

**PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

**CÍNTIA PEIXOTO BARRETO**

**Projeto de sistema fotovoltaico em microgeração distribuída para uma clínica  
de radiologia na cidade de Rio Branco – AC**

Monografia

São Paulo

2019

**CÍNTIA PEIXOTO BARRETO**

**Projeto de sistema fotovoltaico em microgeração distribuída para uma clínica  
de radiologia na cidade de Rio Branco – AC**

Monografia

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como forma de avaliação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Professor Msc. Álvaro Nakano

São Paulo

2019

## FICHA DE APROVAÇÃO

Nome: BARRETO, Cíntia Peixoto

Título: Projeto de sistema fotovoltaico em microgeração distribuída para uma clínica de radiologia na cidade de Rio Branco – AC

Monografia apresenta ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como forma de avaliação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Aprovada em:

Banca Examinadora

Prof. Msc. Álvaro Nakano

Instituição: Escola Politécnica da USP

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira

Instituição: Escola Politécnica da USP

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Claudio Roberto de Freitas Pacheco

Instituição: Escola Politécnica da USP

Julgamento: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

## **DEDICATÓRIA**

Ao meu filho Carlos Eduardo Peixoto Pereira, que é meu principal motivo de estímulo e continuidade. Uma maneira de incentivá-lo a sempre se dedicar aos estudos.

## **AGRADECIMENTOS**

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela estrutura durante a minha formação.

Ao Programa de Educação Continuada (PECE), em especial à coordenação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, pela oportunidade de realização do curso.

Ao professor Alvaro Nakano, que aceitou meu pedido de supervisão e durante todo o período de elaboração da monografia se fez presente, direcionando e apoiando a construção deste trabalho de maneira satisfatória. Além dos ensinamentos e conselhos que foram de extrema importância.

Aos docentes do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, que contribuíram para meu crescimento científico e intelectual, em especial ao professor Cláudio Roberto de Freitas Pacheco, pela incrível didática durante as aulas, possibilitando uma base sólida para o desenvolvimento do presente trabalho.

A administração da Clínica de Radiologia D'Imagem por disponibilizar as informações necessárias para elaboração do estudo.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Instalações de Sistemas Fotovoltaicos em Geração Distribuída, por ano	12
Figura 2- Funções de Custo da TUSD e TE.....	19
Figura 3 - Átomo e Estrutura do Silício.....	23
Figura 4 - Semicondutores Tipo N e P .....	24
Figura 5 - Esquema do Efeito Fotovoltaico .....	24
Figura 6 - Folha de Dados do Módulo Fotovoltaico CS6U-335P-FG.....	26
Figura 7 - Gráfico da Curva de Tensão x Corrente do Módulo Fotovoltaico .....	27
Figura 8 - Dados Técnicos do Inversor PHB14K-DT.....	29
Figura 9 - Esquema de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede .....	30
Figura 10 - Sombreamento no dia 21 de junho .....	32
Figura 11 - Sombreamento no dia 21 de dezembro .....	32
Figura 12 - Diagrama Unifilar do Sistema Fotovoltaico .....	44
Figura 13 - Gráfico dos Valores de Tensão e Corrente por String .....	45
Figura 14 - Diagrama de Blocos do Sistema Fotovoltaico.....	45
Figura 15 - Diagrama Esquemático do Sistema Fotovoltaico.....	50
Figura 16 - Economia Anual Acumulada .....	57

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tarifas Médias Ponderadas por Região do Grupo B, em 2018.....	12
Tabela 2 - Índice de Irradiação Solar, por região .....	13
Tabela 3 - Custos dos Sistemas Fotovoltaicos, por região .....	14
Tabela 4 - Posto e Modalidade Tarifária .....	18
Tabela 5 - Irradiação Solar Diária Média Mensal da Cidade de Rio Branco .....	33
Tabela 6 - Dia Médio do Ano e Declinação Solar.....	34
Tabela 7 - Resultados das Equações (Eq. 2) e (Eq. 3) .....	35
Tabela 8 - Condições de Proteção para cada Circuito .....	49
Tabela 9 - Irradiação Média Mensal e Temperaturas Médias Anuais .....	51
Tabela 10 - Parâmetros do Projeto Calculados para cada Mês .....	51
Tabela 11 - Energia Gerada x Consumo .....	52
Tabela 12 - Análise de Compatibilidade do Gerador Fotovoltaico e do Inversor.....	53
Tabela 13 - Orçamento Detalhado .....	54
Tabela 14 - Fluxo de Caixa em $t = 0$ .....	56

## LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FCA	Fator de Agrupamento de Circuitos
FCRS	Fator da Temperatura Ambiente
FCT	Fator de Resistividade Térmica do Solo
FDI	Fator de Dimensionamento
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Seguidor do Ponto de Máxima Potência)
NDU	Norma de Distribuição Unificada
NBR	Norma Técnica Brasileira
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Standart Test Condition</i> (Condição Padrão de Teste)
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido



## RESUMO

BARRETO, Cíntia P. Projeto de sistema fotovoltaico em microgeração distribuída para uma clínica de radiologia na cidade de Rio Branco – AC. 2019. Trabalho de avaliação do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

A região norte do País apresenta a maior tarifa média para os consumidores do grupo tarifário B (baixa tensão), conforme dados da ANEEL, o que implica em altos custos operacionais das instituições da região. O presente trabalho teve por objetivo mostrar a viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede para reduzir os gastos com energia elétrica de uma clínica de radiologia, por meio da utilização do sistema de compensação de energia regulado pelas Resoluções Normativas 482/2012, 687/2015 e 786/2017. Os dados para o estudo referente ao consumo de energia elétrica da clínica foram obtidos com a administração da clínica e avaliados com o objetivo de dimensionar o projeto, considerando-se, além disso, as características da rede de distribuição local e incidência solar. O projeto é caracterizado por utilizar o sistema de compensação de energia no faturamento da distribuidora, enquadrado na modalidade de consumo local para uma das unidades e a de autoconsumo remoto para a outra unidade, localizadas em bairros distintos. Os cálculos para o dimensionamento do sistema fotovoltaico e sua análise financeira foram desenvolvidos pela própria autora em planilhas específicas no MS-Excel e com o apoio de simulações no software Pvsyst. Ao final foram demonstrados os resultados de balanço de energia (consumida x gerada), previsão dos investimentos e análise econômica por *payback* simples e valor presente líquido.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Microgeração distribuída. Sistema de Compensação. Clínica de radiologia. Análise econômica.

## **ABSTRACT**

*BARRETO, Cíntia P. Project of photovoltaic system in microgeneration distributed to a radiology clinic in the city of Rio Branco – AC. 2019. Evaluation work specialization course in renewable energy, energy efficiency and distributed generation – Continuing Education Program of the Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.*

*The northern region of the country has the highest average tariff for consumers in tariff group B (low voltage), according to ANEEL data, which implies an increase in the operating costs of the region's institutions. The present work aims to show the economic viability of the installation of a photovoltaic on grid to reduce the expenses with electric energy in two units of a radiology clinic, using the energy compensation system, regulated by Normative Resolutions 482/2012, 687/2015 and 786/2017. The data for the study were obtained with the administration of the clinic and evaluated with the purpose of dimensioning the project, considering, in addition, the local characteristics. The project is characterized by using the energy compensation system in the distributor's billing, framed in the alternative of local consumption for one of the units and the one of remote consumption for the other unit, located in different neighborhoods. The calculations for the sizing of the PV system and its financial analysis will be developed by the author herself in specific spreadsheets in MS-Excel and with the support of simulations in Pvsyst software. At the end the results of energy balance (consumed vs. generated), investment forecasting and economic analysis by simple payback and net present value will be demonstrated.*

*Key words: Photovoltaic Solar Energy. Distributed Microgeneration. Compensation system. Radiology Clinic. Economic Analysis.*

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	11
2.	OBJETIVO.....	15
2.1.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	15
3.	METODOLOGIA.....	16
4.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
4.1.	NORMAS E REGULAMENTAÇÃO .....	17
4.1.1.	Regulamentação Tarifária .....	17
4.1.2.	Geração Distribuída.....	20
4.2.	BASE CONCEITUAL DA TECNOLOGIA .....	23
4.2.1.	Energia Solar Fotovoltaica.....	23
4.3.	DIMENSIONAMENTO DE PROJETO FOTOVOLTAICO .....	30
4.3.1.	Limite de potência do Gerador Fotovoltaico.....	30
4.3.2.	Simulação de sombreamento.....	31
4.3.3.	Potencial Solar e Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico .....	33
4.3.4.	Dimensionamento do Inversor .....	38
4.3.5.	Configuração do Arranjo Fotovoltaico .....	39
4.3.6.	Especificações Elétricas do Sistema.....	45
4.3.7.	Dispositivos de Proteção e Seccionamento .....	48
5.	RESULTADOS .....	51
5.1.	ANÁLISE ECONÔMICA.....	53
5.1.1.	<i>Payback</i> Simples.....	54
5.1.2.	Valor Presente Líquido.....	55
6.	CONCLUSÃO.....	59
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	61

## 1. INTRODUÇÃO

A geração distribuída no Brasil tem como marco o ano de 2012 devido à regulamentação do setor elétrico promovida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a publicação da Resolução Normativa (REN) 482/2012. Até então o número de instalações era inexpressivo no sistema elétrico brasileiro, contando apenas com 20 pequenas usinas que somavam 0,57 MW de potência instalada. Com o passar dos anos a capacidade instalada foi aumentando, chegando a 584,05 MW no final do ano de 2018. Com esse aumento significativo surgiu a necessidade de alterações na regulamentação, que estão em avaliação pela ANEEL e submetida à consulta da sociedade e entidades de classe através de Audiência Pública.

A REN 482/2012 definiu as condições gerais para o acesso à rede de distribuição de consumidores que tenham interesse em instalar sistemas de geração distribuída em suas unidades consumidoras, permitindo inclusive fornecer o excedente para a distribuidora, por meio do sistema de compensação de energia elétrica. Enquanto a REN 687/2015 foi publicada visando aprimorar a REN 482/2012 e incentivar mais os consumidores a aderirem o sistema de compensação e a REN 786/2017 alterou, basicamente o limite superior da faixa de definição de minigeração. Mais recentemente, no ano de 2018 foi iniciado um processo para revisar, novamente, a REN 482/2012, com o objetivo de alterar a forma de como é valorada a energia elétrica injetada na rede através dos sistemas de geração distribuída. Atualmente, a geração distribuída é permitida somente para fontes de geração elétrica do tipo cogeração qualificada ou fontes renováveis.

Em termos de tarifa de energia elétrica os consumidores no Brasil são classificados em dois grupos tarifários: “A” (alta tensão) e “B” (baixa tensão). O grupo A é composto por unidades consumidoras atendidas com tensão de fornecimento igual ou superior a 2,5 kV ou atendidas por sistemas subterrâneos de distribuição; já o grupo B é composto por unidades com tensão de fornecimento inferior a 2,5 kV. Segundo a ANEEL a tarifa média, sem impostos, de energia elétrica da região norte, para o grupo B, é a mais alta entre as regiões do País, como mostrado na Tabela 1.

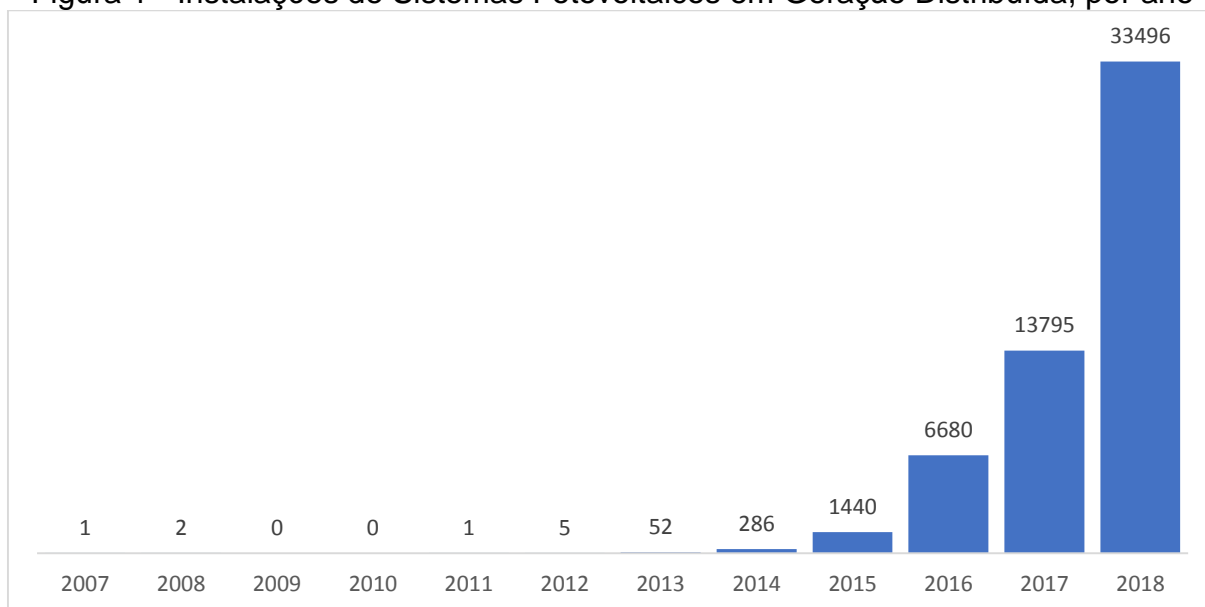
Tabela 1 - Tarifas Médias Ponderadas por Região do Grupo B, em 2018

Região	Tarifa Média (R\$/kWh)
Norte	0,654
Nordeste	0,540
Centro-Oeste	0,560
Sul	0,525
Sudeste	0,542

Fonte: ANEEL, 2019

O posicionamento geográfico do Brasil e as elevadas tarifas de energia elétrica para o grupo B impulsionaram o aumento da quantidade de instalações de geração distribuída no País (sendo quase em sua totalidade sistemas que utilizam energia solar fotovoltaica, representando mais de 99% das unidades de usinas instaladas) (ANEEL, 2019). Especialmente nos anos de 2017 e 2018, quando o número de instalações de sistemas fotovoltaicos por ano mais que dobrou, apresentando um crescimento exponencial, indicado na Figura 1.

Figura 1 - Instalações de Sistemas Fotovoltaicos em Geração Distribuída, por ano



Fonte: ANEEL, 2019

A queda nos preços dos painéis fotovoltaicos, com instalação fácil e pouca manutenção do sistema estimulou o aumento do número de instalações e isso demonstra a viabilidade técnico-econômica de investimentos visando à redução de custos com energia elétrica associada ainda a benefícios ambientais e à sustentabilidade.

