída do quadro de proteção (Figura 43), com função de proteção e seccionamento geral do sistema fotovoltaico com o ponto de conexão com a rede. Para isso, foi considerado a corrente de projeto do condutor dimensionado no trecho C da Figura 41, "quadro de proteção CA - quadro de distribuição" de 182,32A (Tabela 27), com capacidade de condução de corrente de 297A (condutor de 240mm<sup>2</sup> enterrado no solo) para BP01 e 286A (condutor de 240mm<sup>2</sup> embutido na parede) para BP02. Desta forma selecionou-se o disjuntor da *Schneider Electric*:

**NSX250B TM250D**, corrente nominal de 250A, curva tipo B, tetrapolar (1 unidade por sistema).

A condição I para o disjuntor de saída do quadro é satisfeita para o gerador fotovoltaico do BP01 ( $182,32A \leq 200A \leq 297A$ ) e BP02 ( $182,32A \leq 200A \leq 286A$ ). Os disjuntores seguem a norma ABNT NBR IEC 60947-2, com  $I_2 = 1,30.I_N$ , que implica em 325A (BP01) e 260A (BP02), satisfazendo a condição II para BP01 ( $260A \leq 430,65A$ ) e BP02 ( $260A \leq 414,70A$ ).

Ambos os disjuntores selecionados são tropicalizados, de modo que, ajustam sua corrente nominal de acordo com a temperatura ambiente, dispensando o emprego de fator de correção de temperatura no processo de dimensionamento (CRUZ; ANICETO, 2011). A seleção do fabricante foi baseada na disponibilidade de preços fornecidos pela própria empresa em seu sítio na *internet* e na credibilidade consolidada em dispositivos elétricos.

## B) Dispositivo de Proteção de Surto (DPS)

Da mesma forma que no sistema de proteção do lado de corrente contínua, o DPS no lado de corrente alternada tem a função de proteger os equipamentos de sobrecargas oriundas de descargas atmosféricas. Em geral, as sobrecargas, são do tipo indireta, causadas por raios que atingem a linha elétrica, e por acoplamento resistivo, que tendem a se propagar ao longo da linha (FINDER, 2012).

A norma IEC 60364-7-712 mantém a recomendação de DPS Classe II para o lado de corrente alternada. O dimensionamento ocorreu com base na norma ABNT NBR 5410 (item 6.3.5.2.4 - "Seleção dos DPS"), que determina que o nível de proteção  $U_P$  deve ser de até 2,5kV para dispositivos de classe II, com máxima tensão de operação contínua  $U_c$  maior ou igual a 110% da tensão de fase do sistema, no caso da tensão de linha de 380V é cerca de 240V, e corrente máxima de dissipação  $I_{max}$  maior ou igual a 20kA para redes trifásicas. Sendo assim, selecionou-se o modelo **Acti9 iPRD** (tetrapolar 3F+N) da *Schneider Electric*, com  $U_c$  de **340V**,  $U_P$  de **1,4kV**, e  $I_{máx}$  de **20kA** (1 unidade para cada sistema).

A seleção do fabricante foi determinada pela cotação dos produtos disponíveis em seu sítio na *internet* e atendimento às especificações técnicas.

## 4.7 Estruturas

A estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos tem o objetivo de fornecer fixação e estabilidade, devendo ser rígida e de geometria adequada com capacidade de suportar o peso dos módulos e fortes ventos. Deve ser eletricamente aterrada e fabricada com materiais resistentes à corrosão (PINHO; GALDINO, 2014).

Na empresa de fertilizantes, o sistema será instalado sobre o telhado metálico, neste caso utilizam-se trilhos de alumínio, fixados por grampos de fixação e parafusos inox (SOLAR, 2017). Um modelo de fixação em telhado metálico é apresentado na Figura 44.

Figura 44 – Exemplo de fixação de módulo em telhado metálico



Fonte: (SOLAR, 2017)

Para a empresa de fertilizantes selecionou-se o uso de kits de fixação da marca *Thesan*, comercializados pela empresa *Neo Solar* que também oferece o serviço de instalação.

Os *kits* vendidos são de 3 e 4 módulos, além de kits de conexão para união dos trilhos, de acordo com o fabricante. Para a definição da quantidade de kits a serem utilizados usou-se as fileiras de módulos que compõem os esquemas propostos segundo os desenhos no Apêndice A. A quantidade de kits necessários de acordo com o tipo de módulo será:

- Sistema composto por módulos de 60 células (CS6P-270P): 132 kits de 3 painéis, 21 kits de 4 painéis e 131 kits de conexão de trilhos para BP01; 102 kits de 4 painéis, 24 kits de 3 painéis e 111 kits de conexão de trilhos para BP02.
- Sistema composto por módulos de 72 células (CS6X-320P): 88 kits de 3 painéis, 36 kits de 4 painéis e 106 kits de conexão de módulos para BP01; 72 kits de 3 painéis, 48 kits de 4 painéis e 96 kits de conexão de trilhos para BP02.

O produto já vem com a quantidade de parafusos adequada, e suporta módulos de 60 e 72 células de até 1m de largura. O detalhamento é apresentado na Tabela 28.

Tabela 28 – Composição dos kits de suporte

Kit 4 painéis	2 trilhos de 3,1m em alumínio 6 grampos de fixação intermediária, espessura 44mm 4 grampos de fixação terminal, espessura 40mm 8 parafusos inox M10x200 10 porcas M8 aço inox
Kit 3 painéis	2 trilhos de 4,1m em alumínio 4 grampos de fixação intermediária, espessura 44mm 4 grampos de fixação terminal, espessura 40mm 6 parafusos inox M10x200 10 porcas M8 aço inox
Kit conexão	2 conexões em alumínio 2 grampos de fixação intermediária, espessura 44mm

Fonte: Neo Solar

## 4.8 Projeto Elétrico

Os dois arranjos dimensionados neste capítulo foram classificados de acordo com o modelo de módulo utilizado. O sistema composto pelos módulos CS6P-270P é formado por dois subsistemas, instalados sobre os telhados do BP01 e BP02, cada subsistema é definido por um arranjo de 480 módulos, com 6 inversores PHB20K-DT, com cada inversor recebendo 4 *strings* compostas de 20 módulos. De forma análoga, o sistema constituído pelos módulos CS6X-320P, instalados no BP01 e BP02, em subsistemas iguais,

de modo que, cada subsistema é definido por um arranjo de 408 módulos, com 6 inversores PHB20K-DT, no qual cada inversor é conectado a 4 *strings* compostas de 17 módulos.

Uma síntese dos condutores e equipamentos de proteção elétrica dimensionados são apresentados nas tabelas 29 e 30. A Tabela 29 apresenta a especificação de condutores e proteção para o lado de corrente contínua, e a Tabela 30 a especificação para o lado de corrente alternada.

Os diagramas unifilares dos sistemas dos barracão de produção 01 e 02 são apresentados nas Figuras 45 e 46 respectivamente, considerando o sistema com módulos CS6X-320P. Os diagramas para o sistema com módulos CS6P-270P são análogos, com a única diferença presente na quantidade de módulos em cada *string* sendo de 20, desta forma apenas apresentou-se os diagramas para o sistema CS6X-320P.

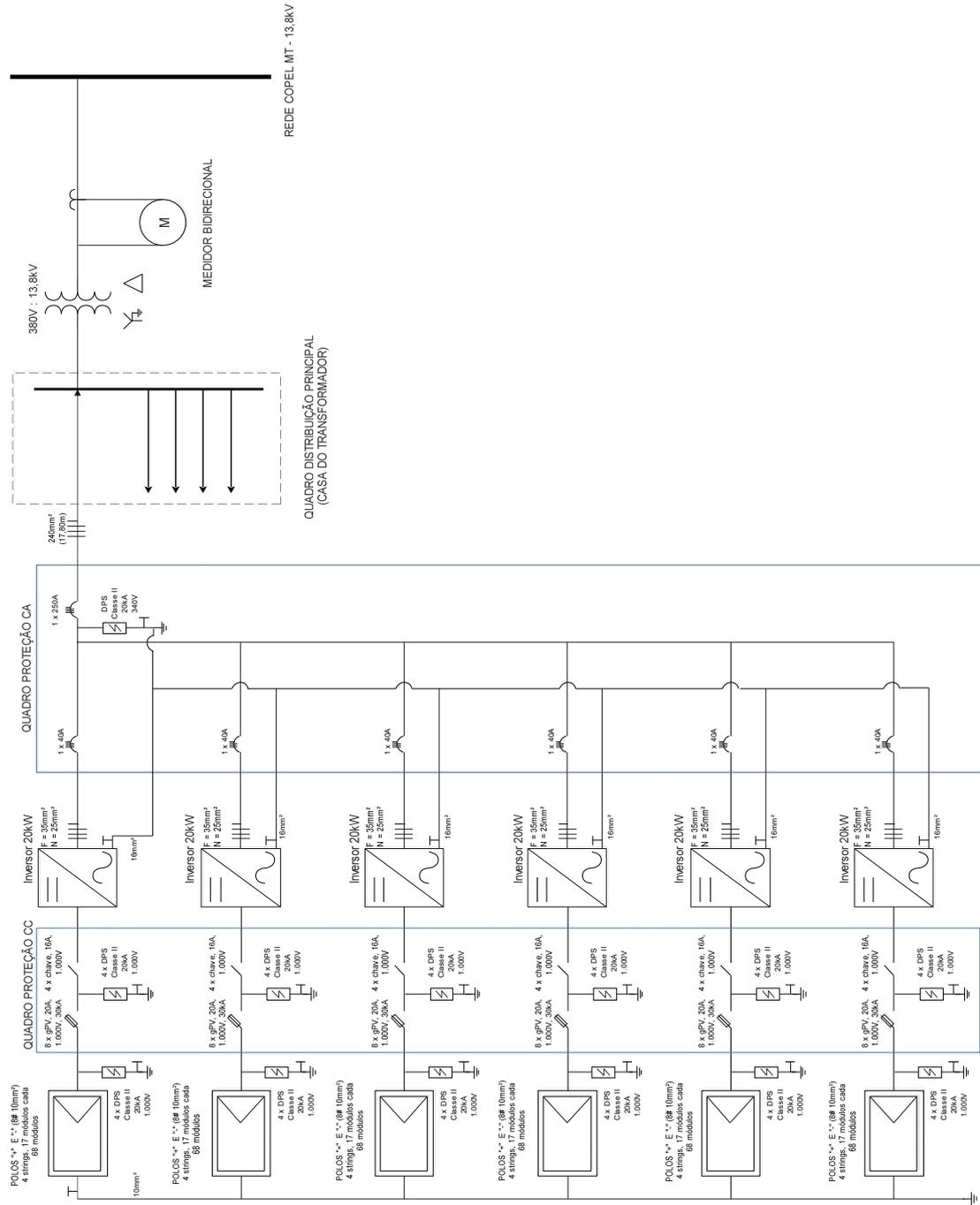
Tabela 29 – Especificação de condutores e proteção lado de corrente contínua

<b>Condutores - CS6P-270P</b>
BP01 = 1.434,73m (+), 1.052,50m (-) unipolar 10mm <sup>2</sup> , 500m Terra 10mm <sup>2</sup> , Prysmian Afumex Solar 0,9/1,8kV
BP02 = 1.392,15m (+), 993,20m (-) unipolar 10mm <sup>2</sup> , 500m Terra 10mm <sup>2</sup> , Prysmian Afumex Solar 0,9/1,8kV
<b>Condutores - CS6X-320P</b>
BP01 = 1.333,83m (+), 993,14m (-) unipolar 10mm <sup>2</sup> , 500m Terra 10mm <sup>2</sup> , Prysmian Afumex Solar 0,9/1,8kV
BP02 = 1.357,92m (+), 1.014,21m (-) unipolar 10mm <sup>2</sup> , 500m Terra 10mm <sup>2</sup> , Prysmian Afumex Solar 0,9/1,8kV
<b>Proteção</b>
96 Fusíveis gPV, 30kA, 1.000V, 10 x 38 mm
96 DPS's Classe II, 20kA, 1.000V, Embrastec
48 Chaves Seccionadoras, 16A, 1.000V, 2 pólos, ABB OTDC25F2

Tabela 30 – Especificação de condutores e proteção lado de corrente alternada

<b>Condutores</b>
BP01 = 60,41m (F-F-F) unipolar 35mm <sup>2</sup> , Neutro 21,47m 25mm <sup>2</sup> , Terra 21,47m 16mm <sup>2</sup> , Prysmian Superastic Flex 750V
BP02 = 119,25m (F-F-F) unipolar 35mm <sup>2</sup> , Neutro 29,75m 25mm <sup>2</sup> , Terra 39,75m 16mm <sup>2</sup> , Prysmian Superastic Flex 750V
BP01 = 53,4m (F-F-F) unipolar 240mm <sup>2</sup> , Neutro 17,8m 120mm <sup>2</sup> , Prysmian Superastic Flex 750V
BP02 = 14,3m (F-F-F) unipolar 240mm <sup>2</sup> , Neutro 4,71m 120mm <sup>2</sup> , Prysmian Superastic Flex 750V
<b>Proteção</b>
12 Disjuntores tetrapolares 40A, NG125N Schneider Electric
02 Disjuntores tetrapolar 250A, NSX250B Schneider Electric
02 DPS's Classe II, 20kA, 340V, Schneider Electric

Figura 45 – Diagrama unifilar SFCCR 01





## 5 VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise financeira foi realizada considerando três cenários base com respeito ao preço da energia elétrica. Para isso relacionou-se o histórico da tarifa de energia elétrica fora de ponta da Copel Distribuidora com o histórico no mesmo período da inflação (IPCA). A determinação do investimento inicial foi definida pelo preço encontrado no mercado para os inversores, módulos e outros equipamentos selecionados (condutores, proteção, estruturas, etc). A estimativa dos custos em serviços, tais como, projeto, instalação e manutenção para o gerador fotovoltaico deu-se com base em estudos publicados na área de mercado fotovoltaico. Por fim obteve-se os indicadores econômicos *VPL* (Valor Presente Líquido), *TIR* (Taxa Interna de Retorno) e *Pay-Back Descontado* (tempo de retorno considerando a taxa de desconto) para cada cenário analisado, considerando um horizonte de 25 anos, que representa a vida útil média dos sistemas fotovoltaicos, e as opções de levantamento do montante de investimento inicial com financiamento bancário ou através de recursos próprios. Como forma de demonstrar o efeito negativo da cobrança de ICMS sobre a energia injetada na rede, repetiu-se o cálculos dos indicadores econômicos para os três cenários considerando a isenção do imposto nos moldes do Convênio ICMS 16. Os resultados obtidos pelos indicadores forneceram a base para seleção da proposta final e a avaliação de viabilidade.

### 5.1 Tarifa de Energia Elétrica

A determinação do valor de tarifa elétrica é realizada partindo dos custos que cada concessionária possui. As receitas das concessionárias, baseiam-se em duas parcelas, definidas pela ANEEL como parcela A e parcela B. A parcela A é composta por custos não gerenciáveis, envolvendo encargos setoriais, encargos de transmissão e custos na compra de energia elétrica. A parcela B faz referência aos custos gerenciáveis, dados pelos custos de operação, manutenção, distribuição e a remuneração de ativos e investimentos realizados pela concessionária.

Considerando os custos que a concessionária possui, a tarifa de energia elétrica aplicada aos consumidores é dividida em duas componentes: tarifa de energia (TE), e tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). Ambas as componentes estão ligadas diretamente com as parcelas A e B. A TE está relacionada com a compra de energia, as perdas elétricas na rede básica e planos de pesquisa e desenvolvimento. A TUSD tem a função de cobrir todos os componentes específicos das receitas que a concessionária possui, englobando os aspectos das parcelas A e B, que recorrem aos custos do sistema

de transmissão, operação e manutenção, perdas elétricas, pesquisa e desenvolvimento, remuneração dos ativos, entre outros (SILVA, 2013). Acrescidos a estes componentes estão os tributos ICMS e PIS/COFINS, de modo que, em geral representam cerca de 29,5% da tarifa final de energia, completada pela parcela A que corresponde a 53,5% e a parcela B com 17% (ANEEL, 2016).

As tarifas homologadas pela ANEEL são reajustadas por meio de três mecanismos: (i) reajuste tarifário anual, (ii) revisão tarifária e, (iii) revisão tarifária extraordinária. O reajuste tarifário anual ocorre em datas pré-estabelecidas pela ANEEL, com a função de ajustar os custos não gerenciáveis dados pela parcela A e realizar a reposição monetária em função da inflação acumulada desde o último ajuste sobre os custos gerenciáveis da parcela B. A revisão periódica por sua vez, é realizada a cada 4 anos, analisando-se toda a estrutura das parcelas A e B, recalculando as mesmas. Por fim, a revisão tarifária extraordinária pode ser realizada a qualquer momento, partindo de uma justificativa, que em geral remete a variações significativas nos custos que a concessionária possui, podendo comprometer suas operações (SILVA, 2013).

Outro fator que influencia no valor final da tarifa, implantado a partir de 2015, é o sistema de bandeiras tarifárias (verde, amarela, vermelha patamar 1, vermelha patamar 2), que são aplicadas de acordo com as condições de geração de energia, principalmente quanto ao nível dos reservatórios das hidroelétricas. Quando o nível se encontra baixo, as usinas termoelétricas entram em operação, e por terem um custo de geração superior às hidroelétricas, requer um acréscimo na tarifa elétrica ao consumidor para manter o equilíbrio financeiro das concessionárias. Para a análise econômica deste trabalho não foi considerada a inserção de bandeiras tarifárias.

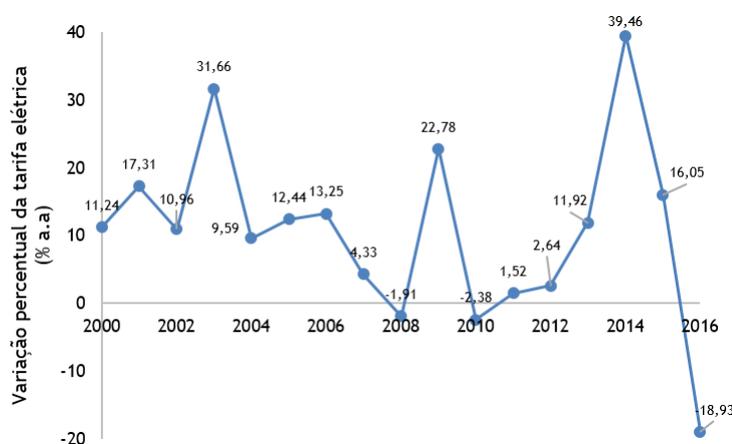
Uma vez que o objetivo da instalação fotovoltaica é abastecer preferencialmente o consumo elétrico fora da ponta, buscou-se o histórico dos reajustes da tarifa elétrica para este ponto. Os dados obtidos foram retirados do site da Copel e compreendem as resoluções outorgadas pela Aneel para os reajustes anuais de energia elétrica. O período de análise compreende desde 24/06/2000 (Resolução 239/2000), até 31/04/2017 (Resolução 2096/2017). A variação nos preços da energia elétrica é apresentada na Tabela 31, sem a inclusão dos impostos ICMS, PIS/CONFINS. Ao todo foram 21 reajustes, com o fim da distinção tarifária obrigatória para o consumo com respeito ao período seco e úmido a partir da segunda metade de 2012. Percentualmente, a variação anual da tarifa é vista no gráfico da Figura 47.

