

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS**

**JOSEPHY DIAS SANTOS**

**ANÁLISE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO NO CENTRO DE  
AULAS DAS ENGENHARIAS**

Goiânia

2019

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

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

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

Nome completo do autor: Josephy Dias Santos

Título do trabalho: Análise do Sistema Fotovoltaico Implementado no Centro de Aulas das Engenharias

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

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

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

Josephy Dias Santos.  
Josephy Dias Santos <sup>2</sup>

Ciente e de acordo:

Antônio Melo de Oliveira

Antônio Melo de Oliveira

Data: 17 / 12 / 2019

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

Casos de embargo:

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

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

JOSEPHY DIAS SANTOS

**ANÁLISE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO NO CENTRO  
DE AULAS DA ENGENHARIAS**

Trabalho submetido à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação da Universidade Federal de Goiás para obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica. Sob orientação do Professor Dr. Antônio Melo de Oliveira e coorientação do Professor Dr. Fernando Nunes Belchior.

Goiânia  
2019

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

Santos, Josephy Dias  
Análise do Sistema Fotovoltaico Implementado no Centro de Aulas das Engenharias [manuscrito] / Josephy Dias Santos. - 2019. 153, CLIII f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Melo de Oliveira; co-orientador Dr. Fernando Nunes Belchior.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2019.

Bibliografia. Anexos.

Inclui siglas, mapas, fotografias, gráfico, tabelas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Sistema Fotovoltaico. 2. Sistema conectado à Rede. 3. Qualidade de Energia Elétrica. I. Oliveira, Antônio Melo de , orient. II. Título.

CDU 621.3

Josephy Dias Santos

**ANÁLISE DO SISTEMA FOTOVOLTAICO IMPLEMENTADO NO CENTRO  
DE AULAS DAS ENGENHARIAS**

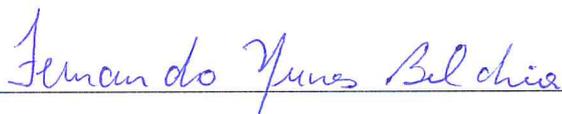
TRABALHO APRESENTADO COMO PROJETO DE FINAL DE CURSO A  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS COMO PARTE NECESSÁRIA PARA  
OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Trabalho aprovado. Goiânia, 12 de dezembro de 2019.



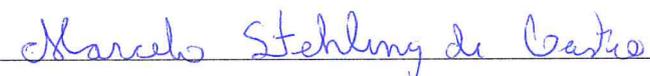
Professor Dr. Antônio Melo de Oliveira

(orientador)



Professor Dr. Fernando Nunes Belchior

(coorientador)



Professor Dr. Marcelo Stehling de Castro

(Convidado 1)

Goiânia

2019

## Agradecimentos

No processo de aprendizado, por todo o tempo que passei até chegar a esse momento, me deparei com diversas dificuldades e contei com a ajuda de várias pessoas para eu continuar lutando e conseguir conquistar meus objetivos.

Primeiramente quero agradecer a Deus pelo sopro de vida, por manter a minha fé sempre acesa, pelas bênçãos e metas conquistadas. À minha amada esposa Monika Chauny que sempre me apoiou, que em momentos difíceis estava sempre ao meu lado me ajudando e levantando a minha cabeça. À minha mãe Suelene e meu pai Adriano que sempre me incentivaram a estudar, me educaram de maneira a acreditar nos meus sonhos e me ensinaram a batalhar muito para realizar meus objetivos. Ao meu irmão Jonathan Santos pelas trocas de ideias e o entusiasmo de sempre, com ele é garantido o bom humor e o ambiente alegre.

Durante a graduação fiz vários amigos, no entanto, quero ressaltar dois deles que irei levar por toda minha vida, Rogério Pereira e Henner Soares, agradeço pelo convívio nesses últimos anos, pelos estudos em grupo e o apoio que um deu ao outro, em especial ao Henner que colaborou para a construção desse Trabalho de Conclusão de Curso.

Agradeço à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás por toda sua infraestrutura, técnicos administrativos e docentes altamente capacitados, em especial ao professor Dr. Enes Marra que contribuiu para a construção desse TCC, à banca que além de serem meus professores, são meus colegas de trabalho que tenho muito apreço que são o Dr. Antônio Melo de Oliveira e o Dr. Fernando Nunes Belchior que tiveram disposição pela orientação deste trabalho e o Dr. Marcelo Stehling de Castro pela participação na banca examinadora.

