

CENTRO UNIVERSITARIO DO SUL DE MINAS
ENGENHARIA ELÉTRICA
MÁRCIO MOREIRA BARBOSA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA INSTALAÇÃO DE
UM GERADOR FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE PARA INDÚSTRIA
ATENDIDA EM MÉDIA TENSÃO**

Varginha
2019

MÁRCIO MOREIRA BARBOSA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA INSTALAÇÃO DE
UM GERADOR FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE PARA INDÚSTRIA
ATENDIDA EM MÉDIA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do
Sul de Minas – UNIS – MG como pré-requisito para
obtenção de grau de bacharel sob a orientação do Prof.
Me. Silvio Bottrel Guimarães

Varginha

2019

MÁRCIO MOREIRA BARBOSA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA INSTALAÇÃO DE
UM GERADOR FOTOVOLTAICO CONECTADO A REDE PARA INDÚSTRIA
ATENDIDA EM MÉDIA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do
Sul de Minas como pré-requisito para obtenção do grau
de bacharel pela banca examinadora composta pelos
membros.

Aprovado em 24 / 06 / 2019

Prof. Me. Silvio Brottel Guimarães

Prof. Esp. Roberto Lazarino do Prado Mudesto

Eng. Eletricista Renato Lemos

OBS.:

RESUMO

O presente trabalho tem o seu objetivo principal o projeto e a viabilidade econômica de implantação de um gerador de energia fotovoltaico conectado à rede da distribuidora no modelo de geração distribuída, sendo o local escolhido uma indústria localizado em Varginha/MG atendido pelo grupo A (Média e Alta tensão) da concessionária local atendendo aos requisitos da Resolução Normativa 482/2012 e 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para o dimensionamento do sistema, foi analisado primeiramente o local disponível para instalação do gerador e informações técnicas como do tipo telhado ou solo, inclinação, orientação, o tipo de alimentação, o ramal de entrada da concessionária e a radiação solar no local. Já para o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede foi inicialmente levantado o gasto anual em energia consumida em horário de ponta (HP) e também em horário fora de ponta (HFP) e posteriormente analisado os geradores para os dois horários de tarifação. Na análise de viabilidade financeira do sistema foi utilizado o método financeiro *payback* simples onde foi considerado três bases: Geração de energia elétrica no período de vida-útil, uma estimativa de; custo inicial e o custo no longo da vida-útil; e a estimativa de custo da energia elétrica no período de vida-útil. No projeto do gerador de energia fotovoltaico foram considerados todos os parâmetros elétricos e de eficiência do sistema, bem como as perdas elétricas que influenciam no dimensionamento. Foram avaliados individualmente as tarifas em horário de ponta e em horário fora de ponta e projetados da mesma forma tendo como resultado um sistemas de 159,46 kWp com 476 painéis fotovoltaico de 335Wp, onde esse valor não pode ser ultrapassado devido a demanda contratada, mas atendendo plenamente a carga do local e gerando uma economia significativa em gastos com energia elétrica com a análise financeira *payback* de 6,4 anos.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico. Energia Solar. Geração Distribuída. Viabilidade Financeira Grupo A.

ABSTRACT

The present work has the main objective of the project and the economic viability of the implantation of a photovoltaic generator connected to the network of the distributor in the distributed generation model, being the chosen location an industry located in Varginha / MG served by group A and High voltage) of the local concessionaire meeting the requirements of Normative Resolution 482/2012 and 687/2015 of the National Electric Energy Agency (ANEEL). For the design of the system, it was first analyzed the location available for generator installation and technical information such as roof type or soil type, inclination, orientation, type of power supply, utility entrance branch and solar radiation on site. As for the sizing of the grid-connected photovoltaic system, the annual expenditure on energy consumed at peak hours (HP) and on off-peak hours (HFP) was initially collected, and the generators were then analyzed for the two charging schedules. financial feasibility analysis of the system was used the simple financial payback method where it was considered three bases: Generation of electric energy in the useful life, an estimate; Initial cost and lifetime cost; Estimation of cost of electricity in the useful life period. In the design of the photovoltaic generator, all the electrical parameters and efficiency of the system were considered, as well as the electrical losses that influence the design. The tariffs at peak and off-peak hours were individually evaluated and projected in the same way, resulting in 159,46 kWp systems with 476, 335Wp photovoltaic panels, where this value can not be exceeded due to contracted demand, but taking full account of the local load and generating a significant savings in electric energy expenses with the financial analysis payback of 6.4 years

Keywords: Photovoltaic System. Solar energy. Distributed generation. Financial Viability Group A

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades, por minha vida, família e amigos. Dedico este trabalho aos meus pais Silvio Barbosa e Maura Alice Barbosa, a minha esposa Priscila Teixeira.

Ao professor Silvio Brottel, pela orientação, apoio e confiança, ao empenho dedicado à elaboração deste trabalho.

Agradeço a todos os professores por me proporcionar o conhecimento não apenas racional, mas a manifestação do caráter e afetividade da educação no processo de formação profissional, por tanto que se dedicaram a mim, não somente por terem me ensinado, mas por terem me feito aprender. A palavra mestre, nunca fará justiça aos professores dedicados aos quais sem nominar terão os meus eternos agradecimentos.

Meus agradecimentos aos amigos Jaderson Nogueira, Adriano Araújo, Ronam Amaral e Matheus Mira, entre outros companheiros de trabalhos e irmãos na amizade que fizeram parte da minha formação e que vão continuar presentes em minha vida com certeza.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Irradiância Extraterrestre Efetiva.	17
Figura 2 - Radiação eletromagnética.	18
Figura 3 - Radiação solar global média diária 19	19
Figura 4 - Radiação Ultra violeta e visível média diária.	20
Figura 5 - Tabela periódica.	21
Figura 6 - Estrutura de bandas de energia.....	22
Figura 7 - Corrente elétrica em uma célula fotovoltaica (Si).	26
Figura 8 - Módulo fotovoltaico.....	27
Figura 9 - Configuração com inversor central.	31
Figura 10 - Configuração com inversor string.....	32
Figura 11 – Configuração com inversor multi-string 32	32
Figura 12 - Configuração com inversor módulo integrado 33	33
Figura 13 - Inversor módulo integrado com único estágio e trifásico.	34
Figura 14 - Inversor módulo integrado monofásico.	34
Figura 15 - MIC conversor elevador, inversor, ambos em alta frequência 35	35
Figura 16 - Operação ilhada.	39
Figura 17 - Inversor com topologia tipo central 40	40
Figura 18 - Inversor com topologia tipo série 41	41
Figura 19 - Inversor com topologia tipo multisérie 41	41
Figura 20 - Inversor com topologia tipo módulo c.a 42	42
Figura 21 - Gráfico de potência instalada em kW.	43
Figura 22 - Representação da radiação Solar.	46
Figura 23 - Gráfico de consumo da UC.....	47
Figura 24 - Esquema Elétrico 64	64
Figura 25 - Degradação dos módulos em anos.....	67
Figura 26 - Gráfico do fluxo de energia.	69
Figura 27 - Previsão de rendimento com consumo.	69
Figura 28 - Economia com energia.....	73
Figura 29 - Evolução dos custos de energia. Fonte: (O autor).	73
Figura 30 - Fluxo de caixa acumulado.	77

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Características de uma onda eletromagnética	12
Quadro 2 – Termo e definição radiação solar	14
Quadro 3 – Representação do espectro da radiação eletromagnética	19
Quadro 4 – Representação do espectro da radiação eletromagnética visível	20
Quadro 5 – Propriedade silício à temperatura de 300k e baixas índice de dopantes	26
Quadro 6 – Eficiência das células fotovoltaicas	27
Quadro 7 – Características Células e módulos fotovoltaicos	30
Quadro 8 – Perdas consideradas no SFCR	54
Quadro 9 – Coeficientes de temperatura do módulo	56
Quadro 10 – Tipos de estruturas de fixação	57
Quadro 11 – Datasheet Fronius Symo 10Kw e 15Kw.....	67
Quadro 12 – Dados do sistema fotovoltaico do projeto	68
Quadro 13 – Quadro de rendimentos.....	69
Quadro 14 – Análise financeira	69
Quadro 15 – Quadro dados do sistema	70
Quadro 16 – Quadro de características dos módulos.....	70
Quadro 17 – Configuração dos inversores.....	72
Quadro 18 – Sistema fotovoltaico	72
Quadro 19 – Consumo de energia	72
Quadro 20 – Balanço energético.....	74
Quadro 21 – Análise financeira	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Unidade e conversão.....	10
Tabela 2 - Unidades para a radiação solar e fatores de conversão.	11
Tabela 3 - Bandas proibidas E_g para materiais semicondutores à temperatura 300K..	22
Tabela 4 - Concentração de portadores no Silício (Si).....	23
Tabela 5 - Consumo Mensal da UC.....	46
Tabela 6 - Pesquisa de mercado dos módulos fotovoltaicos.	48
Tabela 7 - Características Mecânicas do Módulo 335PHK.....	48
Tabela 8 - Características Elétrica do Módulo 335PHK.	49
Tabela 9 - Coeficientes de Temperatura do Módulo 335PHK.	49
Tabela 10 - Cálculos das perdas por temperatura.	53
Tabela 11 - Pesquisa de mercado dos inversores.....	61
Tabela 12 - Fluxo de caixa até ano 26.	74

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Emissividade de um corpo.....	14
Equação 2 - Absorvidade.....	14
Equação 3 - Refletividade.....	15
Equação 4 -Transmissividade	16
Equação 5 - Feixe de radiação	17
Equação 6 - Feixe de radiação	18
Equação 7 - Constante solar.....	19
Equação 8 - Constante solar área da esfera.....	20
Equação 9 - Constante solar substituído valores	20
Equação 10 - Constante Solar de radiação	23
Equação 11 - Concentração de portadores.....	24
Equação 12 - Concentração de portadores.....	24
Equação 13 - Energia de um fóton	25
Equação 14 - Curva I-V ideal	27
Equação 15 - Corrente de saturação reversa.....	29
Equação 16 - Curva característica de célula fotovoltaica	29
Equação 17 - Fator de Potência	39
Equação 18 - Distorção harmônica total na corrente.....	40
Equação 19 - Distorção harmônica total na tensão.....	40
Equação 20 - Distorção harmônica na corrente – 1.....	40
Equação 21 - Custo relativo do KWp no módulo.....	51
Equação 22 - Temperatura média máxima de operação	56
Equação 23 - Fator de ajuste da tarifa HP	59
Equação 24 - Quantidade de Painéis pelo consumo	60
Equação 25 - Estimativa de geração ideal	61
Equação 26 - Potência de pico no sistema fotovoltaico.....	61

LISTA DE SIGLAS

Resolução normativa - RN

Agencia nacional de energia elétrica - ANEEL

Geração distribuída - GD

Energia fotovoltaico - FV

Radiação solar - RS

Kelvin - K

Normas brasileiras - NBR

Corrente contínua - CC

Corrente alternada - CA

Frequência - HZ

Fator global de dimensionamento -FGD

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	8
2 A ENERGIA SOLAR.....	10
2.1 Unidades	10
2.2 Processo de transferência de energia	11
2.2.1 Condução	11
2.2.2 Convecção.....	12
2.2.3 Radiação	12
2.3 Conceitos gerais da radiação	13
2.3.1 Poder emissivo.....	14
2.3.2 Corpo negro	14
2.3.3 Emissividade.....	14
2.3.4 Absorvidade.....	14
2.3.5 Refletividade.....	15
2.3.6 Transmissividade	15
2.3.7 Feixe de radiação	15
2.3.8 Constante solar.....	16
2.3.9 Espectro da radiação	17
3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	21
3.1 Células Fotovoltaicas	21
3.2 Curva característica $I - V$ em células fotovoltaicas	25
3.3 Módulos Fotovoltaicos.....	27
3.4 Conversor CC-CC	28
3.5 Controlador de carga	29
3.6 Inversor.....	30
4 CARACTERÍSTICAS DOS INVERSORES	30
4.1 Tipos e Características de Dispositivos Semicondutores de Potência.....	31
4.1.1 Modo de Comutação de Inversores	31
4.1.2 Inversor Central	31
4.1.3 Inversor String	31
4.1.4 Inversor Multi-string.....	32
4.1.5 Inversor com Módulo Integrado ou Módulo CA	33
4.1.6 Inversores Monofásicos e Trifásicos	33
4.1.7 Inversores com ou sem Transformador	34
4.2 Fator de Potência e distorção Harmônica Total	36
4.3 Modulação por Largura de Pulso – PWM	37
4.4 Inversor Multinível.....	38
4.5 Sincronismo	38
4.6 Proteção Anti ilhamento.....	39
4.7 Topologia	40
4.7.1 Central.....	40
4.7.2 Série	40
4.7.3 Multisérie	41

4.7.4 Integrado ao módulo CA	42
5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	42
6 METODOLOGIA.....	44
6.1 Índice de Radiação Solar.....	45
6.2 Registro de Consumo da UC.....	46
6.3 Definição dos Módulos Fotovoltaico	47
6.4 Definição do local de instalação.....	49
6.5 Definição das perdas.....	50
6.5.1 Perdas antes dos módulos	50
6.5.2 Perdas dentro dos módulos	51
6.5.3 Perdas depois dos módulos	54
6.5.4 Coeficiente de rendimento final.....	55
6.6 Definição da quantidade de módulos	56
6.7 Definição do inversor.....	58
6.7.1 Tipo de alimentação da unidade consumidora.....	59
6.7.2 Inversor Central	59
6.7.4 Micro inversores distribuídos	60
6.7.5 Inversor simplificado com potencializadores distribuídos	61
7 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	63
7.1 Sistema fotovoltaico	63
7.2 Rendimento	64
7.3 Análise financeira	65
7.4 Configuração do sistema	65
7.4.1 Vista geral	65
7.4.2 Área dos módulos	66
7.4.3 Configuração do inversor	67
7.4.4 Projeção do sistema completo	68
7.4.5 Balanço energético do sistema fotovoltaico	69
7.4.6 Análise financeira	71
7.4.7 Fluxo de caixa.....	74
8 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	78
REFERÊNCIAS.....	79

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é o fator mais importante no desenvolvimento da sociedade, da indústria e da tecnologia de um país ou nação. Com o aumento significativo da população mundial e com sua dependência cada vez maior de recursos naturais para sua sobrevivência, o uso de energia elétrica é sem dúvida o que mais necessitamos nos tempos modernos para o desenvolvimento.

O uso dos recursos naturais não renováveis e de forma excessiva tem uma grande consequência que é o esgotamento de suas reservas afetando diretamente o meio ambiente, o aquecimento global, a emissão de poluentes na atmosfera e a poluição das águas, seus cursos e a biodiversidade que habitam nestes locais.

As fontes de energias renováveis que são consideradas, de acordo com padrões humanos, de inesgotáveis, são provenientes do ciclo natural da terra como a radiação solar, os ventos a biomassa e outros.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012 para incentivar e legalizar a geração própria, publicou a Resolução Normativa (RN) 482/2012 onde estabelece suas condições gerais para acesso de Geração Distribuída (GD) ao sistema de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia injetada e consumida pelas unidades consumidoras, que foi atualizada com a RN 687/2015.

A opção do uso do gerador de energia fotovoltaico se deu ao avanço desta tecnologia em nosso país e também a facilidade de acesso e aos diversos estudos já concretizados mostrando a eficiência desta tecnologia na geração de energia elétrica. Onde, este estudo visa buscar o equilíbrio em custo e benefício da geração distribuída em uma unidade consumidora atendido em média/alta tensão do Grupo A da concessionária tendo demanda contratada estabelecido em 150KW.

A energia solar fotovoltaica (FV) é uma opção devido o Brasil ser geograficamente bem posicionado no quesito Radiação Solar (RS) e conseqüentemente representa uma alta média na capacidade de geração de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos. Na análise financeira do projeto de sistema FV será realizado a estimativa de geração anual, o investimento inicial, seus custos ao longo da vida-útil e o preço da energia elétrica atual.

O objetivo principal deste trabalho é criar um projeto fotovoltaico conectado à rede da concessionária para a indústria atendido pelo grupo A (média/alta tensão) que tem demanda contratada e o sistema de tarifação é dado pelos períodos do dia em Horário de Ponta (HP) e

Horário Fora de Ponta (HFP) tendo seus valores diferentes conforme a hora do dia e também apresentar o método para a análise da viabilidade financeira, outro ponto do trabalho e apresentar os componentes do sistema fotovoltaico, visando suas características técnicas, e viabilidade do sistemas de produção de eletricidade através da irradiação solar.

Este trabalho visa um projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede para uma indústria de equipamentos de análise clínica da cidade de Varginha no interior do estado de Minas Gerais, que possui um consumo de energia elétrica em média de 14.000 Kwh por mês em horário fora da ponta (HFP) e de 1.100 Kwh por mês em horário de ponta (HP). O trabalho possui foco em minigeração (sistema com potência maior que 75 KWp e menor que 5 MWp) e apresenta toda a metodologia utilizada para análise da viabilidade financeira.

O escopo deste trabalho está dividido em 7 capítulos. Começando pela introdução. No capítulo 2 retoma sobre a energia solar informando suas características. O capítulo 3 apresenta o sistema fotovoltaico, abordando alguns dos seus componentes. O capítulo 4 traz informações sobre a geração distribuída abordando as normas vigentes para a conexão do sistema fotovoltaico com a rede de distribuição local. No capítulo 5 explica a metodologia de captação de dados através de análise de campo e levantamento de informações e o local onde foi dimensionado. No capítulo 6 vem discussões perante os resultados obtidos sobre o projeto em análise. No capítulo 7 vem com as considerações finais do trabalho informando que o resultado é satisfatório, com um bom retorno de investimento dentro de um prazo aceitável de 6,4 anos.

2 A ENERGIA SOLAR

A energia radiante no espaço, proveniente das reações que ocorrem na própria superfície do Sol é a principal fonte de energia para os processos termodinâmicos que ocorrem na superfície do nosso planeta.

Podemos considerar que 99,97% de toda a energia que chega à superfície do nosso planeta vem direta ou indiretamente do Sol, e tem a origem remanescente em outras estrelas, no interior da Terra e na combustão. Grande parte da energia solar é utilizada para aquecer o ar e o solo, o processo fotossintético das plantas, a evaporação da água e a circulação geral da atmosfera, mantendo o ciclo hidrológico. (UFLA, 2018).

2.1 Unidades

A unidade utilizada é a energia calórica que é dada em gramas(cal), é definida como a quantidade necessária de calor para aumentar a temperatura de 1 g de água de 14,5 ° C para 15,5 ° C.

A intensidade da radiação é considerada a unidade de tempo em função da área de emissão ou interceptação dessa energia, e a unidade cal / cm², que é chamada de Langley(ly) (UFLA, 2018).

Algumas unidades, múltiplos e submúltiplos do SI, são apresentados na Tabela 1 e Tabela 2.

Tabela 1- Unidade e conversão.

Unidades	Conversão
1 J.s ⁻¹	1 W
1 cal	4,1855 J
1 J	0,2389 cal
1 MJ.m ⁻²	23,8920 cal.cm ⁻²
1 ly	1 cal cm ⁻²
1 ly.min ⁻¹	697,5833 W.m ⁻²
1 ly	41860 J.m ⁻²
Submúltiplos	

1 μm	10^{-3} mm
1 μm	1000 nm
1 μm	10^{-6} m
1 μm	10^4 Å (angstrom)
1 Å	10^{-10} m
Múltiplos	
1 kJ	1000 J
1 MJ	1000000 J

Fonte: (UFLA, 2018).

Tabela 2 - Unidades para a radiação solar e fatores de conversão.

De	Para	Multiplicador
cal/(cm ² *min)	W/m ²	697,8
W/m ²	Cal/(cm ² *min)	0,0014331
W/m ²	mcal/(cm ² *s)	0,0233885
MJ/(m ² *dia)	kWh/(m ² *dia)	0,27778
Langley/dia	kWh/(m ² *dia)	0,01163
cal/cm ²	J/cm ²	4,1868
cal/cm ²	kWh/m ²	0,01163
J/cm ²	cal/cm ²	0,23885
J/cm ²	kWh/m ²	0,0027778
kWh/m ²	cal/cm ²	85,985
kWh/m ²	J/cm ²	360
Langley	cal/cm ²	1

Fonte: (CARVALHO, 2012).

2.2 Processo de transferência de energia

O processo de transferência se dá em três modos: Condução, Convecção e Radiação. (UFLA, 2018).

2.2.1 Condução

Entre uma molécula e outra ocorre a transferência de energia colrifica, entre as moléculas pode-se definir bons e maus materiais condutores de calor..

2.2.2 Convecção

É o modo onde, a massa fluida movimentada se em diferentes estágios de densidade. A sua importância na atmosfera terrestre é enorme, sendo seu entendimento essencial para o estudo de geadas, no agronegócios, por exemplo.

2.2.3 Radiação

Neste modo a energia do Sol ou de outra fonte qualquer, são chamadas de ondas eletromagnéticas. A diferença deste processo de transferência de energia para os demais é a radiação ter o poder de se propaga no vácuo e assim não há a necessidade de um meio material para que a energia seja transferida.

As grandezas características de uma onda eletromagnética são descritas no Quadro 1.

Quadro 1 - Características de uma onda eletromagnética.		
Grandezas	Simplificação	Característica
Comprimento de Onda	λ	É a distância entre duas cristas consecutivas
Frequência	f	É o número de cristas que passam por um ponto de referência na unidade de tempo
Período	T	É o tempo necessário para uma crista completar um ciclo. O período é o inverso da frequência. $T = 1/f$
Velocidade	C	É a distância percorrida por determinada crista por unidade de tempo

Fonte: (UFLA, 2018).

2.3 Conceitos gerais da radiação

Para uma análise mais ampla da radiação, é importante entender o significado de alguns termos. (UFLA, 2018)

Já no Quadro 2 é apresentado os termos e definições das características para radiação solar.