Tabela 31 – Histórico de tarifas fora de ponta, A4 horo-sazonal verde (sem impostos)

Reajustes	Seco (R\$/MWh)	Úmido (R\$/MWh)
24/06/00 a 23/06/01	48,91	43,23
24/06/01 a 23/06/02	57,38	50,71
24/06/02 a 23/06/03	63,67	56,27
24/06/03 a 23/06/04	83,69	74,22
24/06/04 a 31/01/05	104,48	92,87
01/02/05 a 23/06/05	92,30	82,05
24/06/05 a 31/07/05	92,30	82,05
01/08/05 a 23/06/06	104,64	93,28
24/06/06 a 23/06/07	117,40	106,75
24/06/07 a 23/06/08	122,45	111,41
24/06/08 a 23/06/09	120,04	109,36
24/06/09 a 23/06/10	147,42	134,24
24/06/10 a 23/06/11	143,29	131,66
24/06/11 a 23/06/12	145,62	133,51
24/06/12 a 23/01/13	164,48	-
24/01/13 a 23/06/13	134,27	-
24/06/13 a 23/06/14	150,27	-
24/06/14 a 01/03/15	198,89	-
02/03/15 a 23/06/15	296,88	-
24/06/15 a 23/06/16	344,53	-
24/06/16 a 31/04/17	279,30	-

Fonte: Elaborado pelo Autor baseado nos dados da Copel

Figura 47 – Histórico da variação percentual anual da tarifa de consumo de energia elétrica fora de ponta

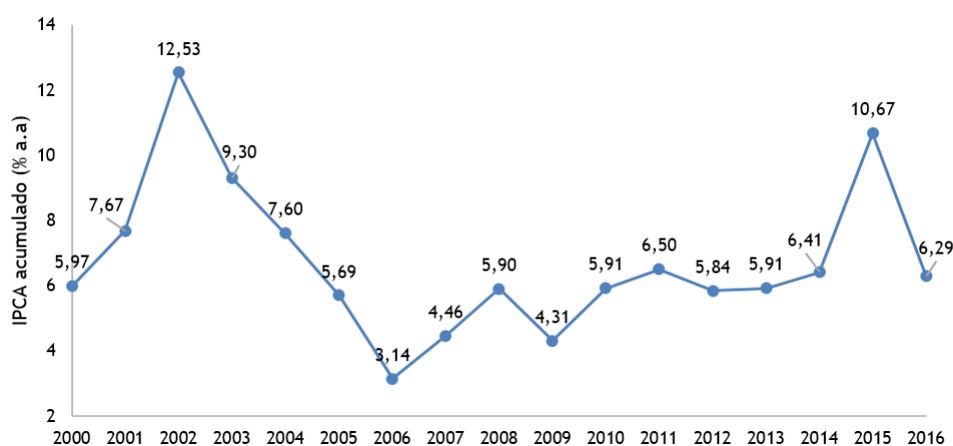


Fonte: Elaborado pelo Autor baseado nos dados da Copel

Para elaboração dos cenários e análise do fluxo de caixa foi necessário definir um critério para a projeção das tarifas de energia elétrica para o horizonte de avaliação

financeira do projeto. O trabalho de Nakabayashi (2015) apresenta uma relação entre o custo da energia e a variação da inflação, com o objetivo de analisar a viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica, de modo que, preferiu-se adotar esta metodologia de análise por considerar que o momento econômico de um país possui relação direta com a oferta de energia, o que por sua vez, reflete sobre o custo da eletricidade que chega ao consumidor. O histórico do índice de preços ao consumidor acumulado (IPCA) anual é apresentado no gráfico da Figura 48, baseado nos dados fornecidos pelo IBGE.

Figura 48 – Evolução IPCA acumulado: período 2000 - 2016



Fonte: Elaborado pelo Autor baseado nos dados do IBGE

Comparando as informações, percebeu-se que a tarifa de energia elétrica possui maior variação anual em comparação com o IPCA, na maioria dos períodos demonstra um crescimento superior. A Tabela 32 apresenta uma comparação de períodos. Analisando os valores obtidos por Nakabayashi (2015), os resultados deste trabalho são coerentes, com o trabalho de Nakabayashi (2015) apresentado uma evolução anual média da inflação de 6,4% e 9,7% para a tarifa elétrica, tendo como base o período de 1995 a 2014.

Tabela 32 – Evolução média da tarifa de energia elétrica e IPCA

	2000 - 2005	2006 - 2012	2013-2015	2016 - 2017	2000 - 2017
Tarifa (% a.a)	15,87	4,50	22,48	-18,93	<b>10,67</b>
IPCA (% a.a)	8,13	5,15	7,66	6,29	<b>6,71</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor

## 5.2 Cenários

Com base no item anterior foram criados 3 cenários relacionando tarifa elétrica e IPCA, dos quais um foi considerado padrão. No cenário padrão (cenário 1) o reajuste

tarifário segue a tendência do período 2000-2017, ou seja, um crescimento anual médio de 10,67% (nominal), superior ao da inflação (6,71% a.a). Os outros cenários consideram duas outras situações possíveis: ajuste tarifário abaixo da inflação (cenário 2), e igual a inflação (cenário 3). A Tabela 33 apresenta os cenários analisados com o reajuste real na tarifa considerando a inflação média obtida do período de análise.

Tabela 33 – Cenários econômicos analisados

Cenário	Reajuste Anual da Tarifa
1	10,67% (3,71% real)
2	4,50% (-2,07% real)
3	6,71% (0% real)

A taxa de desconto (nominal) adotada nos cenários foi o valor da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) disposta pela 207ª reunião do Comitê de Política Monetária de 10,15% a.a. O uso desta taxa de juros está associado ao seu emprego comum na análise de atratividade de investimentos, uma vez que, títulos nacionais tem sua rentabilidade vinculada à SELIC, sendo a taxa de juros básica da economia brasileira.

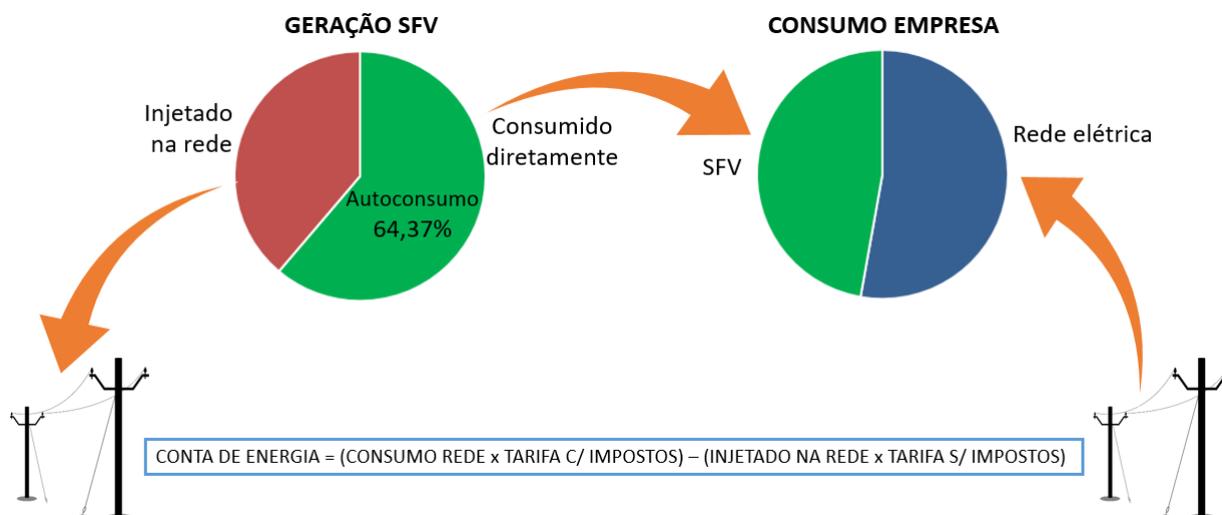
O autoconsumo do sistema fotovoltaico, determinado na seção 4.5, foi utilizado para inferir uma estimativa dos impostos incidentes sobre a energia elétrica injetada, de forma a tornar mais real a análise da economia proporcionada pelo gerador fotovoltaico.

Para efeito demonstrativo do cálculo realizado, considerando o autoconsumo obtido de 64,37% (para o sistema com módulo CS6X-320P) e a geração do primeiro ano de 356.683kWh, significa dizer que 229.596,85kWh da geração será diretamente consumida pela empresa, não sendo contabilizada pelo medidor da rede elétrica, e assim, não possuindo incidência de carga tributária.

A parcela restante da energia gerada, 127.086,15kWh, será injetada na rede e contabilizada pelo medidor da Copel, sofrendo a incidência do ICMS e inserida no balanço final de energia, sendo descontada do valor de energia consumida da rede da Copel pela empresa, nos horários onde o gerador fotovoltaico não pode suprir a demanda. O cálculo da conta de energia a ser paga pela empresa é apresentado no esquema da Figura 49.

A tarifa de eletricidade com impostos para o período fora de ponta adotado foi de 0,42147 R\$/kWh (vigente no 1º semestre de 2017), com a tributação de ICMS a 29% e parcela PIS/COFINS de 5,45% conforme informações disponibilizadas pela Copel em seu sítio.

Figura 49 – Esquema para determinação da conta de energia considerando a geração do sistema fotovoltaico (SFV)



Fonte: Elaborado pelo Autor

Para cada cenário foi realizada uma análise de sensibilidade variando o preço do watt-pico instalado do empreendimento entre 4,00 e 12,00 R\$/Wp afim de obter o indicador VPL e assim, definir a faixa de preços as quais o empreendimento teria viabilidade. Ao fim, com o objetivo de revelar o impacto do ICMS sobre a geração do SFV, repetiu-se a análise dos indicadores econômicos considerando sua aplicação apenas no balanço final entre a energia elétrica consumida e produzida, conforme indicado pelo Convênio ICMS 16 (ver seção 2.2.2).

### 5.3 Cotação dos Sistemas

Com base no levantamento de preço dos módulos, inversor, estruturas, proteções e cabeamentos selecionados em lojas do ramo, foi obtido o custo total estimado de cada sistema proposto. Os custos de projeto e instalação, foram estimados com base no proposto por IDEAL (2017a), de modo que, o conjunto módulos, inversores, estruturas, proteções e condutores correspondem a 83% do preço total de um sistema fotovoltaico, enquanto que o projeto e instalação representam 17%.

Embora se tenha procurado contato direto com empresas que comercializam os equipamentos e realizassem a instalação de sistemas conectados à rede, não houve sucesso, a exceção da empresa *PHB Solar*. Deste modo, a estimativa dos preços pode apresentar um sobredimensionamento, já que não se considerou a possibilidade de desconto na compra de grandes quantidades, e por serem, em geral, preços de revenda no mercado *online* de varejo.

## Módulos

A cotação unitária dos módulos fotovoltaicos selecionados é apresentada nas Tabela 34 e 35, considerou-se a média dos preços encontrados nas lojas *online* pesquisada para os cálculos econômicos.

Tabela 34 – Cotação módulo CS6P-270P

Bravo Energia	Neo Solar	Energia Total	Panda Ener. Solar	Média (R\$/und)
729,00	739,00	799,00	780,00	<b>761,75</b>

Tabela 35 – Cotação módulo CS6X-320P

Energy Shop	Minha Casa Solar	60 Hz Ener. Renováveis	Média (R\$/und)
899,96	856,00	919,00	<b>891,65</b>

## Inversores

A *PHB Solar* informou a cotação de seu produto (ver Anexo B) e com base nesse valor foi atribuído os impostos de ICMS e IPI conforme base de cálculo padrão, considerando uma taxa de frete de 10% sobre o valor da mercadoria, ICMS de 12% conforme vigência atual para circulação de mercadorias entre São Paulo (localização da fornecedora) e Paraná (localização da empresa de fertilizantes), e taxa de IPI de 15% conforme registro do equipamento na Receita Federal. Resultando em um valor por unidade de R\$ **16.574,56**.

## Estruturas

Para estimar o valor em estruturas utilizou-se as informações apresentadas na loja *online Neo Solar*, que comercializa e instala estruturas em todo território nacional. A cotação em estruturas da marca *Thesan* de acordo com o módulo utilizado é apresentada na Tabela 36.

Tabela 36 – Cotação das estruturas de módulos

		R\$/und.	Qtd.	Total (R\$)
<b>CS6P-270P</b>	Kit 4 painéis	839,00	123	103.197,00
	Kit 3 painéis	639,00	156	99.684,00
	Kit conexão	53,90	242	13.043,80
	<b>TOTAL</b>			<b>215.924,80</b>
<b>CS6X-320P</b>	Kit 4 painéis	839,00	84	70.476,00
	Kit 3 painéis	639,00	160	102.240,00
	Kit conexão	53,90	202	10.887,80
	<b>TOTAL</b>			<b>183.603,80</b>

Fonte: Neo Solar

### Proteções e Condutores

A cotação dos dispositivos de proteção (Tabela 37) ocorreram com base nas tabelas de preços do fabricante para os dispositivos da *Schneider Electric*, e em lojas de materiais elétricos *online* para as demais marcas. Na ausência de cotação específica para o dispositivo selecionado, usou-se de equipamentos semelhantes. As tabelas de preço e endereços eletrônicos consultados são apresentados no Anexo C.

Tabela 37 – Cotação dos dispositivos de proteção

	Preço (unid.)	Qtd.	Total (R\$)
<b>Lado CC</b>			
Fusível gpv 20A, 1.000V	15,30	96	1.468,80
Porta Fusível	25,30	96	2.428,80
DPS classe II 45kA fotovoltaico	356,00	96	34.176,00
Seccionadora OTDC25F2	400,71	48	19.234,08
<b>Lado CA</b>			
Disjuntor 40A, tetrapolar	1.580,00	12	18.960,00
Disjuntor 250A, tetrapolar	3.734,77	2	7.469,54
DPS classe II 20kA, 340V	671,78	2	1.343,56
<b>Custo Total</b>			<b>85.080,78</b>

A cotação dos cabos a serem utilizados foi a partir dos preços disponibilizados pelo fabricante *Prysmian*(Anexo C), apresentados na Tabelas 38 e 39.

Tabela 38 – Cotação de condutores para sistema com módulos CS6P-270P

Condutor		R\$/m	Qtd. Estimada (m)	Total (R\$)
Afumex Solar 10mm <sup>2</sup>	BP01 (F + PE)	5,807	3.087,23	17.927,54
	BP02 (F + PE)	5,807	2.985,35	17.335,93
Superastic 35mm <sup>2</sup>	BP01 (F)	14,259	64,41	918,42
	BP02 (F)	14,259	119,25	1.700,39
Superastic 25mm <sup>2</sup>	BP01 (N)	10,325	21,47	221,68
	BP02 (N)	10,325	39,75	410,42
Superastic 16mm <sup>2</sup>	BP01 (PE)	6,661	21,47	143,01
	BP02 (PE)	6,661	39,75	264,77
Superastic 240mm <sup>2</sup>	BP01 (F)	98,308	53,40	5.249,65
	BP02 (F)	98,308	14,30	1.405,80
Superastic 120mm <sup>2</sup>	BP01 (N)	49,278	17,80	877,15
	BP02 (N)	49,278	4,71	232,10
<b>Total</b>			<b>6.468,89</b>	<b>46.686,86</b>

Tabela 39 – Cotação de condutores para sistema com módulos CS6X-320P

Condutor		R\$/m	Qtd. Estimada (m)	Total (R\$)
Afumex Solar 10mm <sup>2</sup>	BP01 (F + PE)	5,807	2.826,97	16.416,21
	BP02 (F + PE)	5,807	2.872,13	16.678,46
Superastc 35mm <sup>2</sup>	BP01 (F)	14,259	64,41	918,42
	BP02 (F)	14,259	119,25	1.700,39
Superastc 25mm <sup>2</sup>	BP01 (N)	10,325	21,47	221,68
	BP02 (N)	10,325	39,75	410,42
Superastc 16mm <sup>2</sup>	BP01 (PE)	6,661	21,47	143,01
	BP02 (PE)	6,661	39,75	264,77
Superastic 240mm <sup>2</sup>	BP01 (F)	98,308	53,40	5.249,65
	BP02 (F)	98,308	14,30	1.405,80
Superastic 120mm <sup>2</sup>	BP01 (N)	49,278	17,80	877,15
	BP02 (N)	49,278	4,71	232,10
<b>Total</b>			<b>6.095,41</b>	<b>44.518,06</b>

Os dispositivos de proteção considerados representam a proteção até o ponto de conexão nos quadros de distribuição. Para as demais proteções, adequações de medição, entrada e obras civis exigidas pela Copel, foi considerado uma representação de custo adicional de 15% correspondente ao valor em proteções, estruturas e condutores.

A cotação total dos dois sistemas a serem analisados considerando os custos expostos é mostrado na Tabela 40 de acordo com o módulo empregado.

Tabela 40 – Cotação estimada dos sistemas

	<b>CS6P-270P</b>	<b>CS6X-320P</b>
Módulos	731.280,00	727.589,12
Inversores	198.894,72	198.894,72
Estruturas	215.924,80	183.603,80
Proteções	85.080,78	85.080,78
Obras de adequação da Copel	69.538,49	62.640,53
Condutores	46.686,86	44.518,06
Projeto e Instalação	313.779,40	303.281,63
<b>Total (R\$)</b>	<b>1.661.185,05</b>	<b>1.605.608,65</b>

Deste modo, o valor do watt-pico do sistema utilizando módulos de 60 células (CS6P-270P) ficou em **6,41 R\$/Wp** (potência instalada de 259,20kWp), enquanto que o sistema utilizando módulos de 72 células (CS6X-320P) ficou com **6,15 R\$/Wp** (potência instalada de 261,12kWp). Os valores estimados ficaram em média 13% superior aos apresentados na seção 2.2, onde o custo médio apontado por IDEAL (2017a) estava em 5,57 R\$/Wp para sistemas com potência instalada superior a 100kWp. Entretanto, os resultados ainda se encontram dentro da faixa da preço divulgado pela pesquisa, que apresentou como valor máximo de comercialização o de 10 R\$/Wp.

## 5.4 Composição do Fluxo de Caixa

As despesas do fluxo de caixa para os cenários propostos foram dadas pelo montante de investimento inicial, e no caso da opção de financiamento, pelas prestações. Como modelo de financiamento selecionou-se a linha de crédito Fundo Clima do BNDES que oferece financiamento para projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis para micro, pequenas, médias e grandes empresas. A taxa de juros nominal é de 12,37%a.a (considerando a inflação de 6,71%a.a e taxa efetiva/real é de 5,30%a.a), com participação máxima de 90%, prazo de pagamento em até 16 anos e sistema de amortização constante.

Para a análise foi considerado um financiamento de 90% do valor total do investimento com pagamento em 10 anos com prestações anuais. Outras despesas consideradas foram os custos de operação e manutenção do sistema, estabelecidas como 1%a.a do valor total do sistema segundo Costa (2015), Nakabayashi (2015), Pinho e Galdino (2014).

As receitas foram compostas pela economia em energia elétrica, estimada de acordo com a produção de energia simulada para um horizonte de 25 anos. Foi considerado também a troca dos inversores no décimo e vigésimo ano, conforme vida útil apresentada na literatura específica.

## 5.5 Resultados

De acordo com as condições expostas nos itens anteriores - taxa de desconto de 10,15% a.a, inflação de 6,71% a.a, autoconsumo de 64,36% para arranjos com módulo CS6P-270P e 64,37% para arranjos com módulo CS6X-320P - foram determinados os indicadores econômicos para cada cenário. É importante ressaltar que a análise considerou o perfil de carga atual da empresa sem considerar crescimento. Os valores são apresentados na Tabela 41 considerando o empreendimento com financiamento e, Tabela 42 considerando levantamento do montante inicial com recursos próprios.