O recurso energético solar está intrinsecamente associado às condições de tempo e clima. Devido à grande extensão territorial do Brasil, seu clima é bastante diversificado, apresentando características típicas para cada região e com distintos padrões de precipitação pluviométricas. A região norte, que é o objeto de estudo desse trabalho, apresenta clima tropical e níveis elevados de precipitação pluviométrica. De acordo com a 2ª Edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, na região norte os valores médios anuais de irradiação solar são os mais baixos do país, justificados pelas características climáticas e a nebulosidade frequente que reduz significativamente a irradiação direta normal, mostrados na Tabela 2.

Tabela 2 - Índice de Irradiação Solar, por região

Região	Irradiação (kWh/m <sup>2</sup> )					
	Global Horizontal		No Plano Inclinado ( $\Phi$ local)		Direta Normal	
Norte	4,64	1.693,6	4,66	1.700,9	3,26	1.189,9
Nordeste	5,49	1.998,4	5,52	2.014,8	5,05	1.843,2
Centro-Oeste	5,07	1.850,5	5,20	1.898,0	4,53	1.653,4
Sul	4,53	1.653,4	4,77	1.741,0	4,20	1.533,0
Sudeste	5,06	1.846,9	5,26	1.919,9	4,75	1.733,7

Fonte: INPE, 2017

O Estado do Acre é um dos sete estados que compõem a região norte do País, caracterizado por apresentar três situações bem distintas em relação ao fornecimento de energia elétrica. A capital Rio Branco e outros cinco municípios do entorno (Acrelândia, Bujari, Plácido de Castro, Porto Acre e Senador Guiomard) fazem parte do Sistema Interligado Nacional (SIN). Há um segundo grupo de municípios que são dependentes de geradores movidos a diesel, e deverão ser integrados ao SIN por meio da construção de uma linha de transmissão, em alguns anos. E o terceiro grupo são as comunidades isoladas atendidas por programas como, por exemplo, o Programa Luz para Todos.

O mercado de geração distribuída no estado em estudo é muito pequeno ainda; contava apenas 42 instalações e uma potência instalada de 657,76 kW até o final de 2018, que representa 0,12% da potência instalada nacional de sistemas fotovoltaicos em geração distribuída. Poucas empresas do segmento no estado e a

distância das fábricas/importadoras dos equipamentos fazem com que o custo do sistema seja superior se comparado com a região Sudeste, detalhados na Tabela 3.

Tabela 3 - Custos dos Sistemas Fotovoltaicos, por região

Capacidade (kWp)	Custo (R\$)	Região
4,0	20.880,00	Sudeste
4,0	24.760,00	Norte
8,0	31.600,00	Sudeste
8,0	44.000,00	Norte
12,0	45.120,00	Sudeste
12,0	63.720,00	Norte
30,0	115.000,00	Sudeste
30,0	145.000,00	Norte

Fonte: Adaptado de Greener, Neosolar e Senerge, 2019

Como forma de incentivar a instalação de sistemas de geração distribuída o Governo do Estado do Acre, publicou o decreto estadual nº 7.288/2017 aderindo ao Convênio do Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS) nº 16/2015, que autoriza os estados a isentarem de ICMS a energia injetada na rede de distribuição nos termos da REN 482/2012.

O clima no Acre é o Equatorial Úmido, caracterizado por altas temperaturas o ano inteiro e período chuvoso com duração, em média de 6 a 7 meses, compreendido entre os meses de novembro a abril (ACRE, 2019). Sua capital, Rio Branco, apresenta as características climáticas típicas do estado, precipitação de chuvas de aproximadamente 2000 mm/ano e temperatura média anual de 25,1 °C, com máxima de 31,5 °C. e mínima de 20,6 °C (INMET, 2019).

Este estudo foi desenvolvido para uma clínica de radiologia localizada no município de Rio Branco no estado do Acre, que possui duas unidades em bairros distintos da cidade. As unidades da clínica são atendidas pela Eletroacre (Grupo Energisa) e estão classificadas como unidades consumidoras do grupo B, com um consumo médio anual global estimado em torno de 54,66 MWh.

## 2. OBJETIVO

O objetivo dessa monografia é, além de aplicar os conhecimentos adquiridos ao longo do curso, elaborar um projeto de microgeração distribuída utilizando como fonte a energia solar fotovoltaica em um consumidor de baixa tensão, localizado na cidade de Rio Branco, no estado do Acre, analisando os aspectos técnicos, econômicos e da regulamentação.

### 2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Estudar o potencial energético do local.  
Dimensionar o sistema fotovoltaico.  
Simular efeitos de sombreamento via Pvsyst.  
Analisar os resultados de geração de energia.  
Definir investimentos.  
Verificar a viabilidade econômica do projeto.



### **3. METODOLOGIA**

O estudo foi elaborado baseando-se em referências bibliográficas tais como livros, artigos, relatórios e materiais disponibilizados no curso, além das resoluções normativas da ANEEL, normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e especificações técnicas da concessionária Eletroacre (Grupo Energisa), na etapa inicial.

Numa segunda etapa foram obtidos os dados necessários com a administração da clínica, além de informações do potencial solar e climatológicas por meio de banco de dados históricos em sites específicos.

Na terceira etapa foi realizado o dimensionamento do sistema fotovoltaico e a análise econômica, que foram desenvolvidos em planilhas específicas no MS-Excel com apoio do software Pvsyst. Esta etapa também incluiu a escolha dos equipamentos (módulos e inversores) a serem utilizados no sistema.

Ao final do trabalho foram avaliados os resultados do balanço de energia, estimado o investimento inicial previsto e concluindo com uma análise econômica.

## **4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **4.1. NORMAS E REGULAMENTAÇÃO**

#### **4.1.1. Regulamentação Tarifária**

Segundo a ANEEL, as tarifas de energia elétrica devem remunerar o serviço de forma adequada, viabilizar a estrutura para manter o serviço com qualidade e criar incentivos para eficiência. Para isso são desenvolvidas metodologias de cálculo tarifário para os segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização) considerando fatores como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, bem como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado. Como órgão regulador, a ANEEL é responsável por definir a estrutura e calcular as tarifas tanto iniciais da concessão quanto as decorrentes dos reajustes e revisões periódicas subsequentes.

Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas no faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

O custo regulatório – Receita Requerida ou Receita Anual – é obtido, respectivamente, nos processos de revisão ou reajuste tarifários, sendo decomposto em diversos componentes tarifárias, que refletem nas funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda. Por sua vez, as funções de custo se agregam para formar as tarifas:

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): refere-se ao valor monetário unitário, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema;
- Tarifa de Energia (TE): refere-se ao valor monetário unitário, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia.

## Subgrupos e Modalidades Tarifárias

Para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto horário e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto horário e modalidade tarifária. Os usuários do sistema de distribuição são classificados em grupos e subgrupos tarifários, conforme definido na REN nº 414, de 09 de setembro de 2010, indicados na Tabela 4.

Tabela 4 - Posto e Modalidade Tarifária

Postos Tarifários	Ponta	Período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, exceto para finais de semana e feriados
	Intermediário	Período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta, aplicado para o grupo B
	Fora Ponta	Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário
Modalidades Tarifárias	Horária Azul	Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia
	Horária Verde	Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência
	Horária Branca	Aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia
	Convencional Monômia	Aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia

Fonte: ANEEL, 2012

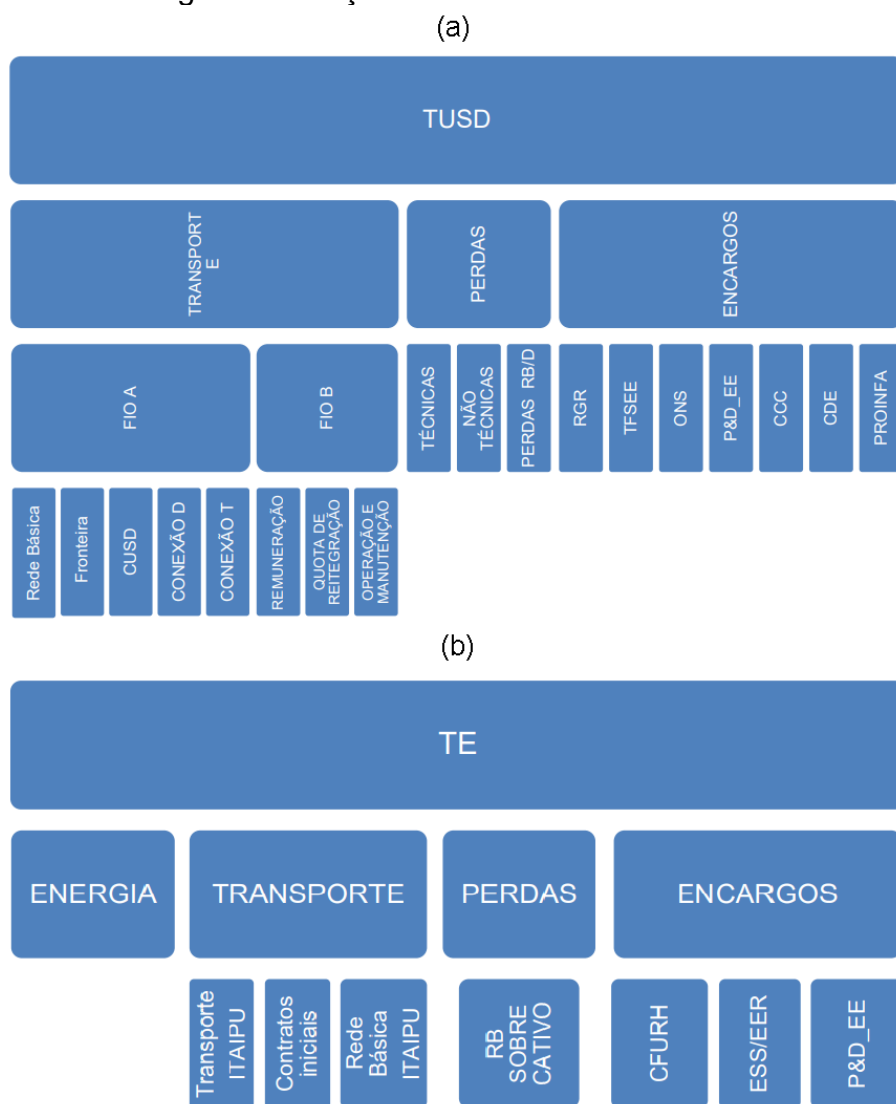
Conforme mostrada na Tabela 4 a modalidade tarifária convencional monômia é aplicada às unidades da clínica em estudo, ou seja, as tarifas não apresentam diferenciação por horário de uso.

## Composição das Tarifas

As funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário: transporte, encargos e perdas. A Figura 2 (a) apresenta a TUSD e as funções de custos com seus respectivos componentes de custo tarifário.

As funções de custos da TE são formadas de acordo com os seguintes componentes de custo tarifário: energia, encargos, transporte e perdas. A Figura 2 (b) apresenta a TE e as funções de custos com os respectivos componentes de custos tarifários.

Figura 2- Funções de Custo da TUSD e TE



Fonte: ANEEL, 2012

Conforme mostrado na Figura 2 é possível identificar as parcelas que compõe a formação do preço das tarifas de uso da rede e energia.

#### **4.1.2. Geração Distribuída**

A geração distribuída é definida, segundo o Decreto Lei nº 5.163/2004, como toda produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Ou seja, geradores com potência instalada de até 30 MW que não estão conectados aos sistemas de transmissão.

O marco regulatório inicial da geração distribuída se deu apenas em 2012 quando entrou em vigor a REN 482/2012, regulamentando a microgeração e minigeração distribuída e diferentemente da lei citada acima não permite a comercialização da energia elétrica entre os agentes diversos, e sim a compensação da energia elétrica gerada no faturamento da distribuidora. Observamos, assim, a divisão da geração distribuída em duas categorias: grande porte e pequeno porte. A geração distribuída de grande porte é voltada para agentes de concessionários, permissionários ou autorizados e permite a venda de energia elétrica; enquanto a de pequeno porte é voltada para os consumidores finais e a energia gerada deve ser utilizada pelo próprio consumidor ou injetada na rede de distribuição para obtenção de créditos em energia (posteriormente abatidos na fatura).

A REN 482/2012, em sua versão atualizada (REN 687/2015) dispõe sobre as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica e nela destacamos:

- Descrição das características de consumo: autoconsumo local, autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras;
- Determinação das fontes que podem ser utilizadas – todas as fontes renováveis e cogeração qualificada (base termoeletrica que se enquadre nos parâmetros definidos em regulamentação específica da ANEEL);

- Definição dos limites: microgeração são sistemas com potência instalada inferiores ou iguais a 75 kW e minigeração são sistemas com potência instalada acima de 75 kW e menores que 5 MW;
- Definição da potência máxima de cada sistema: é a potência disponibilizada pela distribuidora;
- Sistema de compensação: é o empréstimo gratuito de energia elétrica, à distribuidora local, o qual é compensado, posteriormente, através do abatimento do consumo da unidade consumidora nas componentes tarifárias vigentes;
- Fatura: melhorias nas informações disponibilizadas referentes ao sistema de compensação de energia;
- Medição: a distribuidora é a responsável técnica, pela operação e pela manutenção do sistema de medição tanto para microgeração quanto para minigeração; os custos da medição na microgeração serão de responsabilidade da distribuidora e os custos de adequação do sistema de medição para a minigeração e geração compartilhada são de responsabilidade do consumidor;
- Participação financeira: os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, mas fazem parte do cálculo dos custos a serem divididos entre a distribuidora e consumidor para minigeração e geração compartilhada;
- Restrição: subdivisão de grandes usinas em outras, pequenas, e a cobrança proporcional à energia no aluguel.

### **Sistema de Compensação**

O sistema de compensação é o sistema no qual a energia ativa injetada por uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa, segundo definição da REN 482/2012 atualizada.

A energia excedente não utilizada na compensação se constitui em créditos para o consumidor. Esses créditos podem ser utilizados para abater o consumo em horários distintos ou em faturas dos meses subsequentes. Os créditos são válidos por até 60 meses.

Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão da distribuidora local, definidas da seguinte forma:

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

A adesão ao sistema de distribuição implica na cobrança de um valor referente ao custo de disponibilidade. Para os consumidores do grupo A é cobrado o valor da demanda contratada; enquanto para os consumidores do grupo B, esse custo varia de acordo com a classificação da instalação. Sendo equivalente ao valor

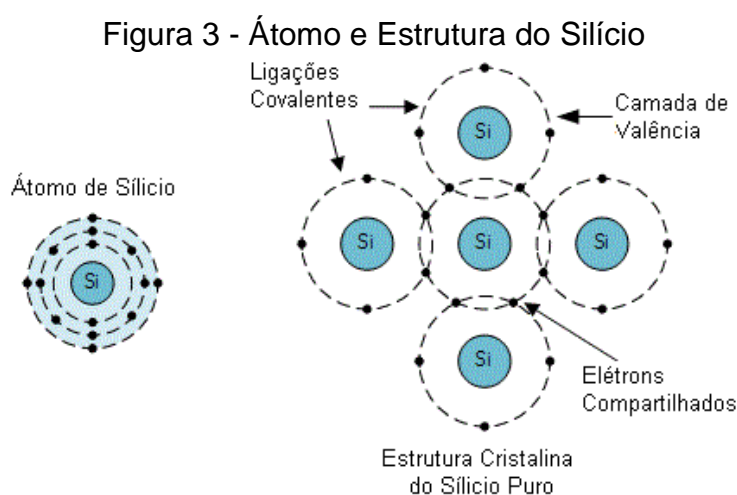
em reais do consumo de 30 kWh para instalações monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para trifásicas.

## 4.2. BASE CONCEITUAL DA TECNOLOGIA

### 4.2.1. Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a conversão direta da energia luminosa em energia elétrica. Essa conversão foi observada pela primeira vez pelo físico Alexandre Edmond Becquerel em 1876, que constatou uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor quando exposto à luz. Os materiais semicondutores apresentam duas características básicas, que são a concentração intrínseca de portadores (elétrons e lacunas) e a massa efetiva dos mesmos, sendo o silício o mais utilizado devido sua abundância.

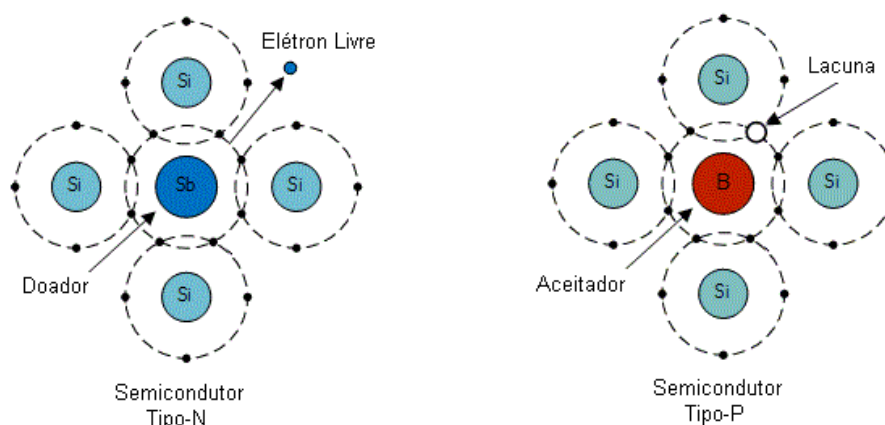
O átomo de silício apresenta quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina estável, como mostrado na Figura 3. Para que o efeito fotovoltaico ocorra é necessário a realização de um processo denominado dopagem, que consiste em adicionar átomos com mais (dopagem tipo n) ou menos (dopagem tipo p) elétrons que o átomo de silício, ou seja adicionar átomos trivalentes (três átomos) ou pentavalentes (cinco átomos), como indicamos na Figura 4.



Fonte: <https://www.electronics-tutorials.ws>



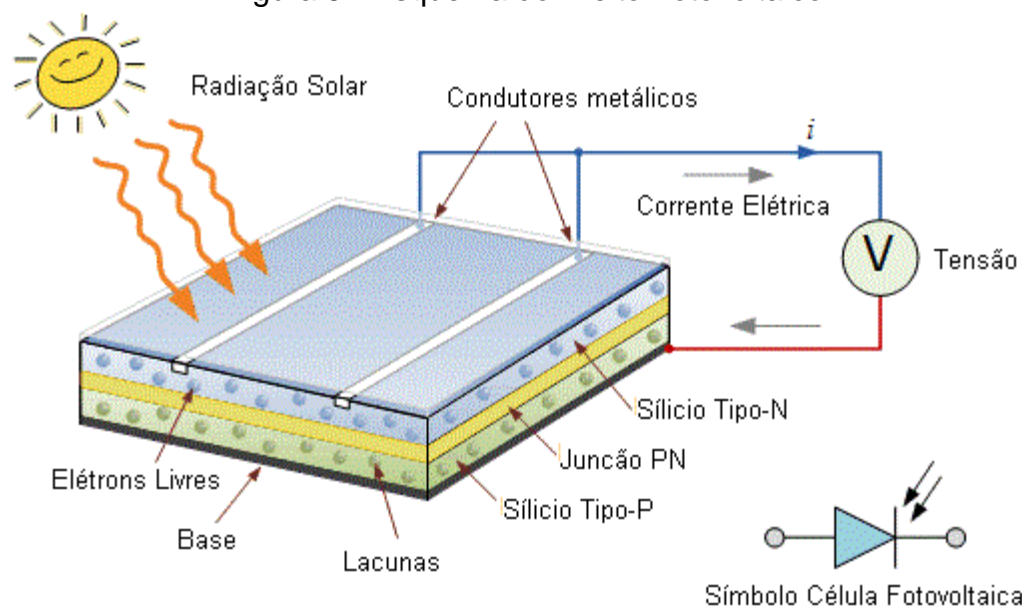
Figura 4 - Semicondutores Tipo N e P



Fonte: <https://www.electronics-tutorials.ws>

Se juntarmos as faces das camadas dos semicondutores com dopagem do tipo n com a do tipo p, forma-se a junção pn. Esses elétrons em excesso ou a falta de elétrons (lacunas), fazem com que utilizando pouca energia, o elétron em excesso ou a lacuna se desloquem, esquematizado na Figura 5.

Figura 5 - Esquema do Efeito Fotovoltaico



Fonte: <https://www.electronics-tutorials.ws>

A tendência de migração dos elétrons em excesso para as lacunas cria uma barreira de potencial, que quando exposta à luz acelera as cargas gerando, assim, uma corrente através da junção pn.

## Módulos Fotovoltaicos

No mercado existem, basicamente, três tipos de células fotovoltaicas: as monocristalinas, policristalinas e amorfas:

- Monocristalinas – construídas com um único cristal, o processo de fabricação é básico e bem constituído e, em geral, apresentam as maiores eficiências, porém com alto custo;
- Policristalinos – são mais baratas que as monocristalinas por apresentarem processo de preparação menos rigoroso, com eficiências em torno de 12,5% em escala industrial. São as mais utilizadas atualmente;
- Amorfas – apesar de apresentarem baixo custo de produção possuem baixa eficiência, em torno de 5,0% a 9,5% e degradação nos primeiros meses de uso. Apresenta características, como maior aproveitamento em locais de baixo nível de radiação e de radiação relevante do tipo difusa. Outra vantagem é menor sensibilidade aos efeitos de sombreamento.

Os módulos fotovoltaicos são agrupamentos de células fotovoltaicas, devido à sua baixa tensão de saída. O arranjo pode ser feito conectando-as em série (soma-se a tensão) ou em paralelo (soma-se a corrente). A associação das células em série e paralelo compõe um módulo fotovoltaico. Para evitar alguns problemas de funcionamento nos módulos, são inseridos:

- Diodos de passo (*by-pass*), que oferecem um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de calor das células com sombreamento, evitando, assim, o comprometimento do módulo como um todo;
- Diodos de bloqueio, que evitam corrente reversa circular no módulo causando queda na eficiência ou, em casos mais drásticos, perda de fluxo da energia com a desconexão das células.

Os principais parâmetros de um módulo fotovoltaico são: potência máxima ( $P_{max}$ ), tensão de potência máxima ( $V_{mp}$ ), corrente de potência máxima ( $I_{mp}$ ), tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e corrente de curto circuito ( $I_{cc}$ ), indicados na

folha de dados elétricos. A potência máxima é referenciada às condições padrões de radiação, temperatura da célula e massa de ar, conforme *Standart Test Condition* (STC)<sup>1</sup>.

Para os módulos, a distribuidora solicita apenas a folha de dados (*datasheet*), conforme a Norma de Distribuição Unificada (NDU) – 13 da Energisa. O modelo escolhido foi o CS6U-335P-FG, da fabricante Canadian Solar. A Figura 6 mostra os parâmetros do equipamento.

Figura 6 - Folha de Dados do Módulo Fotovoltaico CS6U-335P-FG

#### ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

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

#### ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS6U	325P	330P	335P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	243 W	247 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.03 A	7.10 A	7.17 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A

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

#### TEMPERATURE CHARACTERISTICS

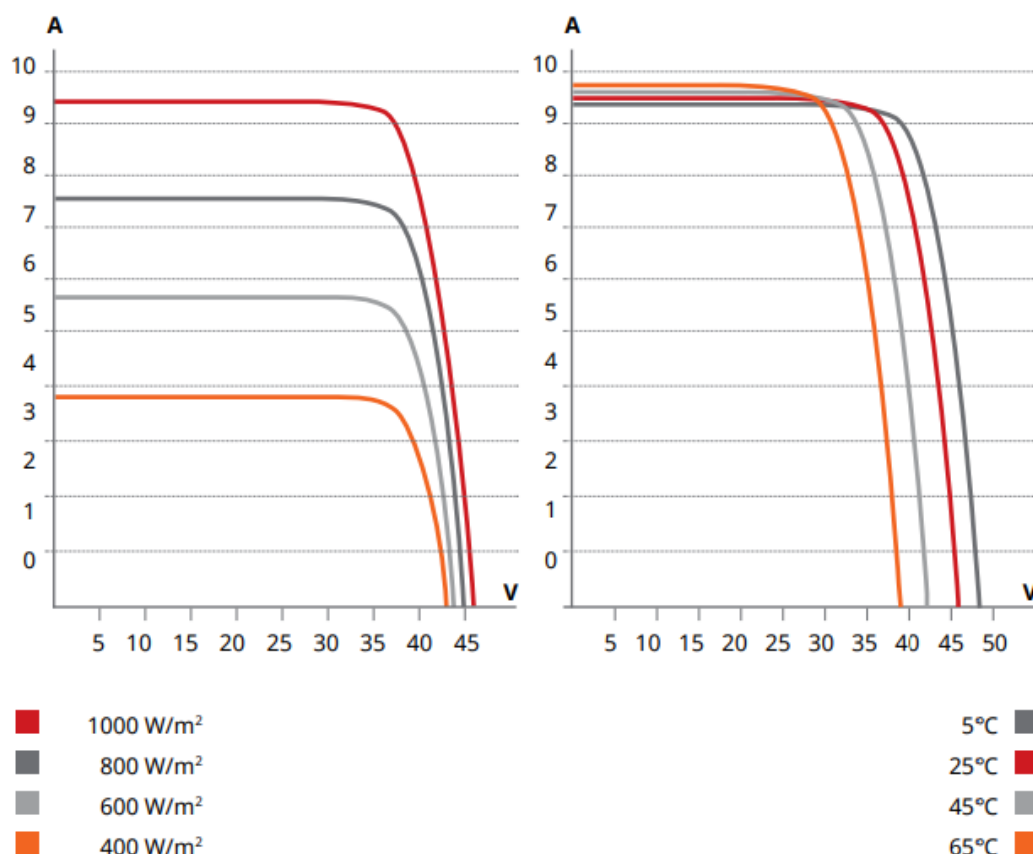
Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.40 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 3 °C

Fonte: CANADIAN SOLAR, 2019

<sup>1</sup> *Standart Test Condition* é a condição padronizada de teste utilizadas pelos fabricantes para determinar a potência máxima dos painéis. Onde a Irradiação Solar é 1.000 W<sup>2</sup>/m, o Espectro de Massa de ar AM é 1,5 e a Temperatura de Célula é 25 °C.

Os dois fatores que mais influenciam o desempenho dos módulos são: irradiação solar (apresenta comportamento linear sobre o valor da corrente) e a temperatura (a incidência de um nível alto de insolação implica num aumento de temperatura das células dos módulos, e consequentemente numa menor potência de saída). Conforme indicados na Figura 7.

Figura 7 - Gráfico da Curva de Tensão x Corrente do Módulo Fotovoltaico



Fonte: CANADIAN SOLAR, 2019

O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) estabelece os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica por meio da portaria INMETRO 004/2011, onde são avaliados os equipamentos nas condições nominais e extremas de funcionamento, a fim de garantir que os mesmos tenham uma qualidade mínima garantida. A portaria 004/2011 do INMETRO é o documento que trata da etiquetagem de componentes para sistemas fotovoltaicos. A condição para aceitação, além de passar nos testes de isolamento elétrico, é a potência medida estar entre -5% e +10% da potência nominal do módulo. Com o valor da potência e

com a medida da área externa dos módulos calcula-se a eficiência e, após isso, emite-se a etiqueta INMETRO com a letra (A, B, C, D, E) correspondente à eficiência (INMETRO, 2011).

O módulo escolhido, além de participar do programa de etiquetagem, participa também do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e possui o selo PROCEL, que é uma forma de destacar os equipamentos mais eficientes do programa. O ANEXO A apresenta um resumo da relação dos módulos que receberam o selo.

## Inversores

O inversor tem como principal função converter a corrente elétrica de corrente contínua (CC) que sai do gerador fotovoltaico para corrente alternada (CA). Além da conversão esse equipamento eletrônico também é responsável por sincronizar a tensão com a rede elétrica na qual faz conexão, adequar a frequência, amplitude e harmônicas das cargas interligas e atender às exigências das concessionárias de distribuição nos termos de segurança, como dispositivos antiilhamento.

Os parâmetros que devem ser observados na escolha do dispositivo são: potência nominal de saída ( $P_{CA}$ ), tensão de saída ( $V_{CA}$ ), corrente máxima de saída ( $I_{CA}$ ), frequência ( $f$ ), potência de entrada máxima ( $P_{CC}$ ), tensão de entrada máxima ( $V_{CC}$ ), corrente de entrada máxima ( $I_{CC}$ ), tensão de partida ( $V_o$ ), faixa de operação (MPPT<sup>2</sup>), fator de potência ( $\Phi$ ), máxima eficiência ( $\eta$ ) e número de *strings*.