Quadro 2 - Termos e definição radiação solar.		
Termo	Simplificação	Definição
Albedo	G_{ALB}	Fração da irradiância por unidade de área com à refletância em volta e o solo.
Ângulo azimutal de uma superfície	γ	Ângulo entre o norte geográfico e a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal, com faixa de variação $-180^\circ \leq \gamma \leq +180^\circ$ e, por convenção, positivo no sentido leste, com norte igual a 0°
Ângulo azimutal do sol	γ_s	Ângulo entre o norte geográfico e a projeção do raio solar (direção do sol) no plano horizontal, com faixa de variação $-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ$ e, por convenção, positivo no sentido leste, com norte igual a 0°
Ângulo de incidência em uma superfície	θ	Ângulo entre o raio solar incidente (direção do sol) e a reta normal à superfície
Ângulo horário solar	ω	Ângulo diedro com aresta no eixo de torção da terra, formado pelo semiplano que contém o sol e o semiplano que contém o meridiano local, com faixa de variação $-180^\circ \leq \omega \leq +180^\circ$ e, por convenção positivo no período da tarde. O horário solar não corresponde, necessariamente, ao horário civil

Ângulo zenital	θ_z	Ângulo de vértice no observador, formado pelas semirretas definidas pela direção do sol e a vertical
----------------	------------	--

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS).

2.3.1 Poder emissivo

A energia dada a uma certa temperatura, por unidade de área, emitida em uma superfície é o poder emissivo. Todo corpo que tem sua temperatura maior que 0 (zero) Kelvin (K), emite energia e seu comprimento de ondas pode ser determinado.

2.3.2 Corpo negro

O corpo negro retem a energia que incide sobre ele e, para um comprimento de onda e para uma certa temperatura é o corpo que emite a máxima quantidade de energia.

2.3.3 Emissividade

É o modo de compara o poder emissivo de um corpo ao poder emissivo do corpo negro dada uma temperatura como mostra a equação 1 e suas características.

$$\varepsilon = \frac{E_C}{E_{CN}} \quad (1)$$

Onde:

ε	Emissividade do corpo
E_C	Poder emissivo do corpo à temperatura T
E_{CN}	Poder emissivo do corpo negro à temperatura T

2.3.4 Absorvidade

A radiação que teve incidência e foi absorvida(A) será relacionado ao coeficiente pelo corpo e o feixe incidente (I) e sua equação 2.

$$A = \frac{I_a}{I} \quad (2)$$

2.3.5 Refletividade

Coeficiente que relaciona a fração da radiação incidente que foi refletida (R) por um corpo com o feixe incidente (I), descrito na Equação 3.

$$R = \frac{I_r}{I} \quad (3)$$

2.3.6 Transmissividade

É a fração da radiação incidente que foi transmitida (T) e tem seu coeficiente relacionado ao feixe incidente (I) e descrito na equação 4.

$$T = \frac{I_t}{I} \quad (4)$$

2.3.7 Feixe de radiação

Ao incidir um feixe de radiação (I) em um corpo ele será transmitido e, ou absorvido e, , ou refletido, portanto, tem-se a equação 5.

$$I = I_a + I_r + I_t \quad (5)$$

Substituindo I_a , I_r e I_t por suas respectivas explicitações, respectivamente, tem-se a equação 6

$$I = (A \cdot I) + (R \cdot I) + (T \cdot I) \quad (6)$$

$$I = I(A + R + T)$$

$$A + R + T = \frac{I}{I} = 1$$

2.3.8 Constante solar

A constante solar é a energia por unidade de área e o tempo em uma superfície plana, e esta, perpendicular aos feixes de onda solar, a distância média da Terra ao Sol (D), igual a $(1,5 \times 10^{11} m)$, onde a influência da atmosfera é desconsiderada. É descrito na equação 7.

O poder emissivo do Sol (E_S) onde o Sol tem um raio equivalente a $(6,97 \times 10^8 m)$ e emite energia à temperatura de 5760 K.

$$E_S = 4\pi R^2 \cdot \sigma \cdot T_S^4 \quad (7)$$

A energia emitida no interior de uma esfera que tenha como raio a distância média Terra-Sol (D), então se calcula a área da esfera ($A_{esf.imag}$), como mostra a equação 8.

$$A_{esf.imag} = 4\pi D^2 \quad (8)$$

Portanto, relacionando (E_S) com ($A_{esf.imag}$), tem-se a constante solar (S) representado na equação 9. Substituindo os valores tem-se $1348 W \cdot m^{-2}$.

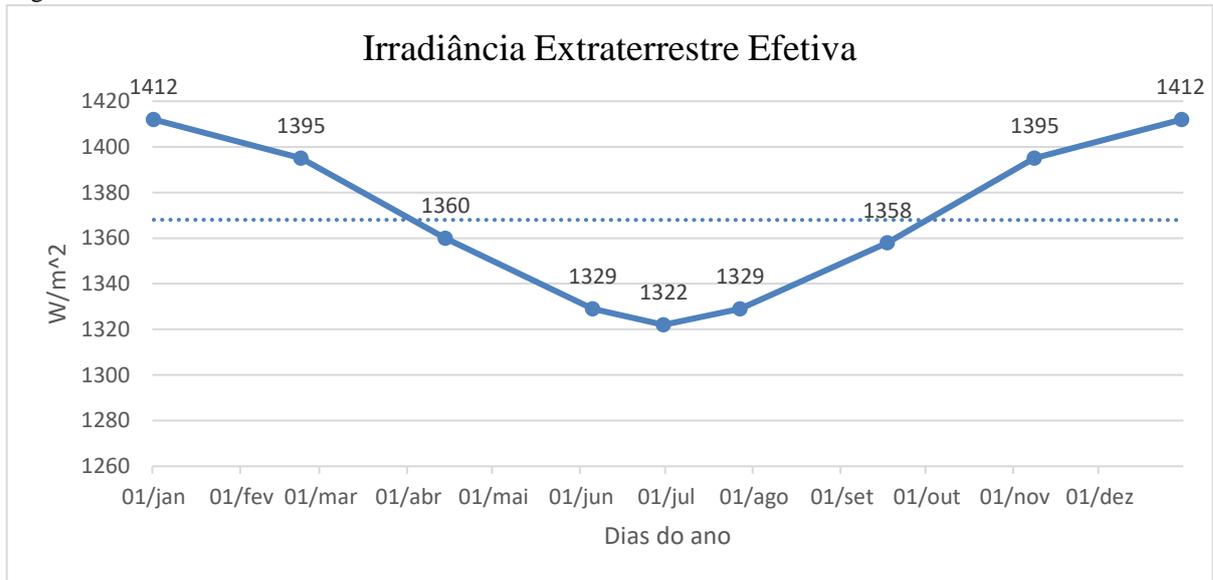
$$S = \frac{E_S}{A_{esf.imag}} \quad (9)$$

$$S = \frac{4\pi R^2 \cdot \sigma \cdot T_S^4}{4\pi D^2}$$

A irradiância solar que atinge a terra, no topo da atmosfera, é chamada irradiância extraterrestre. A elipse que descreve a trajetória da terra em torno do sol resulta em uma variação no valor da irradiância extraterrestre ao longo do ano. A Figura 1 mostra o comportamento anual da irradiância extraterrestre, ou irradiância extraterrestre efetiva ($S_{0,ef}$) conforme equação 10. (PINHO; GALDINO 2014).

$$S_{0,ef} = S_0 \left(1 + 0,033 \cos\left(\left(\frac{360}{365,25}\right)n\right) \right) \quad (10)$$

Figura 1 - Irradiância Extraterrestre Efetiva.



Fonte: (PINHO; GALDINO 2014).

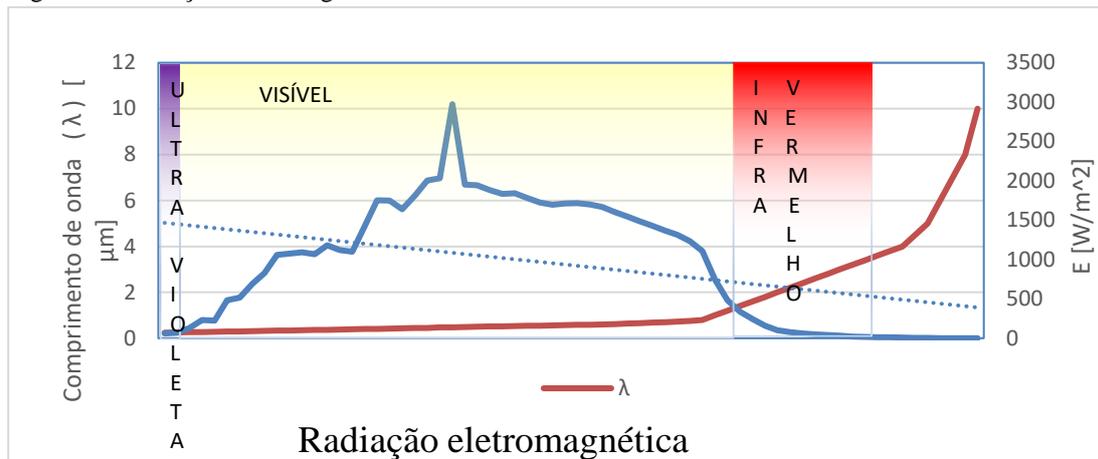
2.3.9 Espectro da radiação

O comprimento de ondas do sol são acima de $0,15 \mu m$. Porém, mais de 99% da energia é no intervalo de $0,15 \mu m$ a $4,0 \mu m$, chamado de radiação solar. Na radiação utiliza-se o valor $4 \mu m$ para dividir a radiação em duas faixas: radiação de ondas curtas e radiação de ondas longas.

O olho humano é sensibilizado aos comprimentos de ondas de $0,36 \mu m$ a $0,76 \mu m$, faixa essa denominada região visível. Sob o comprimento de $0,36 \mu m$ é a radiação ultravioleta e, sobre a onda de $0,76 \mu m$, de radiação infravermelha.

A Figura 2 mostra um espectro da radiação solar.

Figura 2 - Radiação eletromagnética.



Fonte: (CARVALHO, 2012).

A radiação solar na terra é calculada seguindo modelos matemáticos e imagens de satélite e é realizado uma estimativa desta radiação como mostra no Quadro 3, que mostra a radiação global média diária e o Quadro 4 que mostra a radiação ultra violeta (UV) e visível, média diária (INPE, 2018).

A representação esquemática do espectro da radiação é apresentada no Quadro 3.

Quadro 3 - Representação do espectro de radiação eletromagnética.			
Representação do espectro de radiação			
0,15 μm		4,00 μm	100,00 μm
Região da radiação solar (99%)			
Radiação de ondas curtas (OC)		Radiação de ondas longas (OL)	
Radiação ultravioleta (9%)	Radiação Visível (40%)	Radiação infravermelha (51%)	
		IVP	IVD
0,36 μm (violeta)		0,76 μm (vermelho)	

Fonte: (INPE, 2018).

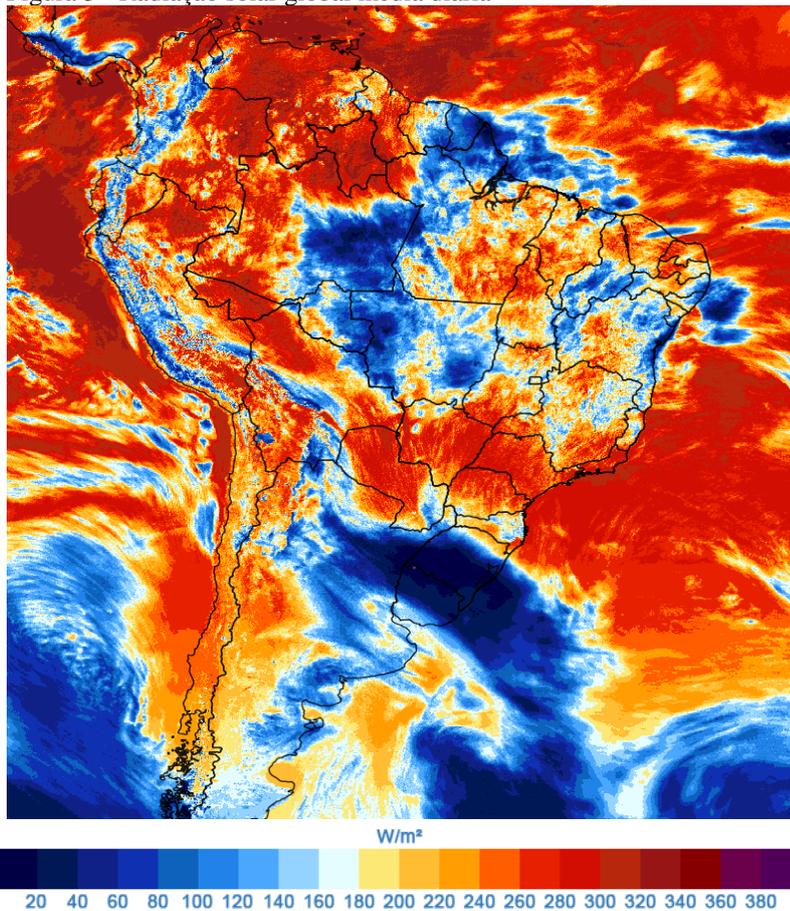
A radiação visível, vista no esquema da

Figura 2 - Radiação eletromagnética é desmembrada nas faixas ou bandas no Quadro 4.

Quadro 4 - Representação do espectro da radiação eletromagnética visível.						
Representação do espectro da radiação visível - μm						
	Violeta	Azul	Verde-azulado	Amarelo	Laranja	Vermelho
	0,36	0,42	0,47	0,54	0,59	0,65

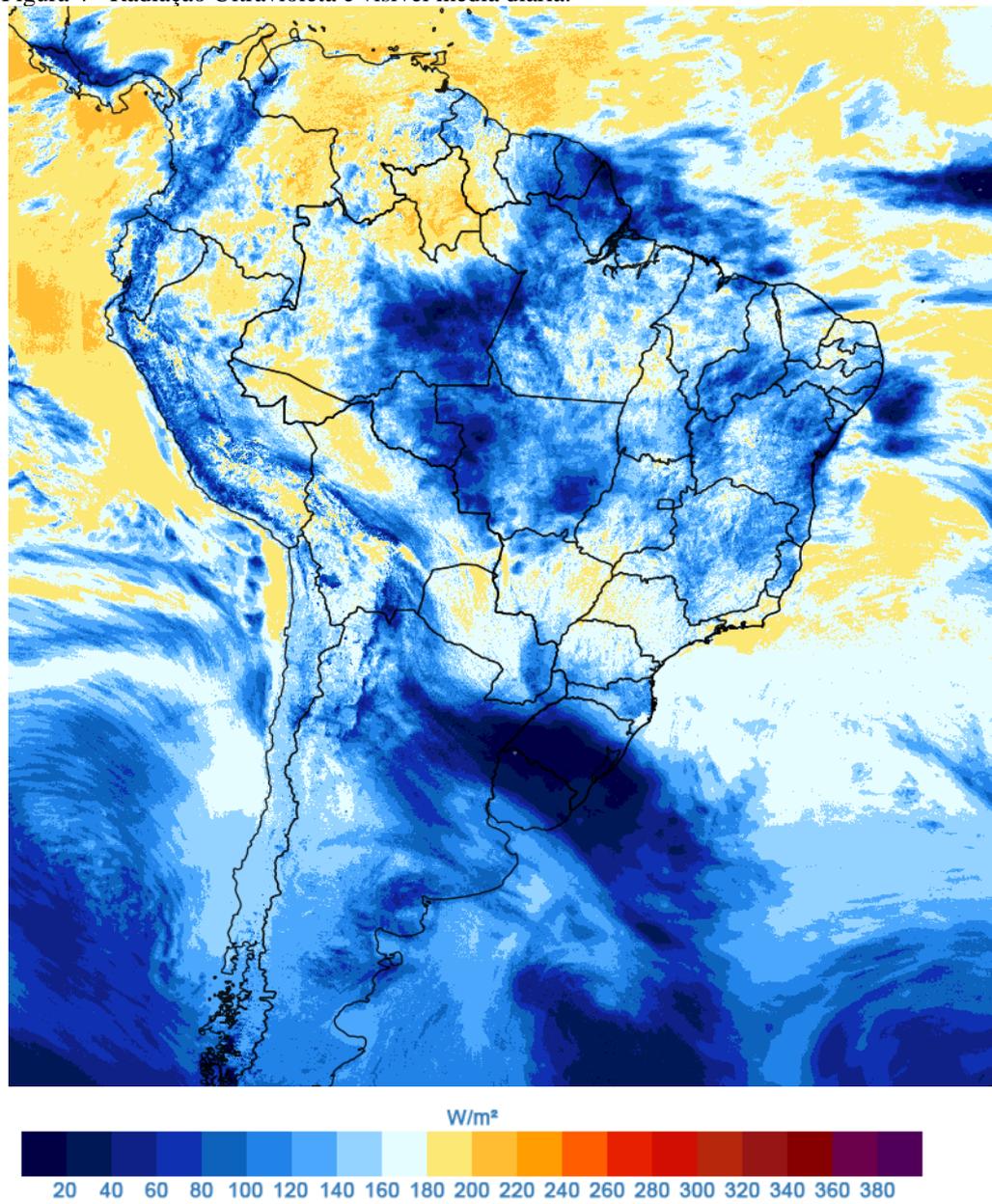
Fonte: (INPE, 2018).

Figura 3 - Radiação solar global média diária



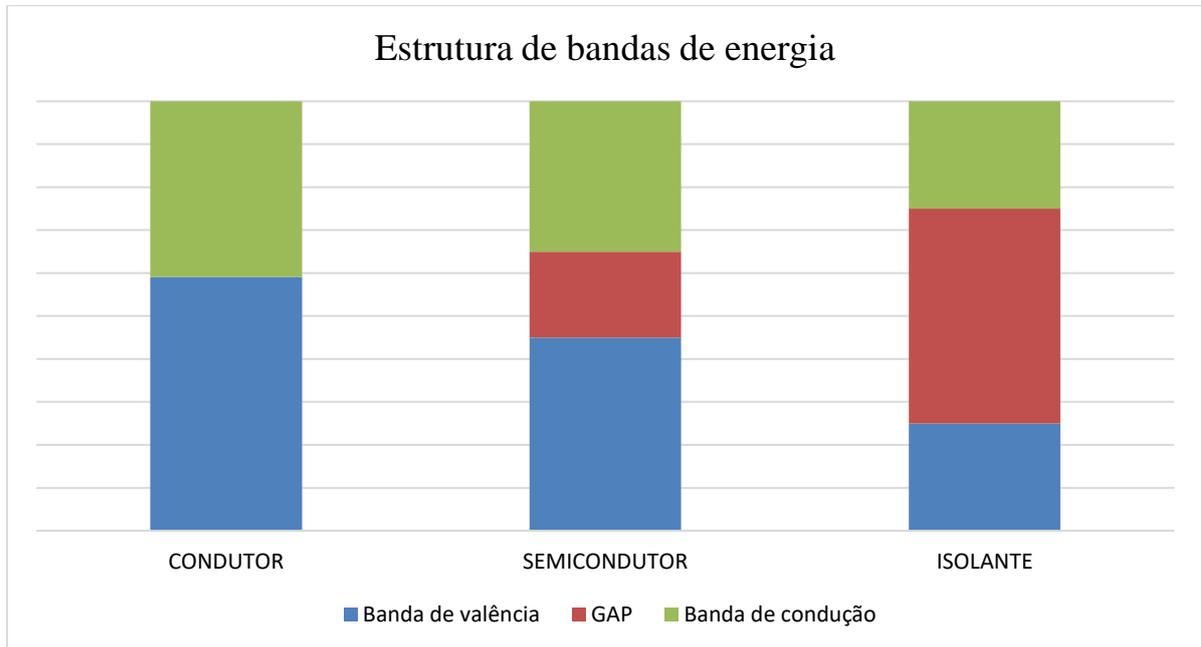
Fonte: (INPE, 2018).

Figura 4 - Radiação Ultravioleta e visível média diária.



Fonte: (INPE, 2018).

Figura 6 - Estrutura de bandas de energia.



Fonte: (PINHO; GALDINO 2014).

A divisão entre as duas bandas de energia permitidas dos materiais semicondutores, chamada de banda proibida “*bandgap*” ou “*gap*” e representada por (E_g), pode chegar até 3 eV (elétron-volt), mostrando as diferenças destes materiais dos materiais considerados isolantes, onde a banda proibida supera este valor. A Figura 6 apresenta a estrutura de separação de bandas de energia para condutores, semicondutores e isolantes. Em semicondutores a banda proibida tem E_g menor que 3eV e o isolante tem a banda proibida maior que 3eV (PINHO; GALDINO 2014).

A Tabela 33, disponibiliza os valores de E_g para diversos materiais semicondutores (PINHO; GALDINO 2014).

Tabela 3 - Bandas proibidas E_g para materiais semicondutores à temperatura 300K.

Material	Grupo	E_g (eV)	Material	Grupo	E_g (eV)
Si	Elemento	1,12	GaP	III-V	2,26
Ge	Elemento	0,66	CdS	II-IV	2,42
GaAs	III-V	1,43	PbS	II-IV	0,35
InSb	III-V	0,18	PbTe	II-IV	0,30
InP	III-V	1,35	CdTe	II-IV	1,45

Fonte: (PINHO; GALDINO 2014).