Tabela 41 – Resultados da análise de viabilidade econômica considerando opção de financiamento

	Módulo	VPL (R\$)	TIR	Payback descontado (anos)
<b>Cenário 1</b>	CS6P-270P	1.310.769,95	18,09%	14,81
	CS6X-320P	1.366.193,47	18,71%	14,36
<b>Cenário 2</b>	CS6P-270P	-310.413,65	7,14%	-
	CS6X-320P	-250.444,47	7,64%	-
<b>Cenário 3</b>	CS6P-270P	119.798,48	11,14%	22,76
	CS6X-320P	178.561,38	11,67%	21,72

Tabela 42 – Resultados da análise de viabilidade econômica considerando recursos próprios

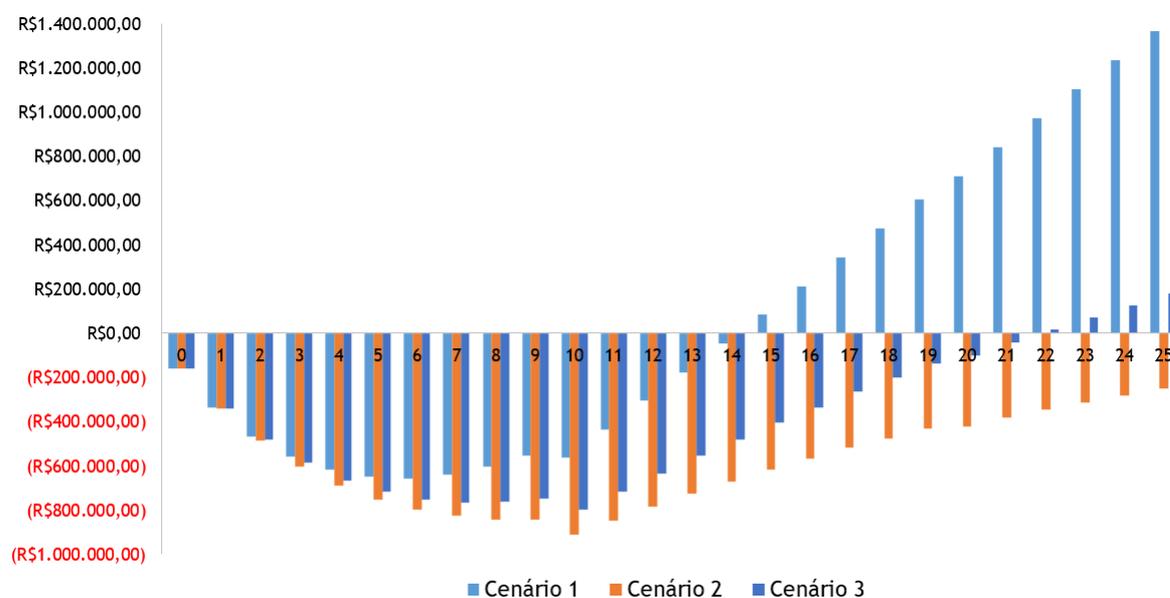
	Módulo	VPL (R\$)	TIR	Payback descontado (anos)
<b>Cenário 1</b>	CS6P-270P	1.438.130,76	16,11%	13,83
	CS6X-320P	1.489.293,31	16,48%	13,41
<b>Cenário 2</b>	CS6P-270P	-183.052,85	8,92%	-
	CS6X-320P	-127.344,63	9,27%	-
<b>Cenário 3</b>	CS6P-270P	247.159,28	11,56%	20,55
	CS6X-320P	301.661,22	11,92%	19,35

Os resultados foram tidos como viáveis quando o VPL atingisse valor maior ou igual a zero, a TIR fosse superior a TMA, e o tempo de retorno inferior ao horizonte do empreendimento (25 anos), isto garante que em caso extremo o investimento não apresentará prejuízo (HUMMEL; PILÃO, 2003). Os resultados demonstram que a melhor opção de sistema foi fazendo uso dos módulos de 72 células, embora de acordo com as considerações realizadas, ambas as opções são inviáveis numa projeção onde o reajuste da tarifa seja inferior à inflação. Entretanto, a possibilidade de ocorrência do cenário 2 é remota se considerado um horizonte de 25 anos, servindo como forma de situação no pior caso possível. Dentre as opções de levantamento do investimento inicial, o retorno é mais rápido para a opção de montante a partir de recursos próprios.

Deste modo, selecionou-se como sistema final pelo critério econômico, o arranjo de 816 módulos CS6X-320P de 320Wp e 12 inversores *PHB* de 20kW. A estimativa de

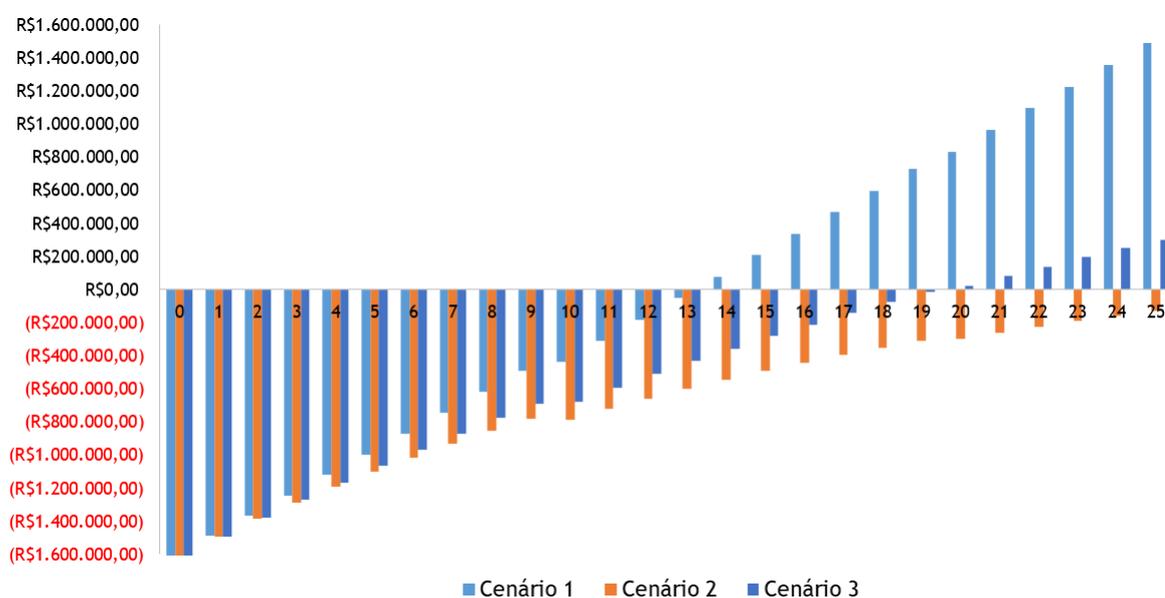
geração estimou um percentual médio de **71,06%** da demanda de energia consumida sendo abastecida pelo gerador fotovoltaico, considerando que o consumo atual da empresa não se altere. Para o período de operação a economia média anual prevista na conta de energia elétrica foi de **R\$ 147.309,90**, se considerado a vida útil do sistema de 25 anos, o montante total economizado chegaria a cerca de R\$ 3,68 milhões. Os fluxos de caixa são apresentados nas figuras 50 e 51 para as opções com financiamento e sem financiamento respectivamente.

Figura 50 – Fluxo de caixa descontado acumulado (com financiamento)



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 51 – Fluxo de caixa descontado acumulado (sem financiamento)



Fonte: Elaborado pelo Autor

Com relação ao tempo de retorno dos arranjos propostos, foi realizada uma pesquisa em trabalhos similares, com o objetivo de validar os resultados obtidos. Contudo, houveram dificuldades de estabelecer um número considerável de comparações, uma vez que, percebeu-se grandes divergências como: estudos voltados a sistemas de pequeno porte residencial, caracterizados por uma tarifa de energia elétrica superior; e análise econômica abordada pouco expressiva. Sendo assim, selecionou-se dois trabalhos que mais se aproximavam do presente estudo desenvolvido.

A primeira comparação foi realizada com Nakabayashi (2015), que embora analise um sistema residencial, o faz para diferentes estados brasileiros, possuindo casos com tarifa de eletricidade próxima ao valor utilizado (0,42147 R\$/kWh), obtendo para estes casos um tempo de retorno de cerca de 15 anos. Enquanto que a segunda comparação, baseada no trabalho de Dassi et al. (2015), estuda a implantação de um SFCR de 100kWp em uma instituição de ensino com tarifa de 0,45840 R\$/kWh, apresentando um tempo de retorno para o investimento de 13,5 anos, porém não sendo percebida qualquer consideração com relação ao autoconsumo, já que o local de estudo se localiza em Santa Catarina, um dos estados que ainda adotam o ICMS sobre a geração. Em ambos os trabalhos comparados não se usou de análise baseada em modelo de financiamento, logo o tempo de retorno aqui obtido, de 13,41 anos, considerando cenário padrão e o arranjo CS6X-320P sem financiamento, é condizente com outros estudos. Pode-se também concluir que este tipo de empreendimento se caracteriza por um prazo de retorno longo.

O limite desta análise fica com relação a não consideração dos aumentos de energia devido às bandeiras tarifárias, em função da dificuldade de previsão, bem como, na projeção do aumento da carga na empresa de fertilizantes, ligada à insuficiência de um maior histórico de dados. Ambas estas considerações poderiam elevar o grau de viabilidade econômica do empreendimento.

Com objetivo de não se limitar apenas aos valores estimados, a análise de sensibilidade com respeito ao preço por watt-pico instalado buscou estabelecer qual o valor máximo que garante a viabilidade do sistema fotovoltaico nas condições analisadas pelos cenários, este dado é de grande importância na tomada de decisão da empresa de fertilizantes frente às propostas de orçamento futuro.

O gráfico da Figura 52 apresenta os resultados considerando a opção com financiamento, enquanto a Figura 53 considera investimento inicial com recursos próprios. Tomando como referência o cenário padrão com financiamento, sistemas com valores abaixo de 10,63 R\$/Wp garantem a viabilidade do empreendimento. Para cenário padrão e sem o uso de financiamento, o valor limite de viabilidade chega a 11,38 R\$/Wp.

Figura 52 – VPL vs. preço do watt-pico instalado (com financiamento)

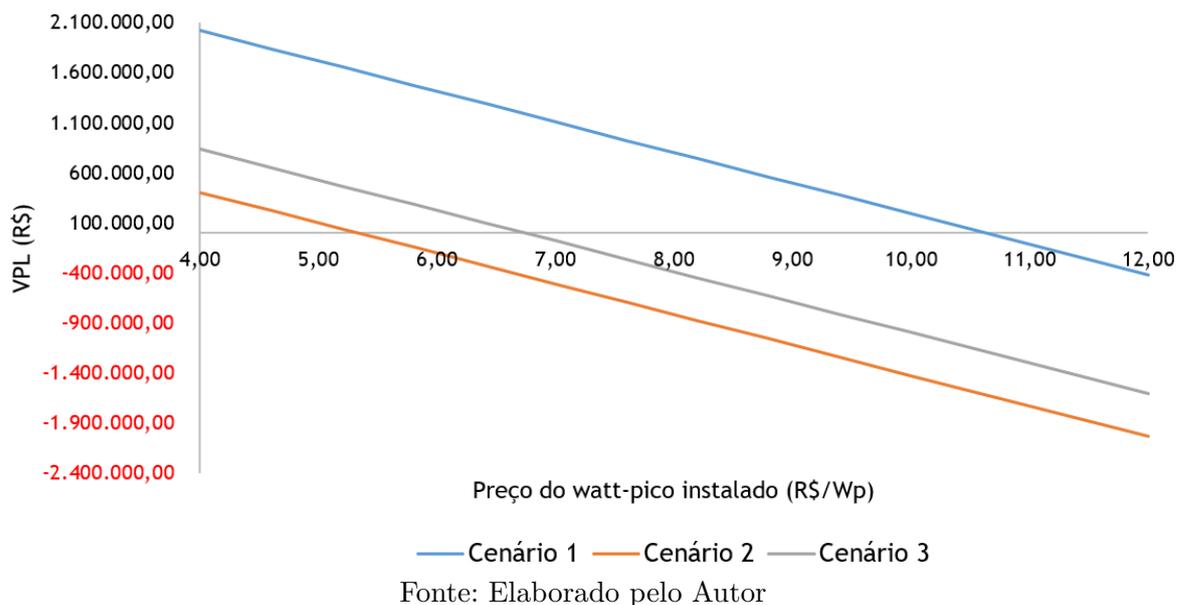
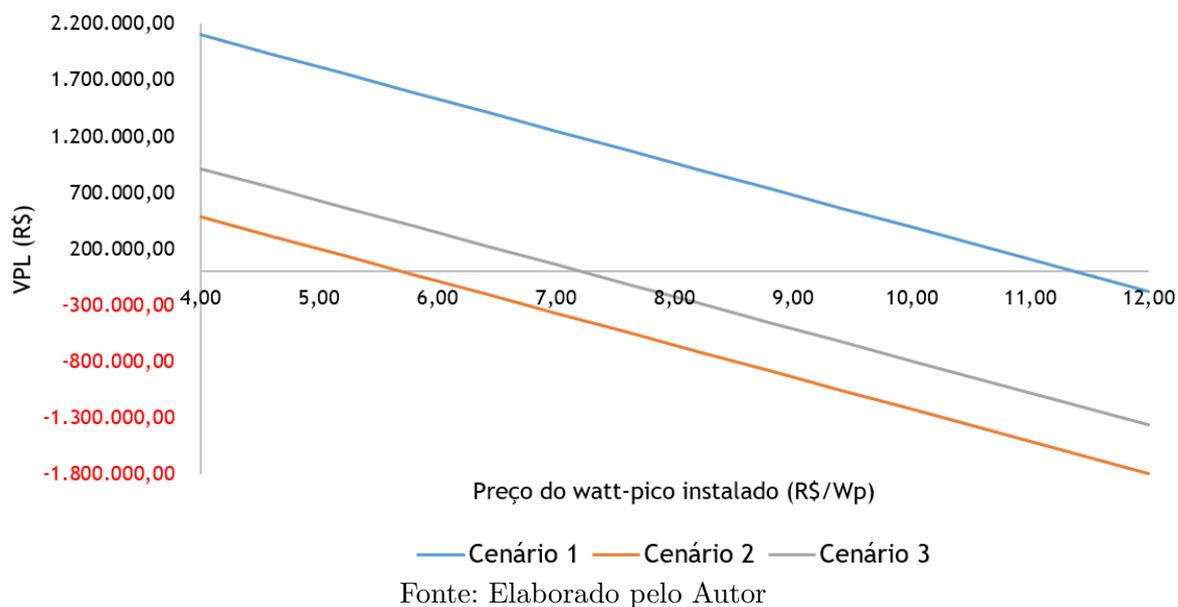


Figura 53 – VPL vs. preço do watt-pico instalado (sem financiamento)



Um dos entraves na viabilidade econômica do projeto esta na incidência do ICMS sobre a geração distribuída no estado do Paraná, dada pelo Convênio ICMS 6. Afim de demonstrar essa barreira se realizou a análise econômica para os mesmos três cenários definidos, desconsiderando o autoconsumo e considerando a incidência da tributação apenas sobre a diferença entre a energia consumida e injetada na rede. Os resultados alcançados são mostrados nas tabelas 43 e 44.

Tabela 43 – Resultados da análise de viabilidade econômica considerando isenção ICMS sobre a geração (opção com financiamento)

	Módulo	VPL (R\$)	TIR	Payback descontado (anos)
<b>Cenário 1</b>	CS6P-270P	1.731.022,24	20,65%	13,11
	CS6X-320P	1.785.135,10	21,38%	12,71
<b>Cenário 2</b>	CS6P-270P	-93.366,84	9,24%	-
	CS6X-320P	-34.074,58	9,81%	-
<b>Cenário 3</b>	CS6P-270P	390.769,76	13,38%	18,55
	CS6X-320P	448.687,57	14,00%	17,75

Tabela 44 – Resultados da análise de viabilidade econômica considerando isenção ICMS sobre a geração (opção sem financiamento)

	Módulo	VPL (R\$)	TIR	Payback descontado (anos)
<b>Cenário 1</b>	CS6P-270P	1.858.383,05	17,58%	12,24
	CS6X-320P	1.908.234,93	17,98%	11,87
<b>Cenário 2</b>	CS6P-270P	33.993,96	10,37%	24,01
	CS6X-320P	89.025,26	10,75%	22,52
<b>Cenário 3</b>	CS6P-270P	518.130,56	13,01%	16,85
	CS6X-320P	571.787,40	13,40%	16,15

A queda do ICMS sobre a geração impacta positivamente sobre a viabilidade, ao ponto de tornar o empreendimento viável em todos os cenários analisados para a opção sem financiamento com ambas as propostas de arranjo. Em média, o tempo de retorno diminui cerca de 2,7 anos e o VPL tem um acréscimo de R\$ 302.284,68. Considerando o cenário padrão e o arranjo selecionado CS6X-320P, a economia na conta de energia alcançaria uma média anual de **R\$ 165.768,47**, o que representa um aumento de 12,53% com relação a economia obtida nos moldes do Convênio ICMS 6. Ao longo da vida útil de 25 anos, a economia acumularia um montante de R\$ 4,14 milhões, aproximadamente R\$ 461 mil superior ao resultante da análise com ICMS.

O total de tributação de ICMS recolhida em 25 anos de operação para o sistema com módulos CS6X-320P, seria equivalente a um sistema fotovoltaico com potência instalada de **75kWp**, que representa **28,74%** da potência instalada do arranjo proposto. Nas condições deste trabalho, um sistema de 75kWp poderia gerar cerca **102.572,61 kWh/ano**. Se considerado o impacto na escala de tempo anual, a parcela cobrada de ICMS representaria em média 4.102,90 kWh, proporcional a um sistema residencial de 3kWp.

## 6 ANÁLISE E DISCUSSÕES

Com base nas áreas de telhados de BP01 (993,50m<sup>2</sup>) e BP02 (950,40m<sup>2</sup>), selecionados por apresentarem uma orientação ao norte geográfico, e buscando aproveitar o máximo da área de cada telhado, dimensionou-se dois arranjos principais de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, diferenciados pelo modelo de módulos que os constituem.

A seleção dos equipamentos deu-se de acordo com os requisitos técnicos e disponibilidade no mercado. Para a pré-seleção dos módulos fotovoltaicos a serem utilizados nos arranjos, foram selecionados os módulos da *Canadian*, de 60 células CS6P-270P com 270Wp, e 72 células CS6X-320P com 320Wp. A seleção do inversor apontou o equipamento da *PHB Solar*, PHB20K-DT, com potência nominal de 20kW.

Considerando a instalação dos módulos pré-selecionados com espaços para manutenção, adotaram-se arranjos iguais para ambos os barracões, visando vantagens na operação e manutenção do sistema, bem como pensando em uma futura expansão do gerador fotovoltaico, estabelecendo um padrão modular caso novos barracões similares a BP01 e BP02 forem construídos.

De acordo com as características de entrada do inversor, o primeiro arranjo foi definido pelo uso do módulo CS6P-270P, constituído por um total de 960 módulos que alimentam 12 inversores, divididos entre os dois barracões, com geração de 357,70MWh no primeiro ano de operação, abastecendo em média 71,26% da demanda de eletricidade da empresa, com um custo de implantação de 6,41 R\$/Wp. O uso de módulos CS6X-320P resultou no segundo arranjo analisado, caracterizado pela instalação de 816 módulos e 12 inversores, também divididos igualmente entre BP01 e BP02, com geração de 356,68MWh para o primeiro ano de operação, abastecendo em média 71,06% da demanda de eletricidade, e custo de implantação de 6,14 R\$/Wp. A garantia de geração, considerando 25 anos de vida útil, para os sistemas foi de 88,66%, com um autoconsumo de 64,36% (arranjo CS6P-270P) e 64,37% (arranjo CS6X-320P). Os custos de implantação dos arranjos propostos podem estar sobredimensionados considerando o estudo de IDEAL (2017a), que para a faixa de potência deste trabalho seria de 5,57 R\$/Wp. Isto pode ser explicado pela dificuldade de obtenção de preços diretamente dos fabricantes ou de empresas instaladoras.

O dimensionamento dos condutores, fazendo uso da ABNT NBR 15920 - dimensionamento ambiental e econômico, apontou o uso de cabos com seção de 10mm<sup>2</sup> para os trechos em corrente contínua, 35mm<sup>2</sup> para os trechos entre os inversores e quadro de proteção CA e, 240mm<sup>2</sup> para os trechos entre o quadro de proteção CA e o quadro de

distribuição. Todos os condutores selecionados pertencem a marca *Prysmian*, sendo os de corrente contínua, específicos para aplicação fotovoltaica.