Para que o inversor trabalhe de modo adequado, as potências do inversor e do gerador fotovoltaico devem ser ajustadas para obter a relação dentro da faixa recomendada pela literatura. Essa relação é denominada de fator de dimensionamento do inversor (FDI). De acordo com o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos os fabricantes e instaladores recomendam que os valores inferiores de FDI devem estar situados na faixa de 0,75 e 0,85, enquanto os superiores devem ser 1,05. Em localidades com altos índices de radiação ou baixas temperaturas é aconselhável a aplicação dos limites superiores, pois esses fatores estão relacionados ao aumento da corrente e da potência de saída do inversor. Pelo

---

<sup>2</sup> Maximum Power Point Tracking (Seguidor de do Ponto de Máxima Potência)

fato da cidade de Rio Branco apresentar uma temperatura anual média de 25,1 °C e estar na região com os mais baixos índices de radiação foi escolhido utilizar um FDI de 80% (limite inferior).

A distribuidora define como uma das condições mínimas de acesso à rede que os inversores tenham certificação de conformidade baseadas em normas específicas de âmbito nacional ou internacional, conforme a NDU –13 da Energisa. O modelo escolhido foi o PHB14K-DT, que atende às exigências da norma com parâmetros adequados para o sistema, conforme será demonstrado no tópico a seguir. A Figura 8 mostra os dados técnicos do inversor escolhido.

Figura 8 - Dados Técnicos do Inversor PHB14K-DT

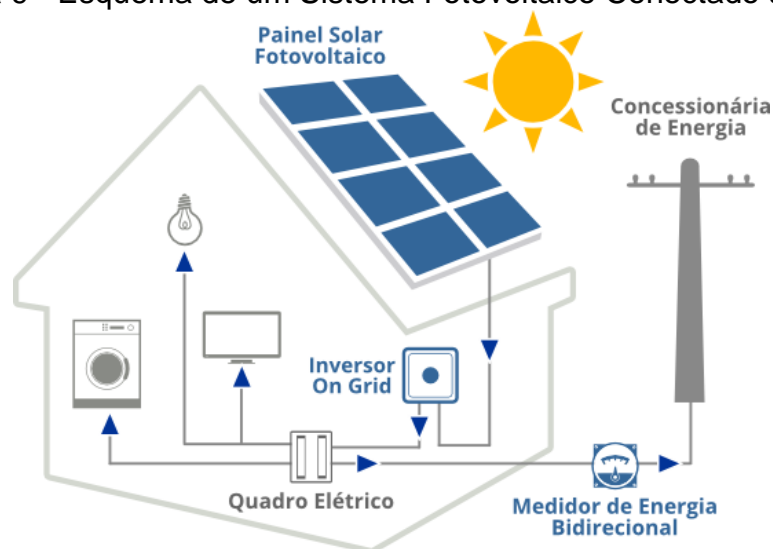
Dados da Entrada CC	PHB14K-DT	PHB20K-DT	PHB25K-DT
Max. Potência Fotovoltáica[W]	18200	26000	32500
Max. Tensão CC [V]	1000	1000	1000
Faixa de Operação SPMP [V]	260~850	260~850	260~850
Tensão CC de Partida [V]	250	250	250
Corrente CC Máxima [A]	27/27	22/22	27/27
Número de Strings /MPPT	6/2 (permite paralelar)	4/2 (permite paralelar)	6/2 (permite paralelar)
Conector CC	MC IV,SUNCLIX(opcional)		
Consumo em Standby [W]	10	10	10
Dados da Saída CA			
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)		
Eficiência			
Max. Eficiência	98.2%	98.4%	
Eficiência SPMP	>99.9%		

Fonte: PHB ELETRÔNICA, 2019

O modelo do inversor escolhido, mesmo não havendo obrigatoriedade de certificação pelo INMETRO (por apresentar potência superior a 10 kW), possui número de registro ativo de concessão nesse órgão. O ANEXO B apresenta uma adaptação da relação de inversores que são certificados pelo INMETRO.

Nos sistemas conectados à rede o inversor é ligado diretamente à rede principal da instalação, como pode ser observado no esquema da Figura 9.

Figura 9 - Esquema de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede



Fonte: <http://solaron.eco.br>

A conexão do inversor com a rede elétrica da distribuidora é dada por meio do medidor bidirecional, caracterizado por medir a energia em ambos os sentidos, ou seja, a energia consumida que entra e a energia gerada que sai. Assim é possível realizar o faturamento da unidade consumidora utilizando sistema de compensação de energia.

#### 4.3. DIMENSIONAMENTO DE PROJETO FOTOVOLTAICO

##### 4.3.1. Limite de potência do Gerador Fotovoltaico

O sistema foi dimensionado levando em consideração o consumo anual de energia elétrica das duas unidades. Conforme a REN 482/2012, a potência instalada do sistema de microgeração distribuída é limitada à potência disponibilizada pela distribuidora para atender a unidade consumidora onde a geração será conectada podendo ser calculada, para as unidades consumidoras trifásicas do grupo B, pela Equação (Eq.1):

$$P_{disp} = I * V * 3 \quad (\text{Eq.1})$$

Onde:

$I$  é a capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral, em A;

$V$  é a tensão nominal de fornecimento, em V.

A partir da Equação (Eq.1), é possível obter:

$$P_{disp} = 100 [A] * 127[V] * 3 = 38,1 [kVA]$$

Foi considerado um fator de potência de 0,92 e, assim, o sistema fica limitado a uma potência máxima de 35,05 kW. A central geradora foi dimensionada para não ultrapassar o limite de potência da unidade onde será instalado o sistema fotovoltaico, e, portanto, abaixo de 35,05 kW. Como a soma das potências instaladas das duas unidades corresponde a 50,40 kW, a potência máxima da central geradora (instalada somente na unidade 1) deve corresponder no máximo a 69%. No entanto, em um primeiro momento foi definida uma potência equivalente a 60% levando-se em conta a área disponível.

Sabendo que o consumo médio anual das duas unidades é de 54,66 MWh/ano, ou 149,76 kWh/dia, aplicando a mesma proporção resultou em um consumo estimado de 89,85 kWh/dia.

#### 4.3.2. Simulação de sombreamento

A unidade 1 possui cobertura em laje onde será instalado o sistema fotovoltaico. Seu posicionamento geográfico é:

- Latitude ( $\phi$ ) = -9,9610° S
- Longitude ( $L$ ) = 67,8458° L
- Azimute da cobertura da edificação (módulos fotovoltaicos): 180° N

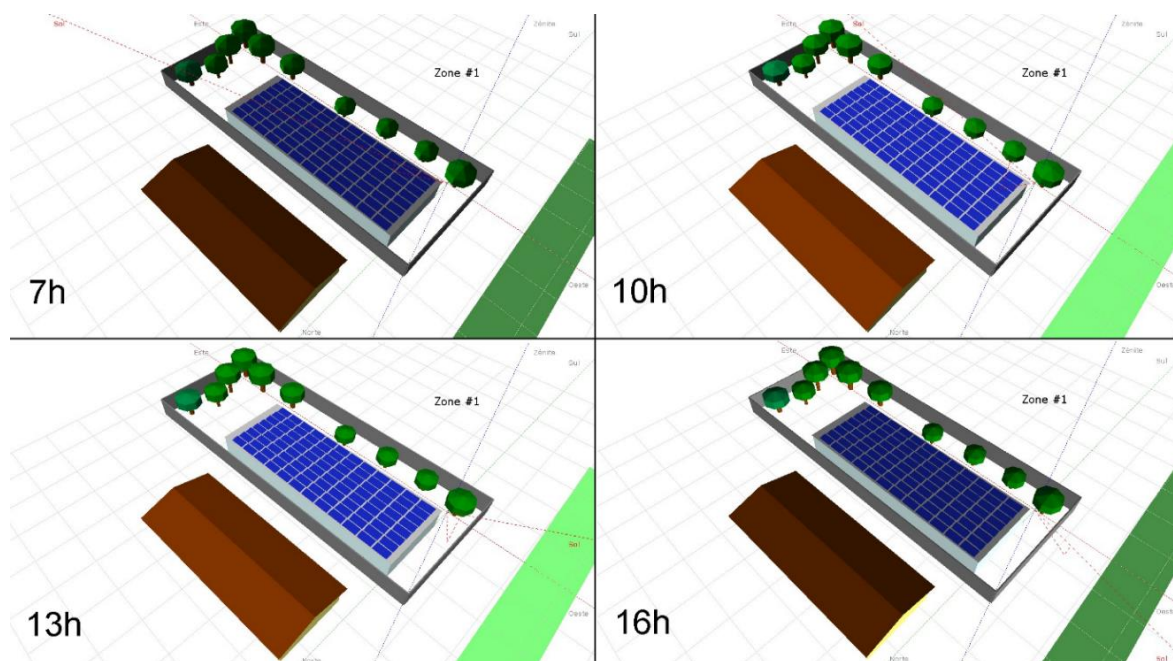
A área disponível para o gerador fotovoltaico foi resultado da simulação no Software Pvsyst, considerando a área da cobertura da edificação que é 282 m²



(10 m x 28,2 m). Não há edificações altas no entorno, apenas algumas árvores no terreno. Para simulação foram considerados os dias 21/12 (verão) e 21/06 (inverno).

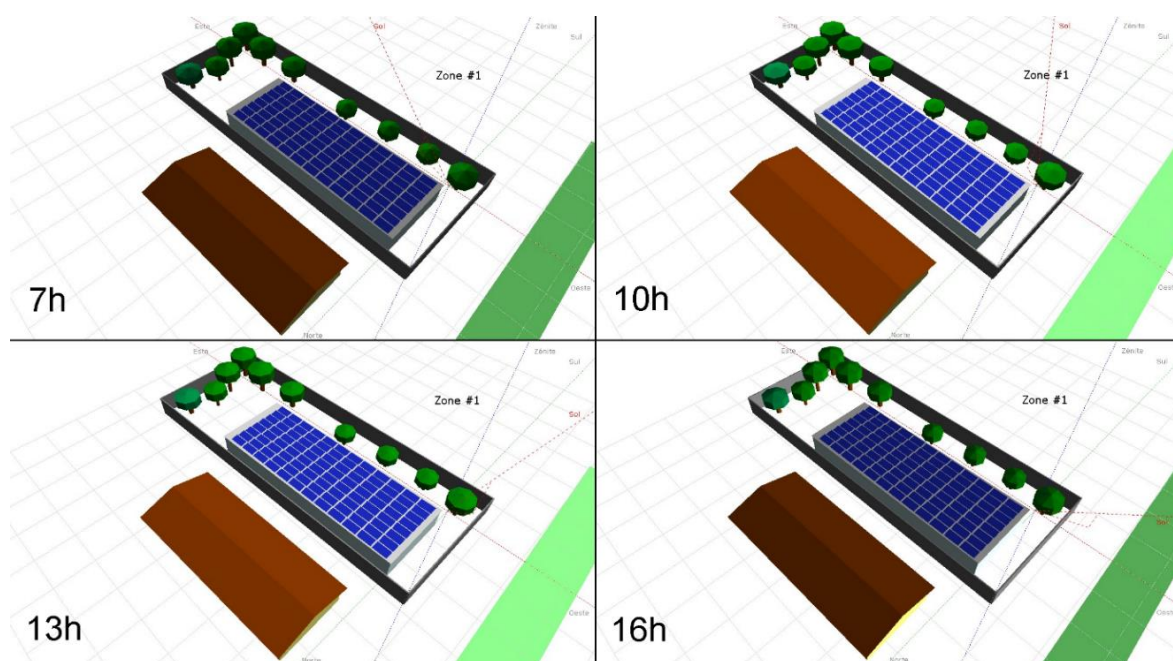
Durante a simulação foi observado que não há sombreamento, conforme indicados nas Figura 10 e Figura 11.

Figura 10 - Sombreamento no dia 21 de junho



Fonte: Própria autora, utilizando Pvsyst

Figura 11 - Sombreamento no dia 21 de dezembro



Fonte: Própria autora, utilizando Pvsyst

#### 4.3.3. Potencial Solar e Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

Para instalação de um sistema fotovoltaico é necessário passar por uma avaliação da demanda de energia elétrica a ser atendida e o local a ser instalado deve estar sujeito a uma irradiância solar que disponibilizará uma determinada quantidade de energia em um espaço de tempo (MOREIRA, 2017).

Segundo o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) a forma mais comum de apresentação dos dados de radiação solar é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia (CRESESB, 2019). Pode-se obter os valores da irradiação solar média diária em qualquer lugar do País no site do CRESESB, sendo que para o local escolhido temos os valores descritos conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Irradiação Solar Diária Média Mensal da Cidade de Rio Branco

Estação: Rio Branco				
Município: Rio Branco, AC – Brasil				
Latitude: 10,001° S				
Longitude: 67,849° O				
Distância do ponto de referência (9,96° S; 67,85° O): 4,5 km				
Irradiação Solar Diária Média Mensal [kWh/m².dia]				
	Plano Horizontal (0° N)	Ângulo igual a Latitude (10° N)	Maior Média Anual (10° N)	Maior Mínimo Mensal (10° N)
Jan	4,47	4,26	4,26	4,26
Fev	4,61	4,48	4,48	4,48
Mar	4,22	4,22	4,22	4,22
Abr	4,41	4,57	4,57	4,57
Mai	3,95	4,21	4,21	4,21
Jun	4,09	4,46	4,46	4,46
Jul	4,26	4,62	4,62	4,62
Ago	4,87	5,13	5,13	5,13
Set	5,10	5,18	5,18	5,18
Out	5,11	5,00	5,00	5,00
Nov	5,04	4,80	4,80	4,80
Dez	4,61	4,36	4,36	4,36
<b>Med</b>	<b>4,56</b>	<b>4,61</b>	<b>4,61</b>	<b>4,61</b>

Fonte: CRESESB, 2019

Segundo Moreira (2017) com a inclinação de uma superfície plana a variação de energia coletada ao longo do ano é suavizada. De acordo com o objetivo do projeto pode-se determinar a inclinação do módulo em relação à latitude do local:

- Igual à latitude ( $10^\circ$  S) – para obter a máxima captação anual de energia;
- Inferior à latitude ( $10^\circ$  a  $15^\circ$ ) – para máxima captação no verão;
- Superior à latitude ( $10^\circ$  a  $15^\circ$ ) – para máxima captação no inverno.

Partindo dessa ideia a inclinação escolhida para o projeto será de  $10^\circ$  (aproximação da latitude do local de instalação), com azimute dos módulos a  $180^\circ$  N.

Quando se faz a avaliação do potencial solar de uma determinada localidade é preciso conhecer a declinação solar ( $\delta$ ), que é definida por Moreira (2017) como sendo a medida do ângulo entre a direção do Sol e o plano do equador. Esses valores podem ser encontrados na Tabela 6, e são válidos para latitudes menores ou iguais a  $66,5^\circ$  (DUFFIE & BECKMAN, 2006).