Os semicondutores tem um característica que é o aumento da condutividade com a temperatura, que é criado pela excitação térmica de elétrons da banda de valência para a banda de condução, que deixa na banda de valência as lacunas, as quais os portadores de carga positiva, e sua mobilidade, é aproximadamente um terço da dos elétrons na banda de condução. Em temperaturas maiores a 0 K, há no semicondutor um número de elétrons ocupando a banda de condução e o mesmo número de lacunas na banda de valência, e a sua concentração pode ser expressa pelas Equação 11 e equação 12. **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Para o Si o valor citado pela literatura está descrito na

Tabela 4 - Concentração de portadores no Silício (Si) (PINHO; GALDINO 2014).

$$n_i^2 \cong B \cdot e^{-\frac{E_g}{kT}} \quad (11)$$

$$n = p = n_i \quad (12)$$

Onde:	
n_i	Concentração de portadores intrínsecos
n	Concentração de portadores negativos, elétrons
p	Concentração de portadores positivos, lacunas
k	Constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$) [J/K]
E_g	Energia do “gap” do material
T	Temperatura absoluta (K)
B	Constante aproximada para os semicondutores ($\sim \frac{10^{39}}{cm^6}$)

Tabela 4 - Concentração de portadores no Silício (Si).

Material	Portadores Intrínsecos	Energia gap E_g	Temperatura Kelvin	Temperatura Celsius
Si	$1,45 \times 10^{10} / cm^3$	1,12 eV	300 K	26,85° C

Fonte: (PINHO; GALDINO 2014).

A energia de um fóton é associada à cor da luz, de acordo com a Equação 13 e discriminado na tabela 26 (PINHO; GALDINO 2014).

$$E_f = h \cdot f \quad (13)$$

Onde:

E_f	Energia do fóton (J)
h	Constante de Planck $6,63 \times 10^{-34}$ (J.s)
ν	Frequência da luz (Hz)

É descrito sendo uma célula fotovoltaica monojunção de silício (Si) cristalino, pois caracteriza o material semiconductor mais usado na fabricação de células e sua propriedade é apresentada no Quadro 5 (PINHO; GALDINO 2014).

Quadro 5 - Propriedades silício à temperatura de 300K e baixas índice de dopantes.	
Descrição	Valor
Número atômico (Z)	14
Configuração eletrônica	$1S^2 2S^2 2P^6 3S^2 3P^2$
Valência	4
Estrutura cristalina	CFC
Bandgap (Eg)	1,12 eV
Distância interatômica (a)	5,4 Å
Ponto de fusão	1.420° C
Constante dielétrica (ϵ/ϵ_0)	11,8
Concentração intrínseca de portadores (n_i)	$1,5 \times 10^{10} / \text{cm}^3$
Mobilidade dos elétrons (μ_n)	$1350 \text{ cm}^2/\text{V.s}$
Mobilidade das lacunas (μ_p)	$480 \text{ cm}^2/\text{V.s}$
Coeficiente de difusão de elétrons (D_n)	$35 \text{ cm}^2/\text{V.s}$
Coeficiente de difusão de lacunas (D_p)	$12,5 \text{ cm}^2/\text{V.s}$

Fonte: (PINHO; GALDINO 2014).

No Quadro 6, é apresentado a eficiência das células fotovoltaicas produzidas com diferentes materiais e tecnologias.(PINHO; GALDINO 2014).

Quadro 6 - Eficiência das células fotovoltaicas.		
Tecnologia	Descrição	Eficiência (%)

Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos	20,1 ± 0,4
Compostos III A-VA ou 13-15	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A ou 12-16	CIGS (CuIn _x Ga _(1-x) Se ₂) (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo Nanocristalino	Amorfo (a-Si)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por	Corantes (DSSC)	11,9 ± 0,4
Células Orgânicas	(filme fino)	10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

Fonte: (PINHO; GALDINO 2014).

3.2 Curva característica $I - V$ em células fotovoltaicas

A corrente que percorre o circuito elétrico de uma célula fotovoltaica é considerada como a soma da corrente de uma junção pn no escuro, diodo semiconductor, com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar. A corrente em função da tensão neste dispositivo, é denominada de curva $I - V$ ou curva característica, e pode ser descrita pela

, esta é derivada da Equação de Shockley, do diodo ideal. No escuro a célula fotovoltaica tem o comportamento idêntico ao de um diodo $I_L = 0$.

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (14)$$

Onde:

I_L Corrente fotogerada (A)

I_0 Corrente de saturação reversa do diodo (A)

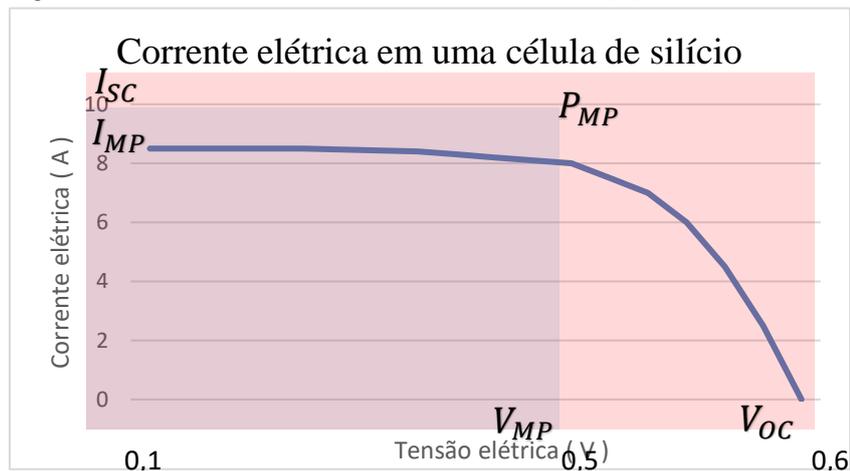
n Fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtidos por ajuste de dados experimentais medidos

q Carga do elétron $1,6 \times 10^{-19}$ ° (C)

k	Constante de Boltzmann $1,38 \times 10^{-23}$ (J/K)
T	Temperatura absoluta (K)
A	Área de seção reta da junção (área da célula)
n_i	Concentração de portadores intrínsecos no material
N_d, N_a	Concentração de dopantes tipo n e tipo p , respectivamente
D_p, D_n	Concentração de difusão de lacunas e elétrons, respectivamente, no material
L_p, L_n	Comprimento de difusão de lacuna e de elétrons
R_S	Resistência em série das células fotovoltaicas
R_P	Resistência em paralelo das células fotovoltaicas
I_{SC}	Corrente elétrica de curto-circuito
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
P_{MP}	É a potência máxima de pico
I_{MP}	Corrente no ponto de potência máxima
V_{MP}	Tensão no ponto de potência máxima

É apresentado na Figura 7 a curva $I - V$ típica de uma célula fotovoltaica de Silício. Observa-se que, normalmente apresentada no primeiro quadrante, fisicamente a curva $I - V$ se situa na realidade no quarto quadrante, por se tratar de um gerador. Onde, a corrente tem sentido inverso e é negativa. Já a corrente de saturação reversa I_0 pode ser calculada, na teoria, pela Figura 7, a partir das propriedades do material e dos detalhes da construção da junção pn . I_0 pode ser determinada experimentalmente pela aplicação da tensão V_{OC} à célula não iluminada, no escuro.

Figura 7 - Corrente elétrica em uma célula fotovoltaica (Si).



Fonte: (PINHO; GALDINHO, 2014, p. 118).

Em uma célula fotovoltaica há resistência em série devido a junção metal-semicondutor, malhas metálicas, regiões dopadas e etc. Assim, como resistência em paralelo devido a pontos de curto-circuito na junção pn , a equação da curva característica de uma celular fotovoltaica é apresentada na Equação 16 (PINHO; GALDINO 2014).

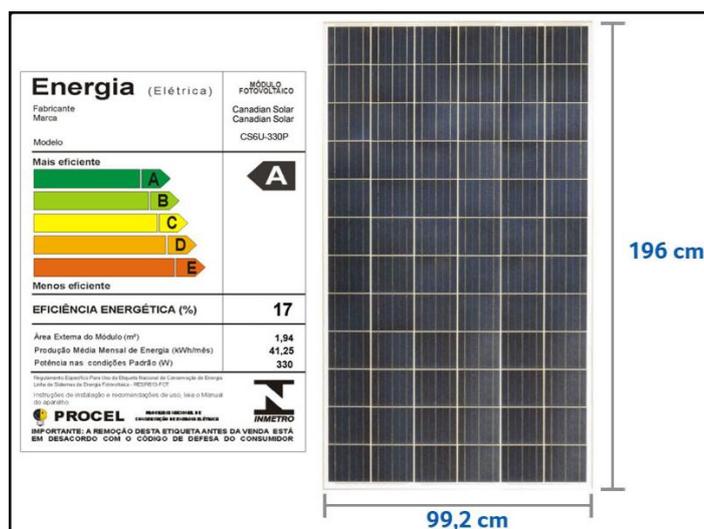
$$I_0 = q \cdot A \cdot n_i^2 \cdot \left(\frac{D_p}{L_p \cdot N_d} + \frac{D_n}{L_n \cdot N_a} \right) \quad (15)$$

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (16)$$

3.3 Módulos Fotovoltaicos

O modulo fotovoltaico, segundo a norma NBR 10899, é uma unidade formada por um conjunto de celular fotovoltaicas, integradas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica podendo ser associadas em série e/ou paralelo. Na Figura 8 é apresentado um módulo de potência Padrão de 335W e eficiência energética de 17% com selo do INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia.

Figura 8 - Módulo fotovoltaico.



Fonte: (Portal Solar, 2019).

A tensão de circuito aberto do módulo é igual à soma das tensões de circuito aberto de cada célula e a corrente de curto circuito é igual à corrente da célula que fornece o menor valor

nesta condição. Embora na construção do módulo sejam selecionadas células similares, seus padrões elétricos não são idênticos na sua totalidade e algumas características são apresentadas no Quadro 7.

Quadro 7 - Características Células e módulos fotovoltaicos.		
Área ativa da célula fotovoltaica	A_{CA}	Superfície exposta à radiação solar de uma célula fotovoltaica
Área das células do módulo fotovoltaico	A_{CM}	Área total de uma célula fotovoltaica individual, multiplicada pelo número de células (n) do módulo fotovoltaico, sendo: $A_{CM} = n \cdot A_{CT}$
Área total da célula fotovoltaica	A_{CT}	Superfície de uma célula fotovoltaica limitada per seu perímetro
Área total do módulo fotovoltaico	A_{MT}	Superfície frontal do módulo fotovoltaico, incluindo a moldura externa ou qualquer outra protuberância, por exemplo, rebite
Arranjo fotovoltaico	PV array	Conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte. Um arranjo fotovoltaico não inclui sua função, rastreador solar, controle térmico e outros elementos similares. Normalmente o arranjo fotovoltaico corresponde a um conjunto de módulos fotovoltaicos, séries fotovoltaicas ou subarranjos fotovoltaicos eletricamente conectados em paralelo

Fonte: (PINHO; GALDINO 2014).

3.4 Conversor CC-CC

Em sistemas que utilizam baterias, este dispositivo tem a função de controlar a corrente e tensão aplicadas às mesmas, mantendo as, assim, em bom estado de funcionamento e, por consequência, aumentando sua vida útil (PINHO; GALDINO 2014).

Também pode conter um sistema de controle para otimização da potência gerada pelos módulos. Tal sistema é chamado de Seguidor de Máxima Potência, e pode resultar em uma eficiência significativa para o sistema. Este dispositivo também pode ser utilizado quando se deseja obter uma tensão diferente das que são fornecidas pelos painéis ou pelas baterias. Sua eficiência se dá dependendo da tensão que se deseja obter. Por exemplo, se a tensão pretendida for maior do que aquela produzida pelos painéis e baterias, sua eficiência será menor do que quando se deseja uma tensão menor, ou seja, quanto maior a tensão desejada, menor será a eficiência do dispositivo na sua conversão (PINHO; GALDINO 2014).

Uma outra aplicação para estes conversores se dá como sendo parte integrante de inversores, atuando como um estágio de entrada, controlando a tensão obtida através dos painéis, que é em CC (corrente contínua), para que seja convertida em CA (corrente alternada) pelo estágio seguinte. Em caso de curto circuitos na saída ou sobretensão entrada, por exemplo, os conversores CC – CC contam com mecanismos de proteção internos que evitam danos ao mesmo (PINHO; GALDINO 2014).

3.5 Controlador de carga

É um dispositivo comumente utilizado em sistemas fotovoltaicos isolados - SFIs. Sua função é proteger as baterias contra descargas excessivas ou quando o banco de baterias atinge sua carga total, desconectando-as do sistema. A tensão de recarga, por exemplo, pode variar em função da temperatura das baterias, o que requer um controle inteligente desta operação. Para isso, os controladores de carga devem contar com um sensor integrado ou externo para monitorar a temperatura do banco de baterias (PINHO; GALDINO 2014).

Para sua especificação em um sistema isolado, deve-se considerar algumas condições mínimas necessárias para seu correto funcionamento. São elas: Tensão de operação do sistema 12v, 24v ou 48v (volts); e valor máximo de corrente do controlador – deve ser maior que a corrente de curto-circuito dos painéis multiplicada por 1,25 (PINHO; GALDINO 2014).

Quando o nível de irradiância nos módulos fotovoltaicos é baixo, a tensão gerada por eles se torna inferior ao das baterias, fazendo com que se descarreguem neles. Para que isso seja evitado, os controladores de carga utilizam diodos de bloqueio internos (PINHO; GALDINO 2014).

Para cada tipo de bateria deve-se utilizar um controlador de carga específico para ela. Por exemplo, um controlador de carga projetado para uma bateria de chumbo-ácido não terá a mesma eficiência para uma bateria de níquel-cádmio e vice-versa. Dependendo de como

controlam a carga das baterias, os controladores podem ser classificados *série* ou *paralelo*, (*shunt* – em inglês): O controlador tipo *série* desconecta o banco de baterias dos módulos fotovoltaicos através de um relé ou de uma chave de estado sólido quando as mesmas atingem sua carga máxima e as reconecta quando atingem um valor determinado através do próprio controlador. Uma desvantagem deste tipo de controlador é a perda de energia causada por uma oscilação de tensão próxima à de carga, ocasionada pelas conexões e desconexões. O controlador do tipo *shunt* utiliza um relé eletromecânico ou uma chave de estado sólido para reduzir continuamente a corrente de carga quando a tensão máxima da bateria é alcançada. O excedente da corrente gerada pelos módulos é desviado por um dispositivo em paralelo à bateria que aplica um curto circuito a eles. Um diodo de bloqueio é, então, utilizado para proteger a bateria contra o curto-circuito quando o desvio da corrente é realizado (PINHO; GALDINO 2014).

3.6 Inversor

A conversão da potência da corrente contínua (CC) que vem do arranjo fotovoltaico em potência da corrente alternada (CA) que em condições normais, aceitáveis, é transmitida para a rede elétrica da concessionária de energia pelo inversor. Os inversores atuais são embarcados com controle que influenciam no funcionamento do sistema, tais como: seguidor do ponto de máxima potência, conexão ou desconexão da rede em função das condições da mesma e da irradiância incidente sobre o arranjo, medida de energia entre outras. (PINHO; GALDINO 2014).

4 CARACTERÍSTICAS DOS INVERSORES

Sendo o inversor, um dispositivo eletrônico, que recebe tensão contínua por meio de várias fontes como, por exemplo, proveniente de baterias ou módulos fotovoltaicos, fornece em sua saída, energia elétrica na forma CA na qual deve ter amplitude de tensão, frequência e níveis de componentes harmônicos adequados às cargas alimentadas. Na modalidade *on-grid* (do inglês, conectado à rede), a tensão de saída do inversor, bem como sua frequência, deve estar sincronizada com a tensão e a frequência da rede que no Brasil é de 60Hz (PINHO; GALDINO 2014).

4.1 Tipos e Características de Dispositivos Semicondutores de Potência

Existem vários tipos de dispositivos semicondutores de potência capazes de realizar a conversão de potência contínua em potência alternada. Basicamente os inversores podem ser classificados em dois tipos segundo seus elementos de chaveamento: os tirístores ou os transistores. (Lopes, 2009).

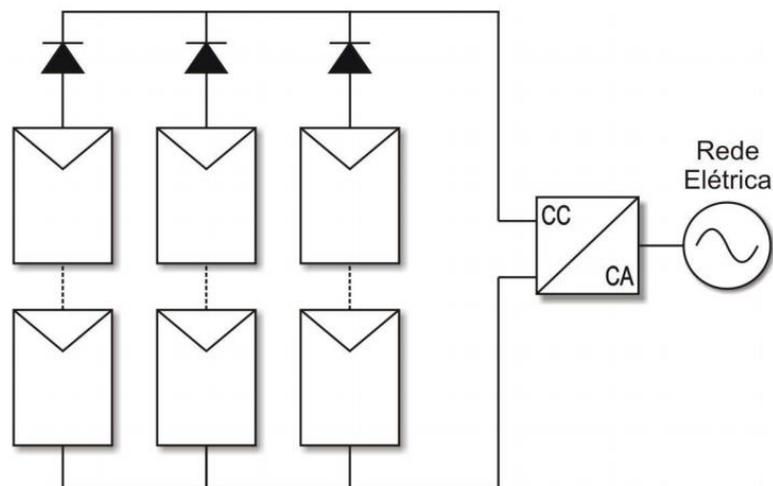
4.1.1 Modo de Comutação de Inversores

Os inversores utilizados atualmente em aplicações fotovoltaicas, quanto ao modo de comutação, podem ser divididos em duas categorias: autocomutados e comutados pela rede. (Lopes, 2009).

4.1.2 Inversor Central

Consiste em conectar vários painéis em paralelo e/ou em série, formando filas (*strings*), na entrada de corrente contínua de um inversor. Sua montagem pode ser observado na Figura 9 - Configuração com inversor central (Lopes, 2009).

Figura 9 - Configuração com inversor central.

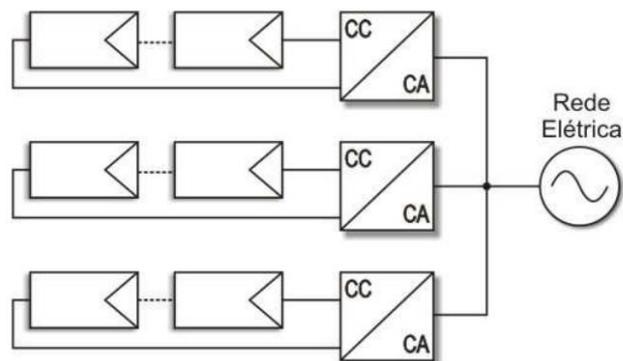


Fonte: (Lopes, 2009).

4.1.3 Inversor *String*

Os inversores string são conectados diretamente a painéis fotovoltaicos. A Figura 10 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversores *string* (Lopes, 2009).

Figura 10 - Configuração com inversor string.

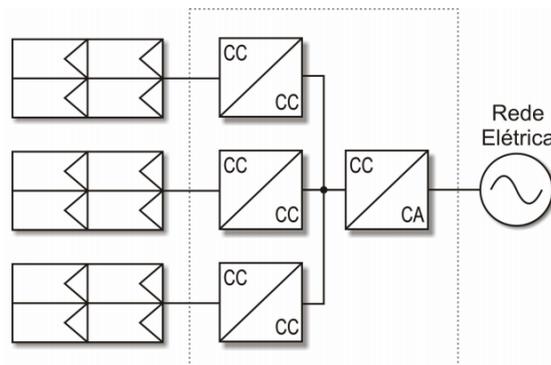


Fonte: (Lopes, 2009).

4.1.4 Inversor Multi-*string*

Os inversores multi-*string* são indicados para sistemas que têm vários painéis ou arranjos com diferentes orientações e: conseqüentemente: submetidos a diferentes condições de irradiância e temperatura. A Figura 11 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor multi-*string* (Lopes, 2009).

Figura 11 – Configuração com inversor multi-*string*

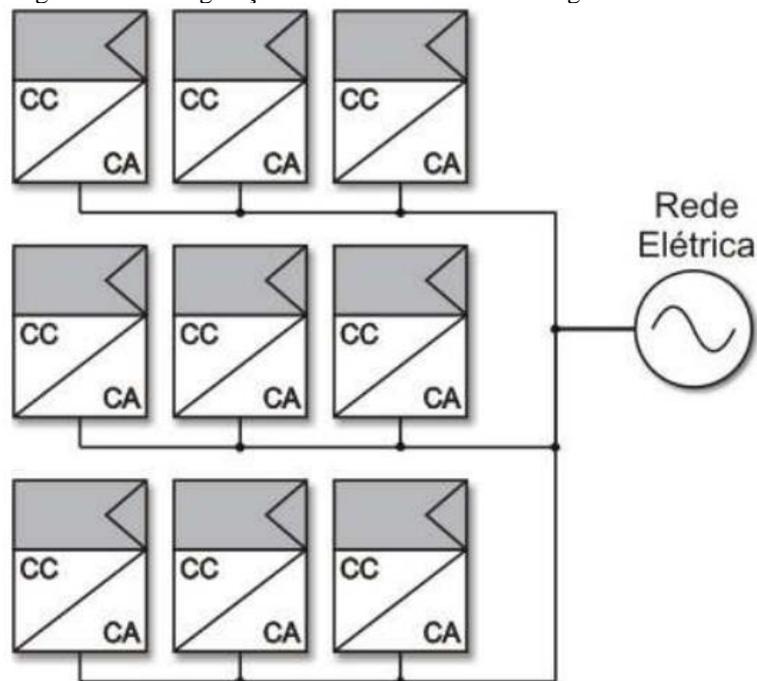


Fonte: (Lopes, 2009).

4.1.5 Inversor com Módulo Integrado ou Módulo CA

Os inversores com módulos integrados apresentam um único módulo conectado à sua entrada. A Figura 12 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor com módulo integrado (Lopes, 2009).

Figura 12 - Configuração com inversor módulo integrado



Fonte: (Lopes, 2009).