As proteções no lado de corrente contínua compreenderam ao uso de fusíveis do tipo *gPV*, 10x38mm, de corrente nominal de 20A, aplicados nas polaridades positiva e negativa de cada *string*. Cada *string* foi seccionada por chaves da *ABB*, OTDC25F2, com corrente nominal de 16A. A proteção contra sobretensões causadas por descargas atmosféricas deu-se pela instalação de DPS's classe II, da marca *Embratec*, com corrente máxima de dissipação de 45kA, instalados dois por *string*, sendo um junto ao quadro de proteção CC, e o outro na saída da *string*, ainda no telhado.

Os dispositivos de proteção no lado de corrente alternada foram dimensionados de acordo com a ABNT NBR 5410, sendo selecionados os disjuntores termomagnéticos da marca *Schneider Electric*: (i) NG125N, com corrente nominal de 40A, instalados um em cada conjunto de condutores vindo dos inversores, e (ii) NSX250B TM250D, com corrente nominal de 250A, instalado na saída dos quadros de proteção CA. Os DPS's selecionados para proteção de descargas atmosféricas no lado CA foram também da marca *Schneider Electric*, modelo Acti9 iPRD, classe II, com corrente máxima de dissipação de 20kA.

Este trabalho não apresentou o dimensionamento para as proteções entre o ponto de conexão do sistema nos quadro de distribuição e o ramal de entrada da unidade consumidora, bem como não aprofundou-se nas questões relativas ao sistema de aterramento, por se tratarem de assuntos extensos que requeriam um trabalho exclusivo e, por fugir do objetivo de apresentar um primeiro panorama de viabilidade da implantação do sistema.

A análise econômica, estabelecida para três cenários, apontou viabilidade para o cenário 1, com crescimento da tarifa elétrica de 10,67%a.a, tido como padrão, e cenário 3, com crescimento da tarifa elétrica de 6,71%a.a, enquanto que o cenário 2, onde o crescimento da tarifa de 4,50%a.a era inferior a inflação, não apresentou viabilidade. A análise considerou duas opções de levantamento do montante de investimento inicial para implantação do sistema: (i) financiamento de 90% do valor de investimento inicial, com uma taxa de juros nominal de 12,37%a.a, e prestações anuais com duração de 10 anos e, (ii) sem financiamento, baseado em recursos próprios da empresa.

A recuperação do investimento com financiamento no cenário padrão foi estimada em 14,81 anos para o arranjo com módulos CS6P-270P e, 14,36 anos para o arranjo com módulos CS6X-320P. Para a opção sem financiamento o retorno é mais rápido, com 13,83 anos para o arranjo CS6P-270P e, 13,41 anos para o arranjo CS6X-320P. O estudo de sensibilidade, para o cenário padrão, apontou viabilidade para implantação de sistemas com preços de até 10,63 R\$/W<sub>p</sub> com financiamento e, 11,38 R\$/W<sub>p</sub> sem financiamento.

A comparação entre os dois arranjos propostos e dimensionados neste trabalho é apresentado na Tabela 45. A análise técnica dos arranjos apontaram pequena vantagem ao sistema com módulos CS6P-270P, possuindo maior geração em razão de constituir um sistema mais eficiente, apresentando maior fator de capacidade e de produção com relação ao sistema com módulos CS6X-320P. Entretanto, a análise financeira concluiu que o arranjo com os módulos CS6X-320P apresentou maior viabilidade, compensando a diferença de produção.

Tabela 45 – Análise comparativa entre os arranjos propostos

	<b>Arranjo CS6P-270P</b>	<b>Arranjo CS6X-320P</b>
Produção ano 1 (kWh)	357.699,33	356.683,87
Produção média (kWh/ano)	337.037,16	336.080,32
Fator de Capacidade (%)	15,8	15,6
Fator de Produção (kWh/kW)	1.383	1.367
Consumo suprido (%)	71,26	71,06
Autoconsumo (%)	64,36	64,37
Investimento inicial (R\$)	1.661.185,05	1.605.608,65
VPL (R\$)	1.438.130,76	1.489.293,31
TIR (%)	16,11	16,48
Payback (anos)	13,83	13,41
Economia média anual (R\$/ano)	147.724,10	147.309,90

Uma vez que, a comparação técnica entre os arranjos revelou uma similaridade de desempenho considerável, o fator econômico possuiu maior peso na seleção final, sendo selecionado o arranjo composto por 816 módulos de 320Wp, CS6X-320P, e 12 inversores de 20kW, PHB20K-DT, com cada inversor sendo conectado a quatro *strings* de 17 módulos em série, totalizando uma potência instalada em corrente contínua de 261,12kWp e de 240kW em corrente alternada (FDI = 0,92). A economia anual média em eletricidade foi de R\$ 147.309.90, o que represente um montante em 25 anos de de R\$ 3,68 milhões.

A análise dos cenários considerando a isenção do ICMS sobre a energia injetada na rede demonstrou o retrocesso que a atual legislação do estado do Paraná se encontra na condição de aumentar a viabilidade econômica dos empreendimentos em micro e minigeração distribuída. Considerando o sistema selecionado, o tempo de retorno do investimento cairia para 11,87 anos e proporcionaria um aumento na economia média anual de 12,53% se a tributação sobre a geração fosse retirada, como ocorre na maioria dos estados brasileiros que já aderiram ao Convênio ICMS 16. Durante a vida útil de operação, o recolhimento deste imposto seria equivalente a um sistema de 75kWp, cerca de 29% da potência instalada do sistema selecionado. O fim desta tributação no estado poderia alavancar ainda mais o crescimento da geração fotovoltaica, principalmente em sistemas de pequeno porte de nível residencial que sofrem com um autoconsumo geralmente caracterizado por ser baixo.

## 7 CONCLUSÃO

Este trabalho cumpriu com o objetivo principal de realizar um estudo de viabilidade técnica e econômica para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede para o estudo de caso da empresa de fertilizantes. Através deste estudo forneceu-se uma possibilidade para a empresa de reduzir os custos em energia elétrica atual em cerca de R\$ 147.310,00 anualmente.

A avaliação da melhor possibilidade ocorreu com a análise de implementação do gerador fotovoltaico sobre os telhados orientados ao norte geográfico dos barracões BP01 e BP02, comparando-se dois arranjos de acordo com os critérios técnicos estabelecidos pela seleção do módulo fotovoltaico e inversor. A análise resultou na instalação de dois subsistemas, um para cada barracão de produção, constituídos por 408 módulos CS6X-320P e 6 inversores PHB20K-DT, formando juntos o gerador fotovoltaico principal da empresa com custo inicial de implantação R\$ 1.605.608,65 e, produção média ao longo do tempo de vida de 25 anos de 336MWh/ano.

Através da análise econômica considerando a isenção do ICMS sobre a geração distribuída do sistema proposto, demonstrou-se o impactante entrave que a atual legislação do estado do Paraná se configura. Ao fim da vida útil de operação do empreendimento (25 anos), a tributação representa cerca 29% da potência instalada. A migração do estado para o Convênio ICMS 16, torna-se uma necessidade para o desenvolvimento da micro e minigeração distribuída.

Dentre as dificuldades encontradas para a realização deste trabalho, a principal esteve no acesso à informação das cotações de produtos e serviços comercializados no mercado por empresas do setor, havendo pouco comprometimento e atenção por parte das empresas consultadas em fornecer os dados, de modo que, apenas o contato com a *PHB Solar* resultou no fornecimento da cotação dos inversores.

Como trabalhos futuros sugeridos, estão a realização do projeto executivo de acordo com a seleção final da empresa de fertilizantes, e o acompanhamento de produção de energia e operação do sistema quando em funcionamento, podendo gerar pesquisas relacionadas à qualidade de energia, fator de desempenho, degradação do sistema e comparação com parâmetros estimados por simulação.

## Referências

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- ALTENER. *Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalações*. [S.l.], 2004.
- ANEEL. *Energia Hidráulica*. [S.l.], 2008.
- ANEEL. *A Tarifa de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifas>>.
- ANEEL. *Outorgas e Registros de Geração*. 2017. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset\\_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808)>.
- ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. *Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc, 2014.
- BOLES, Y. A. Çengel; M. A. *Termodinâmica*. México: [s.n.], 2012.
- BORTONE, Z. de Souza; Afonso Santos; Edson da C. *Centrais Hidrelétricas: implantação e comissionamento*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2009.
- BRASIL, E. d. P. E. Balanço energético nacional 2016: ano base 2015. *Rio de Janeiro: EPE*, 2016.
- BREEZE, P. *Power Generation Technologies*. Oxford: [s.n.], 2014.
- COPEL. *Horário de Ponta*. 2017. Disponível em: <<https://goo.gl/UeDkXz>>.
- COPEL. *NTC 905200 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Copel*. [S.l.], 2017.
- COPEL. *Tarifas de Energia da COPEL*. 2017. Disponível em: <<https://goo.gl/FRnBoL>>.
- COSTA, T. M. G. *Metodologia para Projeto de Microgeração Fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.
- CRESESB. *Potencial Solar - SunData*. 2017. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>.
- CRUZ, E. C. A.; ANICETO, L. A. *Instalações Elétricas: fundamentos, prática e projetos em instalações residenciais e comerciais*. [S.l.]: Ed. Érica, 2011.
- DASSI, J. A. et al. Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma instituição de ensino superior do sul do Brasil. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Custos-ABC*. [S.l.: s.n.], 2015.
- EPE. *Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos*. [S.l.], 2014.

- EPE, E. D. P. E. Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil - condicionantes e impactos. *Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%20C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA>*, v. 2019, n. 20, p. 20, 2014.
- FINDER. *Guia para aplicação de Dispositivos de Proteção contra Surtos - DPS*. [S.l.], 2012.
- G1. *Empresa de painéis solares inaugura unidade em Sorocaba*. 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/sao-paulo/sorocaba-jundiai/noticia/2016/12/empresa-de-paineis-solares-inaugura-unidade-em-sorocaba.html>>.
- GALDINO, M. A. *Instalações Elétricas de Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.]: Eletrobras, 2015.
- GUEDES, J. Manual da tarifação de energia elétrica. *Rio de Janeiro-RJ: PROCEL EDIFICA*, 2011.
- HUMMEL, P. R. V.; PILÃO, N. E. *Matemática financeira e engenharia econômica*. [S.l.]: São Paulo, Thomson, 2003.
- IDEAL. *O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica*. [S.l.], 2017.
- IDEAL. *Rede Solar Brasil*. 2017. Disponível em: <<http://app.americadosol.org/redesolar/#approach>>.
- INEE, I. N. de E. E. *Geração Distribuída*. 2017. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp?Cat=gd](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd)>.
- MARION, B. et al. Performance parameters for grid-connected pv systems. In: IEEE. *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE*. [S.l.], 2005. p. 1601–1606.
- MORENO, H. Dimensionamento econômico e ambiental de condutores elétricos. *São Paulo: Instituto Procobre Brasil*, 2010.
- NAKABAYASHI, R. *Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica*. Tese (Doutorado) — Tese de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente da USP, São Paulo, 2015.
- NARUTO, D. T. *Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída e Estudo de Caso de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro: CEPEL*, 2014.
- SILVA, F. G. Ramos da. Análise e levantamento da composição tarifária brasileira. *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH*, 2013.
- SMA, S. T. A. *Utilização de fusíveis para os strings*. 2017. Disponível em: <[http://files.sma.de/dl/7418/Stringsicherungen\\_SMC-UPT083420.pdf](http://files.sma.de/dl/7418/Stringsicherungen_SMC-UPT083420.pdf)>.
- SOLAR, P. *Estruturas de Suporte*. 2017. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/guia-rapido-estrutura-de-suporte-para-fixacao-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>.

TOLMASQUIM, M. T. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. *Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética*, 2016.

TOLMASQUIM, M. T. Energia termelétrica: Gás natural, biomassa, carvão e nuclear. *Rio de Janeiro: EPE*, 2016.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações*. [S.l.: s.n.], 2012.

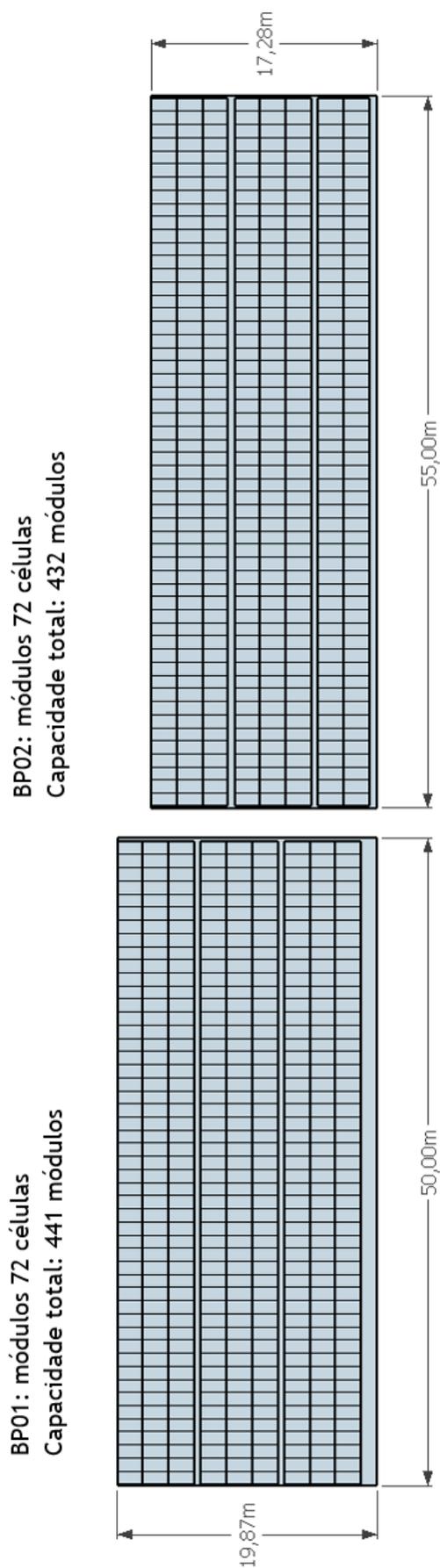
## Apêndices

## APÊNDICE A – Esquemas

Nas figuras a seguir, apresentam-se os esquemas utilizados para determinar a capacidade máxima de módulos em cada telhado orientado ao norte geográfico dos barracões BP01 e BP02 fazendo uso das dimensões dos módulos pré-selecionado de 72 e 60 células células, bem como da consideração de espaços para circulação de empregados para manutenção. É apresentado também a visualização organizacional dos arranjos finais.

Seguinte a representação da organização dos arranjos fotovoltaicos sobre os telhados é detalhada as distâncias de condutores estimados, desde os condutores em corrente contínua que saem das *strings* de módulos, até os pontos de conexão nos quadros de distribuição em corrente alternada.

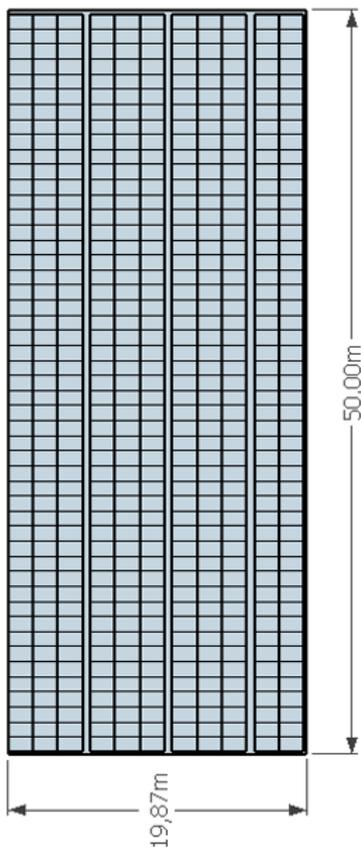
Figura 54 – Capacidade de módulos 72 células BP01/02



Fonte: Autor fazendo uso do software SketchUp

Figura 55 – Capacidade de módulos 60 células BP01/02

**BP01: módulos 60 células**  
**Capacidade total: 539 módulos**

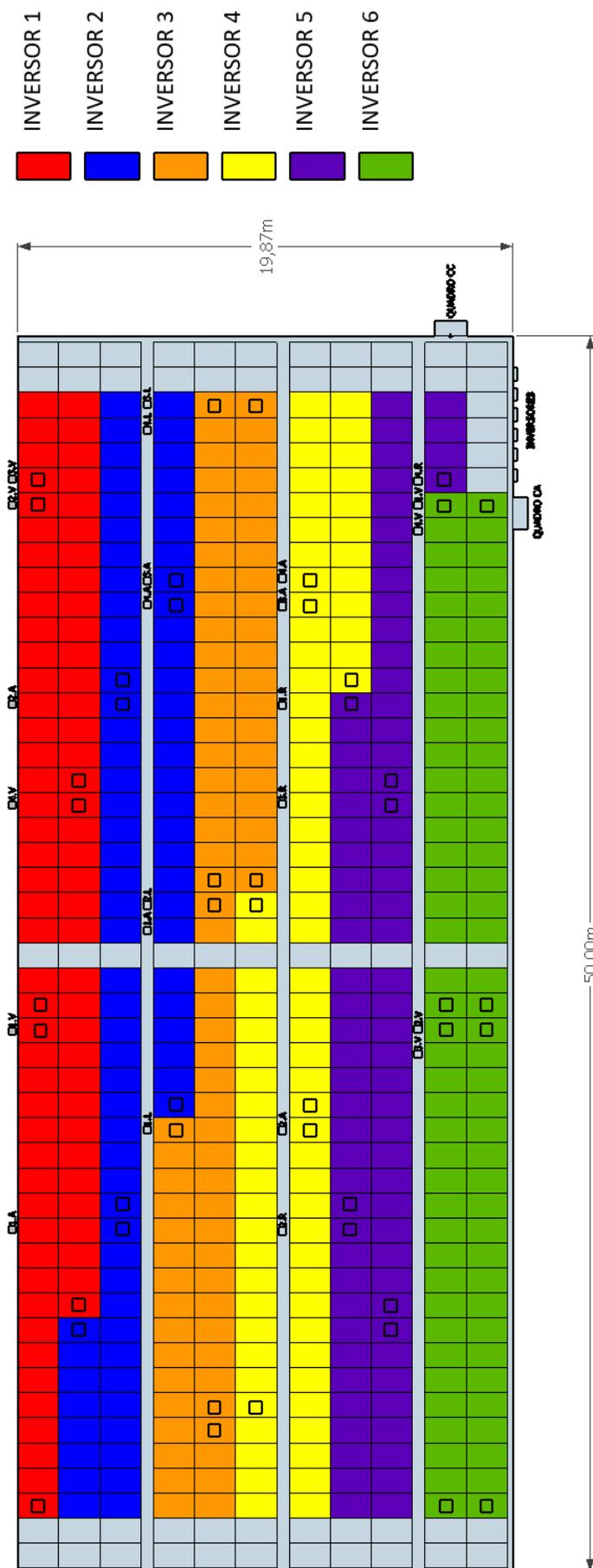


**BP02: módulos 60 células**  
**Capacidade total: 486 módulos**



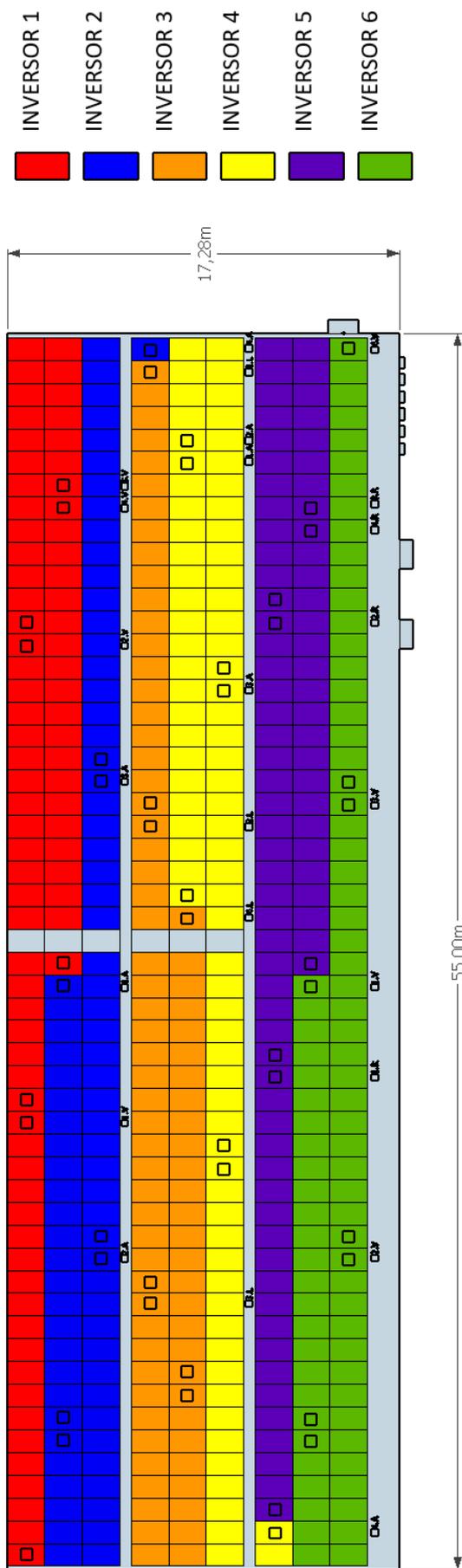
Fonte: Autor fazendo uso do *software SketchUp*