Tabela 6 - Dia Médio do Ano e Declinação Solar

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$\delta$ ( $^\circ$ )	-20,9	-13,0	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23,0

Fonte: DUFFIE & BECKMAN, 2006

Com a latitude e a declinação determina-se o ângulo horário do pôr do sol ( $\omega_s$ ) através da Equação (Eq. 2).

$$\cos \omega_s = -\tan \phi * \tan \delta \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde:

$\omega_s$  é o ângulo horário do pôr do sol, em  $^\circ$ ;

$\phi$  é a latitude, em  $^\circ$ ;

$\delta$  é a declinação solar, em  $^\circ$ .

A partir do ângulo horário do pôr do sol é possível calcular a duração da insolação ( $N$ ), por meio da Equação (Eq. 3).

$$N = \left( \frac{2}{15} \right) * \omega_s \quad (\text{Eq. 3})$$

Assim resolvendo as Equações (Eq. 2) e (Eq. 3), para Rio Branco, temos os resultados mostrados na Tabela 7. Pode-se observar que a média da duração da insolação é de 12h, aproximadamente.

Tabela 7 - Resultados das Equações (Eq. 2) e (Eq. 3)

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$\omega_s$ (°)	93,8	92,3	90,4	88,3	86,6	85,7	86,1	87,6	89,6	91,7	93,4	94,3
$N$ (h)	12,5	12,3	12,1	11,8	11,5	11,4	11,5	11,7	11,9	12,2	12,5	12,6

Fonte: Própria autora

Considerando os parâmetros da radiação integrada diária média ( $HT$ ) para a inclinação de  $10^\circ$  obtida no site do CRESEB e a duração média de insolação ( $N$ ) pode-se obter o valor médio correspondente à irradiação solar média sobre a superfície inclinada, pela Equação (Eq. 4).

$$H_T = \frac{HT * 1000}{N} \quad (\text{Eq. 4})$$

Onde:

$H_T$  é a irradiação média mensal no plano inclinado, em  $W/m^2$ ;

$HT$  é a radiação integrada diária média no plano inclinado, em  $kWh/m^2.dia$ ;

$N$  é a duração média insolação, em h.

Resolvendo a Equação (Eq. 4) temos a irradiação média mensal no plano inclinado de Rio Branco que é de:

$$H_T = \frac{4,61 * 1000}{12} = 384,2 [W/m^2]$$

A temperatura de operação de uma célula fotovoltaica é determinada em função da irradiação média e da temperatura ambiente, que pode ser estimada através da Equação (Eq. 5).

$$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} * (T_{NOC} - 20) * 0,9 \quad (\text{Eq. 5})$$

Onde:

$T_c$  é a temperatura de operação da célula, em °C;

$T_a$  é a temperatura ambiente média anual, em °C;

$G_T$  é a radiação solar média mensal no plano da célula, W/m²;

$T_{NOC}$  é a temperatura nominal de operação da célula, em °C (obtida na Figura 6).

As temperaturas locais foram obtidas com base nas medições do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), assim a temperatura **média anual é de 25,1 °C**, com **máxima média anual de 31,5 °C**. e **mínima média anual de 20,6 °C**.

Logo a temperatura de operação da célula a temperatura ambiente média anual para esse projeto será dada por:

$$T_c = 25,1 + \frac{384,2}{800} * (43 - 20) * 0,9 = 35,04 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Observa-se que para a temperatura máxima média local o módulo funcionará dentro da faixa de operação, que é de -40 °C a 85 °C, conforme especificado na folha de dados da Figura 6.

Conhecendo a temperatura média anual de operação da célula é possível determinar a potência média, que é calculada por meio da Equação (Eq. 6).

$$P_{MP} = P_{MP}^\circ * \frac{G_T}{G_{ref}} * [1 + \gamma_{mp} * (T_c - T_{ref})] \quad (\text{Eq. 6})$$

Onde:

$P_{MP}$  é a potência média do painel, em W;

$P_{MP}^\circ$  é a potência nominal do painel nas condições STC, em W;

$G_T$  é a radiação solar média mensal no plano da célula, W/m<sup>2</sup>;  
 $G_{ref}$  é a radiação solar nas condições STC, em W/m<sup>2</sup>;  
 $\gamma_{mp}$  é o coeficiente de temperatura para potência do painel, em °C<sup>-1</sup>;  
 $T_c$  é a temperatura média anual de operação da célula, em °C;  
 $T_{ref}$  é a temperatura da célula nas condições STC, em °C.

Através da resolução da Equação (Eq. 6) estima-se a potência máxima gerada pelo módulo, que é de:

$$P_{MP} = 335 * \frac{384,2}{1000} * [1 + (-0,004) * (35,04 - 25)] = \mathbf{119,85 [W]}$$

Segundo o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, na estimativa de produção de energia elétrica pode-se considerar a totalidade de energia elétrica convertida em intervalos horários, devido à linearidade entre a produção de energia elétrica e a irradiação solar horária.

O número de Horas de Sol Pleno (HSP) expressa o valor acumulado de energia solar em um dia, esta grandeza reflete o número de hora em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m<sup>2</sup>, de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia (CRESESB, 2014).

Assim, para a cidade de Rio Branco, onde a irradiância média anual é de 4,61 kWh/m<sup>2</sup>, obtida na Tabela 9, temos:

$$HSP = \frac{4,61 [kWh/m^2]}{1 [kW/m^2]} = 4,61 [h/dia]$$

A energia gerada pelo sistema fotovoltaico pode ser calculada através da Equação (Eq. 7), onde pode ser atribuído o valor do consumo a ser atendido de acordo com a necessidade de cada projeto.

$$E_{FV} = N * P_{MP} * \eta_{SPMP} * HSP * TD \quad (Eq. 7)$$

Onde:

$E_{FV}$  é a energia gerada pelo gerador fotovoltaico, em Wh/dia;

$N$  é a número de painéis fotovoltaicos que compõe o gerador;

$P_{MP}$  é a potência média do painel fotovoltaico utilizado, em W;

$\eta_{SPMP}$  é a eficiência do seguidor do ponto de máxima potência;

$HSP$  é a média diária anual das horas de sol pleno incidente no painel, em h;

$TD$  é a taxa de desempenho do gerador fotovoltaico, recomendado no Brasil valores de 0,7 a 1,05 (CRESESB).

A proposta do projeto é injetar 60% do consumo anual de energia elétrica, que representa 32,80 MWh/ano, então a energia que será injetada diariamente na rede é de 89,85 kWh/dia. Porém como o inversor escolhido possui um rendimento máximo de 98,2% a energia que será injetada na rede é o produto entre a energia gerada e o rendimento do inversor utilizado. Assim conhecendo a energia diária que se deseja injetar na rede, temperatura média máxima, irradiação solar média diária e as características técnicas dos equipamentos (módulo e inversor) é possível determinar a quantidade de módulos necessários para o sistema, resolvendo a Equação (Eq. 7).

$$N = \frac{89.854 / 0,982}{119,85 * 0,99 * 4,61 * 0,8} = \frac{91.501}{438} \cong 209 \text{ [módulos FV]}$$

O fato do espaço disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos ser limitado à área da cobertura da edificação a quantidade de módulos ficou limitado a **96 unidades**.

#### 4.3.4. Dimensionamento do Inversor

O inversor foi escolhido considerando um FDI de 80%, que está dentro da faixa recomenda pela literatura e pelos fabricantes, sendo determinado pela Equação (Eq. 8).

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{FV}} \quad (\text{Eq. 8})$$

Onde:

$FDI$  é o fator de dimensionamento do inversor;

$P_{inv}$  é potência nominal do inversor, em W;

$P_{FV}$  é potência nominal do gerador fotovoltaico, em Wp.

Para encontrar a potência nominal do gerador fotovoltaico, basta multiplicar o número de módulos pela potência nominal de cada módulo nas condições STC. Assim a potência nominal do inversor adequado para o sistema em estudo é de:

$$P_{inv} = 96 * 335 * 0,8 = 25.728 [W]$$

Foi escolhido utilizar **dois inversores com potência nominal de 14.000 W**. Uma vez definido o inversor é possível calcular o FDI operacional do sistema fotovoltaico, por meio da Equação (Eq. 8).

$$FDI_{operacional} = \frac{28.000}{32.160} = 0,87$$

#### 4.3.5. Configuração do Arranjo Fotovoltaico

O arranjo dos módulos deve considerar as características de entrada de cada inversor. Com as temperaturas de operação da célula pode-se obter os níveis de tensão para as condições extremas do local (temperaturas máximas e mínimas recorde), através da Equação (Eq. 9).

$$V_{oc} = V_{oc}^{\circ} * [1 + \gamma_{oc} * (T_C - T_C^{\circ})] \quad (Eq. 9)$$

Onde:

$V_{oc}$  é a tensão do módulo para uma determinada temperatura de operação, em V;

$V_{oc}^{\circ}$  é a tensão na condição STC, em V;

$\gamma_{oc}$  é o coeficiente de temperatura nas condições STC, em  $^{\circ}C^{-1}$ ;

$T_C$  é a temperatura de operação da célula, em  $^{\circ}C$ ;



$T_c^\circ$  é a temperatura de referência, em  $^\circ\text{C}$ .

Esses níveis de tensão não podem ser superiores aos limites do inversor, ou seja, a quantidade de módulos conectados em série do módulo fica condicionada a faixa de operação do inversor. A temperatura média mensal máxima durante o ano em Rio Branco foi de **33,2  $^\circ\text{C}$** , que resulta na temperatura máxima de operação da célula e consequentemente na tensão de circuito aberto mínima. Por meio das Equações (Eq. 5) e (Eq. 9), temos:

$$T_c = 33,2 + \frac{426,83}{800} * (43 - 20) * 0,9 = \mathbf{44,2 \text{ } [^\circ\text{C}]}$$

Sendo GT a radiação solar média mensal no plano da célula, em  $\text{W/m}^2$ , correspondente ao mês com a maior média mensal de temperatura ambiente no ano (setembro).

$$V_{oc \min} = 45,8 * [1 + (-0,0031) * (44,2 - 25)] = \mathbf{43,1 \text{ } [V]}$$

A temperatura média mensal mínima no ano foi de **17,5  $^\circ\text{C}$** , que resulta na temperatura mínima de operação da célula, calculada pela Equação (Eq. 5), temos:

$$T_c = 17,5 + \frac{0}{800} * (43 - 20) * 0,9 = \mathbf{17,5 \text{ } [^\circ\text{C}]}$$

De modo análogo é calculada a tensão de circuito aberto máxima, através da Equação (Eq. 9):

$$V_{oc \max} = 45,8 * [1 + (-0,0031) * (17,5 - 25)] = \mathbf{46,9 \text{ } [V]}$$

Para conhecer as tensões máxima e mínima de operação de cada módulo, utiliza-se as Equações (Eq. 5) e (Eq. 9), aplicando as temperaturas mínimas e máximas anuais.

Para a temperatura média mensal mínima no ano, temos:

$$T_c = 17,5 + \frac{0}{800} * (43 - 20) * 0,9 = 17,5 [^{\circ}C]$$

$$V_{MP\ max} = 37,4 * [1 + (-0,0031) * (17,5 - 25)] = \mathbf{38,3\ [V]}$$

Para a temperatura média mensal máxima no ano, temos:

$$T_c = 33,2 + \frac{426,83}{800} * (43 - 20) * 0,9 = \mathbf{44,2\ [^{\circ}C]}$$

$$V_{MP\ min} = 37,4 * [1 + (-0,0031) * (44,2 - 25)] = \mathbf{35,2\ [V]}$$

De modo similar, temos a tensão de operação máxima:

$$T_c = 17,5 + \frac{0}{800} * (43 - 20) * 0,9 = \mathbf{17,5\ [^{\circ}C]}$$

$$V_{MP\ max} = 37,4 * [1 + (-0,0031) * (17,5 - 25)] = \mathbf{38,3\ [V]}$$

Das especificações técnicas do inversor é obtida a faixa de tensão de operação em CC, que é de 260 ~ 850 V, logo o número de painéis conectados em série é dado pelas Equações (Eq. 10) e (Eq. 11).

$$N_{série} > \frac{V_{SPMP\ min}}{V_{MP\ min}} \quad (\text{Eq. 10})$$

Onde:

$N_{série}$  é o número mínimo de painéis conectados em série;

$V_{SPMP\ min}$  é a tensão mínima da faixa de operação do inversor, em V;

$V_{SPMP\ min}$  é a tensão mínima no ponto de máxima potência do módulo, em V.

$$N_{série} < \frac{V_{SPMP\ max}}{V_{MP\ max}} \quad (\text{Eq. 11})$$

Onde:

$N_{série}$  é o número máximo de painéis conectados em série;

$V_{SPMP\ max}$  é a tensão máxima da faixa de operação do inversor, em V;

$V_{SPMP\ max}$  é a tensão máxima no ponto de máxima potência do módulo, em V.

Então é definida a quantidade de painéis, mínima e máxima, que podem ser conectados no inversor através das Equações (Eq. 10) e (Eq. 11):

$$N_{série} > \frac{260}{35,2} \cong 7,4 \quad N_{série} < \frac{850}{38,3} \cong 22,1$$

Definiu-se por utilizar **strings com 12 módulos** conectados em série.

Pode-se determinar a corrente máxima gerada no módulo através da Equação (Eq. 12).

$$I_{sc} = I_{sc}^{\circ} * [1 + \gamma_{sc} * (T_c - T_c^{\circ})] \quad (\text{Eq. 12})$$

Onde:

$I_{sc}$  é a corrente do módulo para uma determinada temperatura de operação, em A;

$I_{sc}^{\circ}$  é a tensão na condição STC, em A;

$\gamma_{sc}$  é o coeficiente de temperatura nas condições STC, em °C<sup>-1</sup>;

$T_c$  é a temperatura de operação da célula, em °C;

$T_c^{\circ}$  é a temperatura de referência, em °C.

Resolvendo a Equação (Eq. 12) encontramos a corrente de curto circuito do projeto:

$$I_{sc} = 9,54 * [1 + 0,0005 * (44,2 - 25)] = \mathbf{9,45 [A]}$$

A quantidade de conjuntos de módulos associados em paralelo fica condicionada a corrente CC máxima suportada pelo inversor, que é de **27 A**, ou seja, definida pela Equação (Eq.13):

$$N_{paralelo} < \frac{I_{max}}{I_{sc}} \quad (\text{Eq.13})$$

Onde:

$N_{paralelo}$  é o número máximo de conjuntos de painéis conectados em paralelo;

$I_{max}$  é a corrente máxima por *string* do inversor, em A;

$I_{sc}$  é a corrente do módulo para uma determinada temperatura de operação, em A.