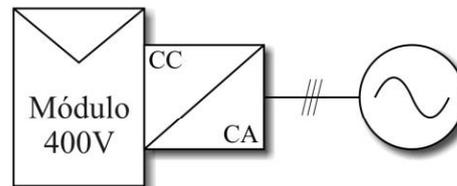
4.1.6 Inversores Monofásicos e Trifásicos

O menor sistema fotovoltaico conectado à rede que se pode conceber, se constitui de um painel solar interligado a um inversor o qual se conecta à rede elétrica. A este arranjo se denomina inversor módulo integrado (MIC – do inglês *Module Integrated Converters*). (Lopes, 2009).

Apresentam reduzidos níveis de tensão CC e, por esta razão, as topologias módulo integrado necessitam de um elemento elevador de tensão em CC (conversor CC-CC), visando a compatibilização dos níveis de tensão entre o barramento CC, o inversor e a rede elétrica CA (Lopes, 2009).

A tensão da maioria dos módulos fotovoltaicos não é suficiente para conectá-los diretamente à rede elétrica através de um simples inversor. Por causa disso, duas estruturas de inversor módulo integrado são mais comumente utilizadas. A primeira, apresentada na Figura 10, que consiste em utilizar painéis fotovoltaicos especialmente desenvolvidos para produzir tensões na ordem de 200 V a 400 V, dependendo da rede elétrica local. Assim somente o estágio inversor é necessário, reduzindo custo, eliminando o conversor CC-CC e aumentando a eficiência total do sistema. Entretanto, painéis fotovoltaicos que apresentem essas características de tensão raramente são encontrados comercialmente. A segunda estrutura, apresentada na Figura 13, é a mais comumente utilizada (Lopes, 2009).

Figura 13 - Inversor módulo integrado com único estágio e trifásico.

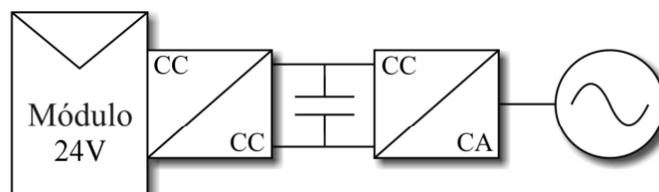


Fonte: (Lopes, 2009).

4.1.7 Inversores com ou sem Transformador

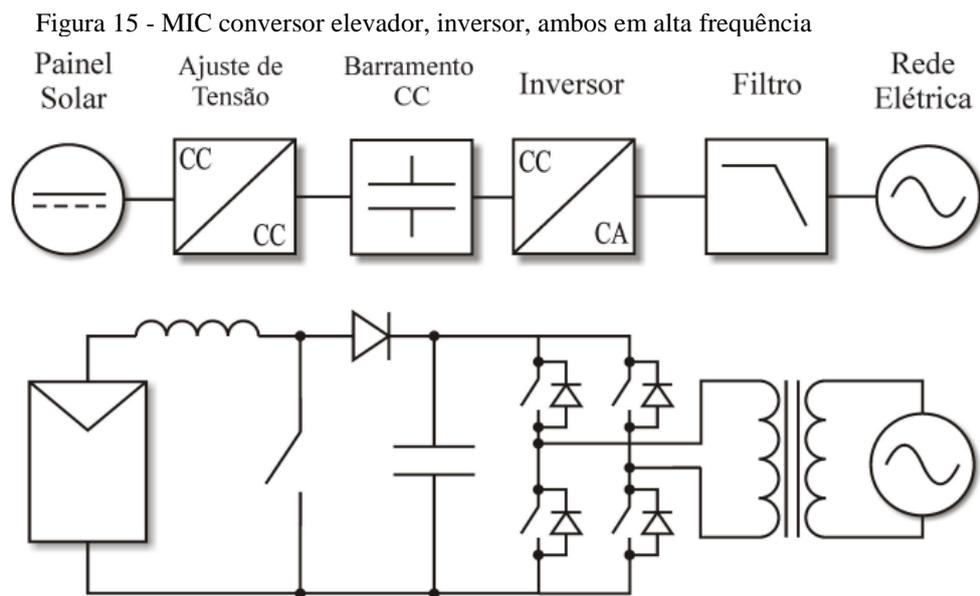
Normalmente, o inversor módulo integrado da Figura 14 é composto por um conversor CC-CC, responsável por elevar a tensão em um barramento CC, associado em cascata a um inversor, o qual é encarregado da geração da tensão senoidal através da modulação por largura de pulso (PWM – *Pulse Width Modulation*). Esse tipo de configuração apresenta como principal desvantagem o fato de que ambos os conversores operam em alta frequência, resultando em um nível significativo de perdas devido ao fenômeno da comutação (Lopes, 2009).

Figura 14 - Inversor módulo integrado monofásico.



Fonte: (Lopes, 2009).

Em muitos casos o conversor CC-CC utilizado é um conversor elevador, o qual não permite isolamento galvânico. No entanto, em muitos países o isolamento galvânico é indispensável. Para solucionar este problema, um transformador de baixa frequência deve ser incluído entre o inversor e a rede elétrica, resultando em um aumento significativo do custo do sistema, como pode ser visto na Figura 15. A eficiência obtida neste tipo de arranjo é baixa. É importante ressaltar que o transformador tem tripla função neste arranjo: isolamento, limitação da corrente a ser injetada na rede elétrica e filtragem das componentes de alta frequência desta corrente devido à modulação PWM senoidal. O sistema convencional gera tensões senoidais, entretanto, o fluxo de potência se dá pela injeção de corrente na rede elétrica. Assim, as indutâncias de dispersão do transformador de baixa frequência limitam a corrente injetada no sistema (Lopes, 2009).



Fonte: (Lopes, 2009).

Diferente do inversor módulo integrado da Figura 15, a isolamento galvânica entre o painel fotovoltaico e a rede elétrica comercial pode ser realizada de outra forma, através de um transformador de alta frequência. Nesta configuração, a isolamento galvânica é obtida no conversor CC-CC que, operando em alta frequência, reduz o tamanho e o custo do transformador. MIC's com isolamento galvânica em alta frequência podem ser divididos em três arranjos distintos, de acordo com a configuração do barramento CC. São eles: MIC com barramento CA-CC, MIC com pseudo-barramento CC, MIC sem barramento CC (Lopes, 2009).

4.2 Fator de Potência e distorção Harmônica Total

Em circuitos de corrente alternada puramente resistivos, as formas de onda de tensão e corrente encontram-se em fase. No entanto, na presença de cargas reativas como capacitores e indutores, o armazenamento de energia nessas cargas resulta em uma diferença de fase entre as formas de onda de tensão e corrente. Essa defasagem implica que a potência ativa (potência que produz trabalho) é menor que a potência aparente (produto entre a tensão e corrente). Em circuitos de potência que contém apenas cargas lineares, o fator de potência depende somente da diferença de fase entre a tensão e a corrente, sendo conhecido como fator de potência de deslocamento. Em sistemas com cargas não-lineares há o aparecimento de distorções na forma de onda da tensão e corrente causadas por harmônicos. A diferença entre as potências ativa e aparente é denominada de potência reativa (potência que não produz trabalho útil). O fator de potência (FP) de um sistema elétrico é definido como a razão entre a potência ativa (P) e a potência aparente conforme descrito da Equação 17 (Lopes, 2009).

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\frac{1}{T} \int V_{i(t)} \cdot I_i(t) \cdot dt}{V_{RMS} \cdot I_{RMS}} \quad (17)$$

Onde:

FP	Fator de potência
P	Potência ativa ou real
S	Potência aparente
V_i	Tensão elétrica em um instante t
I_i	Corrente elétrica em um instante t
V_{RMS}	Tensão elétrica média quadrática
I_{RMS}	Corrente elétrica média quadrática
T	Tempo de integração

Quando a tensão e a corrente não forem senoidais, o fator de potência deve ser calculado pela equação 24. Em um caso genérico, tanto as componentes fundamentais quanto as harmônicas podem produzir potência. O fator de potência é afetado pela diferença de fase entre a onda de tensão e a onda de corrente e pelo conteúdo de harmônicos causados por cargas não-lineares (Lopes, 2009).

A distorção harmônica total na corrente (THD_i) é definida como o quociente entre o valor eficaz das componentes harmônicas na corrente e o valor eficaz da componente fundamental da corrente como mostra a Equação 18 (Lopes, 2009).

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \quad (18)$$

Onde:

THD_i	Distorção harmônica total na corrente
I_n	Componente da corrente da n-ésima harmônica
I_1	Componente fundamental da corrente

De maneira similar, a distorção harmônica total na tensão (THD_v) é definida como o quociente entre o valor eficaz das componentes harmônicas na tensão e o valor eficaz da componente fundamental da tensão como apresenta a Equação 19 (Lopes, 2009).

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (19)$$

Onde:

THD_v	Distorção harmônica total na tensão
V_n	Componente da tensão da n-ésima harmônica
V_1	Componente fundamental da tensão

O fator de potência e a distorção harmônica em inversores para a conexão à rede, há um modelo matemático para determinação da distorção harmônica na corrente. Este modelo é descrito na Equação 20 onde A e B são parâmetros do modelo.

$$THD_i = A \cdot \left(\frac{P_{CA}}{P_{NOM}} \right)^{-B} \quad (20)$$

4.3 Modulação por Largura de Pulso – PWM

A modulação por largura de pulso – PWM (do inglês, Pulse Width Modulation) baseia-se no chaveamento em alta frequência dos elementos do circuito de potência. Esta frequência é constante e pode variar de 10 a 100 kHz sendo que, seu ciclo de trabalho, ou seja, seu sinal de saída, varia ao longo do semiciclo de um sinal de referência e é proporcional ao seu valor instantâneo. (Lopes, 2009).

Para o sinal de saída senoidal, aplica-se, ao dispositivo comparador, como por exemplo, um amplificador operacional, um sinal senoidal de 60 Hz como referência e um sinal com forma de onda triangular de frequência cerca de 20 vezes maior. O que se apresenta como resposta em sua saída é um sinal pulsante com forma de onda quadrada. À medida em que a amplitude da senóide de referência aumenta em relação ao sinal triangular, os pulsos vão sendo alargados. O contrário também se aplica (Lopes, 2009).

4.4 Inversor Multinível

Os inversores multinível podem utilizar complexas estratégias de modulação associadas ao PWM para se obter uma frequência de saída próxima à da fundamental (60 HZ) com baixo conteúdo harmônico (SUNDARAVEL; MURUGAN, 2013).

O termo “multinível” refere-se aos níveis, ou quantidade de pontes transistorizadas ligadas em “cascata” para entregarem na saída do inversor o sinal CA. Para entender melhor este conceito, inversores comuns, de modo geral, utilizam apenas dois níveis em seu circuito de conversão, que produzem como resultado da conversão CC-CA, um sinal “quadrado” em sua saída, ou seja, com níveis de tensão 0 ou $\pm V_{dc}$, semelhante a um sinal digital (SUNDARAVEL; MURUGAN, 2013).

Para Pomílio (2013), vantagens como a conexão direta deste inversor com a rede sem o uso de transformadores, além de estabilidade dos níveis de tensão em sua saída, da possibilidade de se obter níveis de potência altos sem a necessidade de associações de chaves também devem ser destacadas.

4.5 Sincronismo

A frequência do sinal gerado por um inversor deve estar dentro de valores estabelecidos pela ANEEL para garantir a qualidade da energia consumida por equipamentos ou mesmo pelo sistema ao qual está conectado.

Em condições normais, a ANEEL, através do Prodist (módulo 8, revisão 8), estabelece valores de frequência que vão de 59,9 Hz à 60,1 Hz. Também determina que, em casos de distúrbios, sistemas de geração conectados à rede de distribuição devam garantir que a frequência retorne a valores que variam de 59,5 Hz à 60,5 Hz em no máximo 30 segundos após sair desta faixa (AGÊNCIA NACIONAL ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

Atualmente, técnicas para um alcance rápido da amplitude e fase de sequência positiva, usadas para a sincronização das variáveis de saída do inversor, são mais utilizadas. Uma delas

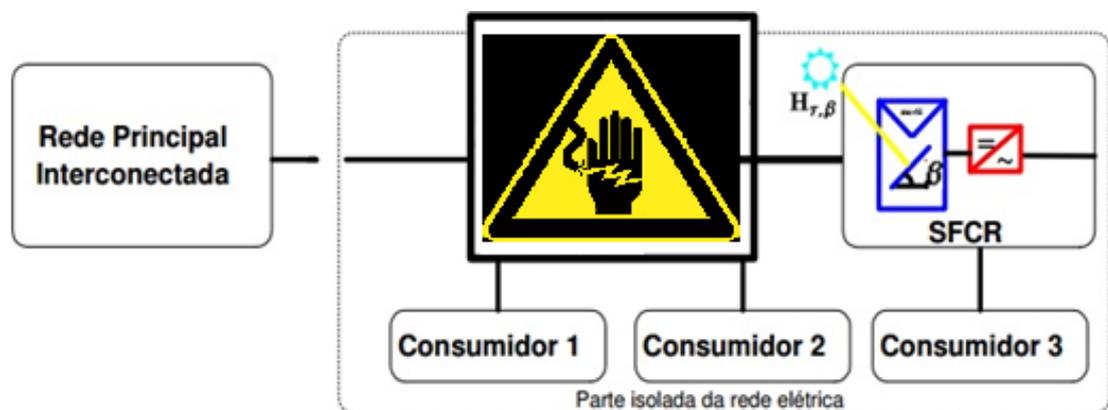
é chamada de ZCD – Detector do Ponto Zero, (do inglês, *Zero Crossing Detector*), e também o LLP - Laço Fechado de Fase, (do inglês, *Loop Locked Phase*). O ZCD é uma técnica mais simples e o LLP é baseado em modernas técnicas de detecção de ângulo de fase e tensões de rede (TEJA, 2013).

4.6 Proteção Anti ilhamento

Em sistemas fotovoltaicos, ilhamento é definido como operação do sistema fotovoltaico sem a presença do sinal da rede da concessionária (PINTO NETO, 2012).

O ilhamento pode ocorrer devido a algumas situações tais como, desconexão da rede em caso de falha em algum equipamento alimentado pelo sistema fotovoltaico, falha humana ou desligamento da rede pela concessionária para manutenção. A Figura 16 exemplifica esta situação:

Figura 16 - Operação ilhada.



Fonte: Adaptado de Macêdo (2006, p. 40).

Se o sistema de proteção anti-ilhamento do inversor não atuar, trará riscos à vida de pessoas e também comprometerá a integridade do próprio sistema fotovoltaico.

O sistema anti-ilhamento é um mecanismo interno do inversor que permite a desconexão do sistema fotovoltaico da rede, evitando que acidentes ocorram. Para isto, o inversor emprega o uso de técnicas de monitoramento dos parâmetros da linha, como tensão e frequência, por exemplo (PINTO NETO, 2012).

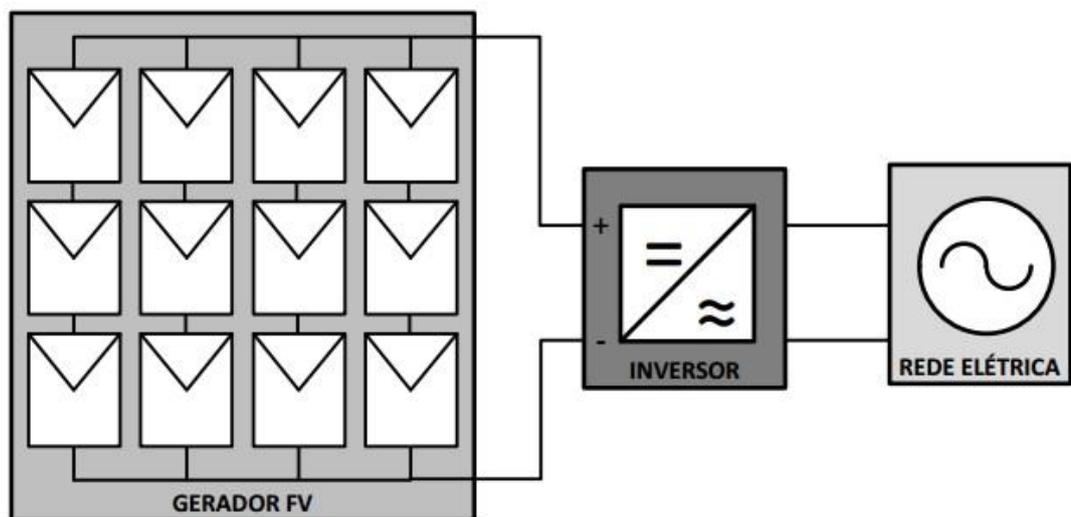
4.7 Topologia

Os inversores grid tie podem ser classificados também quanto à sua topologia. Podem ser do tipo central, série (em inglês, string), multisérie (em inglês, multistring) e módulo com inversor integrado ou módulo c.a (PINTO NETO, 2012).

4.7.1 Central

Como mostra a Figura 17, essa topologia tem como característica a conexão de todo o arranjo fotovoltaico (painéis conectados em série e em paralelo) a um único inversor. Neste caso, cada série de painéis precisa de um diodo de proteção, o que acarreta perdas. No caso de se haver qualquer problema com o inversor, todo o arranjo é desconectado (PINTO NETO, 2012).

Figura 17 - Inversor com topologia tipo central



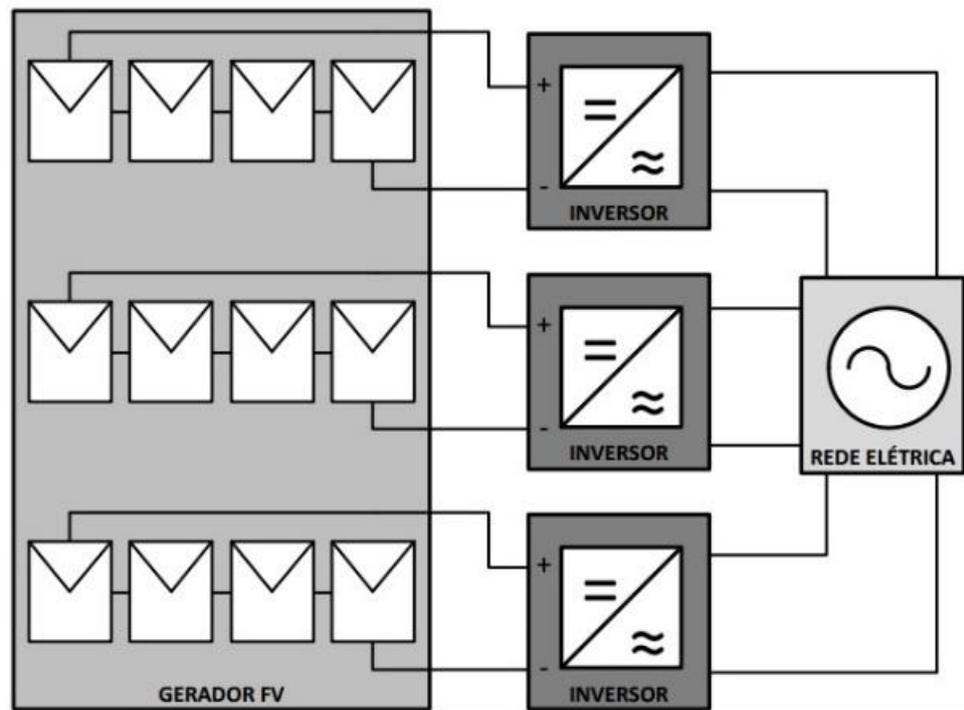
Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 39).

4.7.2 Série

Apresentado na

Figura 18, cada grupo de painéis ligados em série é conectado a um inversor. Isso dispensa a utilização de diodo de proteção, evitando-se assim perdas que seriam oriundas dele.

Figura 18 - Inversor com topologia tipo série

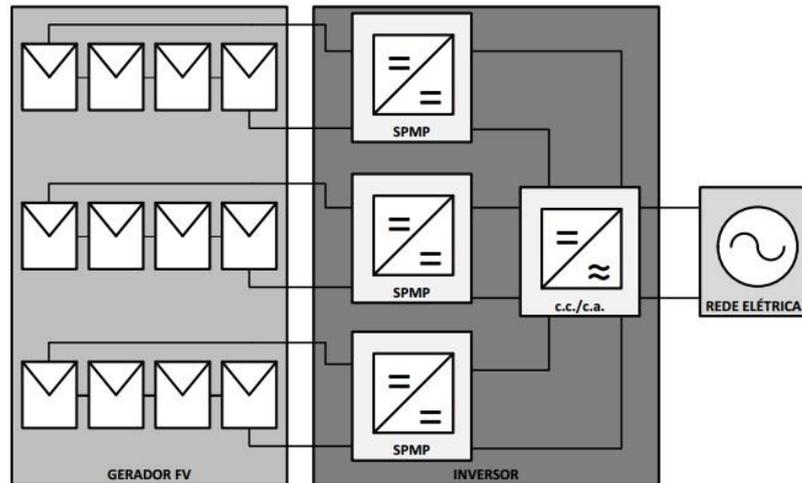


Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 40).

4.7.3 Multisérie

Esta topologia apresenta as mesmas vantagens de diversos inversores ligados em série. Como mostra a Figura 19, cada grupo de painéis ligados em série são conectados a um seguidor de máxima potência - SPMP independente (PINTO NETO, 2012).

Figura 19 - Inversor com topologia tipo multisérie.