Figura 56 – Arranjo final BP01 com módulos de 60 células



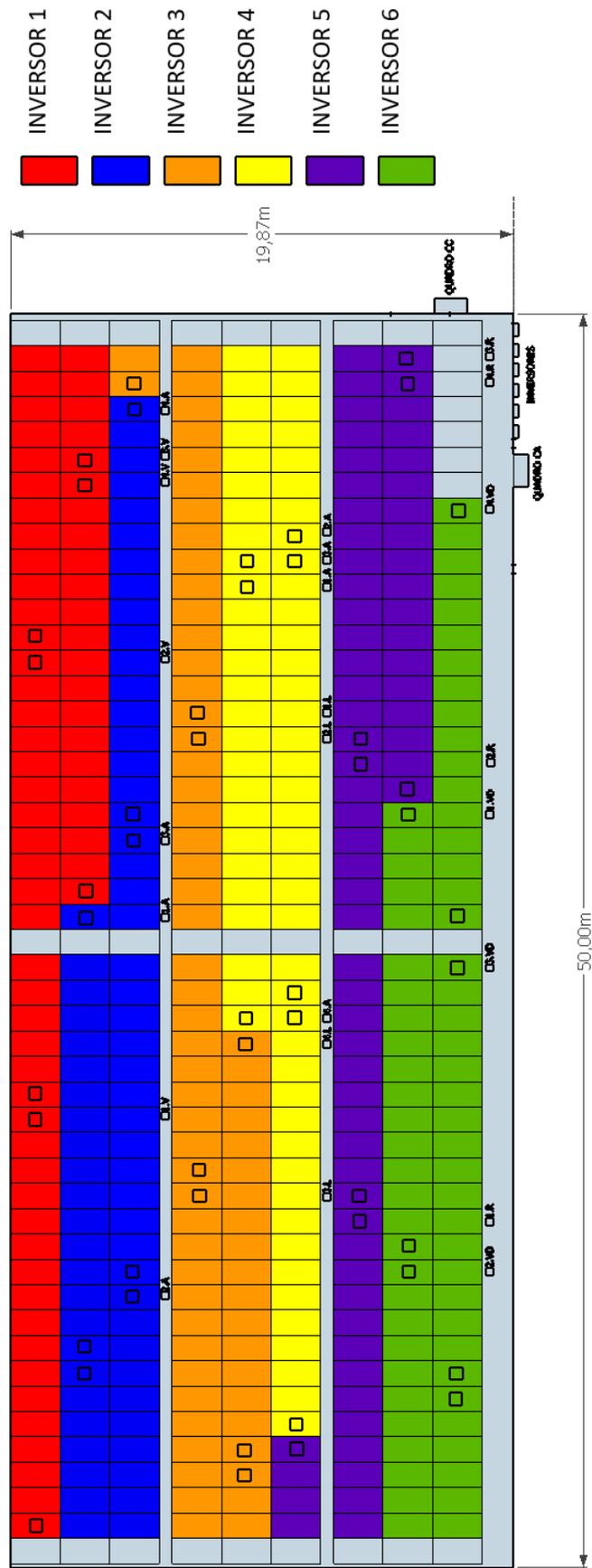
Fonte: Autor fazendo uso do software SketchUp

Figura 57 – Arranjo final BP02 com módulos de 60 células



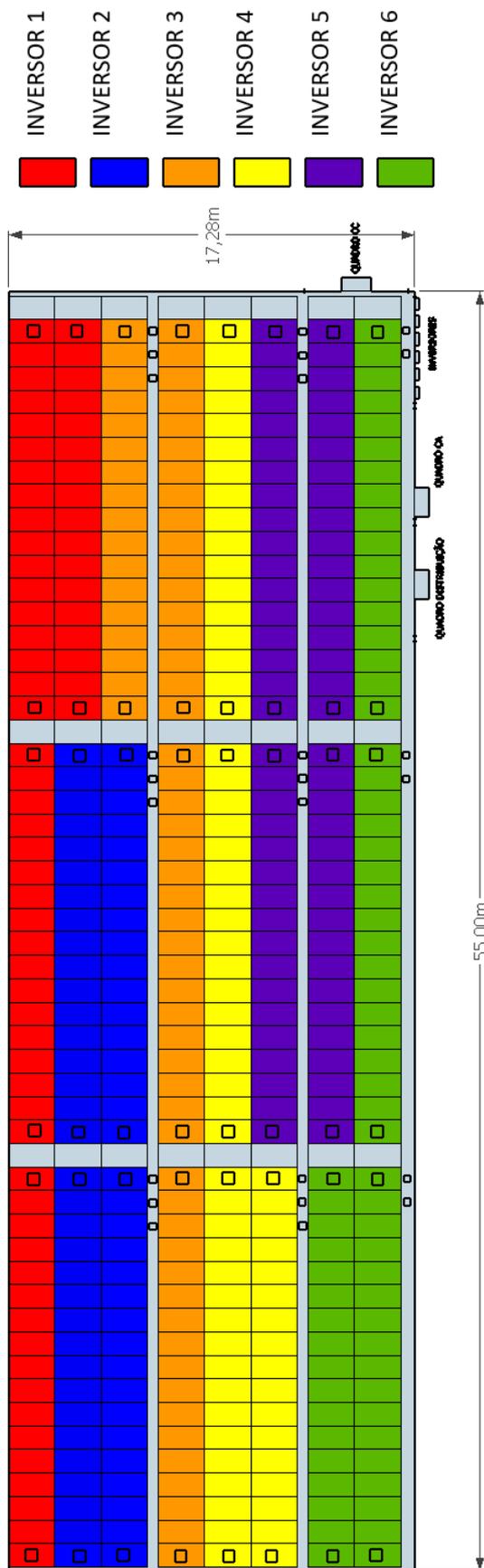
Fonte: Autor fazendo uso do software SketchUp

Figura 58 – Arranjo final BP01 com módulos de 72 células



Fonte: Autor fazendo uso do software SketchUp

Figura 59 – Arranjo final BP02 com módulos de 72 células



Fonte: Autor fazendo uso do software SketchUp

Para as propostas analisadas, a quantidade total de condutores para cada trecho são apresentadas nas tabelas a seguir.

- Trecho string - quadro de proteção CC (QPCC) - inversor

### MÓDULOS 60 CÉLULAS CS6P-270P

Tabela 46 – Comprimento condutores corrente contínua BP01 arranjo CS6P-270P

INVERSOR	String	Polo - (m)	Polo + (m)	Total (m)	QPCC - INV (m)
1	1.V	59,53	78,76	138,29	6,25
	2.V	38,20	58,44	96,64	
	3.V	37,18	50,97	88,15	
	4.V	51,95	72,19	124,14	
2	1.A	71,64	75,69	147,33	7,06
	2.A	50,38	70,62	121,00	
	3.A	36,15	40,20	76,35	
	4.A	37,11	57,35	94,46	
3	1.L	59,22	73,01	132,23	7,88
	2.L	51,70	71,94	123,64	
	3.L	31,39	50,62	82,01	
	4.L	35,69	51,39	87,08	
4	1.a	56,73	74,46	131,19	8,7
	2.a	53,96	65,09	119,05	
	3.a	32,82	53,06	85,88	
	4.a	31,67	38,19	69,86	
5	1.R	43,21	63,45	106,66	9,51
	2.R	60,49	67,01	127,50	
	3.R	44,91	65,15	110,06	
	4.R	22,45	34,59	57,04	
6	1.v	24,21	44,45	68,66	10,33
	2.v	45,46	64,69	110,15	
	3.v	49,55	66,27	115,82	
	4.v	26,90	47,14	74,04	

Tabela 47 – Comprimento condutores corrente contínua BP02 arranjo CS6P-270P

INVERSOR	String	Polo - (m)	Polo + (m)	Total (m)	QPCC - INV (m)
1	1.V	61,04	80,27	141,31	6,24
	2.V	39,85	60,09	99,94	
	3.V	31,06	38,78	69,84	
	4.V	32,03	52,27	84,30	
2	1.A	54,12	73,35	127,47	7
	2.A	64,58	74,33	138,91	
	3.A	43,36	63,60	106,96	
	4.A	21,13	42,51	63,64	
3	1.L	22,93	42,16	65,09	7,77
	2.L	47,54	67,78	115,32	
	3.L	64,41	68,46	132,87	
	4.L	45,54	65,78	111,32	
4	1.a	26,01	45,24	71,25	8,53
	2.a	25,07	33,59	58,66	
	3.a	34,62	54,86	89,48	
	4.a	72,13	90,47	162,60	
5	1.R	52,66	71,89	124,55	9,3
	2.R	32,42	51,65	84,07	
	3.R	25,44	31,14	56,58	
	4.R	26,60	45,83	72,43	
6	1.v	47,70	66,93	114,63	10,07
	2.v	67,17	76,92	144,09	
	3.v	38,02	57,25	95,27	
	4.v	17,77	37,00	54,77	

A nomenclatura das strings se refere à sua ordem, o numeral indica o número da string e a letra a cor em que ela foi representada nos esquemas anteriores, onde: V - vermelho, A - azul, L - laranja, a - amarelo, R - roxo, v - verde.

**MÓDULOS 72 CÉLULAS CS6X-320P**

Tabela 48 – Comprimento condutores corrente contínua BP01 arranjo CS6X-320P

<b>INVERSOR</b>	<b>String</b>	<b>Polo - (m)</b>	<b>Polo + (m)</b>	<b>Total (m)</b>	<b>QPCC - INV (m)</b>
1	1.V	60,54	76,73	137,27	6,25
	2.V	42,32	59,52	101,84	
	3.V	32,23	41,27	73,50	
	4.V	33,26	49,45	82,71	
2	1.A	51,42	68,62	120,04	7,06
	2.A	64,62	69,62	134,24	
	3.A	46,46	63,66	110,12	
	4.A	29,31	45,50	74,81	
3	1.L	39,03	52,77	91,80	7,88
	2.L	40,06	57,26	97,32	
	3.L	58,33	67,93	126,26	
	4.L	50,25	66,44	116,69	
4	1.a	32,82	50,02	82,84	8,70
	2.a	28,74	32,34	61,08	
	3.a	29,85	47,05	76,90	
	4.a	48,11	64,30	112,41	
5	1.R	57,18	68,58	125,76	9,51
	2.R	38,86	56,06	94,92	
	3.R	20,66	38,30	58,96	
	4.R	21,71	37,90	59,61	
6	1.v	39,75	56,95	96,70	10,33
	2.v	57,97	61,52	119,49	
	3.v	43,97	60,16	104,13	
	4.v	25,69	41,88	67,57	

Tabela 49 – Comprimento condutores corrente contínua BP02 arranjo CS6X-320P

INVERSOR	String	Polo - (m)	Polo + (m)	Total (m)	QPCC - INV (m)
1	1.V	63,91	80,10	144,01	6,24
	2.V	45,68	61,87	107,55	
	3.V	27,14	43,33	70,47	
	4.V	27,24	41,16	68,40	
2	1.A	46,24	60,16	106,40	7,00
	2.A	64,17	78,09	142,26	
	3.A	64,56	76,68	141,24	
	4.A	46,32	58,44	104,76	
3	1.L	28,86	40,98	69,84	7,77
	2.L	21,39	37,58	58,97	
	3.L	39,93	56,12	96,05	
	4.L	58,16	74,35	132,51	
4	1.a	58,42	72,34	130,76	8,53
	2.a	40,49	54,41	94,90	
	3.a	22,25	36,17	58,42	
	4.a	58,81	70,93	129,74	
5	1.R	23,11	35,23	58,34	9,30
	2.R	41,63	53,75	95,38	
	3.R	38,99	55,18	94,17	
	4.R	20,45	36,64	57,09	
6	1.v	57,79	73,98	131,77	10,07
	2.v	57,59	71,51	129,10	
	3.v	39,66	53,58	93,24	
	4.v	21,42	35,34	56,76	

- Trecho inversor - quadro de proteção CA (QPCA)

Tabela 50 – Distância entre inversor e quadro de proteção CA para trajeto de condutores

INVERSOR	INV-QPCA (m)	
	BP01	BP02
1	5,62	8,54
2	4,80	7,77
3	3,99	7,01
4	3,17	6,24
5	2,35	5,48
6	1,54	4,71

## Anexos

## ANEXO A – Requisitos Técnicos NTC 905200

### REQUISITOS DE PROTEÇÃO

Os requisitos mínimos de proteção exigidos pela Copel para empreendimentos de geração com uso de inversores são apresentados nas Tabelas 51 e 52.

Tabela 51 – Proteções mínimas para conexão de geradores conectados através de inversor no sistema 13,8 kV

CLASSIFICAÇÃO DA GERAÇÃO			MICROGERAÇÃO	MINIGERAÇÃO					
TIPO DE GERADOR			MONOFÁSICO, BIFÁSICO ou TRIFÁSICO (nota 1)	TRIFÁSICO SÍNCRONO					
FAIXA DE POTÊNCIA DA USINA (SOMA DA POTÊNCIA DOS GERADORES)			até 75 kW	76kW a 300kW	301kW a 500kW	501kW a 1.0MW	acima de 1.0MW		
ELEMENTO DE SECCIONAMENTO MANUAL - VISÍVEL		CHAVE SECCIONADORA		Nota 2	Nota 2	Nota 2	Nota 2		
REQUISITOS NA USINA									
EQUIPAMENTOS	OBJETIVO	ESPECIFICAÇÃO							
TRAFO ABAIXADOR (EXCLUSIVO)	ISOLAR HARMÔNICOS E CORRENTES DE SEQUÊNCIA ZERO	D / Yat.		SIM	SIM				
	ISOLAR FLUTUAÇÃO	Yat.(R0<XD)Y Yat.				SIM	SIM		
TRAFO DE ACOPLAMENTO NO GERADOR	ISOLAR HARMÔNICOS E CORRENTES DE SEQUÊNCIA ZERO	RELAÇÃO 1:1 - D / Yat.				SIM	SIM		
DISJUNTOR NA BT				SIM	SIM				
DISJUNTOR OU RELIGADOR NA MT						SIM	SIM	SIM	
ELEMENTO DE INTERRUPTÃO (E I) DISJUNTOR/ RELIGADOR COM RELÉS NO PONTO DE CONEXÃO	DESCONECTAR O GERADOR DO SISTEMA COPEL EM CASOS DE FALTAS E DISTURBIOS NA REDE	50/51 - 50/51N - 67- 67N - 50BF - 32		SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	
		81U/O - 27 - 59 - 25 - Anti ilhamento (78 - 81 d/dt)		SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	
		47 ou 60 - 51V - 46(I2) + 37					SIM	SIM	SIM
		59N e TPs (p/ trafos D/Yat.)		SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	
	NÃO PERMITIR O FECHAMENTO EM CASO DE PRESENÇA DE TENSÃO DO LADO INTERNO DA U.C.	SISTEMA LINHA VIVA E BARRA MORTA (27 e TPs no lado interno e externo da U.C.)		Nota 2		SIM	SIM	SIM	SIM
DISPONIBILIZAR PARA O CENTRO DE OPERAÇÃO DA COPEL OS COMANDOS E A SUPERVISÃO DO DISJUNTOR OU RELIGADOR DO PONTO DE CONEXÃO	SISTEMA DE COMANDO NO DISJUNTOR OU RELIGADOR NO PONTO DE CONEXÃO - SISTEMA E MEIO DE COMUNICAÇÃO (fibra óptica, rádio ou GPRS)		Nota 2		SIM	SIM	SIM	SIM	
INVERSOR (nota 3)	PROTEÇÃO E CONTROLE	27/59;81 U/O;25;Anti ilhamento	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	

**NOTAS:**  
1) Geradores monofásicos ou bifásicos < 10 kW  
2) Facultativo, porém recomendado pela Copel  
3) O inversor deve ser liberado pela COPEL e possuir no mínimo as seguintes funções de proteção:27/59;81 U/O;25; sistema de Anti ilhamento.

Fonte: (COPEL, 2017b).