Sendo assim, cada *string* do inversor pode receber até 2 conjuntos de módulos, demonstrados pela resolução da Equação (Eq.13):

$$N_{paralelo} < \frac{27}{9,45} \cong 2,8$$

Definiu-se por **utilizar 2 conjuntos em paralelo**.

Com esses valores pode-se encontrar a corrente de operação de cada módulo, utilizando a Equação (Eq.14).

$$P_{MP} = V_{MP} * I_{MP} \quad (\text{Eq.14})$$

Onde:

$P_{MP}$  é a potência média do painel, em W;

$V_{MP}$  é a tensão média de operação do painel, em V;

$I_{MP}$  é a corrente média de operação do painel, em A.

Assim, temos:

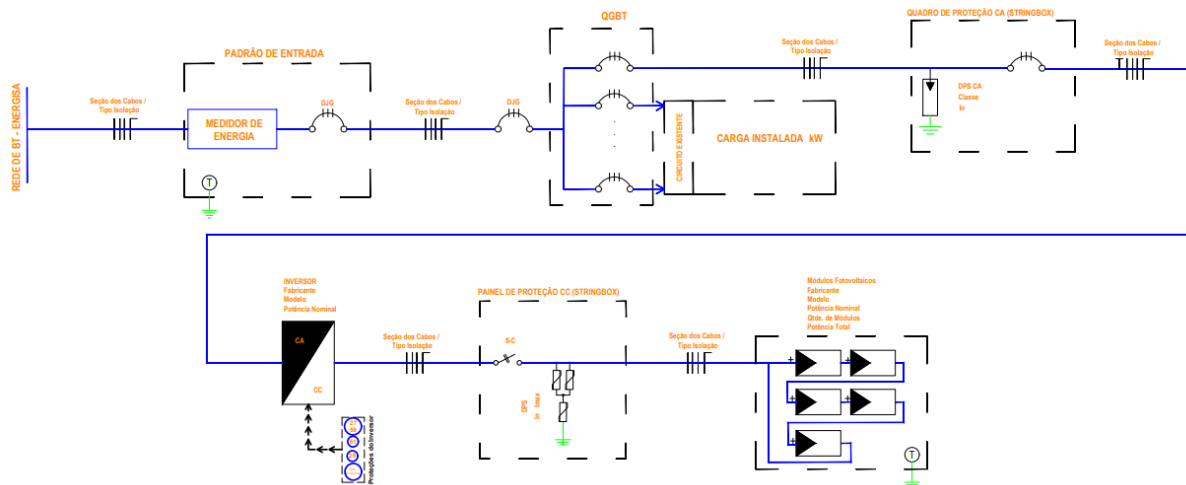
$$T_C = 25,1 + \frac{384,2}{800} * (43 - 20) * 0,9 = 35,0 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$V_{MP \text{ medio}} = 37,4 * [1 + (-0,0031) * (35,04 - 25)] = \mathbf{36,2 \text{ [V]}}$$

$$I_{MP} = \frac{P_{MP}}{V_{MP}} = \frac{119,85}{36,2} = 3,31 \text{ [A]}$$

O modelo de diagrama unifilar para sistema fotovoltaico é ilustrado na NDU – 13 da Energisa, conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 12 - Diagrama Unifilar do Sistema Fotovoltaico



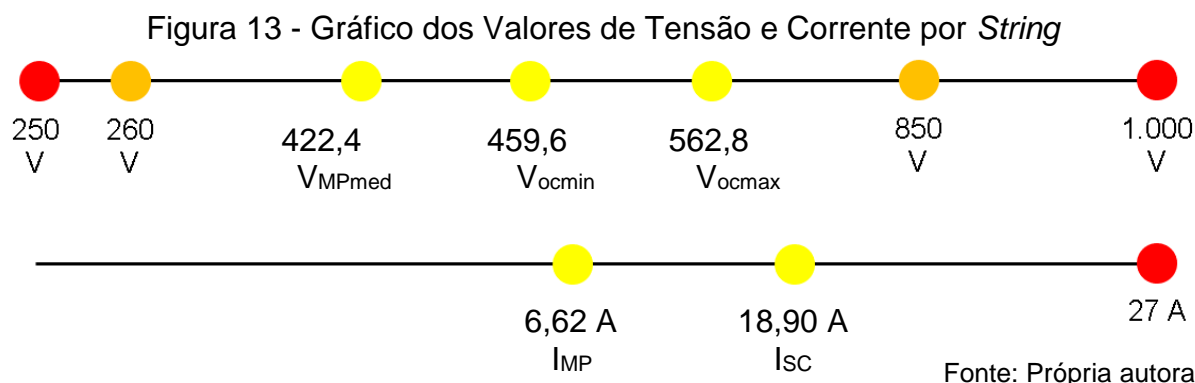
Fonte: ENERGISA, 2018

Especificação técnica do sistema fotovoltaico:

- Gerador fotovoltaico – composto por 96 módulos policristalinos de 335 Wp, sendo 4 *strings* principais, cada um com 2 conjuntos em paralelo de 12 módulos;
- Inversor – dois inversores com potência nominal em CA de 14 kW cada e tensão de 220/127 V, trifásico (FDI de 0,87).

Assim verifica-se que as tensões de operação de máxima potência de cada *string* estão dentro da faixa de operação do inversor e as tensões em circuito aberto não ultrapassam a tensão máxima suportável em CC do inversor. Além disso, verifica-se que tanto a corrente de curto circuito quanto a corrente de operação de máxima potência do arranjo também são inferiores a corrente máxima suportável por *string* do inversor.

A Figura 13 mostra os gráficos de tensão e corrente onde se pode verificar que o arranjo do gerador fotovoltaico atende as especificações técnicas do inversor utilizado.

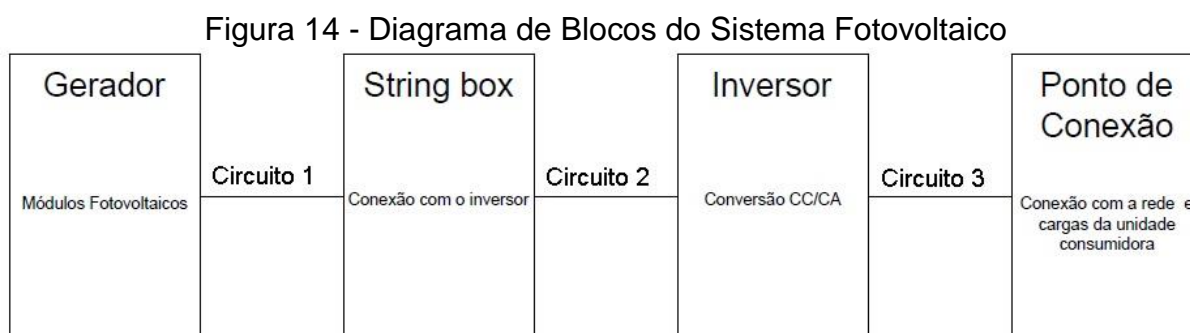


#### 4.3.6. Especificações Elétricas do Sistema

O sistema fotovoltaico foi dividido em três circuitos:

- Circuito 1 em CC, conecta os módulos fotovoltaicos com a *string box*, com comprimento de 25 m em instalação ao ar livre exposto ao sol. Cabos unipolares encostados um ao outro na horizontal;
- Circuito 2 em CC, ligando a *string box* até o inversor, com comprimento de 5 m em eletroduto não metálico aparente, protegidos do sol. Cabos unipolares encostados um ao outro na vertical;
- Circuito 3 em CA, conectando o inversor com a rede de distribuição, com comprimento de 35 m em eletroduto aparente e cabos multipolares.

A Figura 14 ilustra o diagrama de blocos, com a identificação dos circuitos.



Fonte: Própria autora

Com as características dos circuitos é possível dimensionar os cabos para cada circuito, seguindo a metodologia definida na Norma Técnica Brasileira (NBR)

16612/2017 e 5410/2008 da ABNT. Essa metodologia consiste em encontrar os fatores de correção (perdas), sendo basicamente: o Fator de Agrupamento de Circuitos (FCA), o Fator de Resistividade Térmica do Solo (FCRS), quando aplicável, e o Fator da Temperatura Ambiente (FCT), quando aplicável, para cada circuito do sistema fotovoltaico, de acordo com a NBR 5410 (ABNT, 2008). Após encontrados os fatores é realizada a correção da corrente nominal ( $I_n$ ) e então determinada seção transversal adequada para cada circuito. O segundo passo da metodologia é calcular a queda de tensão em todos os circuitos e reavaliar a seção transversal dos cabos.

O FCA corrige em função do agrupamento dos cabos e é aplicado nos circuitos em CC e CA; enquanto o FCRS corrige em função da resistividade do solo, para circuitos enterrados e é aplicado em CC e CA. Já o FCT corrige em função da temperatura ambiente do local da instalação e é aplicado em circuitos CA. Conhecendo esses fatores a  $I_n$  é corrigida através da Equação (Eq. 15).

$$I_c = \frac{I_n}{FCA * FCRS * FCT} \quad (\text{Eq. 15})$$

Onde:

$I_c$  é a corrente nominal corrigida, em A;

$I_n$  é a corrente nominal, em A;

$FCA$  é o fator de agrupamento de circuitos;

$FCRS$  é o fator de resistividade térmica do solo;

$FCT$  é o fator de temperatura ambiente.

Para os circuitos em CC a correção da  $I_n$  é considerada apenas o FCA, que será igual a 0,8, determinado de acordo com a NBR 5410 (ABNT,2008). Aplicando a Equação (Eq. 15), temos:

- Circuito 1 –  $I_c = \frac{9,45}{0,8} = 11,81 \text{ [A]}$
- Circuito 2 –  $I_c = \frac{18,90}{0,8} = 23,63 \text{ [A]}$

Em ambos os circuitos a seção transversal dos cabos poderia ser de 1,5 mm<sup>2</sup> segundo a NBR 16612 (ABNT, 2017), porém a NBR 5410 (ABNT, 2008) recomenda que para circuitos de força a seção transversal mínima deve ser de 2,5 mm<sup>2</sup>. Assim nos circuitos 1 e 2 serão utilizados cabos com seção de 2,5 mm<sup>2</sup>.

Para o circuito CA a correção da  $I_n$  é considerada o FCA e o FCT, que será igual 1,0 e 0,96 ( $T_{a\ max} = 35\ ^\circ C$ ), respectivamente, de acordo com a NBR 5410 (ABNT, 2008). Aplicando a Equação (Eq. 15), temos:

- Circuito 3 –  $I_c = \frac{63,65}{1,0 * 0,96} = 66,30\ [A]$

A seção transversal será de 16 mm<sup>2</sup> segundo a NBR 5410 (ABNT, 2008).

Para determinar a queda de tensão, o cálculo é realizado por meio da Equação (Eq. 16).

$$e = \frac{l * I_n}{\gamma * S} \quad (\text{Eq. 16})$$

Onde:

$e$  é a queda de tensão, em V;

$l$  é o comprimento do circuito, em m;

$I_n$  é a corrente nominal do circuito, em A;

$\gamma$  é a condutividade do condutor, para o cobre é 46,82 m/Ω.mm<sup>2</sup>;

$S$  é a seção transversal do condutor, em mm<sup>2</sup>.

Para o circuito 1, temos:

$$e = \frac{(25 * 2) * 9,45}{46,82 * 2,5} = 4,04\ [V]$$

Como a tensão por *string* é de 434,8 V a tensão no circuito após a queda de tensão será de 430,8 V, que representa uma variação na tensão de 0,93%.

Para o circuito 2, temos:



$$e = \frac{(5 * 2) * 18,90}{46,82 * 2,5} = 1,64 [V]$$

Após a análise da queda de tensão no circuito 2, a tensão no circuito será de 429,2 V, que representa uma variação na tensão de 0,37%.

Nos circuitos em CC a queda de tensão representa uma variação total de 1,30%, abaixo dos 4% recomendado pela NBR 5410 (ABNT, 2008).

Para o circuito 3, temos:

$$e = \frac{35 * 66,30}{46,82 * 16} = 3,10 [V]$$

Como a tensão de saída do inversor é de 127 V, assim, a tensão no circuito após a queda de tensão será de 123,90 V, que representa uma variação na tensão de 2,44%, que também está abaixo do recomendado pela norma.

#### **4.3.7. Dispositivos de Proteção e Seccionamento**

Entende-se por seletividade, como sendo a capacidade que o sistema de proteção existente possui em conseguir identificar a parte danificada do circuito e retirá-la de serviço, sem alterar os demais circuitos que estiverem em situações normais de uso, ou seja, a coordenação da atuação dos equipamentos de proteção. Assim garantindo confiabilidade ao sistema elétrico.

As características fundamentais dos equipamentos de proteção e seccionamentos de circuitos são:

- Capacidade nominal de interrupção do curto-circuito;
- Suportar na posição aberta tensões e sobretensões de baixa e alta frequência.

Uma das maneiras de coordenar o sistema de proteção é baseada em níveis de corrente, que será abordada no presente trabalho. As condições que devem ser atendidas para coordenar o sistema estão indicadas nas Equações (Eq. 17) e (Eq. 18), conforme requisitos da NBR 5410 (ABNT, 2008).

$$I_{sc} \leq I_{prot} \leq I_{cond} \quad (\text{Eq. 17})$$

$$I_2 \leq I_{cond} \quad (\text{Eq. 18})$$

Onde:

$I_{sc}$  é a corrente de projeto do circuito, em A;

$I_{prot}$  é a corrente nominal do dispositivo de proteção ou corrente de ajuste, em A;

$I_{cond}$  é a capacidade de condução de corrente dos condutores, em A;

$I_2$  é a corrente convencional de atuação para disjuntores ou de fusão para fusíveis, recomendado entre  $1,5I_{sc}$  a  $2,4I_{sc}$ , em A;

Além das condições acima, é recomendado também o uso de dispositivos de desconexão para o arranjo fotovoltaico capazes de operar sob carga e que a capacidade de curto-circuito não poderá ultrapassar 35 kA, nos circuitos em CA em baixa tensão, enquanto operarem em paralelo com a rede (PRODIST, 2016). Verificando as duas condições de proteção para cada circuito obtêm-se os seguintes resultados demonstrados na Tabela 8.