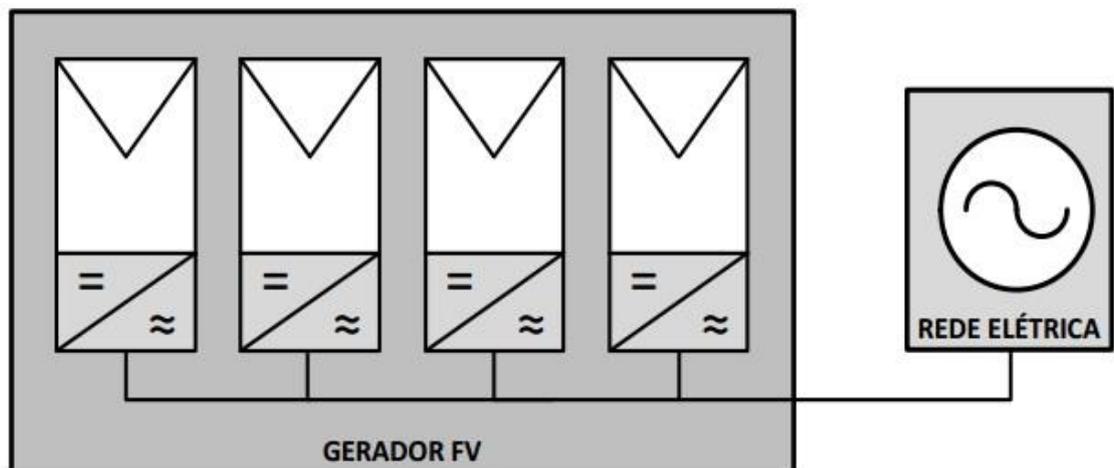


Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 41).

4.7.4 Integrado ao módulo CA

Apresenta-se pela Figura 20, a topologia de painéis com inversor integrado. Para cada painel, um inversor. Sendo assim, as perdas por dispersão entre os painéis são eliminadas.

Figura 20 - Inversor com topologia tipo módulo c.a



Fonte: (PINTO NETO, 2012, p. 41).

5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

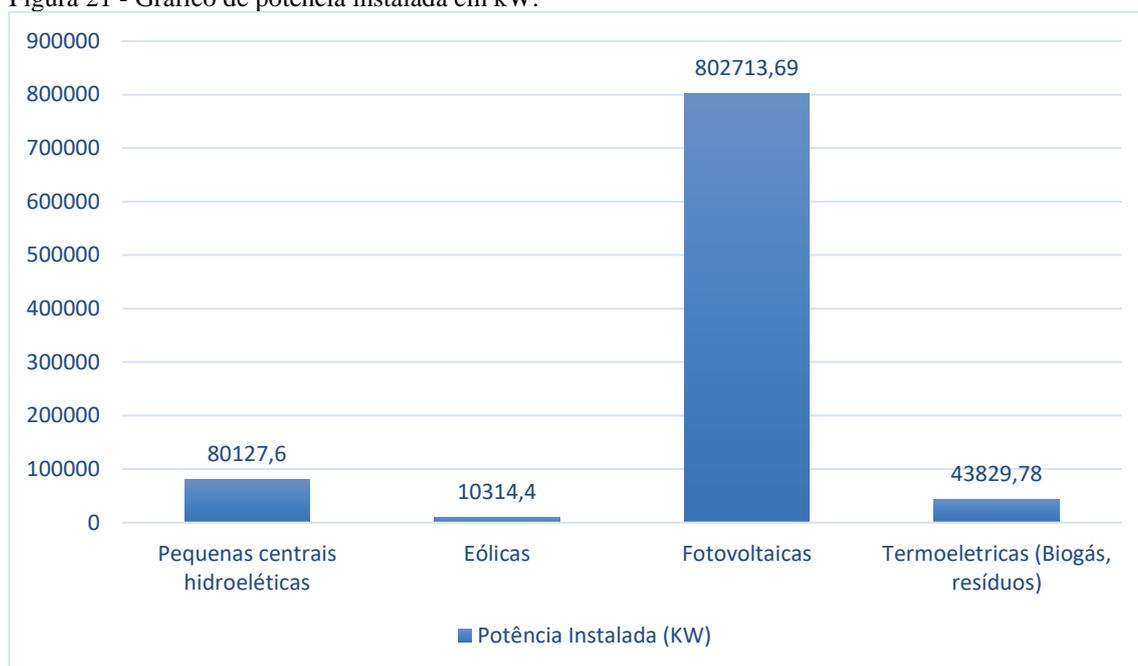
A Geração Distribuída (GD) tem se apresentado como uma alternativa ao atual modelo de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro, pois otimiza o uso de recursos energéticos, econômico-financeiro e ambientais.

A partir de 2012, através da Resolução Normativa (RN) 482 foi autorizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a geração de energia elétrica por consumidores residenciais e permitida a conexão da fonte geradora ao sistema elétrico da concessionária e a inserção do excedente de potência gerada permitindo sua troca por créditos financeiros nas contas de energia seguintes ao mês de geração.

O governo, através do decreto n 5.163/2004, define a GD, no seu artigo 14, sendo a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, que estão diretamente conectados ao sistema elétrico de distribuição do comprador (BRASIL, 2004).

O Brasil, atualmente, considerando-se os diversos tipos de energia renováveis, possui uma capacidade instalada de 936,9 MW, sendo que a mais utilizada pelos consumidores é a energia fotovoltaica, com 802,7 MW, como mostra na Figura 21 a seguir (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

Figura 21 - Gráfico de potência instalada em kW.



Fonte: Adaptado de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

Em 2012, a ANEEL, criou a RN 482, trazendo normas que estabelecem a geração distribuída de energia renováveis, e em 2015, através de uma reforma desta resolução, lança a RN 687, para facilitar a inserção dos clientes a modalidade de geração distribuída (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Algumas das principais mudanças da RN 482/2012, por meio da RN 687/2015, apresenta, quanto à classificação das potências instaladas pelos consumidores buscando maior crescimento da GD, as quais se destacam (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015):

- a) Microgeração distribuída - carga instalada até 75 kW;
- b) Minigeração distribuída - $> 75 \text{ kW} \leq 5 \text{ MW}$ para fotovoltaica e $\leq 3 \text{ MW}$ para hídrica;
- c) Redução do prazo de conexão para 34 dias, que antes era de 84 dias;
- d) Geração em condomínios com porcentagem definidas;
- e) Geração compartilhada (consórcios ou cooperativas).

Outra mudança importante é o prazo do sistema de compensação, que antes era de 36 meses, passando a ser 60 meses, na RN 687/2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Para regulamentação da geração *off grid* (do inglês, isolada da rede), ou seja, sistemas que utilizam banco de baterias para armazenar a energia gerada, a ANEEL traz através da RN 493/2012, duas modalidades de fornecimento, sendo uma delas o Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI, onde tem se mais de uma unidade consumidora, e o Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI, onde o usuário produz somente para o local aonde vai ser consumido (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

6 METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentados detalhadamente o dimensionamento de todos os componentes do projeto do sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. Lembrando que este projeto possui direcionamento econômicas e, portanto, na escolha dos componentes do projeto foram dadas preferência pela qualidade e pelo preço, a fim de que o sistema possua uma vida-útil de longo prazo.

Para iniciar o projeto, inicialmente foi necessário estudar a fatura de energia elétrica da unidade consumidora (UC) para determinar qual é a quantidade ideal de energia a ser gerada. Também foi necessário realizar uma visita técnica, a fim de levantar todos os detalhes da UC necessária, como: local de instalação dos módulo, se no telhado e o tipo de telhado, no solo e a área disponível, inclinação, orientação, possíveis sombreamentos e as condições de instalações elétricas do local como: padrão de entrada, transformador, cabeamento, circuitos e quadros de distribuição.

Com as informações coletadas da UC, iniciou-se o dimensionamento. Primeiramente, é realizada uma análise profunda nos níveis de irradiância solar média incidente no local para cada mês do ano, utilizando banco de dados de irradiância solar, como será tratado mais adiante a plataforma que possui o banco de dados. Entretanto, tais dados de níveis de irradiância são para superfícies perfeitamente horizontais, portanto os valores são ajustados para a inclinação e a orientação dos módulos desejada pelo uso do software Radiasol 2.

Coletado todas as informações dos valores de irradiância média sobre o módulo fotovoltaico o próximo passo foi estimar a quantidade de módulos necessários para gerar a energia consumida da rede da distribuidora. Toda via, é necessário incluir as possíveis perdas do sistema que pode possuir a fim de que o cálculo estimado esteja próximo ao real quando o sistema estiver em pleno funcionamento.

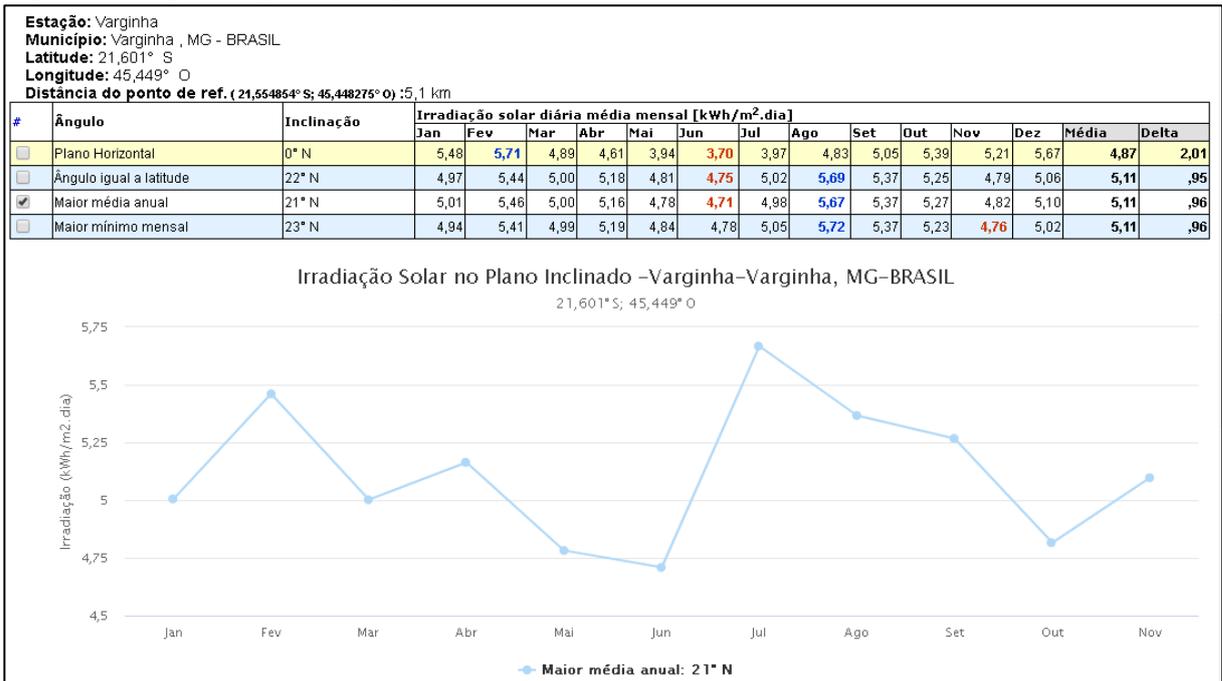
Estimado o valor real que o gerador, ou o conjunto de módulos fotovoltaico pode gerar, o próximo passo é comparar com o consumo energético da unidade consumidora pela quantidade de módulos que serão necessários para reduzir a conta de energia do local. Com a quantidade de módulos fotovoltaicos é possível determinar o inversor e a partir deste, determinar o arranjo fotovoltaico, e por tanto, determinar a potência exata do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) e, assim, dimensionar todos os equipamentos como: Módulos, Inversor, Sistema de Proteção, Estruturas de fixação e outros, como será demonstrado mais adiante.

6.1 Índice de Radiação Solar

O sistema fotovoltaico será analisado inicialmente pela localização da UC geograficamente, para saber qual é o índice de radiação solar no local. Para isso, foi usado o banco de dados da CRESESB usando como dados de entrada as coordenadas geográficas da cidade de Varginha, localizada no Sul de Minas Gerais e representados na Figura 22 - Representação da radiação Solar.

$21^{\circ} 60' 10'' S 45^{\circ} 44' 90'' O$

Figura 22 - Representação da radiação Solar.



Fonte: (PINHO; GALDINO 2014).

Os resultados apresentados foram registrados em:

$$\text{Índice de Radiação Solar} = 5,11$$

$$\text{Ângulo} = 21^{\circ} \text{ Norte}$$

6.2 Registro de Consumo da UC

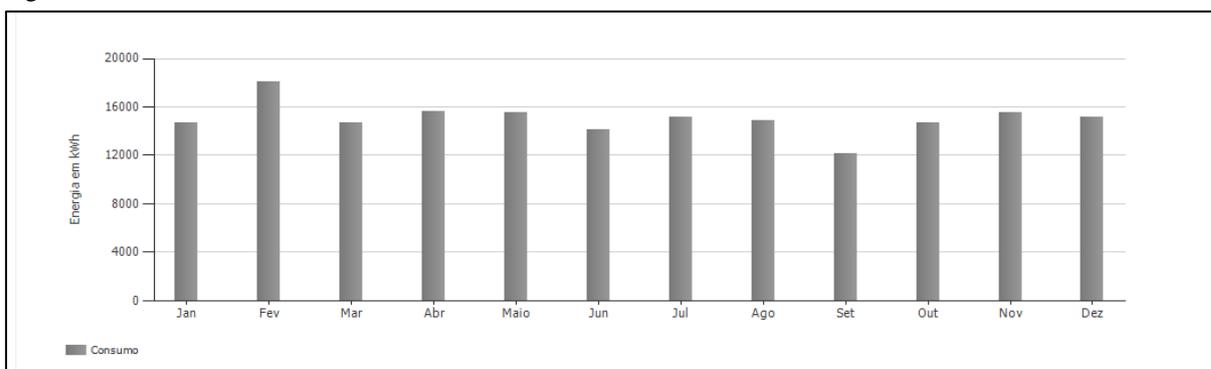
Foi registrado pela fatura mensal da UC o seguinte consumo mensal e a média anual descritos na Tabela 5 e representado na Figura 23.

Tabela 5 - Consumo Mensal da UC.

Mês	HFP [kWh]	HP [kWh]
Jan	13860	840
Fev	17010	1050
Mar	13280	1400
Abr	14280	1350
Mai	14280	1240
Jun	13280	840
Jul	14280	840
Ago	13860	1050
Set	11130	1050
Out	13440	1260
Nov	14070	1470
Dez	14280	840

Fonte: (O autor).

Figura 23 - Gráfico de consumo da UC.



Fonte: (O autor).

Após o levantamento na conta da UC, obteve-se o valor total do consumo anual em:

$$\text{Consumo anual} = 180280 \text{ kWh}$$

6.3 Definição dos Módulos Fotovoltaico

Nesta etapa avalia qual módulo fotovoltaico será utilizado no projeto. Para isso, foi realizado uma pesquisa de mercado, apresentado na Tabela 6, onde todos os produtos apresentados são certificados internacionalmente e nacionalmente e apresentam garantia de vida útil de 25 anos com 80% da potência máxima inicial ao final da garantia. A escolha do modelo de módulo fotovoltaico obedeceu a critérios baseados em sua potência, sua eficiência e seu custo, assim, utilizou-se a Equação 21 para determinar qual módulo possui o menor custo relativo, conseqüentemente, o melhor custo-benefício.

$$\text{Custo Relativo} = \text{Preço} \frac{\text{Unitário}}{\text{Potência} * \text{Eficiência}} \quad (21)$$

Tabela 6 - Pesquisa de mercado dos módulos fotovoltaicos.

Fabricante	Modelo	Potência [Wp]	Eficiência [%]	Preço Unitário [R\$]	Custo Relativo [R\$/Wp]
BYD	335PHK	335	18,8	793,00	12,68
BYD	330P6K	330	19,2	869,00	12,92
YINGLI	YL150P-17b	150	15	427,00	14,62
SUNENERGY	SE275A	275	16,94	903,50	19,39

Fonte: (PESQUISA DE MERCADO).

Entre as alternativas apresentadas, o módulo 335PHK da fabricante BYD apresentou valor vantajoso na análise de custo relativo. Portanto, passamos a adotar este módulo em nosso projeto e suas características mecânica, elétrica e eficiência são apresentados na tabela 7, 8 e 9 respectivamente.

Definição do Painel = BYD 335W 335PHK

Tabela 7 - Características Mecânicas do Módulo 335PHK.

Célula	5 Bus Bar meia célula 156,75x78,375mm
Nº. De Células	144 (6x24) pcs
Dimensões do módulo	1992 mm x 992mm x 35mm
Peso	22,2 Kg
Moldura	Liga de Alumínio Anodizado
Caixa junção	ZH011-B-5, TS03-13B
Diodos de By-pass	3 pcs
Tipo de Conector	Compatível com MC4
Corrente Máxima do Fusível	15A
Área da Secção do Cabo	4 mm ²
Comprimento do cabo	2V810mm

Fonte: (BYD, 2019).

Tabela 8 - Características Elétrica do Módulo 335PHK.

Tensão de Circuito Aberto (Voc)	45,44 V
Tensão Máxima de Operação (Vmp)	38.10 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	9,25 A
Corrente Máxima de Operação (Imp)	8,79 A
Potência Máxima em STC (Pmax)	335 Wp
Temperatura de Operação	H80°C MB1°C

Fonte: (BYD, 2019).

Tabela 9 - Coeficientes de Temperatura do Módulo 335PHK.

Temperatura de Operação Nominal (NOCT)	43°C +/- 2°C
Coeficiente da Temperatura da CC	0,066% / °C
Coeficiente da Temperatura da CC	-0,30% / °C
Coeficiente de Temperatura no Pico de Potência	-0,37% / °C

Fonte: (BYD, 2019).

6.4 Definição do local de instalação

Ao visitar a unidade consumidora, foi possível observar que no local, há espaço no solo e também há várias edificações com telhado metálico com área superior a 1.000m² aproximadamente. Entretanto, por questões de otimização do uso da área da UC, optou-se por utilizar uma orientação do arranjo ao ponto cardinal Norte, colocando o arranjo alinhado à lateral da propriedade ao qual não há previsão de utilização do local pela unidade consumidora. Portanto, para o dimensionamento do SFCR são utilizados o ângulo de inclinação de 20° e o desvio azimutal de 0° conforme apresentado no item radiação solar do local e a instalação se dará ao solo.

Local de instalação = Solo

Orientação: Inclinação de 20° Norte e Desvio Azimutal = 0°

6.5 Definição das perdas

O estudo realizado pela *Green Rhino energy*, apresenta três estágios de perdas. No Quadro 8 apresentam-se os três estágios com os tipos de perdas existentes em cada um, com seus respectivos índices de perdas toleradas. A análise do estágio “depois dos módulos” será tratada mais adiante, uma vez, os equipamentos com exceção do módulo fotovoltaico ainda não foram determinados.

Observa-se que no Quadro 8 as perdas do tipo Neve, Captação e Temperatura não estão com valores, pois esses são tratados especialmente, e são apresentados a seguir.

Quadro 8 - Perdas consideradas no SFCR.		
Estágio	Tipo de perda	Valor
Antes dos módulos	Tolerância de potência	0 ~ 5%
	Sombreamento	1 ~ 10%
	Sujeira	2 ~ 10%
	Neve	X
	Captação	X
Dentro dos módulos	<i>Mismatching</i>	1 ~ 2%
	Temperatura	-
Depois dos módulos	Cabeamento CC	0,5 ~ 1%
	Inversor	1 ~ 10%
	Algoritmo SPMP	1 ~ 2%
	<i>Clipping</i>	0 ~ 2%
	Cabeamento CA	0,5 ~ 1%

Fonte: (GREEN RHINO ENERGY, 2019).

6.5.1 Perdas antes dos módulos

- Tolerância de potência:** é uma faixa de valores, fornecidos pelo fabricante que existe devido ao fato de que os módulos não são exatamente idênticos, ou seja, apresentam características elétricas levemente distintas. E esse tipo de perda é considerada quando a faixa de valores de tolerância de potência for negativa. Como no módulo escolhido (PHK335) não

apresenta uma faixa de valores negativa de tolerância (“0/+5 W”, observado em datasheet – Power output *tolerances* ou tolerância) não serão consideradas perdas nessa etapa. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{tol} = 1$$

- **Sombreamento:** tipo de perda provocada por qualquer agente que cause sombreamento sobre os módulos, como árvores, outros edifícios, nuvens e outros. Os valores típicos, de acordo com o *Green Rhino Energy* de perdas usados são de 1 a 10%. Assim, com a visita técnica no local notou-se que não há nenhum agente ao redor que poderia causar sombreamento, com exceção de nuvens, então considerou-se perda de 1%. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{somb} = 0,99$$

- **Sujeira:** tipo de perda causada pelo acúmulo de partículas de poeira, fuligem, fezes de pássaros e outros, que por deixarem o vidro menos transparente reduz a incidência solar sobre os módulos. Os valores típicos de perdas usados são de 2% a 10%. No projeto considerou-se perda de 4%, pois a região da UC possui boa quantidade de poeira, mas não é uma região de poluição e possui uma boa quantidade de chuvas, limpando os módulos. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{suj} = 0,96$$

- **Neve:** tipo de perda causada pelo acúmulo de neve sobre os módulos. Na região da UC não há ocorrência de queda de neve, logo, considerou-se perda nula.

- **Captação:** tipo de perda referente ao ângulo de inclinação dos módulos. Esse tipo de perda já foi considerado quando os valores de irradiância sobre os módulos foram corrigidos pela consulta no CRESESB, portanto, não é contabilizado nessa seção.

Assim, é possível determinar o coeficiente de rendimento antes dos módulos, por:

$$\eta_{antes} = \eta_{tol} \times \eta_{somb} \times \eta_{suj}$$

$$\eta_{antes} = 1 \times 0,99 \times 0,96 = 0,9504 = 95,04\%$$

6.5.2 Perdas dentro dos módulos

- **Mismatching:** tipo de perda provocada pelas diferenças de características elétricas entre os módulos quando em funcionamento, ou seja, em uma *string* em funcionamento, a corrente gerada por ela será ditada pelo módulo que estiver gerando a menor

corrente, mesmo se outro módulo estiver em condições de gerar uma corrente maior. Os valores típicos de perdas usados são de 1% a 2%, então considerou-se 2%. O coeficiente de rendimento é então dado por:

$$\eta_{mis} = 0,98$$

- **Temperatura:** tipo de perda causada pelo aumento da temperatura no módulo. Para calcular o coeficiente de rendimento de temperatura é necessário possuir os seguintes dados: o coeficiente de temperatura do módulo fornecido pelo fabricante em datasheet, as temperaturas máximas locais e o tipo de estrutura de fixação utilizada, pois esse determina a quantidade de vento que passa pelos módulos, e assim, ajudando ou não o resfriamento do mesmo. Portanto, analisa-se as três variantes.