Tabela 52 – Proteções mínimas para conexão de geradores conectados através de inversor no sistema 34,5 kV

CLASSIFICAÇÃO DA GERAÇÃO			MICROGERAÇÃO	MINIGERAÇÃO			
TIPO DE GERADOR			MONOFÁSICO, BIFÁSICO ou TRIFÁSICO (nota 1)	TRIFÁSICO SÍNCRONO			
FAIXA DE POTÊNCIA DA USINA (SOMA DA POTENCIA DOS GERADORES)			até 75 kW	76kW a 300kW	301kW a 500kW	501kW a 1.0MW	acima de 1.0MW
ELEMENTO DE DESCONEXÃO MANUAL - VISÍVEL		CHAVE SECCIONADORA		Nota 2	Nota 2	Nota 2	Nota 2
REQUISITOS NA USINA							
EQUIPAMENTOS	OBJETIVO	ESPECIFICAÇÃO					
TRAFO ABAXADOR (EXCLUSIVO)	ISOLAR FLUTUAÇÃO	Yat. / Yat.		SIM	SIM	SIM	
		Yat. / Yat. / Delta					SIM
TRAFO DE ACOPLAMENTO NO GERADOR	ISOLAR HARMÔNICOS E CORRENTES DE SEQUÊNCIA ZERO	RELAÇÃO 1:1 - D / Yat.		SIM	SIM	SIM	
DISJUNTOR NA BT			SIM	SIM			
DISJUNTOR OU RELIGADOR NA MT					SIM	SIM	SIM
ELEMENTO DE INTERRUPTÃO (E I) DISJUNTOR/ RELIGADOR COM RELÉS NO PONTO DE CONEXÃO	DESCONECTAR O GERADOR DO SISTEMA COPEL EM CASOS DE FALTAS E DISTURBIOS NA REDE	50/51 -50/51N - 67- 67N - 50BF - 32		SIM	SIM	SIM	SIM
		81U/O - 27 - 59 - 25 - Anti ilhamento (78 - 81 dff/dt)		SIM	SIM	SIM	SIM
		47 ou 60 - 51V - 46(2) + 37				SIM	SIM
	NÃO PERMITIR O FECHAMENTO EM CASO DE PRESENÇA DE TENSÃO DO LADO INTERNO DA U.C.	SISTEMA LINHA VIVA E BARRA MORTA (27 e TPs no lado interno e externo da U.C.)		Nota 2	SIM	SIM	SIM
DISPONIBILIZAR PARA O CENTRO DE OPERAÇÃO DA COPEL OS COMANDOS E A SUPERVISÃO DO DISJUNTOR OU RELIGADOR DO PONTO DE CONEXÃO	SISTEMA DE COMANDO NO DISJUNTOR OU RELIGADOR NO PONTO DE CONEXÃO - SISTEMA E MEIO DE COMUNICAÇÃO (fibra óptica, rádio ou GPRS)		Nota 2	SIM	SIM	SIM	
INVERSOR (nota 3)	PROTEÇÃO E CONTROLE	27/59;81 U/O;25;Anti ilhamento	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM

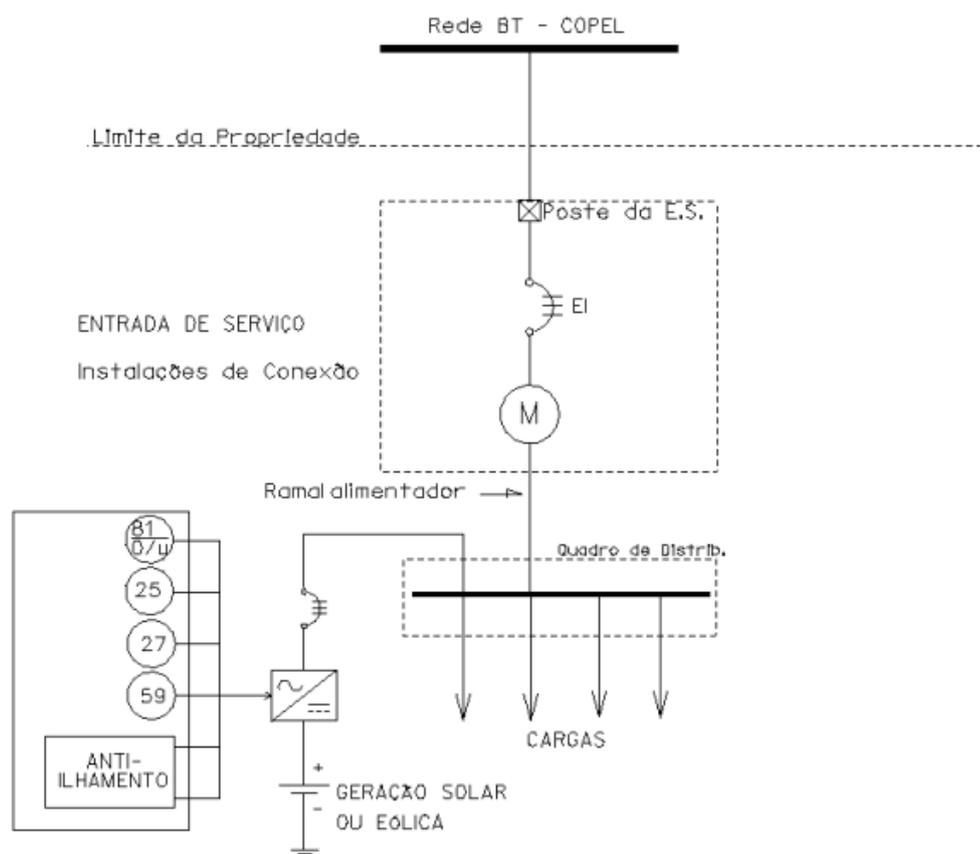
**NOTAS:**  
1) Geradores monofásicos ou bifásicos < 10 kW  
2) Facultativo, porém recomendado pela Copel  
3) O inversor deve ser liberado pela COPEL e possuir no mínimo as seguintes funções de proteção:27/59;81 U/O;25; sistema de Anti ilhamento.

Fonte: (COPEL, 2017b).

## ARRANJOS DE CONEXÃO

Os diagramas unifilares para a micro e minigeração são apresentados nas figuras a seguir, para sistemas de até 300 kW instalados.

Figura 60 – Microgeração em Baixa Tensão

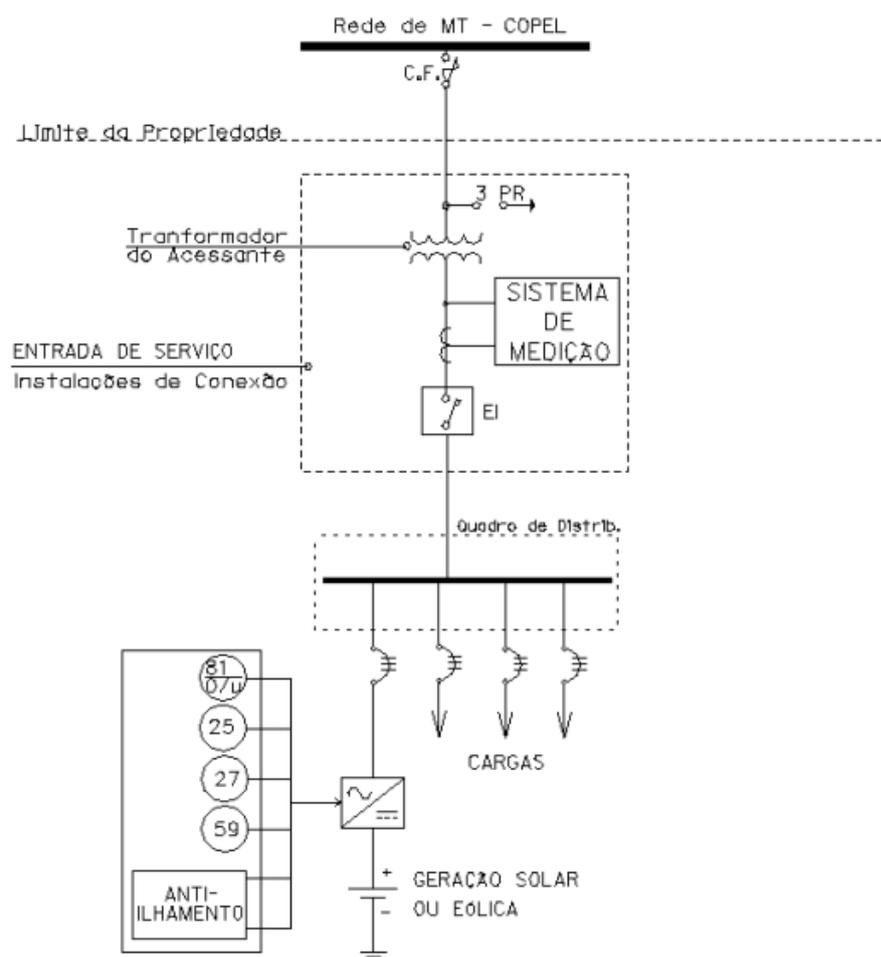


Fonte: (COPEL, 2017b)

Legenda:

- EI = Elemento de Interrupção;
- DGE = Disjuntor do Gerador (Elemento de Desconexão);
- ES = Elemento de Seccionamento e Desconexão Manual (chave seccionadora tripolar sem elementos fusíveis);
- M = Medidor de Energia Elétrica Bidirecional.

Figura 61 – Microgeração em Média Tensão



Fonte: (COPEL, 2017b)

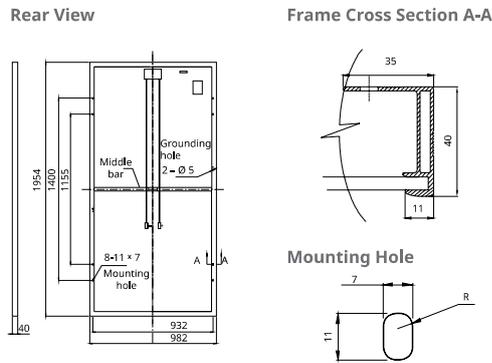




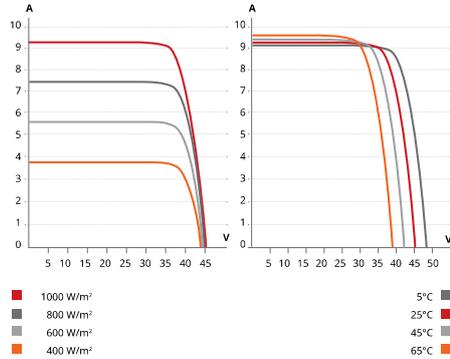


Figura 65 – Módulo Canadian CS6X-320P

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS6X-320P / I-V CURVES**



**ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6x12)
Dimensions	1954x982x40 mm (76.9x38.7x1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

**ELECTRICAL DATA | NOCT\***

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

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

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

**PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE**

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

**PARTNER SECTION**



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



Figura 66 – Inversor PHB Solar PHB20K-DT



## INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO

### TRIFÁSICO CERTIFICADO PELO *INMETRO*

Concessões 005808/2015 e 007126/2016

### Dados Técnicos

Dados da Entrada CC	PHB14K-DT	PHB20K-DT	PHB25K-DT
Max. Potência Fotovoltaica[W]	19500	26000	32500
Max. Tensão CC [V]	800	1000	1000
Faixa de Operação SPMP [V]	260~650	260~850	260~850
Tensão CC de Partida [V]	250	250	250
Corrente CC Máxima [A]	27/27	22/22	27/27
Número de Strings em Paralelo/MPPT	6/2 (permite paralelar)	4/2 (permite paralelar)	6/2 (permite paralelar)
Conector CC	MC IV,SUNCLIX(opcional)		
Consumo em Standby [W]	10	10	10
<b>Dados da Saída CA</b>			
Potência CA Nominal [W]	14000	20000	25000
Max. Potência CA [W]	14660	20000	25000
Max. Corrente CA [A]	37	30	37
Saída Nominal CA	60Hz; 220/127Vca	60Hz; 380/220Vca	
Faixa de Operação CA	57.5~62Hz; 101.6~139.7Vca	57.5~62Hz; 176~242Vca	
THD	<5%		
Fator de Potência	Unitário (0.9 Capacitivo. / 0.9 Indutivo)		
Conexão CA	Trifásico (3F+N+T)		
<b>Eficiência</b>			
Max. Eficiência	98.4%		
Eficiência SPMP	>99.9%		
<b>Segurança do Equipamento</b>			
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado	Integrado	Integrado
Proteção Anti-ilhamento	AFD	AFD	AFD
Monitoramento de Rede	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, G59/2, AS4777.2/3		
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
<b>Normas de Referência</b>			
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2		
	EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		
Segurança	IEC 62109-1, AS3100		
<b>Dados Gerais</b>			
Dimensões (L*A*P) [mm]	516*650*203		
Peso Líquido [kg]	40	39	40
Ambiente de Operação	Interno ou Externo		
Montagem	Fixado na parede		
Temperatura de Operação	-25~60°C (acima 45°C com derate)		
Umidade relativa	0~95%		
Altitude [m]	4000m (>3000m com derate)		
Grau de Proteção IP	IP65		
Topologia	Sem Transformador		
Ventilação	Ventilação Forçada		
Nível de Ruído [dB]	<45		
Display	5" LCD (Português)		
Comunicação	USB2.0 e RS485 (Wi-Fi opcional)		
Cor	Vermelho		
Garantia [anos]	5/10/15/20/25 (opcional)		

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

**Atende a todas as tensões do PRODIST**  
Atenta as divergências da rede Brasileira, a PHB oferece um software que permite alterar as faixas de operação, que permite a instalação em qualquer parte do território nacional.

Para obter mais informações sobre qualquer um de nossos produtos ou serviços, visite-nos na Web em:  
[www.phb.com.br](http://www.phb.com.br)  
Tel: 3835-8300  
Email: [engenharia@phb.com.br](mailto:engenharia@phb.com.br)

Figura 67 – Cotação inversor PHB Solar PHB20K-DT

INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO PHB-DT

Opções de parcelamento			Total
INVERSOR 20kW - 380V			
COD. PHB: 6000004406			
Parcelas	Valor		
1x sem juros	R\$ 13.250,00	R\$ 13.250,00	
2x sem juros	R\$ 6.625,00	R\$ 13.250,00	
3x sem juros	R\$ 4.416,67	R\$ 13.250,00	
4x com juros	R\$ 3.486,84	R\$ 13.947,37	
5x com juros	R\$ 2.817,65	R\$ 14.088,29	
6x com juros	R\$ 2.371,76	R\$ 14.230,56	
Opções de parcelamento no Boleto			
Deposito antecipado	40%	R\$ 5.300,00	
30ddl	30%	R\$ 3.975,00	
60ddl	30%	R\$ 3.975,00	
Pagamento à vista			
Deposito Antecipado	R\$ 12.587,50	5% desconto	

Opções de parcelamento			Total
INVERSOR 25kW - 380V			
COD. PHB: 6000004505			
Parcelas	Valor		
1x sem juros	R\$ 13.947,37	R\$ 13.947,37	
2x sem juros	R\$ 6.973,68	R\$ 13.947,37	
3x sem juros	R\$ 4.649,12	R\$ 13.947,37	
4x com juros	R\$ 3.670,36	R\$ 14.881,44	
5x com juros	R\$ 2.965,95	R\$ 14.829,74	
6x com juros	R\$ 2.495,59	R\$ 14.979,53	
Opções de parcelamento no Boleto			
Deposito antecipado	40%	R\$ 5.576,95	
30ddl	30%	R\$ 4.184,21	
60ddl	30%	R\$ 4.184,21	
Pagamento à vista			
Deposito Antecipado	R\$ 13.250,00	5% desconto	

Opções de parcelamento			Total
INVERSOR 14kW - 220V			
COD. PHB: 6000005009			
Parcelas	Valor		
1x sem juros	R\$ 13.947,37	R\$ 13.947,37	
2x sem juros	R\$ 6.973,68	R\$ 13.947,37	
3x sem juros	R\$ 4.649,12	R\$ 13.947,37	
4x com juros	R\$ 3.670,36	R\$ 14.881,44	
5x com juros	R\$ 2.965,95	R\$ 14.829,74	
6x com juros	R\$ 2.495,59	R\$ 14.979,53	
Opções de parcelamento no Boleto			
Deposito antecipado	40%	R\$ 5.576,95	
30ddl	30%	R\$ 4.184,21	
60ddl	30%	R\$ 4.184,21	
Pagamento à vista			
Deposito Antecipado	R\$ 13.250,00	5% desconto	



**Não incluso ao preço:**

Impostos : ICMS e IPI. Varia de acordo com a localidade e destino de uso do equipamento (Com ou sem substituição tributária)

Frete: A definir conforme localidade

**Incluso ao preço:**

Impostos : PIS 1,65% e COFINS 7,6%

**Condições de pagamento:**

- Parcelado no Cartão de Crédito em até 6x

- Boleto: 40% antecipado + 30% em 30ddl + 30% em 60ddl

- A vista: 5% de desconto via depósito antecipado

**Prazo de Entrega:** Em até 10 dias após a emissão do pedido

**Validade da Proposta:** 10 dias

**Moeda:** Real

**Garantia:** 5 anos contra defeitos de fabricação, posto em fábrica PHB. Assistência técnica permanente



Fonte: PHB Solar

## ANEXO C – Condutores e Proteção

Figura 68 – Cotação cabos Prysmian

PRYSMIAN Group		- MARÇO / 2017 -				Y EMBALAGEM	
	CÓDIGO	PRODUTO	SEÇÃO	R\$/m	Y	EMBALAGEM	
	23233YXX	SUPERASTIC FLEX	1 mm <sup>2</sup>	R\$ 0,527	1	ROLO	
	23234YXX	SUPERASTIC FLEX	1,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 0,664	4	BOBINA	
	23235YXX	SUPERASTIC FLEX	2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 1,036	8	CAIXA	
	23236YXX	SUPERASTIC FLEX	4 mm <sup>2</sup>	R\$ 1,654			
	23237YXX	SUPERASTIC FLEX	6 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,433			
	23238YXX	SUPERASTIC FLEX	10 mm <sup>2</sup>	R\$ 4,192			
	23338YXX	SUPERASTIC FLEX	16 mm <sup>2</sup>	R\$ 6,661			
	23339YXX	SUPERASTIC FLEX	25 mm <sup>2</sup>	R\$ 10,325			
	23340YXX	SUPERASTIC FLEX	35 mm <sup>2</sup>	R\$ 14,259			
	23341YXX	SUPERASTIC FLEX	50 mm <sup>2</sup>	R\$ 20,852			
	23342YXX	SUPERASTIC FLEX	70 mm <sup>2</sup>	R\$ 29,263			
	23343YXX	SUPERASTIC FLEX	95 mm <sup>2</sup>	R\$ 38,810			
	23344YXX	SUPERASTIC FLEX	120 mm <sup>2</sup>	R\$ 49,278			
	23345YXX	SUPERASTIC FLEX	150 mm <sup>2</sup>	R\$ 61,761			
	23346YXX	SUPERASTIC FLEX	185 mm <sup>2</sup>	R\$ 74,473			
	23347YXX	SUPERASTIC FLEX	240 mm <sup>2</sup>	R\$ 98,308			
	23348YXX	SUPERASTIC FLEX	300 mm <sup>2</sup>	R\$ 129,635			
		XX	CÓRES				
		01	BR				
	02	PT					
	03	VM					
	04	GZ					
	05	YD					
	06	AZ					
	09	AM					
	14	AV					

AFUMEX SOLAR		CÓDIGO	PRODUTO	SEÇÃO	R\$/m
	26400002	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,370	
	26400003	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX VM	2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,370	
	26400006	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX AZ	2,5 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,370	
	26400012	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	4 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,959	
	26400013	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX VM	4 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,959	
	26400016	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX AZ	4 mm <sup>2</sup>	R\$ 2,959	
	26400022	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	6 mm <sup>2</sup>	R\$ 3,875	
	26400023	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX VM	6 mm <sup>2</sup>	R\$ 3,875	
	26400026	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX AZ	6 mm <sup>2</sup>	R\$ 3,875	
	26400032	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	10 mm <sup>2</sup>	R\$ 5,807	
	26400033	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX VM	10 mm <sup>2</sup>	R\$ 5,807	
	26400036	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX AZ	10 mm <sup>2</sup>	R\$ 5,807	
	26400042	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	16 mm <sup>2</sup>	R\$ 8,814	
	26400043	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX VM	16 mm <sup>2</sup>	R\$ 8,814	
	26400046	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX AZ	16 mm <sup>2</sup>	R\$ 8,814	
	26400052	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	25 mm <sup>2</sup>	R\$ 13,079	
	26400053	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX VM	25 mm <sup>2</sup>	R\$ 13,079	
	26400062	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	35 mm <sup>2</sup>	R\$ 17,974	
	26400072	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	50 mm <sup>2</sup>	R\$ 25,141	
	26400082	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	70 mm <sup>2</sup>	R\$ 34,197	
26400092	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	95 mm <sup>2</sup>	R\$ 43,689		
26400102	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	120 mm <sup>2</sup>	R\$ 54,814		
26400112	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	150 mm <sup>2</sup>	R\$ 68,966		
26400122	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	185 mm <sup>2</sup>	R\$ 84,225		
26400132	AFUMEX SOLAR 1kv SN FLEX PT	240 mm <sup>2</sup>	R\$ 108,673		

Fonte: Prysmian

Figura 69 – Condução de corrente Afumex Solar

**Prysmian**  
Group

**PRYSMIAN**  
Draka

### Afumex Solar

**0,6/1 kV A.C. / 0,9/1,8 kV D.C.**

### Capacidade de condução de corrente (A) / Current carrying capacity (A)

	Instalação ao ar livre sem sol <i>Installation in free air without sun</i>				Instalação ao ar livre exposta ao sol <i>Installation in free air with sun</i>			
	90°C		120°C		90°C		120°C	
T. Condutor <i>T. Conductor</i>	90°C		120°C		90°C		120°C	
T. Ambiente <i>T. Ambient</i>	30°C	40°C	50°C	60°C	30°C	40°C	50°C	60°C
4 mm <sup>2</sup>	53	48	56	51	48	42	52	46
6 mm <sup>2</sup>	68	61	71	65	61	53	66	59
10 mm <sup>2</sup>	95	85	99	90	85	74	91	81
16 mm <sup>2</sup>	125	112	131	120	112	97	120	107