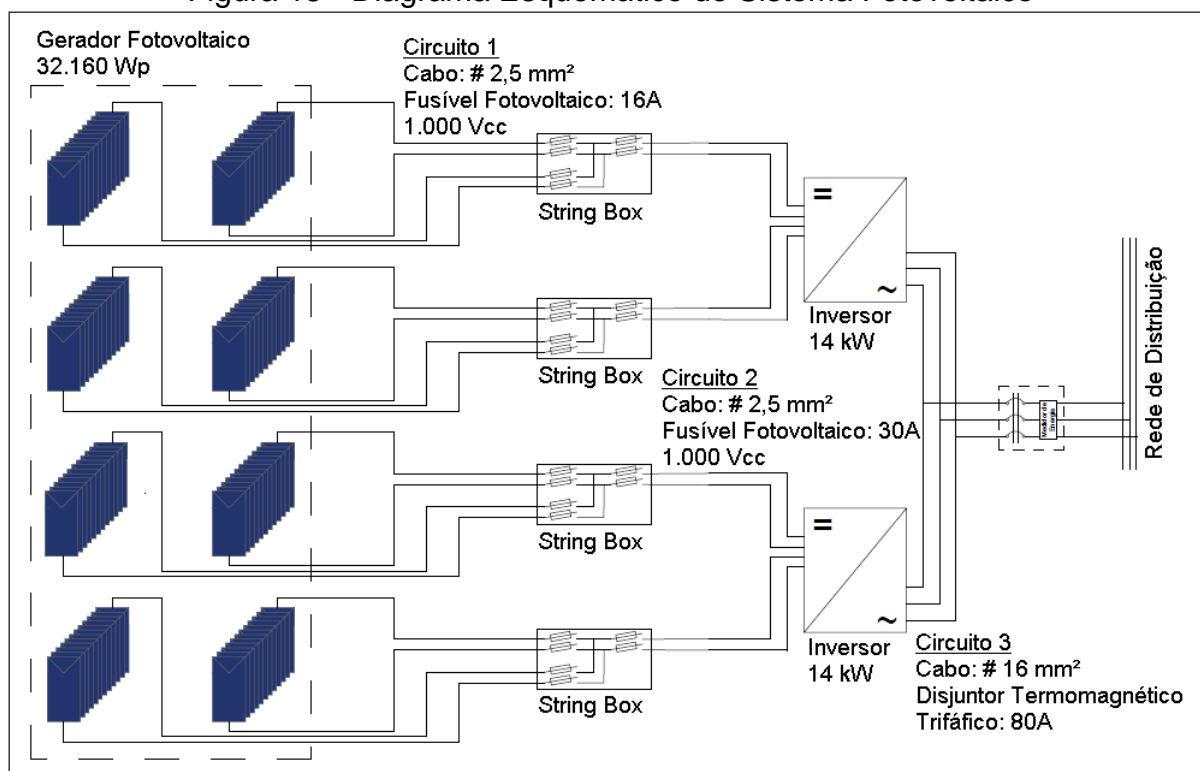
Tabela 8 - Condições de Proteção para cada Circuito

Condição	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3
I	$9,45 \leq I_{prot} \leq 26$	$18,90 \leq I_{prot} \leq 32$	$66,30 \leq I_{prot} \leq 80$
II	$1,5 * 9,45 \leq 26$	$1,6 * 18,90 \leq 32$	$63 a 80 \leq 80$
Dispositivos existentes no mercado	Fusível fotovoltaico 15 A / 1000 Vcc	Fusível fotovoltaico 30 A / 1000 Vcc	Disjuntor Termomagnético Tripolar 80 A
	Chave Seccionadora 32A / 1000 Vcc		

Fonte: Própria autora

Assim, a configuração básica do sistema fotovoltaico com seus elementos básicos é mostrada na Figura 15.

Figura 15 - Diagrama Esquemático do Sistema Fotovoltaico



Fonte: Própria autora, utilizando o Autocad

#### Especificação final do sistema fotovoltaico:

- Gerador fotovoltaico – composto por 96 módulos policristalinos de 335 Wp, sendo 4 *strings* com 2 conjuntos em paralelo de 12 módulos;
- Conversão CC/CA – dois inversores com potência nominal em CA de 14 kW cada e tensão 220/127 V, trifásico (FDI de 0,87)
- CC – 60 m de cabos de cobre unipolares com seção transversal de 2,5 mm<sup>2</sup>, 16 fusíveis fotovoltaico de 16 A / 1.000 Vcc, 8 fusíveis fotovoltaico de 30 A / 1.000 Vcc e chave seccionadora de 32 A / 1.000 Vcc;
- CA – 105 m de cabos de cobre multipolares com seção transversal de 16 mm<sup>2</sup> e disjuntor termomagnético trifásico de 80 A.

## 5. RESULTADOS

Após avaliação inicial do projeto foram calculados os parâmetros de acordo com as condições de cada mês na cidade de Rio Branco. Considerando os valores mensais da irradiação média no plano inclinado a  $10^\circ\text{C}$  ( $H_T$ ) e as temperaturas médias anuais, descritas na Tabela 9, encontrou-se a potência máxima gerada pelo módulo escolhido utilizando a Equação (Eq. 6). Enquanto a tensão em circuito aberto e a corrente de curto circuito são calculadas pelas Equações (Eq. 9) e (Eq. 12), respectivamente. A Tabela 10 mostra os resultados encontrados para cada mês, onde se pôde notar uma variação bastante sutil nos parâmetros.

Tabela 9 - Irradiação Média Mensal e Temperaturas Médias Anuais

Meses	$H_T$ [Wh/m <sup>2</sup> ]	$T_{a\ med}$ [°C]	$T_{a\ max}$ [°C]	$T_{a\ min}$ [°C]
Janeiro	357,24	25,7	30,9	22,2
Fevereiro	374,50	25,5	30,8	22,0
Março	350,03	25,7	31,1	22,0
Abril	374,43	25,4	31,0	21,6
Maio	342,20	24,4	30,4	20,1
Junho	357,92	23,6	30,3	18,3
Julho	371,11	23,4	31,3	17,5
Agosto	417,03	24,6	32,9	18,2
Setembro	426,83	25,5	33,2	19,8
Outubro	417,93	26,1	32,9	21,6
Novembro	404,51	25,9	31,8	21,9
Dezembro	366,75	25,7	31,0	22,2
<b>Média</b>	<b>384,20</b>	<b>25,1</b>	<b>31,5</b>	<b>20,6</b>

Fonte: Adaptado de CRESESB e INPE, 2019

Tabela 10 - Parâmetros do Projeto Calculados para cada Mês

Meses	$P_{MP}$ [W]	$T_{C\ max}$ [°C]	$V_{oc\ min}$ [V]	$T_{C\ min}$ [°C]	$V_{oc\ max}$ [V]	$I_{sc}$ [A]
Janeiro	111,5	40,1	43,4	22,2	45,9	9,41
Fevereiro	116,8	40,5	43,3	22,0	45,9	9,41
Março	109,3	40,2	43,4	22,0	45,9	9,41

Abril	116,8	40,7	43,3	21,6	46,0	9,41
Maio	107,5	39,3	43,5	20,1	46,2	9,41
Junho	112,7	39,6	43,4	18,3	46,4	9,41
Julho	116,8	40,9	43,3	17,5	46,6	9,41
Agosto	129,9	43,7	42,9	18,2	46,5	9,43
Setembro	132,3	44,2	42,8	19,8	46,2	9,43
Outubro	129,4	43,7	42,9	21,6	46,0	9,43
Novembro	125,5	42,3	43,1	21,9	45,9	9,42
Dezembro	114,3	40,5	43,3	22,2	45,9	9,41

Fonte: Própria autora

Considerando a energia gerada por dia médio de cada mês pelo sistema calculada através da Equação (Eq. 7), estima-se a energia gerada em cada mês e quanto representa no consumo mensal das unidades, descritos na Tabela 11. O consumo médio foi obtido por meio das faturas de energia elétrica das duas unidades.

Tabela 11 - Energia Gerada x Consumo

Mês	Energia Gerada [kWh/dia]	Energia Gerada [kWh/mês]	Consumo Médio [kWh/mês]	Representação no consumo
Janeiro	33,15	1.059,37	4.725,00	22%
Fevereiro	35,81	1033,44	3.689,00	28%
Março	30,69	980,70	4.247,00	23%
Abril	34,26	1.059,48	4.762,00	22%
Maio	28,26	903,04	5.018,00	18%
Junho	30,66	947,99	4.511,50	21%
Julho	33,09	1.057,28	5.084,00	21%
Agosto	42,09	1.344,84	4.290,00	31%
Setembro	44,89	1.388,25	4.582,50	30%
Outubro	43,97	1.405,17	5.000,00	28%
Novembro	42,08	1.301,12	4.669,00	28%
Dezembro	35,07	1.120,48	4.083,00	27%
<b>Média anual</b>	<b>36,17</b>	<b>1.133,43</b>	<b>4.555,08</b>	<b>25%</b>

Fonte: Própria autora

A geração de energia representa apenas 25% da energia consumida pelas duas unidades, mas tem capacidade de suprir totalmente o consumo da unidade 1, além de pequena parcela da unidade 2.

A definição do arranjo a ser utilizado considerou as especificações técnicas dos equipamentos escolhidos. Serão utilizadas 4 *strings* com 2 conjuntos em paralelo de 12 módulos conectados em série. A Tabela 12 mostra que a configuração do arranjo atende as especificações de entrada do inversor.

Tabela 12 - Análise de Compatibilidade do Gerador Fotovoltaico e do Inversor

Parâmetros	Unitário	Arranjo	Avaliação
$V_{oc\ min}$ [V]	43,1	516,8	Inferior a tensão máxima do inversor (1.000 V)
$V_{oc\ max}$ [V]	46,9	562,4	
$V_{MP\ min}$ [V]	35,5	425,9	Dentro da faixa de operação do inversor (260 ~ 850 V)
$V_{MP\ med}$ [V]	36,2	434,6	
$V_{MP\ max}$ [V]	37,9	455,9	
$I_{sc}$ [A]	9,45	18,90	Inferior a corrente máxima do inversor (27 A)
$I_{MP}$ [A]	3,31	6,62	
$P_{max}$ [W]	119,8	11.505,5	Inferior a potência máxima do inversor (36.400 W)
$P_{nom}$ [W]	335	32.160	

Fonte: Própria autora

O gerador fotovoltaico atende a restrição da REN 482/2012, sendo inferior a 35,05 kW (potência disponibilizada pela distribuidora) e é composto por 96 módulos e deve cobrir toda a área da cobertura, que é 292 m<sup>2</sup>.

### 5.1. ANÁLISE ECONÔMICA

A viabilidade econômica de um projeto é realizada através de técnicas financeiras para análise de investimento, dentre elas o *Payback* Simples e o Valor Presente Líquido (VPL), que serão aplicadas no presente estudo.

O investimento inicial estimado para a construção desta central geradora é especificado na Tabela 13.

Tabela 13 - Orçamento Detalhado

Aspectos	Descrição	Quant.	Preço Unitário (R\$)	Preço Total (R\$)
Equipamentos e materiais	Módulos fotovoltaicos	96	820	78.720
	Inversores	2	11.495	22.990
	Outros	1	14.781	14.781
Serviços	Projeto, montagem e comissionamento	1	28.500	28.500
<b>Total</b>				<b>145.000</b>

Fonte: Senerge, 2019

Considerando o valor da tarifa de energia sem imposto cobrado pela distribuidora igual a R\$ 0,61288 /kWh (tarifa vigente a partir de Dezembro de 2018, de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.497/2018 da ANEEL) e aplicando as alíquotas de 25% para o ICMS e 6% para PIS e COFINS, temos o valor da tarifa de energia de R\$ 0,88823 /kWh com impostos.

Se o consumo mensal das duas unidades é de aproximadamente 4.555,08 kWh/mês e no projeto estima-se produzir cerca 1.133,43 kWh/mês, temos um fluxo de caixa mensal de R\$ 1.006,75, o que equivale a um fluxo de caixa anual de R\$ 12.080,95 aproximadamente (redução na fatura de energia elétrica).

#### 5.1.1. *Payback* Simples

O Payback simples é uma técnica financeira amplamente utilizada para avaliar a viabilidade de um projeto de um sistema de energia fotovoltaica, mesmo sendo considerada uma técnica simples, devido sua facilidade e apelo intuitivo. Também é visto como uma medida de risco, ou seja, quanto mais tempo para recuperar o investimento inicial maior será a exposição ao risco. (USP, 2017)

O método, porém, apresenta uma incapacidade de especificar o período em que de fato recupera o custo de oportunidade, por não se basear em fluxos descontados. Outro ponto negativo é o fato de não considerar integralmente o fator tempo no valor do dinheiro. (USP, 2017)

O parâmetro utilizando no *payback* é quanto tempo se leva para recuperar o investimento inicial, contabilizando seus retornos (fluxos de caixa). Para retornos iguais, temos seguinte Equação (Eq. 19):

$$Payback = \frac{\text{investimento inicial}}{\text{fluxo de caixa anual}} \quad (\text{Eq. 19})$$

Com um investimento inicial da ordem R\$ 145 mil e aplicando os dados na Equação (Eq. 19), temos:

$$Payback = \frac{145.000}{12.080,95} = 12 [\text{anos}]$$

Considerando que a vida útil de um sistema fotovoltaico é, em média, de 25 anos a instalação desse sistema torna-se é viável, tendo em vista que o investimento será recuperado na metade da vida útil do sistema.

#### 5.1.2. Valor Presente Líquido

A técnica financeira apresentada agora é considerada uma técnica sofisticada, sendo necessário ter o entendimento correto do conceito do valor do dinheiro no tempo. (USP, 2017)

Segundo Moreira (2017) a regra do VPL diz que o valor do dinheiro hoje é sempre maior que o valor do mesmo dinheiro no amanhã, sendo justificada por três razões, basicamente:

- As pessoas preferem o consumo presente, ou seja, para que as pessoas deixem de consumir agora é necessário oferecer mais do que elas possuem hoje;
- Quando existe inflação o valor do dinheiro diminui com o passar do tempo, ou seja, quanto maior a inflação maior será a diferença entre o dinheiro hoje e o dinheiro amanhã;
- Caso exista incerteza quanto aos fluxos de caixa futuros, é melhor recebe-los o mais rápido possível, assim, mitigando o risco.

O princípio básico do VPL diz que os fluxos de caixa em diferentes períodos de tempo não podem ser comparados nem agregados, logo, precisam ser



equalizados no mesmo ponto do tempo antes de qualquer comparação e/ou operação realizada. (USP, 2017)

O VPL é a diferença entre o valor presente de todos os fluxos de caixa do projeto e seu investimento inicial, podendo ser calculado pela Equação (Eq. 20), caso o investimento inicial seja hoje ( $t = 0$ ):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_o \quad (\text{Eq. 20})$$

Onde:

$VPL$  é o valor presente líquido, em R\$;

$FC_t$  é o fluxo de caixa no período  $t$ , R\$;

$r$  é a taxa de desconto, em % (Taxa Selic<sup>3</sup>);

$t$  é o período do tempo, em anos;

$I_o$  é o valor do investimento inicial, em R\$.