Quadro 9 - Coeficientes de temperatura do módulo.	
Coeficiente da Temperatura da CC	0,066%/°C
Coeficiente de Temperatura da CC	-0,30%/°C
Coeficiente de Temperatura no Pico de Potência	-0,37%/°C

Fonte: (BYD, 2019).

- **Coeficiente de temperatura do módulo:** No Quadro 9 apresenta os coeficientes de temperatura do módulo (FHK335), onde a cada 1°C acima da temperatura padrão de teste (25°), a potência-pico (Pmax) apresenta uma queda de 0,37%, a tensão em circuito aberto (Voc) uma queda de 0,30%, a corrente de curto-circuito (Isc) um ganho de 0,066% e a tensão em máxima potência (Vmpp) uma queda de 0,37% dos seus valores. Para o dimensionamento utiliza-se o coeficiente de temperatura para tensão máxima potência.

- **Temperatura máxima locais:** foi utilizado o banco de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) de médias de temperaturas máximas de cada mês do ano. Assim, os valores de temperatura máxima (Tmax) de cada mês são apresentados na Tabela 10 em conjunto com o cálculo de perda por temperatura.

- **Estrutura de fixação:** o tipo interfere diretamente na temperatura de operação do arranjo fotovoltaico. Assim, o estudo realizado pela *SMA Solar Technology* apresentou quatro tipos de estrutura e seus respectivos valores típicos de diferença de temperatura entre os módulos e o ambiente (ΔT) ajustados para o local. Os valores são apresentados no Quadro 10.

Quadro 10 - Tipos de estruturas de fixação.	
Tipo de Estrutura de Fixação	ΔT [°C]

Estrutura totalmente elevada (solo)	22
Laje ou telhado (com espaço/inclinação)	28
Sobre o telhado (com ventilação)	29
Integrado (sem ventilação)	32

Fonte: (SMA, 2019).

Como apresentado anteriormente a unidade consumidora possui área livre, tipo solo, logo, a estrutura utilizada é sua correspondente, portanto os módulos fotovoltaicos irão operar em temperaturas aproximadamente 22°C maiores que a temperatura ambiente.

O cálculo de temperatura média de operação em cada mês é dado pela soma desse valor de diferença de temperatura com os valores de temperatura máxima de cada mês. Assim, utiliza-se a Equação 22 mês-a-mês para comparar quantos graus Celsius os módulos trabalharão acima da temperatura de medição dos valores em Standard Test Conditions (STC 25°), e conseqüentemente, calcular seus respectivos valores médios de perda por temperatura e rendimentos mensais, apresentados na Tabela 10.

$$T_{op} = T_{max} + \Delta T \quad T_{op} = T_{max} + 22[^\circ C] \quad (22)$$

Tabela 10 - Cálculos das perdas por temperatura.

Mês	Temperatura máxima [°C]	Temperatura de operação [°C]	Temperatura de cálculo [°C]	Perda [%]	Rendimento [%]
Janeiro	34	56	31	11,47	88,53
Fevereiro	33	55	30	11,10	88,90
Março	32	54	29	10,73	89,27
Abril	31	53	28	10,36	89,64
Maio	29	51	26	9,62	90,38
Junho	28	50	25	9,25	90,75
Julho	29	51	26	9,62	90,38
Agosto	31	53	28	10,36	89,64
Setembro	32	54	29	10,73	89,27

Outubro	32	54	29	10,73	89,27
Novembro	33	55	30	11,10	88,90
Dezembro	33	55	30	11,10	88,90
Média	31	53	28	10,51	89,49

Fonte: (O autor).

Como pode ser observado na Tabela 10, encontrou-se coeficiente de rendimento médio

$$\eta_{temp,media} = 0,8949$$

Assim, é possível determinar o coeficiente de rendimento dentro dos módulos, por

$$\eta_{dentro} = \eta_{mis} \times \eta_{temp,media}$$

$$\eta_{dentro} = 0,98 \times 0,8949 = 0,8770 = 87,70\%$$

Determinados os coeficientes de rendimento antes e dentro dos módulos é possível calcular um FDG temporário, mas ainda não foi calculado o coeficiente de rendimento depois dos módulos, assim, tem-se:

$$FDG_{temp} = \eta_{antes} \times \eta_{dentro} \times \eta_{fora}$$

$$FDG_{temp} = 0,9504 \times 0,8770 \times 1 = 0,8335 = 83,35\%$$

Já é possível determinar a geração dos módulos, mas o fator de desempenho global ainda não está finalizado. Avançaremos nos itens do sistema fotovoltaico para determinar o FDG ideal para este sistema para esta unidade consumidora.

6.5.3 Perdas depois dos módulos

- **Inversor:** o ato de realizar a conversão de corrente contínua para corrente alternada, apresenta uma perda. A perda é apresentada pelos fabricantes nos datasheets dos equipamentos. Ao realizar uma pesquisa com os produtos dos fabricantes Fronius, SMA e ABB onde o datasheet pode ser encontrado no site dos fabricantes, notou-se que a eficiência apresentada se dá em uma média de 98%. Assim, o coeficiente de rendimento adotado é:

$$\eta_{inv} = 0,98$$

- **Algoritmo SPMP:** o algoritmo responsável por buscar o ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico, é realizado pelo MPPT – *Maximum Power Point Tracker* que é inserido entre o arranjo fotovoltaico e a carga. No caso de sistema fotovoltaico o algoritmo está presente no inversor. A busca não é instantânea, logo, na janela de tempo entre uma iteração

do algoritmo pode ser que o arranjo não esteja em máxima potência, portanto, uma perda. Os valores típicos de perdas usados são de 1% a 2%, valores já apresentados. O valor adotado para o projeto foi de 2%, logo, o coeficiente de rendimento é:

$$\eta_{smp} = 0,98$$

- **Clipping:** este tipo de perda ocasionada quando o inversor é submetido para momentos de alta irradiância, ou sobre dimensionamento para momentos de baixa irradiância. Como o inversor será dimensionado para que a potência de entrada seja menor ou muito próxima da potência máxima de saída, a perda por *clipping* não será considerada no projeto.

- **Cabeamento CC:** O cabeamento de corrente contínua também sofre com as perdas e entra no cálculo do fator de desempenho global (FDG) e foi apresentado anteriormente na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e a perda considerada foi em 1%, e seu coeficiente de rendimento é:

$$\eta_{CC} = 0,99$$

- **Cabeamento CA:** o fator de desempenho global também considera o cabeamento de corrente alternada depois do inversor, pois nestes cabos o efeito Joule, perdas por aquecimento.

$$\eta_{CA} = 0,99$$

Assim, é possível determinar o coeficiente de rendimento fora dos módulos, por

$$\eta_{fora} = \eta_{inv} \times \eta_{smp} \times \eta_{CC} \times \eta_{CA}$$

$$\eta_{fora} = 0,98 \times 0,98 \times 0,99 \times 0,99 = 0,9412 = 94\%$$

6.5.4 Coeficiente de rendimento final

Determinados os coeficientes de rendimento antes, dentro e fora dos módulos é possível calcular um FDG final. O coeficiente de rendimento global, assim, tem-se:

$$FDG_{final} = \eta_{antes} \times \eta_{dentro} \times \eta_{fora}$$

$$FDG_{final} = 0,9504 \times 0,8770 \times 0,9412 = 0,7844 = 78,44\%$$

6.6 Definição da quantidade de módulos

A quantidade de módulos será levada em consideração a demanda contratada pela unidade consumidora. Inicialmente vamos calcular a quantidade necessária para gerar a quantidade de KWh consumido no período último 12 meses com horário de ponta somado ao horário de fora de ponta acrescentado o índice de ajuste de tarifa para o horário de ponta.

- **Fator de ajuste de tarifa:** O arranjo fotovoltaico é um ou mais conjuntos de módulos fotovoltaicos conectados em série e/ou paralelo. A forma como os módulos são associados depende da corrente e da tensão de entrada dos inversores escolhidos respeitando os níveis tolerados por cada um deles. E veremos estes arranjos mais a diante.

Definido como os módulos fotovoltaicos se comportam quando conectados de maneira diferente, o próximo passo é determinar o tamanho do arranjo fotovoltaico para o projeto. Para isso, é preciso determinar quanto de energia o sistema deve gerar, o que é possível analisando o histórico de consumo na fatura de energia. Realizando a média aritmética do consumo dos últimos 12 meses apresentados encontrou-se o consumo médio mensal de 13.920KWh por mês em horário fora de ponta, registrado das 20:01Hrs as 17:00Hrs e um consumo médio de 1.100KWh por mês em horário de ponta caracterizado das 17:00Hrs as 20:00Hrs. O dimensionamento do sistema se limita a potência de 150KW de demanda, devido a demanda contratada e não há viabilidade para aumentar a potência devido que no local a potência máxima atingida é de 75KW, mesmo a capacidade da infraestrutura ser maior que a demanda contratada.

Neste caso, onde a unidade consumidora tem demanda contratada e as tarifas são diferentes em horário de ponta e horário fora de ponta deve-se utilizar o fator de ajuste de tarifa para o horário fora de ponta que é dado pela Equação 23.

$$FAT(\text{Fator de ajuste da Tarifa})_{HP} = \frac{\text{Tarifa}_{HP}}{\text{Tarifa}_{HFP}} \quad (23)$$

$$FAT_{HP} = \frac{2,10}{0,44} = 4,77$$

Onde:

Tarifa HP é R\$2,10 e a tarifa HFP é R\$0,44 sendo o fator de ajuste o índice de 4,77.

• **Quantidade de Painéis ideal:** O sistema de compensação se dá pelo valor da tarifa em HFP, sendo assim, precisamos gerar 4,77KWh para cada 1KWh consumidos em HP. Como foi calculado uma média de 1.100KWh em horário de ponta, vamos precisar gerar 5.250KWh em horário fora de ponta para suprir as necessidades do horário de ponta. A soma do consumo em HP com fator de ajuste, mais o consumo do HFP que foi identificado em 13.920KWh soma um total de 19.170KWh por mês para zerar o consumo da fatura, mas esta não será zerada devido a energia contratada de 150KW ao valor de R\$19,91 o KW contratado.

Para gerar a quantidade necessária para abater todo o consumo do local seria necessários 476 painéis de 335Wp que foi calculado pela Equação 24 para uma geração ideal.

$$QP(\text{Quantidade de Painéis}) = \frac{CHP*FA+CFHP}{PP*IRS*EGS*30 \text{ dias}} \quad (24)$$

$$QP(\text{Quantidade de Painéis}) = \frac{1100 * 4,77 + 13920}{0,335 * 5,11 * 0,7844 * 30 \text{ dias}} = 476 \text{ painéis}$$

Onde,

QP	Quantidade de painéis unitário
CHP	Consumo em horário de ponta em KWh total
FA	Fator de ajuste de tarifa horário de ponta em 4,77 un.
CFHP	Consumo fora do horário de ponta KWh
PP	Potência dos painéis que foi adotado em 335Wp em KWp
IRS	Índice de radiação solar que foi adotado em 5,11 em Horas
EGS	Eficiência global do sistema que foi adotado em 78,44%
30 dias	Ciclo de faturamento da concessionária em dias

A Resolução normativa 687/2015 estabelece que os créditos excedentes podem ser acumulados e utilizados nos próximos 60 meses. Entretanto, é considerado credito excedente apenas o que é gerado além do consumo. Porém, neste caso onde há demanda contratada e tarifas diferentes em horários de ponta e fora de ponta, onde o horário de ponta tem um fator de 4,77 KWh/HFP equivalem a 1KWh/HP não haverá excedentes de geração.

Vale lembrar como a potência-pico de um módulo é determinada, como apresentado anteriormente. Assim, para determinar as características elétricas do módulo, o mesmo é testado em condições padrões (STC – *Standard Test Conditions*) de 1.000W/m² e temperatura do mesmo em 25°C.

- **Estimativa de geração ideal:** Para estimar a geração calculou-se a quantidade de painéis obtidos para a necessidade da UC, multiplicando a potência do painel pela índice de radiação solar, pelo fator de desempenho global e pelo ciclo de fatura da concessionária e o que se tem é mostrado na Equação 25

$$E_{mod,ideal} = 476 \text{ Painéis} \times 0,335 \text{KWp} \times \frac{5,11h}{dias} \times 0,7844 \times 30 \frac{dias}{mês} = 19.174 \frac{KWh}{mês} \quad (25)$$

A quantidade de painéis calculados foi de 476 com potência de 335W que somados atinge uma potência pico de 159,46KW não sendo considerado o fator de dimensionamento global, mas ao fixar as FDG o potência máxima de pico fica em 125KW que foi dada pela Equação 26..

$$\text{Potência de pico} = \text{Quantidade de painéis} \times \text{potência do painel} \times \text{FDG} \quad (26)$$

$$\text{Potência de pico}_{KW} = 475_{\text{painéis}} \times 0,335_{KWp} \times 0,7844_{\text{eficiência}} = 125KW$$

6.7 Definição do inversor

O inversor é o equipamento responsável pela conversão de grandezas de corrente contínua, em grandezas de corrente alternada, de forma estar em sincronismo com a rede elétrica da concessionária para injetar a potência como visto anteriormente e suas características. Serão abordados os pontos necessários para escolha do inversor e realizado uma pesquisa de mercado para avaliar o custo benefício destes e as opções em tecnologias disponíveis. Serão considerados o custo do inversor, a eficiência, a garantia e o custo de substituição do equipamento ao longo do período. Como sabemos que cada fabricante tem sua linha de equipamentos e características distintas, podem ocorrer aumento ou diminuição da quantidade de módulos em um sistema devido as diferenças nos fabricantes. Foram escolhidos três inversores com 3 tipos diferentes de tecnologia e comparado os custos entre eles como será mostrado na Tabela 11. A cotação foi realizada junto ao fornecedor e solicitado o Kit completo do gerador, visando a isenção de impostos que incidem sobre gerador solar fotovoltaico.

6.7.1 Tipo de alimentação da unidade consumidora

- Trifásico F-N 127V e F-F 220V
- Transformador rebaixador exclusivo trifásico F-N 127V / F-F 220V – 350KVA.

6.7.2 Inversor Central

- **Modelo A:** 4 Inversores Fronius ECO 27KW 380V com 432 painéis com transformador 220Ve 1 inversor Fronius Symo 12KW com 44 painéis sem transformador
 - Garantias: 5 + 2 anos
 - Quantidade total de painéis: 476 com 159,46KWp
 - Custo 4 inversores 27KW e 432 painéis: R\$401.739,00 com eficiência de 98%
 - Custo 1 inversor e 12KW e 44 painéis: R\$52.989,00 com eficiência de 97%
 - Custo 1 Transformador 200KVA: R\$ 34.990,00 e eficiência em 97%
 - Custo por inversor Eco 27KW: R\$19.490,00
 - Custo por inversor Symo 12KW: R\$ 20.290,00
 - Custo total do sistema.: R\$489.718,00
- **Modelo B:** 8 Inversores Fronius Symo Brasil 15KW com 448 Painéis e 1 inversor Fronius SYMO 10KW com 34 painéis – 220V sem transformador
 - Garantia: 5 + 2 anos
 - Quantidade total de painéis: 476 com 159,46KWp
 - Custo 8 inversores 15KW e 448 painéis: R\$487.512,00 com eficiência 97,0%
 - Custo 1 inversor e 10KW e 30 painéis: R\$35.789,00 com eficiência 97%
 - Custo por inversor Symo 10KW: R\$16.519,00
 - Custo por inversor Symo 15KW: R\$18.890,00
 - Custo total do sistema: R\$520.001,00
- **Modelo C:** 1 Inversor ABB 100KW 380V com 432 Painéis e 1 inversor ABB 12,5KW com 44 painéis 380V com transformador geral.
 - Garantia: 5 anos
 - Quantidade total de painéis: 476 com 159,46KWp

- Custo 1 inversores 100KW e 432 painéis: R\$393.069,00 com eficiência de 98,9%
- Custo 1 inversor e 12,5KW e 44 painéis: R\$48.869,00 com eficiência de 0,90%
- Custo 1 Transformador 200KVA: R\$ 34.990,00 e eficiência em 97%
- Custo por inversor 100KW: R\$79.980,00
- Custo por inversor 12,5KW: R\$15.819,00
- Custo total do sistema: R\$ 476.928,00

• **Modelo D:** 3 Inversor Refusol 40KW 380V com 486 Painéis e 1 transformador 220V com eficiência de 98,3%.

- Garantia: 5 anos
- Quantidade total de painéis: 486 com 162,81KWp
- Custo 3 inversores 40KW e 486 painéis: R\$490.459,00
- Custo 1 Transformador 200KVA: R\$34.990,00 e eficiência em 97%
- Custo por inversor 40KW: R\$27.990,00
- Custo total do sistema: R\$ 525.449,00

• **Modelo E:** 2 Inversor SMA SUNNY 60KW 380V com 480 Painéis e 1 transformador 220V com eficiência de 98,8%.

- Garantia: 5 anos
- Quantidade total de painéis: 480 com 160,80KWp
- Custo 2 inversores 60KW e 480 painéis: R\$436.369,00 com eficiência de 98%
- Custo 1 Transformador 200KVA: R\$34.990,00 e eficiência em 97%
- Custo por inversor 60KW: R\$ 40.328,00
- Custo total do sistema: R\$ 471.359,00

6.7.4 Microinversores distribuídos

• **Modelo F:** 119 Microinversores APSystem 1KW YC1000 Trifásico com 4 módulos cada.

- Garantia: 10 + 15 anos
- Quantidade total de painéis: 476 com 159.46KWp
- Custo 1 microinversor e 4 painéis: R\$ 5.708,34 com eficiência de 0,97%
- Custo por inversor: R\$2.2.220,00

- Custo total do sistema: R\$ 679.292,46
- **Modelo G:** 119 Microinversores HOYMILES 1200W HM1.2 Monofásico com 4 módulos cada.
 - Garantia: 10
 - Quantidade total de painéis: 476 com 159.46KWp
 - Custo 1 microinversor e 4 painéis: R\$ 6.500, com eficiência de 0,97%
 - Custo por inversor: R\$2.340,00
 - Custo total do sistema: R\$ 773.500,00

6.7.5 Inversor simplificado com potencializadores distribuídos

- **Modelo H:** 2 Inversor SolarEDGE 75KW 380V com 238 Otimizadores de potência e 476 módulos.
 - Garantias: 12 anos
 - Quantidade total de pinéis: R\$ 476 com 159,46KWp
 - Custo por inversor: R\$55.980,00 com eficiência de 0,98%
 - Custo total do sistema: R\$ 698.406,00

A tabela 11 traz a pesquisa do mercado no âmbito de custos dos inversores do mercado sendo demonstrado que a opção B em destaque na tabela, e a mais vantajosa para este cliente devido ao seu custo benefício do valor do KW de projeto.

Tabela 11 - Pesquisa de mercado dos inversores.

Modelo	Potência [KW] TOTAL/MPPT	Valor do KW de projeto	Quantidade de inversores	Modelo	Potência [KW]	Eficiência Global do sistema [%]	Eficiência Transformador [%]	Custo Relativo [R\$/ (Wp X EGS)]
A	120 / 6	4.080,00	4	SYMO27	27	78,44	98	4036,00
			1	SYMO12	12	78,44	97	
B	130 / 10	4.000,00	8	SYMO15	15	78,44	SEM TRAF O	4.157,00
			1	SYMO10	10	78,44	SEM TRAF O	

C	112,5 / 8	6.065,00	1	ABB100	100	78,44	97	3.930,00
			1	ABB12.5	12.5	78,44	97	
D	120 / 3	4.378,00	3	RFS40	40	78,44	97	4.260,00
E	120 / 2	3.927,00	2	SMA60	60	78,44	97	3.852,00
F	107 / 476	6.348,52	119	YC1000	0,9	78,44	SEM TRAF O	5.430,84
G	142 / 476	5.447,20	119	HM1.2	1.2	78,44	SEM TRAF O	4.850,70
H	150 / 9	4.656,04	2+238 otimiza dores	SE75K	75	78,44	SEM TRAF O	5.583,65

Fonte: (PESQUISA DE MERCADO).

Após a análise de preço de mercado dos inversores foi definido a utilização dos inversores da Marca Fronius no modelo de 15KW e 10KW devido ao custo final do KW juntamente com o preço do KWp, pelo fato de não ser necessário o uso de transformador e pela quantidade de seguidores de potência.

Os dados elétricos destes inversores são apresentados no Quadro 11.