\* Valores de referência para cabos instalados separados / *Reference values to cables installed separated*

A Prysmian Group reserva-se ao direito de modificar sem prévio aviso as características técnicas, pesos e dimensões apresentadas neste catálogo, sempre respeitando os valores previstos nas normas citadas. A Prysmian Group não se responsabiliza por danos ou materiais decorrentes do uso inadequado e/ou negligente das informações contidas neste catálogo.  
*Prysmian Group reserves the right to modify without notice the specifications, weights and dimensions shown in this catalog, always respecting the values provided in the standards listed. The Prysmian Group is not responsible for damage or material arising from improper use and / or negligent of the information contained in this catalog.*

R07 – MAR/16  
Tel: 55 11 4998-4155 Sales  
Tel: 55 11 4998-4188 Technical  
webcabos@prysmiangroup.com  
www.prysmiangroup.com.br

Fonte: Prysmian

Figura 70 – Queda de tensão cabos Prysmian

**CAPÍTULO VI**  
Dimensionamento de circuitos



**TABELA 12**  
Queda de tensão em V/A.km

Seção Nominal (mm²)	Eletroduto e Eletrocabla (Material Magnético)		Eletroduto e Eletrocabla (Material não Magnético)		Instalação ao ar (1)																			
	Atumex Plus, Superastic e Sintenax		Atumex Plus, Superastic e Sintenax (2)		Cabos unipolares (3)				Circ. Trifásico				Circ. Trifásico (4)				Cabos uni e bipolares		Cabos tri e tetrapolares					
	Circ. Monofásico e Trifásico		Circ. Trifásico		S = 10 cm		S = 20 cm		S = 2 D		S = 10 cm		S = 20 cm		S = 2D		Circ. Monofásico (5)		Circ. Trifásico (6)		Circ. Trifásico (7)			
	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95	FP=0,8	FP=0,95		
1,50	23	27,4	23,3	27,6	20,2	23,9	28,0	23,9	28,0	23,6	27,9	20,7	24,3	20,5	24,1	20,4	24,1	23,5	27,8	20,3	24,1			
2,50	14	16,8	14,3	16,9	12,4	14,7	14,9	17,4	15,0	17,5	14,7	17,3	12,9	15,1	13,0	15,1	12,8	15,0	14,6	17,3	12,7	15,0		
4	9,0	10,5	8,96	10,6	7,79	9,15	9,4	10,9	9,5	10,9	9,2	10,8	8,2	9,5	8,2	9,5	8,0	9,4	7,9	9,3	9,1	10,8	7,9	9,3
6	5,87	7,00	6,03	7,07	5,25	6,14	6,4	7,3	6,4	7,3	6,2	7,2	5,5	6,3	5,6	6,3	5,4	6,2	5,3	6,2	6,1	7,1	5,3	6,2
10	3,54	4,20	3,63	4,23	3,17	3,67	3,9	4,4	4,0	4,4	3,7	4,3	3,4	3,8	3,5	3,8	3,3	3,7	3,2	3,7	3,6	4,2	3,2	3,7
16	2,27	2,70	2,32	2,68	2,03	2,33	2,58	2,83	2,64	2,86	2,42	2,74	2,25	2,46	2,31	2,48	2,12	2,39	2,05	2,35	2,34	2,70	2,03	2,34
25	1,50	1,72	1,51	1,71	1,33	1,49	1,74	1,85	1,81	1,88	1,61	1,77	1,53	1,61	1,58	1,64	1,41	1,55	1,34	1,51	1,52	1,73	1,32	1,50
35	1,12	1,25	1,12	1,25	0,98	1,09	1,34	1,37	1,40	1,41	1,21	1,30	1,18	1,20	1,23	1,23	1,06	1,14	0,99	1,10	1,15	1,26	0,98	1,09
50	0,86	0,95	0,86	0,94	0,76	0,82	1,06	1,05	1,12	1,09	0,94	0,99	0,84	0,92	0,89	0,95	0,83	0,87	0,76	0,83	0,86	0,95	0,75	0,82
70	0,64	0,67	0,62	0,67	0,55	0,59	0,81	0,77	0,88	0,80	0,70	0,71	0,72	0,68	0,78	0,70	0,63	0,63	0,56	0,59	0,63	0,67	0,54	0,58
95	0,50	0,51	0,48	0,50	0,43	0,44	0,66	0,59	0,72	0,62	0,56	0,54	0,59	0,52	0,64	0,55	0,50	0,48	0,43	0,44	0,48	0,50	0,42	0,44
120	0,42	0,42	0,40	0,41	0,36	0,36	0,57	0,49	0,63	0,53	0,48	0,45	0,51	0,44	0,56	0,46	0,43	0,40	0,36	0,36	0,40	0,41	0,35	0,35
150	0,37	0,35	0,35	0,34	0,31	0,30	0,50	0,42	0,57	0,46	0,42	0,38	0,45	0,38	0,51	0,41	0,39	0,34	0,32	0,31	0,35	0,35	0,30	0,30
185	0,32	0,30	0,30	0,29	0,27	0,25	0,44	0,36	0,51	0,39	0,38	0,32	0,40	0,32	0,46	0,35	0,34	0,29	0,27	0,26	0,30	0,29	0,26	0,25
240	0,29	0,25	0,26	0,24	0,23	0,21	0,39	0,30	0,45	0,33	0,33	0,27	0,35	0,27	0,41	0,30	0,30	0,24	0,23	0,21	0,26	0,24	0,22	0,21
300	0,27	0,22	0,23	0,20	0,21	0,18	0,35	0,26	0,41	0,29	0,30	0,24	0,32	0,24	0,37	0,26	0,28	0,21	0,21	0,18	0,23	0,20	0,20	0,18
400	0,24	0,20	0,21	0,17	0,19	0,15	0,31	0,23	0,38	0,26	0,27	0,21	0,29	0,21	0,34	0,23	0,25	0,19	0,19	0,16	0,21	0,18	0,18	0,16
500	0,23	0,19	0,19	0,16	0,17	0,14	0,28	0,20	0,34	0,23	0,25	0,18	0,26	0,18	0,32	0,21	0,24	0,17	0,17	0,14	0,21	0,18	0,18	0,16
630	0,22	0,17	0,17	0,13	0,16	0,12	0,26	0,17	0,32	0,21	0,24	0,16	0,24	0,16	0,29	0,19	0,22	0,15	0,16	0,12	0,21	0,18	0,18	0,16
800	0,21	0,16	0,16	0,12	0,15	0,11	0,23	0,15	0,29	0,18	0,22	0,14	0,22	0,14	0,27	0,17	0,21	0,14	0,15	0,11	0,21	0,18	0,18	0,16
1000	0,21	0,16	0,16	0,11	0,14	0,10	0,21	0,14	0,27	0,17	0,21	0,14	0,21	0,13	0,25	0,16	0,20	0,13	0,14	0,10	0,21	0,18	0,18	0,16

1 - As dimensões do eletroduto e da calha adotadas são tais que a área dos cabos não ultrapasse 40% da área interna dos mesmos - 2 - Nos blocos alinhados só devem ser usados cabos Geste e Atumex 1KV - 3 - Aplicável à fixação direta a parede ou tubo, canaliza aberta, ventilada ou fechada, peço, espaço de construção, bandeja, prateleira, suportes sobre isoladores e linha aérea - 4 - Aplicável também aos condutores isolados Superastic e Atumex Plus sobre isoladores e linha aérea.

Fonte: Prysmian

Figura 71 – Fúsivel Fotovoltaico

<b>gPV 1000V DC</b>	<b>FUSIBLES CLINDRICOS PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CYLINDRICAL FUSE-LINKS FOR PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS</b>
---------------------	---

<b>CARACTERÍSTICAS TECNICAS</b>		<b>TECHNICAL CHARACTERISTICS</b>	
Tamaño <i>Size</i>	10x38 / 14x51		
Tensión asignada <i>Rated voltage</i>	1.000V DC		
Corriente asignada <i>Rated current</i>	10x38 → 1A ... 20A 14x51 → 25A-32A		
Poder de corte asignado <i>Rated breaking capacity</i>	30 kA (L/R = 2 ms)		
Categoría de utilización <i>Utilization category</i>	<b>gPV</b> (protección de sobrecargas y cortocircuitos) ( <i>protection against overload and short-circuit</i> )		
Corriente mínima de interrupción <i>Minimum interrupt rating</i>	<b>2...32A</b> → 1,35·In <b>1A</b> → 1,45·In		
Corriente de no fusión <i>Non fusing current</i>	1,13·In		

**DIMENSIONES / DIMMENSIONS**

	A	B	C	Peso <i>Weight</i> (gr.)
<b>10x38</b>	10,3	38	10	8
<b>14x51</b>	14,3	51	13	18

TAMAÑO	In (A)	REFERENCIA	POTENCIA DISIPADA (W) @ 0,7·In	POTENCIA DISIPADA (W) @ In	I <sup>2</sup> t PREARCO (A <sup>2</sup> s)	I <sup>2</sup> t TOTAL 1.000 V DC (A <sup>2</sup> s)
SIZE	In (A)	REFERENCE	POWER DISSIPATION (W) @ 0,7·In	POWER DISSIPATION (W) @ In	PREARcing I <sup>2</sup> t (A <sup>2</sup> s)	OPERATING I <sup>2</sup> t 1.000 V DC (A <sup>2</sup> s)
<b>10x38</b>	1	<b>491601</b>	0,31	0,76	0,35	1,3
	2	<b>491602</b>	0,78	1,45	0,62	1,0
	3	<b>491604</b>	0,66	1,66	1,9	3,1
	4	<b>491605</b>	0,64	1,57	6,9	11
	5	<b>491606</b>	0,60	1,65	14	22
	6	<b>491610</b>	0,76	1,84	24	38
	8	<b>491615</b>	0,80	1,92	62	99
	10	<b>491620</b>	0,94	2,2	10	48
	12	<b>491625</b>	0,98	2,4	18	94
	15	<b>491629</b>	1,0	2,6	46	110
	16	<b>491630</b>	1,1	2,7	46	110
<b>14x51</b>	20	<b>491635</b>	1,2	2,9	118	282
	25	<b>491650</b>	1,6	3,8	275	650
	32	<b>491655</b>	2,0	4,7	550	1300

Figura 72 – DPS lado de corrente contínua



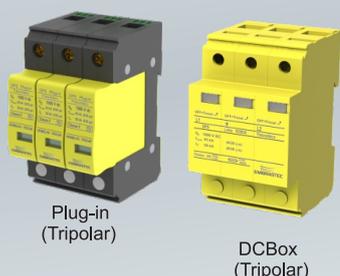
# Instalação de DPS Classe II / C

## Linha DPS - SFV (Sistema Fotovoltaico)

Os Dispositivos de Proteção Contra Surtos da Linha DPS SFV, foram desenvolvidos para proteção de equipamentos/instalações alimentadas em corrente contínua (VDC), principalmente para Sistemas Fotovoltaicos. Deverá ser instalado nas 'Strings Box' após os disjuntores ou fusíveis, com fixação em trilho TS 35. Disponíveis nas versões *Ecobox* e *Plug-In*.

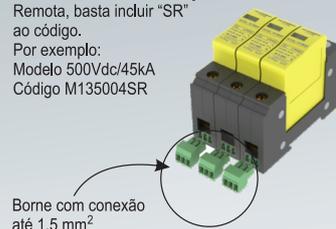
Em conformidade com a norma ABNT 5410/2004 e atende as características das Classes II, Norma NBR-IEC 61643-1, assim também como a Norma EN 50539-11.

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E MECÂNICAS



- Caixa plástica, não propagante à chama, injetada em nylon 66 c/ fibra - anti-chama
- Grau : VO- UL94,
- Temperatura: - 40°C até 80°C
- TOV - Sobretensão temporária - Atende a IEC 61643
- Câmara Blindada (evita arco voltaico)
- Sinalização de defeito:  
Bandeira "OFF" = substituir
- Máximo Fusível de back-up: 100 A (quando o fusível ou disjuntor do quadro em que o DPS for instalado, for maior que 100A, utilizar fusível/disjuntor de 32A em série com o DPS).

- Sinalização Remota: na/nf Para versões com Sinalização Remota, basta incluir "SR" ao código. Por exemplo: Modelo 500Vdc/45kA Código M135004SR

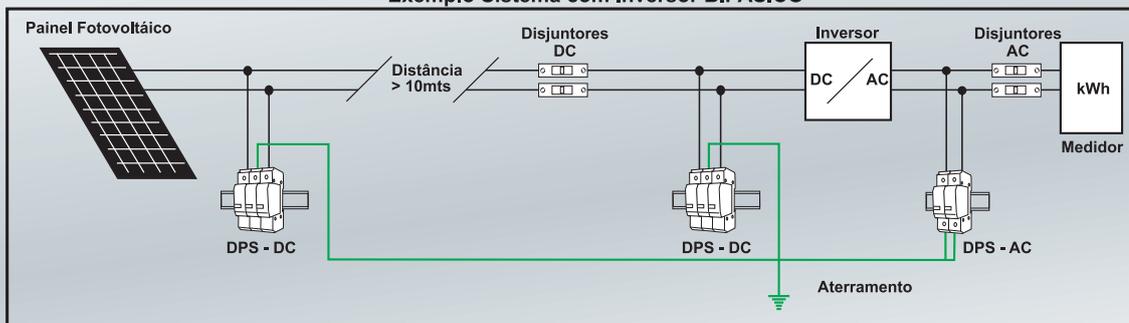


MODELOS	500 VCC	750 VCC	1000 VCC	1200 VCC	1500 VCC
Código - Ecobox	M135004	M137504	M131K45	M131K24	M131K54
Código - Plug In	P115004	P117504	P111K45	P111K24	P111K54
U <sub>n</sub> - Tensão nominal (L1-L2 / L1-T / L2-T)	500 VCC	750 VCC	1000 VCC	1200 VCC	1500 VCC
U <sub>c</sub> - Tensão de disparo (L1-L2 / L1-T / L2-T)	500 VCC	750 VCC	1000 VCC	1200 VCC	1500 VCC
Grau de proteção	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20
Corrente max. de surto - onda 8/20 µs-	45 kA				
I <sub>n</sub> - corrente nominal - onda 8/20 µs-	20 kA				
Tempo de resposta	<25 ns				
Classe - IEC 61643-1	II / C				
Pólos	Tripolar (*)				
Forma de proteção	'Y' (#)				

Dimensões		
<b>Linha DCbox</b>	<b>Linha Plug-In</b>	
Tripolar	Módulo	Base Tripolar FV Código 310009
Peso: 305 gr	Peso: 52 gr	Peso: 195 gr
Conexão 6 mm <sup>2</sup> a 25 mm <sup>2</sup>		

(\*) Para os modelos da Linha Plug-in, os módulos são individuais, portanto utilizar três módulos conectados em uma base Tripolar FV (Código 310009).  
 (#) Forma de Proteção 'Y', trata-se de proteção no Modo Comum (L1-T / L2-T) e no Modo Transverso (L1-L2), portanto proporcionando maior proteção.

### Exemplo Sistema com Inversor BIFÁSICO



embrastec@embrastec.com.br  
 http://www.embrastec.com.br

Certificados de Qualidade



Figura 73 – Chave de Seccionamento lado CC

Switch-disconnectors, IEC  
Ordering information for OTDC16...32



OTDC16...32F2



OTDC16...32F3



OTDC16...32F4

Switch-disconnectors OTDC, base or DIN-rail mounting, IEC

Types OTDC16...32 include IP20 protected terminal clamps. Shafts and handles need to be ordered separately. s included in the package.

Single circuit use - up to 660 VDC

Number of poles	Rated operat. current [A] DC 21B / 660 V	Type	Order number	Weight/unit [kg]
2	16	OTDC16F2	1SCA121454R1001	0.15
2	25	OTDC25F2	1SCA121455R1001	0.15
2	32	OTDC32F2	1SCA121456R1001	0.15

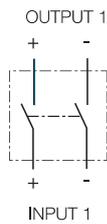
3

Up to 1000 VDC

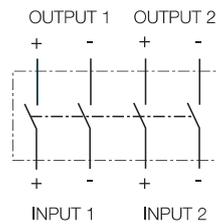
Number of poles	Rated operat. current [A] DC 21B / 1000 V	Type	Order number	Weight/unit [kg]
2	10	OTDC16F2	1SCA121454R1001	0.15
2	16	OTDC25F2	1SCA121455R1001	0.15
2	20	OTDC32F2	1SCA121456R1001	0.15
3	16	OTDC16F3	1SCA121457R1001	0.20
3	25	OTDC25F3	1SCA121458R1001	0.20
3	32	OTDC32F3	1SCA121459R1001	0.20

Double circuit use - up to 1000 VDC

Number of poles	Rated operat. current [A]		Type	Order number	Weight/unit [kg]
	DC21B / 660 V	DC21B / 1000 V			
2x2	16	10	OTDC16F4	1SCA121461R1001	0.25
2x2	25	16	OTDC25F4	1SCA121462R1001	0.25
2x2	32	20	OTDC32F4	1SCA121463R1001	0.25



Single circuit



Double circuit

Figura 74 – Disjuntor entrada quadro de proteção CA

Proteção dos circuitos

Panorama dos disjuntores  
Guia de escolha

1

IPI a incluir: 15%

NG125N		NG125H		NG125L		NG125LMA	
							
ABNT NBR IEC 60947-2		ABNT NBR IEC 60947-2		ABNT NBR IEC 60947-2		ABNT NBR IEC 60947-2	
1P	2, 3, 4P	1P	2, 3, 4P	1P	2, 3, 4P	2, 3P	
■		■		■		■	
C		C		C		MA (li = 12 In)	
10 a 125		10 a 80		10 a 80		4 a 80	
240/415, 500		240/415, 500		240/415, 500		500	
125 por polo		125 por polo		125 por polo		-	
12	12	12	12	12	12	12	
12	12	12	12	12	12	-	
690	690	690	690	690	690	690	
8	8	8	8	8	8	8	
-	-	-	-	-	-	-	
<b>F</b>	<b>F / F (F / N)</b>	<b>F</b>	<b>F / F (F / N)</b>	<b>F</b>	<b>F / F (F / N)</b>		
50	-	70	-	100	-		
-	-	-	-	-	-		
25	50	36	70	50	100	100	
6	25	9 <sup>(1)</sup>	36	12,5 <sup>(1)</sup>	50	50	
-	20	-	30	-	40	40	
-	10	-	12	-	15	15	
75% de Icu	-	75% de Icu	-	75% de Icu	-	75% de Icu	
-	-	-	-	-	-	-	
25	-	36	-	50	-	-	
25	-	36	-	50	-	-	
-	25	-	36	-	50	-	
-	25	-	36	-	50	-	
100% de Icu	-	100% de Icu	-	-	-	-	
■		■		■		■	
40°C		40°C		40°C		40°C	
■ Posição da alavanca		■ Posição da alavanca		■ Posição da alavanca		■ Posição da alavanca	
■ Sinalização mecânica vermelha		■ Sinalização mecânica vermelha		■ Sinalização mecânica vermelha		■ Sinalização mecânica vermelha	
■		■		■		■	
-		-		-		-	
IP20		IP20		IP20		IP20	
IP40		IP40		IP40		IP40	
Ver catálogo Acti9		Ver catálogo Acti9		Ver catálogo Acti9		Ver catálogo Acti9	
Ver catálogo Acti9		Ver catálogo Acti9		Ver catálogo Acti9		Ver catálogo Acti9	
Ver catálogo Acti9		Ver catálogo Acti9		Ver catálogo Acti9		Ver catálogo Acti9	