Com um investimento inicial da ordem R\$ 145 mil, fluxos de caixa de R\$ 12.080,95, Taxa Selic de 6,5% a.a. e período de 25 anos. O valor do fluxo de caixa em cada ano no tempo presente ( $t = 0$ ) está descrito na Tabela 14, que serviu de base para construção do gráfico da evolução da economia, ilustrado na Figura 16. Assim pôde-se observar que o investimento é recuperado após, aproximadamente, 24 anos da instalação.

Tabela 14 - Fluxo de Caixa em  $t = 0$

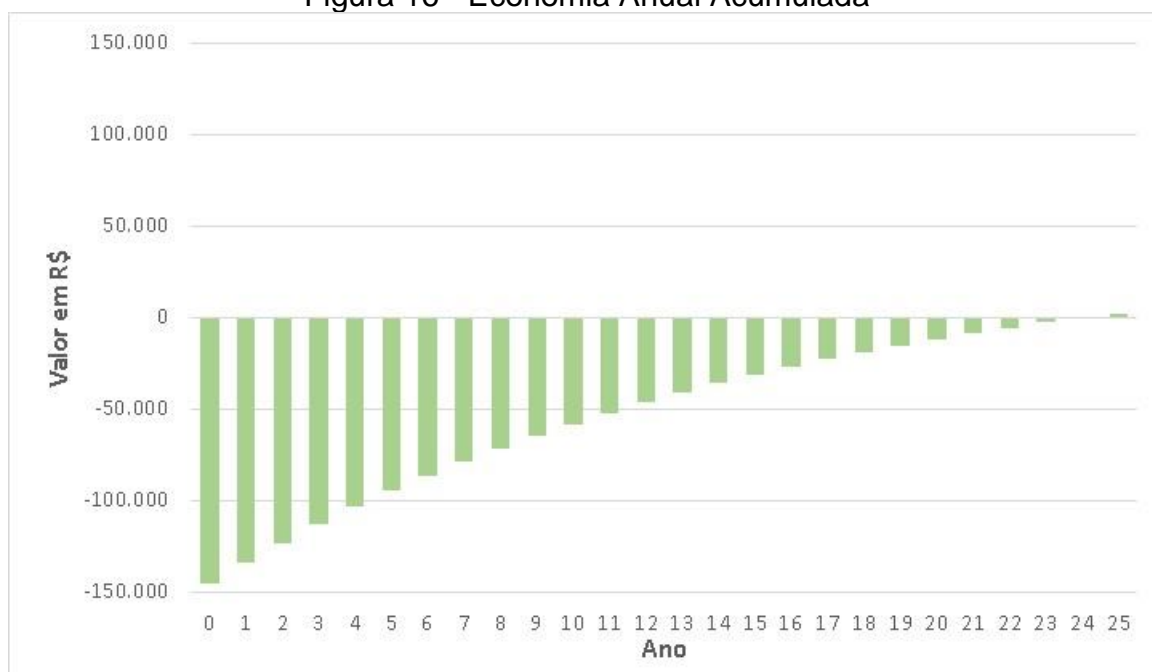
Ano	Fluxo de Caixa (R\$)
1	11343,64
2	10651,30
3	10001,22
4	9390,82
5	8817,67
6	8279,50

<sup>3</sup> A Selic é a taxa básica de juros da economia brasileira. É o principal instrumento de política monetária utilizado pelo Banco Central para controlar a inflação, ela influencia todas as taxas de juros do País.

7	7774,18
8	7299,70
9	6854,18
10	6435,85
11	6043,05
12	5674,23
13	5327,91
14	5002,73
15	4697,40
16	4410,71
17	4141,51
18	3888,74
19	3651,40
20	3428,54
21	3219,29
22	3022,81
23	2838,32
24	2665,09
25	2502,43
<b>Somatória</b>	<b>147362,21</b>

Fonte: Própria autora

Figura 16 - Economia Anual Acumulada



Fonte: Própria autora

Aplicando a Equação (Eq. 19), temos:

$$VPL = \sum_{t=1}^{20} \frac{12.080,95_t}{(1 + 6,5\%)^t} - 145.000 = 2.362,21 [R\$]$$

O VPL mostrou-se positivo, por ser superior ao investimento inicial, o que implica em um projeto com retorno financeiro, porém com risco elevado por ser amortizado apenas no último ano, que não é atrativo para os investidores.

## 6. CONCLUSÃO

O presente estudo foi baseado nos aspectos técnicos, financeiros e da regulamentação vigente para implantação de um sistema de microgeração. Com isto, foi apresentado que o sistema de compensação é realizado através da diferença entre a energia gerada e a energia consumida na unidade consumidora, obedecendo a tarifação que é adotada pelas distribuidoras e pela modalidade tarifária na qual a unidade consumidora está enquadrada. Em seguida, a fundamentação técnica acerca dos princípios de funcionamento dos principais equipamentos que compõe um sistema fotovoltaico é apresentada, a revisão bibliográfica baseia-se na literatura técnica tendo como objetivo a determinação dos equipamentos a serem utilizados para as especificidades de um projeto, bem como a regulamentação deve ser consultada para garantir os melhores resultados. Finalizando com o estudo de viabilidade econômica baseado nos custos de implementação e de tarifação.

Neste trabalho foram apresentados os dados da unidade consumidora em estudo, as características de irradiação solar da região e a energia gerada pelo sistema proposto a partir de sua operação para a localidade. A partir das análises realizadas baseadas no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CRESESB, 2014) avalia-se que o projeto é tecnicamente viável, capaz atender o consumo da unidade onde será instalado e parte do consumo da segunda unidade, porém financeiramente não é atrativo devido ao alto risco, ou seja, longo período de amortização do investimento inicial.

É importante ressaltar que a baixa geração de energia elétrica do sistema é explicada pelas condições de irradiação solar local, enquanto o alto investimento inicial é justificado pelo custo de importação e logística para aquisição dos equipamentos, além da pouca quantidade de empresas atuantes no mercado local. Esses dois fatores apresentam maior relevância significativa, em relação às tarifas elevadas de energia elétrica cobradas na região, resultando em um projeto não atrativo financeiramente, que pode ser implantado devido ao apelo ambiental da geração fotovoltaica.

Por fim, outro ponto importante para análise é a possível alteração da regulação vigente, que dependendo da alternativa escolhida, vai impactar significativamente os projetos instalados não amortizados e possivelmente

inviabilizar algumas instalações futuras, com características similares ao do projeto apresentado.

Como no Estado do Acre a maioria dos municípios ainda não estão conectados ao SIN, ou seja, em torno de 70% municípios são dependentes de geração de energia elétrica a diesel, uma iniciativa governamental poderia reduzir a participação do uso do combustível fóssil utilizando geração de energia fotovoltaica conectada à rede, visando a questão ambiental.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 16612**: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kVcc entre condutores – Requisitos de desempenho. Rio de Janeiro: ABNT, 2017.

\_\_\_\_\_. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

ACRE (Estado). Decreto nº 7.288/2017, de 27 de julho de 2017. Regulamenta a Lei nº 3.091, de 23 de dezembro de 2015, que concede isenção do ICMS no caso de microgeração e minigeração de energia elétrica e altera o Regulamento do ICMS, aprovado pelo Decreto nº 008, de 26 de janeiro de 1998. Rio Branco, 2017. Disponível em: <<http://www.sefaz.ac.gov.br/>>. Acesso em: 10 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. **Acre em Números**. Rio Branco, 2017. Disponível em: <<http://www.ac.gov.br/>>. Acesso em: 05 abr. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração Distribuída**. Brasília, 2019. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/>>. Acesso em: 10 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. **Micro e Mini Geração Distribuída**: Proposta em Audiência Pública. Brasília, 2019. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=BuMRgS0Bmp8>>. Acesso em: 09 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**: Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição. Rev 7. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/>>. Acesso em: 24 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**: Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais. Rev 1.1. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/>>. Acesso em: 24 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. **Ranking de Tarifa Residencial**. Brasília, 2019. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/>>. Acesso em: 10 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. **Revisão das Regras Aplicáveis à Micro e Minigeração Distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012**: Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Brasília, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 16612**: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kVcc entre condutores – Requisitos de desempenho. Rio de Janeiro: ABNT, 2017.

\_\_\_\_\_. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 1999.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa Selic**. Brasília, 2019. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em: 10 mai. 2019.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 09 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 687/2015**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 09 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 786/2015**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 09 mar. 2019.

CANADIANSOLAR. **Module Product Datasheet**. 2019. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/upload/>>. Acesso em 05 abr. 2019.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS (ELETROBRAS). **Selo Procel – Módulos Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/>>. Acesso em: 20 abr. 2019.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <[https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 20 abr. 2019.

\_\_\_\_\_. **Potencial Energético Solar – SunData**: Base de dados de radiação solar incidente – localidades próximas. Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata>>. Acesso em 09 mar. 2019.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 3rd ed. New Jersey, U.S.A., Wiley, 2006. Includes Index. ISBN 13 978-0-471-69867-8; 10 0-471-69867-9 (cloth).

ENERGISA. **Normas de Distribuição Unificadas – NDU 013**: Critérios para a Conexão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição para Conexão em Baixa Tensão. Rev 3.3. 2018. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/Normas>>. Acesso em: 27 abr 2019.

GREENER. **Estudo Estratégico**: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre de 2019. Pesquisa de Mercado. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/>>. Acesso em: 10 mai. 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Normais Climatológicas do Brasil**. Brasília. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/>>. Acesso em: 05 abr. 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). **Portaria nº 004/2011**. Brasília, 2011. Disponível em:

<<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>>. Acesso em: 20 abr. 2019.

\_\_\_\_\_. **Tabelas de Consumo / Eficiência Energética – Componentes Fotovoltaicos – Inversores Conectados à Rede (On Grid)**. Brasília, 2018. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>>. Acesso em: 20 abr. 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª ed. São José dos Campos, 2017 Escalas variam. Disponível em: <[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas Brasileiro Energia Solar 2a Edicao.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf)>. Acesso em: 09 mar. 2019.

MOREIRA, J. R. S. (Coord.). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. São Paulo: LTC, 2017. ISBN 9788521630258

PHB ELETRÔNICA. **Inversor Solar Fotovoltaico Trifásico PHB**. 2017. Disponível em: <<https://www.energiasolarphb.com.br/pdf/inversores-trifasicos.pdf>>. Acesso em: 05 abr. 2019.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Notas de Aula. PECE-USP: EGR 001 – Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Energia. São Paulo, 2017. 15 p.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Notas de Aula. PECE-USP: EGR 006 – Energia Solar I. São Paulo, 2018.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Notas de Aula. PECE-USP: EGR 007 – Energia Solar II. São Paulo, 2018.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Notas de Aula. PECE-USP: EGR 011 – Regulação da Geração Distribuída. São Paulo, 2017. 17 a 22 p.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. de. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de textos, 2012. ISBN 978-85-7975-052-6.

Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br>>. Acesso em: 05 abr. 2019.

Disponível em: <<https://www.electronics-tutorials.ws>>. Acesso em 05 abr. 2019.



## MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Fornecedores: 33  
Produtos: 181

Atualização: 18/03/2019



FABRICANTE / FORNECEDOR	MARCA	MODELO	ÁREA (m²)	POTÊNCIA NA CONDIÇÃO PADRÃO (W)	CORRENTE NO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (A)	PRODUÇÃO MENSAL MÉDIA DE ENERGIA (kWh/mês)	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)	PESO (kg)
CANADIAN SOLAR	CANADIAN SOLAR	CS6U-315P	1,94	315	8,61	39,38	16,2	22,4
CANADIAN SOLAR	CANADIAN SOLAR	CS6U-320P	1,94	320	8,69	40	16,5	22,4
CANADIAN SOLAR	CANADIAN SOLAR	CS6U-325P	1,94	325	8,78	40,63	16,7	22,4
CANADIAN SOLAR	CANADIAN SOLAR	CS6U-330P (1000 V)	1,94	330	8,88	41,25	17	22,4
CANADIAN SOLAR	CANADIAN SOLAR	CS6U-330P (1500 V)	1,94	330	8,88	41,25	17	22,4
CANADIAN SOLAR	CANADIAN SOLAR	CS6U-335P (1500 V)	1,94	335	8,96	41,88	17,2	22,4
CANADIAN SOLAR	CANADIAN SOLAR	CS6X-320P	1,92	320	8,69	40	16,7	22

Fonte: ELETROBRAS, 2019

## ANEXO B - Inversores Certificados pelo INMETRO



Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

Programa Brasileiro de Etiquetagem - Sistema e Equipamentos de energia Fotovoltaica - Inversores



Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Inversores Conectados à Rede (*On Grid*)

Nº Modelos: 95

Nº Marcas: 27

Data de atualização: 30/8/2018

\* Atenção: Esta tabela tem a função de facilitar a consulta dos interessados e a comparação dos modelos etiquetados no Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), mas a informação nela contida eventualmente fica desatualizada por alguns períodos e deve ser confirmada no banco de produtos registrados, disponível em (<http://www.inmetro.gov.br/qualidade/regObjetos.asp>). O banco de produtos registrados informa quais modelos estão devidamente registrados, ou seja, autorizados para fabricação, importação e comercialização no País.

FABRICANTE	MARCA	FAMÍLIA / MODELO	POTÊNCIA NOMINAL (Kw)	TENSÃO DE OPERAÇÃO CC (ENTRADA) (V)	TENSÃO DE OPERAÇÃO CA (SAÍDA) (V)	CORRENTE NOMINAL (A)	CORRENTE DE PICO (A)	REGISTRO	Data de Concessão
PHB ELETRÔNICA LTDA	PHB	PHB1500-SS	1,5	125	220	12	12	000150/2015	8/1/2015
PHB ELETRÔNICA LTDA	PHB	PHB3000-SS	3	125	220	18	18	000150/2015	8/1/2015
PHB ELETRÔNICA LTDA	PHB	PHB4600-SS	4,6	125	220	20	20	000150/2015	8/1/2015
PHB ELETRÔNICA LTDA	PHB	PHB 20K-DT	20	260	220	22	22	005808/2015	13/10/2015
PHB ELETRÔNICA LTDA	PHB	PHB25K-DT	25	1000	380	65,8	27	007126/2016	12/9/2016
PHB ELETRÔNICA LTDA	PHB	PHB14K-DT	14	1000	220	63,6	27	007126/2016	12/9/2016

Fonte: INMETRO, 2018