Quadro 11 - Datasheet Fronius Symo 10Kw e 15Kw.		
DADOS GERAIS	SYMO 10.0-3	SYMO 15.0-3
Dimensões (altura x largura x profundidade)	511 x 724 x 227	511 x 724 x 227
Grau de proteção	NEMA 4X	NEMA 4X
Consumo Noturno	< 1W	< 1W
Conceito retificador	Sem transformador	Sem transformador
Resfriamento	Velocidade do ventilador variável	Velocidade do ventilador variável
Instalação	Interna e externa	Interna e externa
Faixa de temperatura ambiente	-40 - +60°C	-40 - +60°C
Umidade relativa permitida	0 – 100%	0 – 100%
Tecnologia de conexão de rede	6x CC + e 6x CC	6x CC + e 6x CC
Principal tecnologia de conexão	Screw terminals 14-6 AWG	Screw terminals 14-6 AWG
Peso	29kg	42 Kg
Proteção AFCI % 2014 NEC Ready	Sim	Sim
Proteção Medida de isolamento CC	Sim	Sim

Disjuntor CC	Sim	Sim
Proteção a falha com tela de interrupção	Sim	Sim
Entrada – Potência PV recomendada (KWp)	8.0 a 13.0	12.0 a 19.5
Entrada – Máxima corrente MPPT1/MPPT2	25A / 16.5A	50A
Entrada – Faixa de voltagem MPP	300-500V	350-800V
Entrada – Máxima tensão	600V	1000V
Entrada – Tensão nominal	350V	325V
Número de MPPT	2	1
Saída – Máxima potência	9995VA	15000VA
Saída – Corrente	31.5A	41.6 ^a
Saída – Máxima eficiência	97%	97.3%
Frequência	60Hz	60Hz
Fator de distorção	< 1,75%	< 3.5%
Fator de potência	0 – 1 ind/cap	0 – 1 ind/cap
Interfaces	Wifi/Ethernet/Serial	Wifi/Ethernet/Serial
6 input and 4 digital I/Os	Gerenciamento de carga, sinalização, multiuso I/O	Gerenciamento de carga, sinalização, multiuso I/O
USB (A socket)	Datalogging and atualização do inversor é possível via USB	Datalogging and atualização do inversor é possível via USB
2x RS422 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net, interface protocolo	Fronius Solar Net, interface protocolo
Datalogger e Webserver	Incluso	Incluso

Fonte: (FRONIUS, 2019).

7 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo traz discussões e resultados da pesquisa realizado sobre o dimensionamento da UC.

7.1 Sistema fotovoltaico

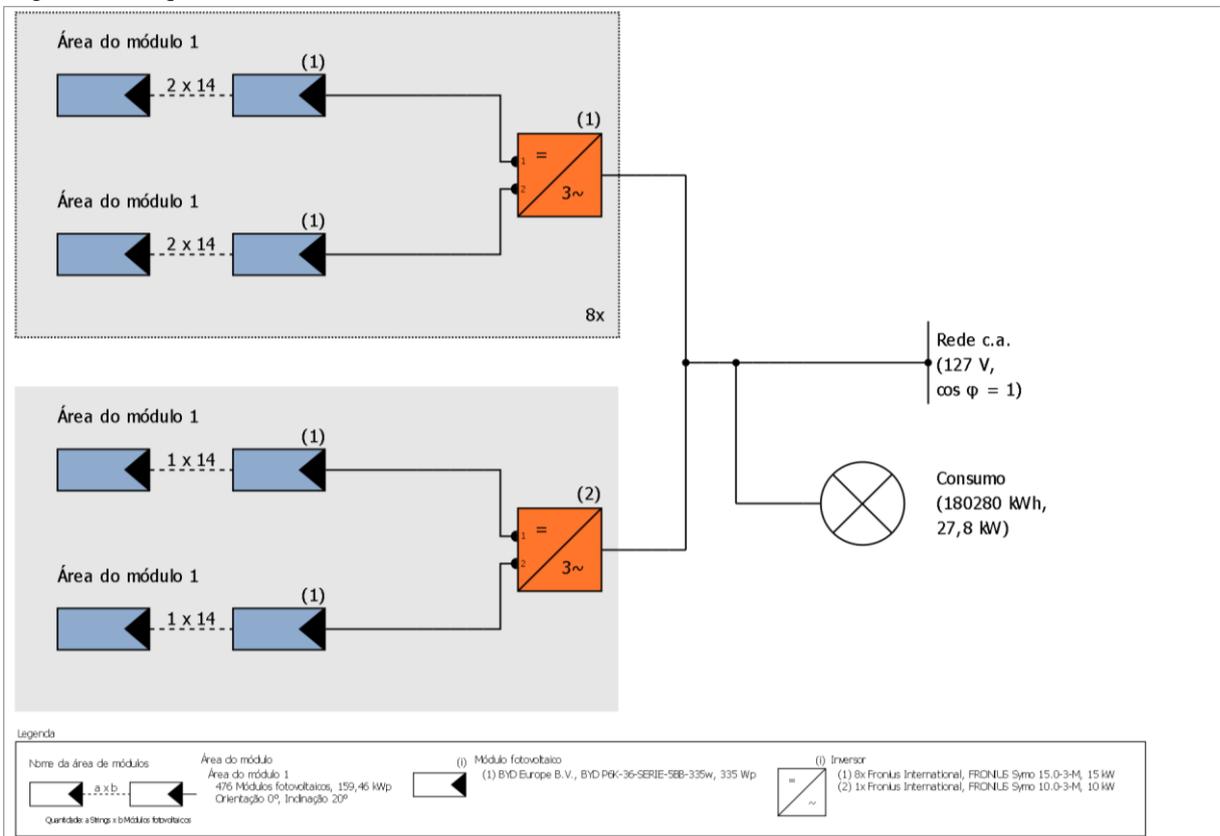
O sistema fotovoltaico está discriminado no Quadro 12 a seguir:

Quadro 12 – Dados do Sistema fotovoltaico do projeto.

Dados climáticos	Varginha, BRA (1986 – 2005)
Potência do gerador fotovoltaico	159,46 kWp
Area do gerador fotovoltaico	923,6 m ²
Quantidade de módulos	476
Quantidade de inversores	9

O esquema elétrico está apresentado na Figura 24:

Figura 24 - Esquema Elétrico



Fonte: (O autor).

7.2 Rendimento

O rendimento está descrito no Quadro 13:

Quadro 13 - Quadro de rendimentos.		
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	215.668	kWh
Autoconsumo direto	75.409	kWh
Injeção na rede	140.259	kWh
Limitação no ponto de injeção	0	kWh
Autoconsumo	35,0	%
Fração solar	41,8	%
Rendimento anual específico	1.352,49	kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	76,5	%
Emissões de CO ² evitadas	129.401	Kg/ano

Fonte: (O autor).

7.3 Análise financeira

Os valores de análise financeira estão descritos no Quadro 14:

Quadro 14 - Análise financeira.		
Investimento total	520.000,00	R\$
Prazo de amortização	6,4	Anos
Custos de geração da energia	0,21	R\$/kWh
Balanço / Conceito de injeção	Net - Metering	

Fonte: (O autor).

7.4 Configuração do sistema

Neste tópico traz as configurações do sistema discriminada abaixo.

7.4.1 Vista geral

O Quadro 15 abaixo traz informações dos dados do sistema:

Quadro 15 - Quadro dados do sistema.		
Tipo de sistema	Sistema fv conectado à rede com consumo	
Início da operação	11/04/2019	
Dados climáticos:		
Local	Varginha, BRA (1986 - 2005)	
Resolução dos dados	1 h	
Modelos de simulação utilizados:		
- Irradiação difusa no plano horizontal	Hofmann	
- Irradiação sobre o plano inclinada	Hay & Davies	
Consumo:		
Consumo total	180280	kWh
Consumo	180280	kWh
Carga máxima	27,8	kW

Fonte: (O autor).

7.4.2 Área dos módulos

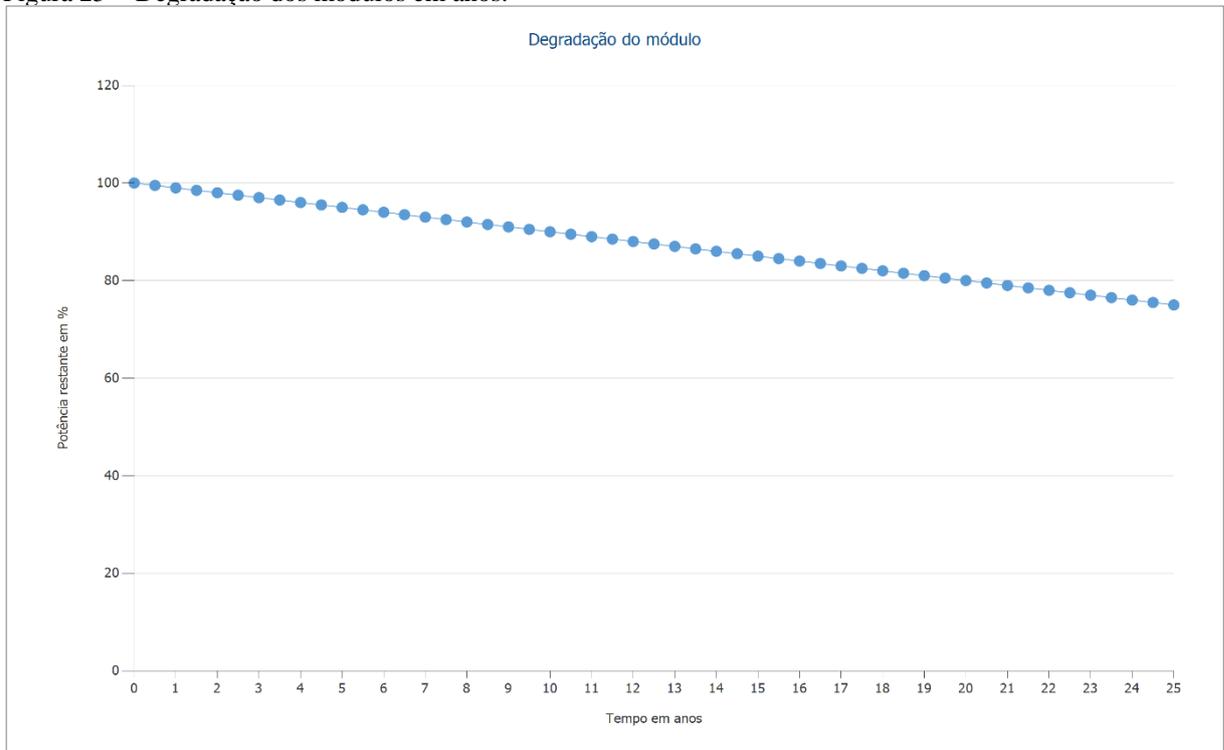
Dados dos módulos no Quadro 16:

Quadro 16 - Quadro de características dos módulos.	
Módulos fotovoltaicos	476 x BYD P6K-36-SERIE-5BB-335w
Fabricante	BYD Europe B.V.
Inclinação	20°
Orientação	Norte 0°
Situação de montagem	Montagem elevada - espaço livre
Area do gerador fotovoltaico	923,6 m ²

Fonte: (O autor).

A degradação dos módulos está exibida na Figura 25 a seguir:

Figura 25 - Degradação dos módulos em anos.



Fonte: (O autor).

7.4.3 Configuração do inversor

As características dos inversores estão apresentadas abaixo no Quadro 17:

Área do módulo	Área do módulo 1
Inversor 1	
Fabricante	Fronius International
Modelo	FRONIUS Symo 15.0-3-M
Quantidade	8
Fator dimensionamento	125,1 %
Configuração	PMP 1: 2 x 14
	PMP 2: 2 x 14
Inversor 2	
Fabricante	Fronius International

Modelo	FRONIUS Symo 10.0-3-M
Quantidade	1
Fator dimensionamento	93,8 %
Configuração	PMP 1: 1 x 14
	PMP 2: 1 x 14

Fonte: (O autor).

7.4.4 Projeção do sistema completo

A projeção de geração do sistema instalado descrita no Quadro 18 e 19 a seguir:

Potência do gerador fotovoltaico	159,5	kWp
Área do gerador fotovoltaico	923,6	m ²
Irradiação global no plano dos módulos	1767,6	m ²
Rendimento anual específico	1.352,49	kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	76,5	%
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	215.668	kWh/Ano
Limitação no ponto de injeção	0	kWh/Ano
Emissões de CO ₂ evitadas	129.401	kg/ano

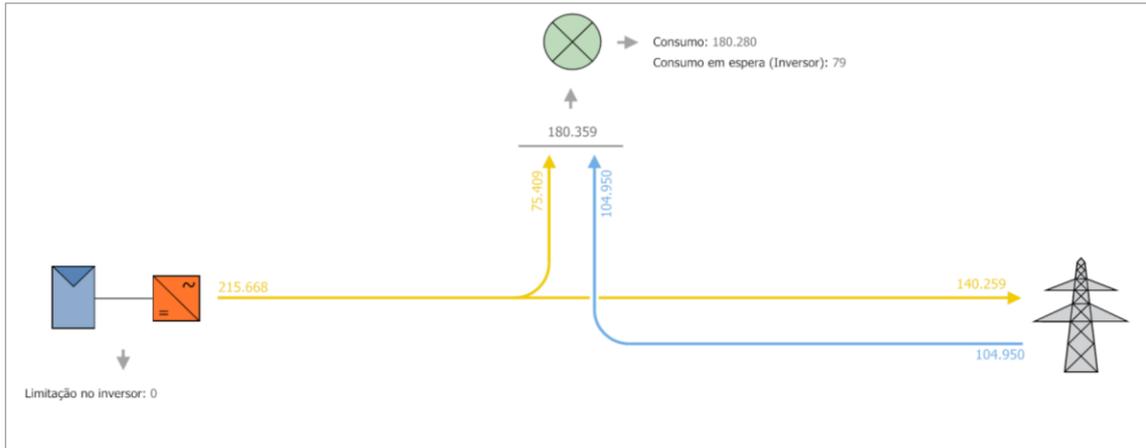
Fonte: (O autor).

Consumidores	180.280	kWh/Ano
Consumo em espera (Inversor)	79	kWh/Ano
Consumo total	180.359	kWh/Ano
Excedente de energia	35.308,8	kWh
Fração solar	119,6	%

Fonte: (O autor).

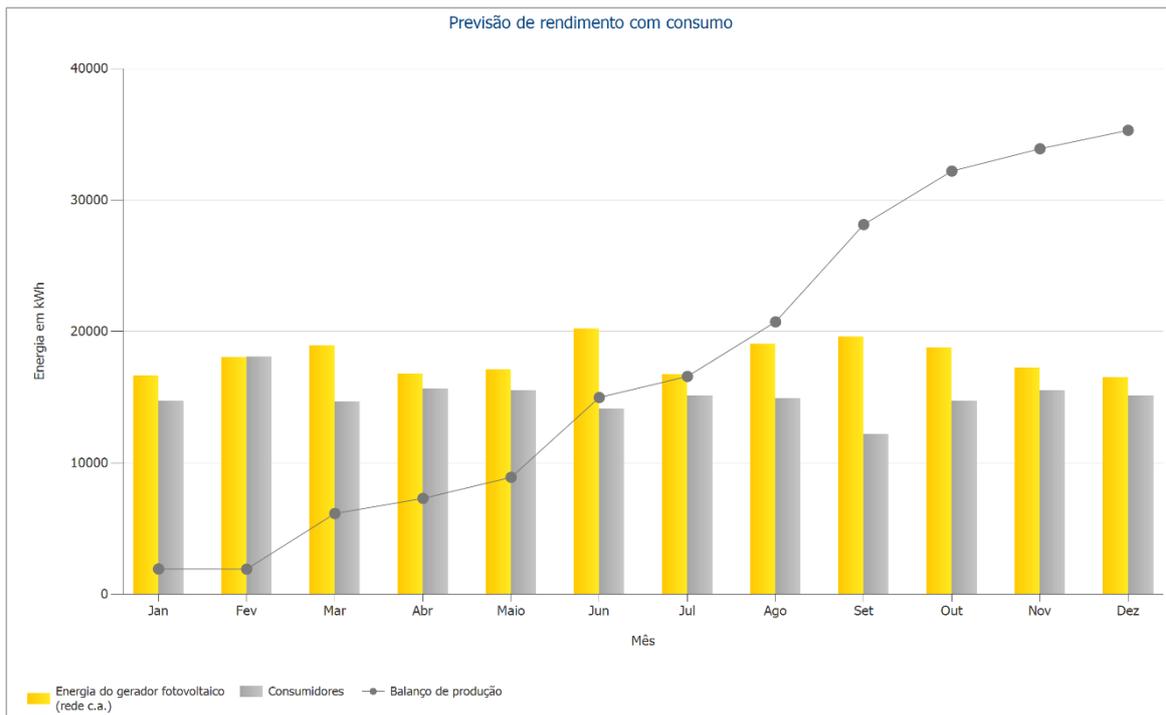
A Figura 26 traz o gráfico de fluxo de energia, e a Figura 27 mostra a previsão de rendimento com consumo.

Figura 26 - Gráfico do fluxo de energia.



Fonte: (O autor).

Figura 27 - Previsão de rendimento com consumo.



Fonte: (O autor).

7.4.5 Balanço energético do sistema fotovoltaico

O Quadro 20 a seguir informa balanço energético do sistema fotovoltaico discriminado.

Quadro 20 - Balanço energético.			
Irradiação global - horizontal	1.722,93	kWh/m²	
Desvio em relação ao espectro padrão	-17,23	kWh/m ²	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	10,29	kWh/m ²	0,60 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	87,70	kWh/m ²	5,11 %
Sombreamento	-36,07	kWh/m ²	-2,00 %
Reflexão na superfície de módulo	-73,78	kWh/m ²	-4,17 %
Irradiação global no plano dos módulos	1.693,83	kWh/m²	
	1.693,83	kWh/m ²	
	x 923,63	m ²	
	= 1.564.477,02	kWh	
Irradiação global fotovoltaica	1.564.477,02	kWh	
Sujeira	0,00	kWh	0,00 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 17,26 %)	-1.294.459,60	kWh	-82,74 %
Energia fotovoltaica nominal	270.017,41	kWh	
Comportamento sob baixa irradiação	-7.307,70	kWh	-2,71 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-13.483,50	kWh	-5,13 %
Diodos	-1.246,13	kWh	-0,50 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-4.959,60	kWh	-2,00 %
Mismatch (conexão/sombra)	0,00	kWh	0,00 %
Cabo do string	-337,38	kWh	-0,14 %
Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor	242.683,10	kWh	
Potência CC mínima não atingida	-64,66	kWh	-0,03 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	0,00	kWh	0,00 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	0,00	kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00	kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	-1.490,60	kWh	-0,61 %
Perda no seguidor PMP	-25,35	kWh	-0,01 %

Energia fotovoltaica (c.c.)	241.102,48	kWh	
Energia na entrada do inversor	241.102,48	kWh	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-1.182,54	kWh	-0,49 %
Conversão c.c./c.a.	-5.383,41	kWh	-2,24 %
Consumo em espera (Inversor)	-78,84	kWh	-0,03 %
Cabo c.a.	-18.868,34	kWh	-8,05 %
Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera	215.589,36	kWh	
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	215.667,65	kWh	

Fonte: (O autor).

7.4.6 Análise financeira

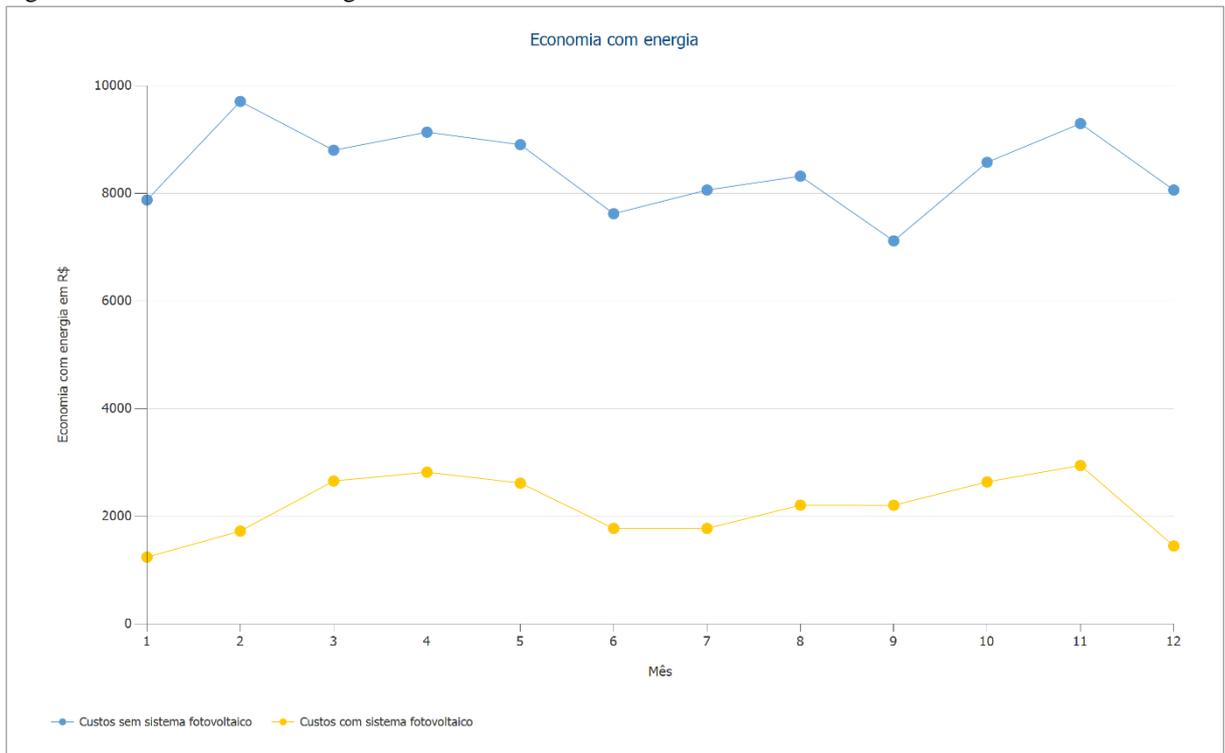
A análise financeira mostra os gastos para implantação do sistema no Quadro 21, a Figura 28 informa o gráfico de economia de energia e as informações de evolução da tarifa está exposta na Figura 29.