Figura 75 – Cotação disjuntor entrada quadro de proteção CA

Proteção dos circuitos

Disjuntores modulares  
NG125 N / H / L  
Disjuntor limitador classe 3

1

IPI a incluir: 15%

DISJUNTORES MODULARES										
tipo	corr. nom. (A)	NG125N			NG125H			NG125L		
		curva C referência	R\$	Código de entrega	curva C referência	R\$	Código de entrega	curva C referência	R\$	Código de entrega
1P	10	18610	309,61	M	18705	366,91	M	18777	447,02	M
	16	18611	296,39	M	18706	351,15	M	18778	505,20	M
	20	18612	283,18	F	18707	335,64	M	18779	409,00	M
	25	18613	276,72	M	18708	327,81	F	18780	399,56	M
	32	18614	270,24	F2	18709	320,00	M	18781	460,18	M
	40	18615	263,49	M	18710	312,31	M	18782	449,04	M
	50	18616	256,89	M	18711	304,48	M	18783	371,23	M
	63	18617	250,28	M	18712	296,66	M	18784	361,52	M
	80	18618	256,89	M	18713	757,97	M	18785	438,06	M
	100	18621	639,86	M	18714	1.540,65	M	18788	923,71	M
2P	16	18622	612,48	M	18715	725,89	M	18789	884,47	M
	20	18623	585,38	M	18716	693,52	M	18790	845,09	M
	25	18624	571,63	M	18717	677,47	M	18791	826,22	M
	32	18625	558,00	M	18718	661,30	M	18792	805,86	M
	40	18626	544,65	M	18719	645,25	M	18793	786,44	M
	50	18627	626,31	M	18720	628,93	M	18794	766,74	M
	63	18628	517,15	M	18721	613,02	M	18795	746,93	M
	80	18629	530,76	M	18722	628,93	M	18796	766,74	M
3P	10	18632	1.052,76	M	18723	1.248,02	F	18799	1.520,14	M
	16	18633	1.007,18	M	18724	1.194,48	M	18800	1.455,69	M
	20	18634	1.136,61	M	18725	1.141,09	M	18801	1.391,10	M
	25	18635	941,11	M	18726	1.114,25	M	18802	1.358,19	M
	32	18636	917,50	M	18727	1.087,55	M	18803	1.326,63	M
	40	18637	895,53	M	18728	1.062,33	M	18804	1.293,73	M
	50	18638	873,41	G	18729	1.035,63	M	18805	1.262,04	G3
	63	18639	851,29	G	18730	1.008,66	F	18806	1.229,15	M
	80	18640	873,41	M	18731	1.035,63	M	18807	1.262,04	M
	100	18642	895,53	M						
	125	18644	917,50	M						
	4P	10	18649	2.191,25	M	18732	2.201,66	M	18810	3.166,03
16		18650	1.778,24	M	18733	2.107,14	M	18811	3.030,61	M
20		18651	1.699,63	M	18734	2.014,36	M	18812	2.453,29	M
25		18652	1.660,25	M	18735	1.967,16	M	18813	2.396,79	M
32		18653	1.619,40	M	18736	1.919,96	M	18814	2.340,16	M
40		18654	1.580,01	M	18737	1.872,76	M	18815	2.283,51	M
50		18655	1.540,65	M	18738	1.827,06	M	18816	2.225,27	M
63		18656	1.501,39	M	18739	1.779,87	M	18817	2.168,49	M
80		18658	1.540,65	M	18740	2.155,93	M	18818	2.225,27	M
100		18660	1.864,42	M						
125		18662	1.619,40	M						

Fase / Fase (2P, 3P, 4P) Fase / Neutro (1P)	Capacidade de interrupção em curto-circuito (Icu) segundo ABNT NBR IEC 60947-2					
	110 a 130 V	220 a 240 V	220 a 240 V	380 a 415 V	380 a 415 V	440 V 500 V
NG125N	10 a 125 A 50 kA	25 kA	50 kA	6 kA <sup>(1)</sup>	25 kA	20 kA 10 kA
NG125H	10 a 80 A 70 kA	36 kA	70 kA	6 kA <sup>(1)</sup>	36 kA	30 kA 12 kA
NG125L	10 a 80 A 100 kA	50 kA	100 kA	6 kA <sup>(1)</sup>	50 kA	40 kA 15 kA

(1) Capacidade de interrupção para 1 polo em esquema IT (no caso de falha dupla).

Figura 76 – Disjuntor saída quadro de proteção CA

## Planilha de Produto

### Características

## LV431120

### DISJUNTOR NSX250B TM250D 4P3D



#### Principal

Gama	Compactar
Nome do produto	Compact NSX
Tipo de produto ou componente	Disjuntor
Nome abreviado do dispositivo	Compact NSX250B
Aplicativo do dispositivo	Distribuição
Descrição de polos	4P
Descrição dos polos protegidos	3t
Posição neutra	Esquerda
Tipo de rede	CA
Frequência da rede	50/60 Hz
[In] corrente nominal	250 A 40 °C
[Ui] tensão de isolamento nominal	800 V CA 50/60 Hz
[Uimp] tensão suportável de impulso nominal	8 kV
[Ue] tensão de operação nominal	690 V CA 50/60 Hz
Código de capacidade de interrupção	B
Capacidade de corte	25 kA Icu em 380/415 V CA 50/60 Hz em conformidade com IEC 60947-2 15 kA Icu em 500 V CA 50/60 Hz em conformidade com IEC 60947-2 20 kA Icu a 440 V CA 50/60 Hz para IEC 60947-2 40 kA Icu em 220/240 V CA 50/60 Hz em conformidade com IEC 60947-2
[Ics] capacidade de corte nominal em serviço	15 kA 500 V CA 50/60 Hz em conformidade com IEC 60947-2 20 kA 440 V CA 50/60 Hz em conformidade com IEC 60947-2 25 kA 380/415 V CA 50/60 Hz em conformidade com IEC 60947-2 40 kA 220/240 V CA 50/60 Hz em conformidade com IEC 60947-2
Adequação para isolamento	Sim para EN 60947-2 Sim para IEC 60947-2
Categoria de uso	Categoria A
Nome da unidade de disparo	TM-D
Tecnologia da unidade de disparo	Termomagnético
Funções de proteção da unidade de disparo	LI
Classificação da unidade de disparo	250 A 40 °C
Tipo de proteção	Proteção contra sobrecargas (térmicas) Proteção contra curtos-circuitos (magnético)
Graus de poluição	3 para IEC 60664-1

A informação fornecida neste documento contém descrições gerais e/ou características técnicas do desempenho dos produtos contidos neste documento. Este documento não pretende e não substitui a determinação da adequação e fiabilidade destes produtos para aplicações específicas do usuário. É dever de qualquer usuário tal qual o integrador a realizar a análise de risco adequada e completa, avaliação e teste dos produtos no que diz respeito à aplicação específica relevante ou utilização. A Schneider Electric Brasil LTDA, E nem qualquer uma de suas afiliadas ou subsidiárias será responsável ou responsabilável pelo uso indevido das informações aqui contidas.

Figura 77 – Cotação Disjuntor saída quadro de proteção CA

**Distribuição Elétrica**

NBR IEC 60947-2

**NSX100/160/250B:**  
**dispositivo completo fixo/conexão frontal**  
 Compact NSX100/160/250B  
 (Icu = Ics = 40 kA/220 V, 25 kA/380-415 V, 20 kA/440 V)

IPI a incluir: 10% para disjuntores e 15% para acessórios

2

**Compact NSX100/160/250B**

**Com disparador termomagnético TM-D (proteção LI)**

<b>Compact NSX100B (25 kA em 380/415 V)</b>												
Corrente nominal	3P 2d		Código de entrega	3P 3d		Código de entrega	4P 3d		Código de entrega	4P 4d		Código de entrega
TM16D	LV429547	508,09	M2	LV429557	564,79	S	LV429567	1.077,36	M2	LV429577	1.232,83	M2
TM25D	LV429546	508,09	M2	LV429556	564,79	S	LV429566	1.077,36	M2	LV429576	1.232,83	M2
TM32D	LV429545	508,09	M2	LV429555	564,79	S	LV429565	1.077,36	M2	LV429575	1.232,83	M2
TM40D	LV429544	508,09	M2	LV429554	564,79	S	LV429564	1.077,36	M2	LV429574	1.232,83	F
TM50D	LV429543	508,09	M2	LV429553	564,79	S	LV429563	1.077,36	F	LV429573	1.232,83	M2
TM63D	LV429542	508,09	M2	LV429552	564,79	S	LV429562	1.077,36	F	LV429572	1.232,83	M2
TM80D	LV429541	508,09	M2	LV429551	564,79	S	LV429561	1.077,36	F	LV429571	1.232,83	M2
TM100D	LV429540	508,09	M2	LV429550	564,79	S	LV429560	1.077,36	M2	LV429570	1.232,83	M2
<b>Compact NSX160B (25 kA em 380/415 V)</b>												
Corrente nominal	3P 2d	R\$	Código de entrega	3P 3d	R\$	Código de entrega	4P 3d	R\$	Código de entrega	4P 4d	R\$	Código de entrega
TM80D	LV430303	741,63	M2	LV430313	799,38	S	LV430323	1.513,45	F	LV430333	1.669,05	F
TM100D	LV430302	741,63	M2	LV430312	799,38	S	LV430322	1.513,45	F	LV430332	1.669,05	F
TM125D	LV430301	1.015,38	M2	LV430311	1.122,85	S	LV430321	1.948,48	F	LV430331	2.026,29	M2
TM160D	LV430300	1.015,38	M2	LV430310	1.122,85	S	LV430320	1.948,48	F2	LV430330	2.026,29	M2
<b>Compact NSX250B (25 kA em 380/415 V)</b>												
Corrente nominal	3P 2d	R\$	Código de entrega	3P 3d	R\$	Código de entrega	4P 3d	R\$	Código de entrega	4P 4d	R\$	Código de entrega
TM125D	LV431103	1.621,85	M2	LV431113	1.850,63	S	LV431123	2.738,63	F	LV431133	2.816,43	F
TM160D	LV431102	1.621,85	M2	LV431112	1.850,63	M2	LV431122	2.738,63	F	LV431132	2.816,43	F
TM200D	LV431101	2.531,08	M2	LV431111	2.809,45	S	LV431121	3.734,77	F	LV431131	4.000,48	M2
TM250D	LV431100	2.531,08	M2	LV431110	2.809,45	S	LV431120	3.734,77	M2	LV431130	4.000,48	M2

**Com disparador eletrônico Micrologic 2.2 (proteção LS<sub>0</sub>I)**

<b>Compact NSX100B (25 kA em 380/415 V)</b>									
Corrente nominal				3P 3d	R\$	Código de entrega	4P 3d, 4d, 3d + N/2	R\$	Código de entrega
40				LV429777	774,86	S	LV429787	1.159,12	F
100				LV429775	774,86	S	LV429785	1.159,12	F
<b>Compact NSX160B (25 kA em 380/415 V)</b>									
Corrente nominal				3P 3d	R\$	Código de entrega	4P 3d, 4d, 3d + N/2	R\$	Código de entrega
100				LV430746	961,85	S	LV430751	1.508,71	F
160				LV430745	1.208,83	S	LV430750	1.833,49	M2
<b>Compact NSX250B (25 kA em 380/415 V)</b>									
Corrente nominal				3P 3d	R\$	Código de entrega	4P 3d, 4d, 3d + N/2	R\$	Código de entrega
100				LV431142	1.544,57	M2	LV431152	2.141,14	F
160				LV431141	1.791,56	S	LV431151	2.465,93	F
250				LV431140	2.683,52	S	LV431150	3.649,84	F

**Com disparador eletrônico Micrologic 5.2 A (proteção LSI + amperímetro)**

<b>Compact NSX100B (25 kA em 380/415 V)</b>									
Corrente nominal				3P 3d	R\$	Código de entrega	4P 3d, 4d, 3d + N/2, 3d+OSN	R\$	Código de entrega
40				LV429872	2.709,89	F	LV429877	3.093,76	F
100				LV429870	2.709,89	S	LV429875	3.093,76	F
<b>Compact NSX160B (25 kA em 380/415 V)</b>									
Corrente nominal				3P 3d	R\$	Código de entrega	4P 3d, 4d, 3d + N/2, 3d+OSN	R\$	Código de entrega
100				LV430871	2.896,34	F	LV430876	3.443,34	F
160				LV430870	3.143,34	M2	LV430875	3.766,54	F
<b>Compact NSX250B (25 kA em 380/415 V)</b>									
Corrente nominal				3P 3d	R\$	Código de entrega	4P 3d, 4d, 3d + N/2, 3d+OSN	R\$	Código de entrega
100				LV431147	3.478,94	F	LV431157	4.075,78	F
160				LV431146	3.724,61	F	LV431156	4.400,44	F
250				LV431145	4.618,02	S	LV431155	5.584,47	F

**Com disparador eletrônico Micrologic 5.2 E (proteção LSI + multimetador)**

Solicitar com 2 referências: 1 estrutura + 1 disparador Ver página 37

**Com disparador eletrônico Micrologic 6.2 A (proteção LSIG + amperímetro)**

Solicitar com 2 referências: 1 estrutura + 1 disparador Ver página 37

**Com disparador eletrônico Micrologic 6.2 E (proteção LSIG + multimetador)**

Solicitar com 2 referências: 1 estrutura + 1 disparador Ver página 37

Figura 78 – DPS lado de corrente alternada: especificação e cotação

1

**Dispositivos de proteção contra surtos**  
iPRF1 / PRD1 / PRF1 / iPRD / iQuick PRD / iPRC-iPRI

**Acti9**  
**Proteção**  
**contra raios**

IPI a incluir: 15%

CLASSE I + II – EFEITO DIRETO – ONDA 10/350 μs – EFEITO INDIRETO – ONDA 8/20 μs									
nº de polos	Iimp (kA) (onda 10/350 μs)	Imáx. (kA) (onda 8/20 μs)	Up (kV)	In (kA)	Uc (*) (Vca)	Descrição	referência	Código de entrega	
								R\$	
<b>iPRF1 12,5r - versão fixa</b>									
1P+N	12,5/50 N/PE	50	1,5	25	350	iPRF1 12,5r 1P+N	<b>A9L16632</b>	1.096,86	F2
3P	3 x 12,5	50	1,5	25	350	iPRF1 12,5r 3P	<b>A9L16633</b>	1.644,65	M
3P+N	3 x 12,5/50 N/PE	50	1,5	25	350	iPRF1 12,5r 3P+N	<b>A9L16634</b>	2.193,70	M
<b>PRD1 25r - versão plug-in</b>									
1P	25	40	1,5	25	350	PRD1 25r 1P	<b>16329</b>	1.188,70	M
3P	3 x 25	40	1,5	25	350	PRD1 25r 3P	<b>16331</b>	3.388,36	D
3P+N	3 x 25/100 N/PE	40	1,5	25	350	PRD1 25r 3P+N	<b>16332</b>	4.517,10	M

Possuem contato de sinalização remota.

CLASSE I – EFEITO DIRETO – ONDA 10/350 μs									
nº de polos	Iimp (kA) (onda 10/350 μs)	Up (kV)	In (kA)	Uc (*) (Vca)	Descrição	referência	Código de entrega		
							R\$		
<b>PRD1 Master - VERSÃO PLUG-IN (1)</b>									
1P	25	≤ 1,5	25	350	PRD1 Master 1P <sup>(1)</sup>	<b>16360</b>	1.371,63	M	
3P	3 x 25	≤ 1,5	25	350	PRD1 Master 3P <sup>(1)</sup>	<b>16362</b>	3.908,44	M	
3P+N	3 x 25/100 N/PE	≤ 1,5	25	350	PRD1 Master 3P+N <sup>(1)</sup>	<b>16363</b>	5.211,01	M	
<b>PRF1 Master - VERSÃO FIXA</b>									
1P	50	≤ 1,5	25	440	PRF1 Master 1P	<b>16630</b>	1.188,70	M2	

(1) Possuem contato de sinalização remota.

CLASSE II – EFEITO INDIRETO – ONDA 8/20 μs										
iPRD – versão plug-in										
nº de polos	Imáx. (kA) (onda 8/20 μs)	Up (kV)	In (kA)	Uc (*) (Vca)			Descrição	referência	Código de entrega	
				F/T	MC	MD			R\$	
1P	65	≤ 1,5	20	340			iPRD65r 65 kA 1P <sup>(1)</sup>	<b>A9L16556</b>	330,19	S
1P+N				260	340	iPRD65r 65 kA 1P+N <sup>(1)</sup>	<b>A9L16557</b>	693,29	M	
3P+N	40	≤ 1,4	15	340			iPRD65r 65 kA 3P+N <sup>(1)</sup>	<b>A9L16559</b>	1.386,57	M
1P				340			iPRD40 40 kA 1P	<b>A9L16566</b>	212,53	D
1P+N	20	≤ 1,4	5	260	340		iPRD40 40 kA 1P+N	<b>A9L16567</b>	445,32	M
3P+N				260	340		iPRD40 40 kA 3P+N	<b>A9L16569</b>	890,64	D
1P	20	≤ 1,4	5	340			iPRD20 20 kA 1P	<b>A9L16571</b>	160,67	D
1P+N				260	340		iPRD20 20 kA 1P+N	<b>A9L16572</b>	336,53	M
3P+N				260	340		iPRD20 20 kA 3P+N	<b>A9L16574</b>	671,78	D
1P	8	≤ 1,4 / ≤ 1	2,5	340			iPRD8 8 kA 1P	<b>A9L16576</b>	132,84	D
1P+N				260	340		iPRD8 8 kA 1P+N	<b>A9L16577</b>	278,33	M
3P+N				260	340		iPRD8 8 kA 3P+N	<b>A9L16579</b>	556,65	M
<b>iQuick PRD – DPS com disjuntor incorporado com capacidade de interrupção de 25 kA – versão plug-in</b>										
1P+N	40	1,5	20	264	350		iQuick PRD40r 40 kA 1P+N <sup>(1)</sup>	<b>A9L16292</b>	602,32	M
3P				350			iQuick PRD40r 40 kA 3P <sup>(1)</sup>	<b>A9L16293</b>	785,51	M
3P+N	20	1,5	5	264	350		iQuick PRD40r 40 kA 3P+N <sup>(1)</sup>	<b>A9L16294</b>	1.046,89	M
1P+N				264	350		iQuick PRD20r 20 kA 1P+N <sup>(1)</sup>	<b>A9L16295</b>	657,35	M
3P	8	1,5	2	350			iQuick PRD20r 20 kA 3P <sup>(1)</sup>	<b>A9L16296</b>	700,74	M
3P+N				264	350		iQuick PRD20r 20 kA 3P+N <sup>(1)</sup>	<b>A9L16297</b>	934,54	M
1P+N	8	1,5 / 1,4	2	264	350		iQuick PRD8r 8 kA 1P+N <sup>(1)</sup>	<b>A9L16298</b>	658,10	M
3P				350			iQuick PRD8r 8 kA 3P <sup>(1)</sup>	<b>A9L16299</b>	748,33	M
3P+N				264	350		iQuick PRD8r 8 kA 3P+N <sup>(1)</sup>	<b>A9L16300</b>	1.032,09	M

(1) Possui contato de sinalização remota.

A cotação dos fusíveis gPV e seccionadora, ambos do lado CC, foram obtidos com base em preços apresentados em lojas de materiais elétricos com venda por internet ou por venda no mercado livre.

#### Fusível gPV

- Cotação R\$ 14,90: <<https://goo.gl/8Sggek>>
- Cotação R\$ 15,00: <<https://goo.gl/j9rReq>>
- Cotação R\$ 20,40: <<https://goo.gl/F35D2r>>

#### Porta Fusível gPV

- Cotação R\$ 22,00: <<https://goo.gl/wLdupN>>
- Cotação R\$ 25,00: <<https://goo.gl/1PD87p>>
- Cotação R\$ 28,90: <<https://goo.gl/HQg98z>>

#### DPS Classe II fotovoltaico

- Cotação R\$ 352,00: <<https://goo.gl/LB6Tkt>>
- Cotação R\$ 360,00: <<https://goo.gl/3LDRhd>>