Quadro 21 - Análise financeira.		
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	215.668	kWh/Ano
Potência do gerador fotovoltaico	159,5	kWp
Início da operação do sistema	11/04/2019	
Prazo do projeto	25	Anos
Juro do capital	0	%
Parâmetros econômicos		
Fluxo de caixa acumulado	5.592.505,57	R\$
Prazo de amortização	6,4	Anos
Custos de geração da energia	0,21	R\$/kWh
Visão geral de pagamentos		

Investimento específico	3.261,01	R\$/kWp
Custos de investimento	520.000,00	R\$
Pagamentos únicos	0,00	R\$
Subsídios	0,00	R\$
Custos anuais	10.400,00	R\$/Ano
Outros lucros ou economias	0,00	R\$/Ano
Créditos		
Nome	SICOOB	
Valor do empréstimo	520.000,00	R\$
Cota de financiamento	100,00	%
Tipo de crédito	Amortização fixa (SAC)	
Prazo	5,00	Anos
Anos de carência	0,00	Anos
Taxa de juros anual	1,49	
Prestação	mensal	
Remuneração e Economia		
Remuneração total no primeiro ano	0,00	R\$/Ano
Economia no primeiro ano	75.436,06	R\$/Ano
Verde A4, abril 2019 (CEMIG)		
Tarifa da energia HFP	0,44	R\$/kWh
Tarifa da energia HP	2,11	R\$/kWh
Remuneração por excedente	0,00	R\$/kWh
Inflação da tarifa de energia	10	%/Ano

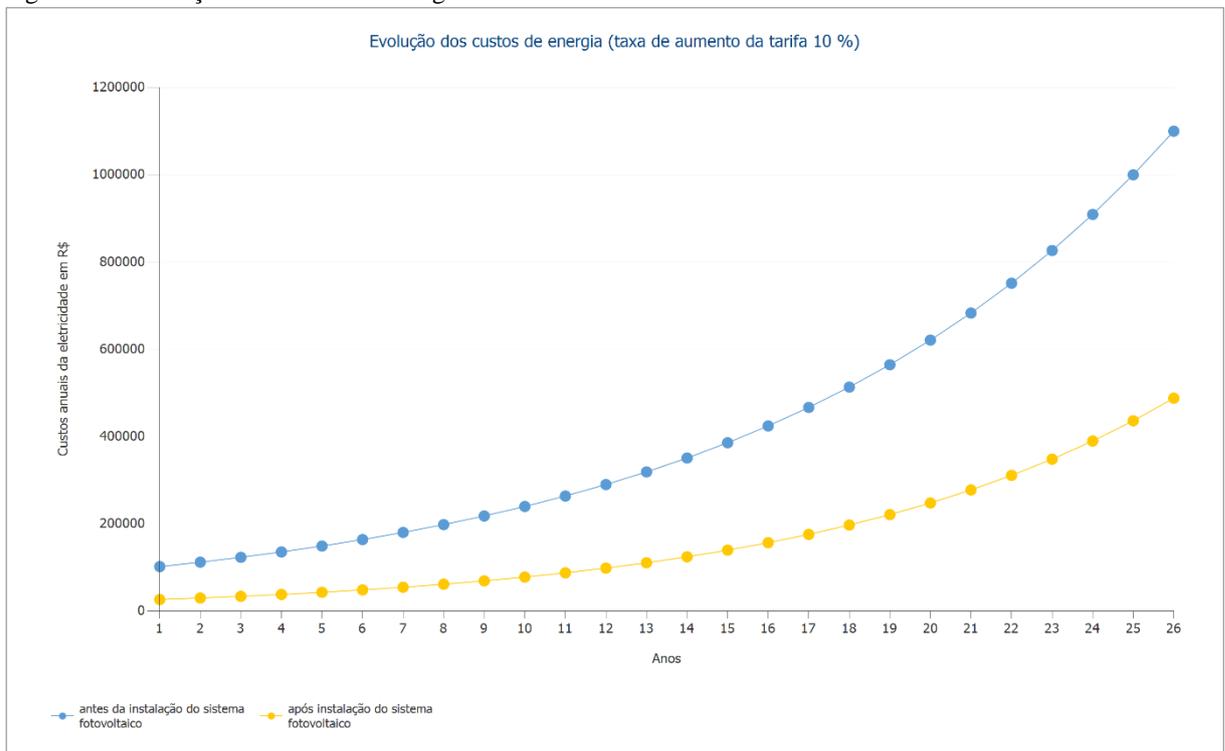
Fonte: (O autor).

Figura 28 - Economia com energia.



Fonte: (O autor).

Figura 29 - Evolução dos custos de energia.



Fonte: (O autor).

7.4.7 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa e demonstrado abaixo até o ano 26 do sistema instalado na tabela 12.

Tabela 12 - Fluxo de caixa até ano 26.

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Custos operacionais	-R\$ 10.400,00	-R\$ 11.076,00	-R\$ 11.795,94	-R\$ 12.562,68	-R\$ 13.379,25
Economia de energia	R\$ 73.224,06	R\$ 82.145,45	R\$ 89.442,36	R\$ 97.377,19	R\$ 106.004,58
Amortização do crédito	-R\$ 104.000,00				
Juros do crédito	-R\$ 7.037,77	-R\$ 5.488,17	-R\$ 3.938,57	-R\$ 2.388,97	-R\$ 839,37
Fluxo de caixa anual	-R\$ 48.213,70	-R\$ 38.418,72	-R\$ 30.292,15	-R\$ 21.574,45	-R\$ 12.214,04
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 48.213,70	-R\$ 86.632,42	-R\$ 116.924,57	-R\$ 138.499,02	-R\$ 150.713,06
Fluxo de caixa acumulado, reduzido pelas parcelas em aberto	-R\$ 476.868,77	-R\$ 405.799,32	-R\$ 328.152,90	-R\$ 243.338,38	-R\$ 150.713,06

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Custos operacionais	-R\$ 14.248,90	-R\$ 15.175,08	-R\$ 16.161,46	-R\$ 17.211,95	-R\$ 18.330,73
Economia de energia	R\$ 115.383,66	R\$ 125.578,51	R\$ 136.658,50	R\$ 148.698,72	R\$ 161.780,39
Amortização do crédito	R\$ 0,00				
Juros do crédito	R\$ 0,00				
Fluxo de caixa anual	R\$ 101.134,76	R\$ 110.403,43	R\$ 120.497,04	R\$ 131.486,77	R\$ 143.449,65

Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 49.578,30	R\$ 60.825,14	R\$ 181.322,17	R\$ 312.808,94	R\$ 456.258,59
Fluxo de caixa acumulado, reduzido pelas parcelas em aberto	-R\$ 49.578,30	R\$ 60.825,14	R\$ 181.322,17	R\$ 312.808,94	R\$ 456.258,59

	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Custos operacionais	-R\$ 19.522,23	-R\$ 20.791,17	-R\$ 22.142,60	-R\$ 23.581,87	-R\$ 25.114,69
Economia de energia	R\$ 175.991,34	R\$ 191.426,79	R\$ 208.189,31	R\$ 226.390,13	R\$ 246.149,20
Amortização do crédito	R\$ 0,00				
Juros do crédito	R\$ 0,00				
Fluxo de caixa anual	R\$ 156.469,11	R\$ 170.635,61	R\$ 186.046,71	R\$ 202.808,26	R\$ 221.034,51
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 612.727,70	R\$ 783.363,31	R\$ 969.410,02	R\$ 1.172.218,28	R\$ 1.393.252,79
Fluxo de caixa acumulado, reduzido pelas parcelas em aberto	R\$ 612.727,70	R\$ 783.363,31	R\$ 969.410,02	R\$ 1.172.218,28	R\$ 1.393.252,79

	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Custos operacionais	-R\$ 26.747,15	-R\$ 28.485,71	-R\$ 30.337,28	-R\$ 32.309,21	-R\$ 34.409,30
Economia de energia	R\$ 267.596,21	R\$ 290.871,12	R\$ 316.125,02	R\$ 343.521,01	R\$ 373.234,97
Amortização do crédito	R\$ 0,00				
Juros do crédito	R\$ 0,00				

Fluxo de caixa anual	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
	240.849,06	262.385,41	285.787,74	311.211,81	338.825,67
Fluxo de caixa acumulado	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
	1.634.101,85	1.896.487,26	2.182.275,00	2.493.486,81	2.832.312,47
Fluxo de caixa acumulado, reduzido pelas parcelas em aberto	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
	1.634.101,85	1.896.487,26	2.182.275,00	2.493.486,81	2.832.312,47

	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Custos operacionais	-R\$	-R\$	-R\$	-R\$	-R\$
	36.645,91	39.027,89	41.564,71	44.266,41	47.143,73
Economia de energia	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
	405.456,49	440.389,97	478.255,57	519.290,36	563.749,63
Amortização do crédito	R\$ 0,00				
Juros do crédito	R\$ 0,00				
Fluxo de caixa anual	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
	368.810,58	401.362,07	436.690,86	475.023,95	516.605,91
Fluxo de caixa acumulado	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
	3.201.123,06	3.602.485,13	4.039.175,99	4.514.199,94	5.030.805,85
Fluxo de caixa acumulado, reduzido pelas parcelas em aberto	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
	3.201.123,06	3.602.485,13	4.039.175,99	4.514.199,94	5.030.805,85

	Ano 26				
Custos operacionais	-R\$				
	50.208,07				
Economia de energia	R\$				
	611.907,79				
Amortização do crédito	R\$ 0,00				

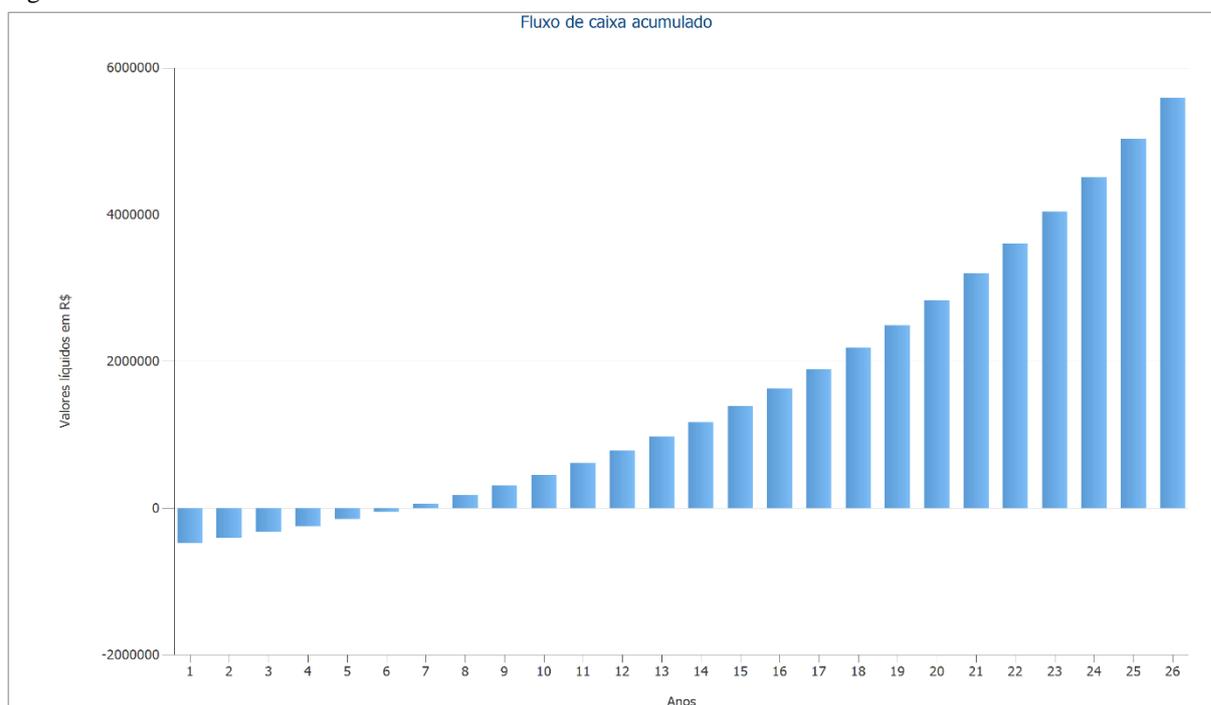
Juros do crédito	R\$ 0,00				
Fluxo de caixa anual	R\$ 561.699,72				
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 5.592.505,57				
Fluxo de caixa acumulado, reduzido pelas parcelas em aberto	R\$ 5.592.505,57				

As taxas de depreciação e aumento de preço são aplicadas mensalmente sobre todo o prazo do projeto, começando logo no primeiro ano.

Fonte: (O autor).

A seguir Figura 30 que demonstra o fluxo de caixa acumulado.

Figura 30 - Fluxo de caixa acumulado.



Fonte: (O autor).

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O tema escolhido, fez menção a área de energia fotovoltaica em uma instalação que é alimentada em média tensão, aumentando os conhecimentos na área de projetos elétricos, através da experiência dos autores, e de orientação dos professores, foi de suma importância para o conhecimento adquirido durante toda faculdade.

Este trabalho tem como referencial teórico, a caracterização dos sistemas fotovoltaicos relacionado com a indústria na questão de trabalho dentro do horário de ponta e fora do mesmo, visando suas características. Para isso, foi realizada uma pesquisa bibliográfica e virtual, abordando todos os itens relacionados a geração distribuída, tarifação, componentes do sistema fotovoltaicos e dimensionamento de uma usina de médio porte na área fotovoltaica, destacando suas características, e possíveis problemas que possam acontecer no de compensação da eletricidade gerada. A partir da fundamentação teórica, partiu-se para a etapa de planejamento e análise de resultados.

O resultado deste trabalho vem informando que após a análise de resultados o investimento mesmo que seja um valor alto, seu retorno se torna rentável pois se dará em aproximadamente 6,4 anos após seu início de funcionamento, o gasto com a demanda de eletricidade contratada continuara, mas mesmo assim e um bom investimento, que ao longo dos anos o valor que vai ser economizado, poderá ser investido em melhorias dentro da indústria.

O que traz este trabalho é que o estudo de novas tecnologias é sempre importante para o desenvolvimento técnico de qualquer profissional, principalmente com a velocidade do avanço científico dos componentes, gerando melhor rendimento dos sistemas, especificamente na área de engenharia, e que simulações e testes acerca delas são de total relevância, mesmo que os resultados a serem alcançados sejam previsíveis.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída ultrapassa 20 mil conexões**. 2018. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/geracao-distribuida-ultrapassa-20-mil-conexoes/>. Acesso em: 21 fev. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, revisão 6 de 01/03/2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_6%20-%20LIMPO.pdf>. Acesso em: 13 jan. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. 2008. Revisão em 01/01/2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbd3058d19>. Acesso em: 15 mar. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482/2012 de 17 de abril de 2012**. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 jan. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 493/2012 de 05 de junho de 2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>>. Acesso em: 10 fev. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 687/2015 de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 15 fev. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, revisão 6 de 01/03/2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_6%20-20LIMPO.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, revisão 8 de 01/01/2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbd3058d19>. Acesso em: 14 de abr. de 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. (s.d.). **NBR 10899 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia**. Rio de Janeiro, 2018.

BRASIL, Decreto nº 5.163, de 30 junho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**. Disponível em: <

<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2004/decreto-5163-30-julho-2004-533148-norma-pe.html> >. Acesso em: 20 abr. de 2019.

BYD BRASIL. **Ficha técnica painel solar BYD 335W**, 2018. Disponível em: <http://www.byd.ind.br/wp-content/uploads/2018/11/0618bc_02ce1626e80f425da28874e67afa5ff9.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2019.

CARVALHO, L. a. (2012). **Manual de instalações de sistemas solares térmicos (Vol. 1)**. Porto, Portugal: Publindústria, Produção de Comunicação Lda.

CASARO, M.M.; MARTINS, D.C. Processamento Eletrônico da Energia Solar Fotovoltaica em Sistemas Conectados à Rede Elétrica. **Revista Controle & Automação**, Campinas, v. 21, n. 2, p.159–172, 2010.

CIRCUITS TODAY.COM. **Zero Crossing** Detector, 2014. Disponível em: <<http://www.circuitstoday.com/zero-crossing-detector>>. Acesso em: 04 de abr. de 2019.

FEROLDI, R. T., **Modulação senoidal bipolar PWM aplicada em inversores de frequência**. 2011. 100 f. Dissertação (Trabalho de conclusão de curso em engenharia elétrica) – Universidade Federal de Londrina, Londrina, 2011.

FRONIUS BRASIL, **Inversor Fronius symo 10.0-3**. 2019. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo-brasil/fronius-symo-10-0-3-208-240>>. Acessado em: 26 mai. 2019.

FRONIUS BRASIL, **Inversor Fronius symo 15.0-3**. 2019. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo-brasil/fronius-symo-15-0-3-208>>. Acessado em: 26 mai. 2019.

GREEM ENERGY SOLAR. **Losses considered in SFCR**, 2019. Disponível em: <<http://www.greenrhinoenergy.com/>>. Acesso em 22 mar. 2019.

GARCIA, L. S. **Inversor dual de único estágio aplicado ao gerenciamento de energia de um painel fotovoltaico e uma célula a combustível**, 2015. 147 f. Dissertação (Doutor em ciências) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2015.

GOBETTI, M.W. **Acionamento e supervisão de um microinversor grid-tie**. 2015. 91 f. Dissertação (Trabalho de conclusão de curso em engenharia elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

HOUSER, D. **Controle de um sistema fotovoltaico trifásico conectado à rede elétrica**. 2014. 117 f. Dissertação (Trabalho de conclusão de curso em engenharia elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

INPE. (25 de 03 de 2018). **INPE - RADIAÇÃO SOLAR I**. Fonte: INPE - NSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS: <http://satelite.cptec.inpe.br/radiacao/>

Lopes, H. F. (2009). Inversor Módulo Integrado utilizando um conversor CC-CC. Fonte: Repositório PUCRS: <http://repositorio.pucrs.br/dspace/bitstream/10923/3231/1/000418751-Texto%2bCompleto-0.pdf>.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, EUA, 2000.

MACÊDO, W. N. **Análise do dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2006. 201 f. Tese (Doutorado em energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

MARTINEZ, R. M. M. **Estudo de técnicas de controle de fluxo de potência e gerenciamento de ilhamento em sistemas de geração distribuída com interfaces eletrônicas de potência para conexão com a rede elétrica**, 2010. 229 f. Dissertação (Doutorado em engenharia elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

PINHO, J. T., GALDINO, M.A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**: Rio de Janeiro: Cepel, 2014.

PINTO NETO, A.F.C. **Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 141 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

POMÍLIO, J. A. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Apostila da disciplina Eletrônica de Potência – Escola de Extensão Unicamp Campinas – SP, 2013. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/>>. Acesso em: 02 abr. de 2019.

PORTAL SOLAR SA. **Painel solar BYD aldo solar**, 2019. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/loja/produtos/painel-solar-byd-aldo-solar-44858-7>>. Acesso em: 20 mar. 2019.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo das características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**, 2010. 285 f. Dissertação (Doutorado em engenharia mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

SEVERO, L. **Estudo e implementação dos métodos anti-ilhamento aplicados a sistemas fotovoltaicos**, 2011. 291 f. Dissertação (Mestrado em engenharia elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

SILVA, Adriano. MUNHOZ, Fernando. CORREIA, Paulo. **Qualidade na utilização de energia elétrica no setor rural: Problema, legislação e alternativas**, 2002. Faculdade de Engenharia Mecânica FEM, UNICAMP, Campinas-São Paulo.

SILVA, H. T. **Estudo sobre a interação dos métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores**. 2016. 150 f. Dissertação (Mestre em ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

SOUZA, R. **Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos**. 2 ed. Ribeirão Preto: BlueSol, 2014.

SOLAR BLVD. **Painel monocristalino**, 2018. Disponível em:

<<https://www.solarblvd.com/products/mission-solar-320-watt-24-volt-panel-pallet-of-10/>>.

Acesso em: 17 mar. 2019.

SOUZA, A. W. (1994). **Fundamentos da teoria de energia solar e de seu uso (1 ed.)**. Belo Horizonte/MG: Editora da Fundação Brasileira de Direito Econômico.

UFLA, N. d. (2018). UNIVERSIDADE FEDERAL DE LAVRAS. GNE109 - **RADIAÇÃO SOLAR**, p. 20.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. **Componentes sistemas fotovoltaicos**, 2019. Disponível em: < <https://www.sma.de/en/industrial-systems/commercial-pv-systems.html> >. Acesso em: 17 mar. 2019.

SUNDARAVEL, S. M.; MURUGAN, Dr. S., A Modified Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter topology with Reduced Number of Power Electronic Switching Components. **International Journal of Electrical Engineering**, India, v.6, n.2, p.137-149, 2013.

TEJA, SH. S. H. **Analysis of grid tie synchronization techniques for distributed generation system during grid abnormalities**, 2013. 56 f. Dissertação (Mestrado em controle de potência e acionadores) – Instituto Nacional de Tecnologia Rourkela, India, 2013.

TORRES, D. M. C. **Sistemas Fotovoltaicos: Desenvolvimento de uma ferramenta de apoio ao projectista e de um manual de instalação**. 2009. 94 f. Dissertação (Mestrado em engenharia mecânica) – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Portugal, 2009.

UFLA, N. d. (2018). UNIVERSIDADE FEDERAL DE LAVRAS. GNE109 - **RADIAÇÃO SOLAR**, p. 20.

UNIVERSOLAR. **Painel policristalino**, 2018. Disponível em:

<http://universosolar.com/loja/imagens.php?product_id=28 >. Acesso em: 17 mar. 2019.

VELASKO, D. et al. Rewiew of local and remote techniques for islanding detection in distributed generator. **Renewable Energies and Power Quality Journal**, Granada, v.1, n.8, p. 1274-1280, 2010.

VIEIRA JUNIOR, J.C. Detecção de ilha de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. **Revista Eletrônica de Energia**, Salvador, v.1, n.1, p. 3-14, 2014.