## Resumo

Este trabalho tem o objetivo principal de analisar a geração de energia elétrica própria através do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFV) instalado no Centro de Aulas das Engenharias (CAE) no Campus Colemar Natal e Silva via edital de eficiência energética aberto pela concessionária local ENEL cujo a Universidade Federal de Goiás foi contemplada pelo projeto P&DI 656. A análise da qualidade de energia da geração própria ocorreu de maneira secundária, onde analisou-se alguns parâmetros para o mês de setembro de 2019, como: tensão em regime permanente, fator de potência, distorções harmônicas de corrente e tensão e desequilíbrio de tensão. A análise da geração própria ocorreu de maneira detalhada onde foram abordados: o caminho do sol para a cidade de Goiânia-GO, apresentação e utilização dos dados da estação meteorológica instalada no Bloco B da quadra das Engenharias, estudo da irradiação local baseada no histórico de quatro anos que é o tempo em que a estação foi instalada, comparação dos dados de irradiação solar fornecido pela estação local e pelas fontes tradicionais como Radiasol, SUNDATA e PVSyst, condições de projeto, analisando o cumprimento das normas, condições de operação nacional e internacional, sendo feito um comparativo entre ambas, formas de operação do inversor, orientação do prédio, estudo de geração de energia, análise de taxa de desempenho, influências da temperatura na geração, maneiras de compensação de geração de energia elétrica e o *payback* do investimento. Ao final teceu-se conclusões a respeito da geração de energia elétrica, abordando as condições de geração do SFV instalado no CAE. Este estudo faz-se necessário, uma vez que o bom funcionamento do inversor e módulos fotovoltaicos estão diretamente relacionados com o produto energia elétrica e a análise de funcionamento é crucial para determinar se as condições de operação e projetos estão ocorrendo e o tempo de retorno de investimento.

**Palavras-chave:** Sistema Fotovoltaico, Sistema conectado à Rede, Qualidade de Energia Elétrica.

## Abstract

This work has the main objective to analyze the generation of its own electricity through the grid-connected photovoltaic system (PV) installed at the Centro de Aulas das Engenharias (CAE) at the Colemar Natal e Silva Campus through an energy efficiency notice opened by the local ENEL concessionaire, whose Federal University of Goiás was contemplated by the P&DI 656 project. The power generation analysis of the own generation took place in a secondary way, where some parameters for the month of September were analyzed, such as: steady state voltage, power factor, harmonic distortions of current and voltage and voltage unbalance. The analysis of the own generation took place in a detailed way where they were approached: the way of the sun to the city of Goiânia-GO, presentation and use of data from the meteorological station installed in Bloco B of the Engineering square, a study of local irradiation based on the history of four years is the time the station was installed, comparison of solar radiation data provided by the local station and traditional sources such as Radasol, SUNDATA and PVSyst, design conditions, analyzing compliance with national and international operating conditions. A comparison between both forms of operation of the inverter, building orientation, power generation study, performance rate analysis, temperature influences on generation, ways of power generation compensation and investment *payback*. At the end, conclusions were drawn about electric power generation by addressing the conditions of generation of SFV installed in CAE. This study is necessary since the proper operation of the inverter and photovoltaic modules are directly related to the power product and the functional analysis is crucial to determine if the operating conditions and designs are occurring and the return time of investment.

**Keywords:** Photovoltaic System, Grid-connected System and Electric Power Quality.

## Lista de Figuras

Figura 1 - Matriz energética brasileira.....	23
Figura 2 - Estrutura do Sol.....	27
Figura 3 - A energia do Sol, que aquece e ilumina a Terra, é transmitida na forma de ondas de radiação eletromagnética .....	29
Figura 4 - A luz é uma onda eletromagnética que se propaga no vácuo com velocidade constante. O comprimento da onda está relacionado com sua frequência e sua velocidade.....	29
Figura 5 - Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível humana. ....	30
Figura 6 - Átomo de silício com 14 elementos distribuídos em 3 órbitas .....	31
Figura 7 - Átomos de silício realizando 4 ligações covalentes cada, formando uma estrutura cristalina.....	31
Figura 8 - Silício dopado com impurezas (a) do tipo n, com fósforo, fazendo com que um elétron fique desemparelhado, e (b), com boro, criando uma lacuna.....	32
Figura 9 - Efeito fotovoltaico na junção pn .....	33
Figura 10 - Distribuição de energia no semiconductor .....	34
Figura 11 - Superfície da célula solar com textura em formato de pirâmides, otimizando o aproveitamento da reflexão dos fótons.....	34
Figura 12 - Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes atmosféricos. ....	36
Figura 13 - Espectro eletromagnético da radiação solar. A área entre as curvas representa a atenuação da radiação solar incidente durante sua passagem através da atmosfera. Para comparação é representada uma curva de emissão de um corpo negro a 6000 K (linha tracejada) .....	36
Figura 14 - Componentes da irradiância solar.....	37
Figura 15 - Piranômetro de termopilha.....	38
Figura 16 - Representação gráfica e imagem de um Pirheliômetro.....	38
Figura 17 - Sensor de radiação solar com célula fotovoltaica de silício .....	39
Figura 18 - Medidor de radiação solar portátil .....	39
Figura 19 - Perfil de irradiância solar ao longo de um dia .....	41

Figura 20 - A insolação é a energia recebida do Sol (em Wh) por unidade de área (m <sup>2</sup> ) durante um determinado intervalo de tempo. ....	41
Figura 21 - Dados de insolação fornecidos por uma ferramenta computacional	42
Figura 22 - Total diário de insolação global horizontal, média anual .....	43
Figura 23 - Linha do zênite e ângulo zenital .....	44
Figura 24 - A massa de ar depende do ângulo zenital do Sol.....	44
Figura 25 - Característica da radiação solar para as massas de ar AM0 e AM1,5 .....	45
Figura 26 - Mapa Mundi com as Linhas dos principais trópicos .....	45
Figura 27 - Capacidade de aproveitamento da irradiância solar para sistemas fixos na horizontal e com rastreador de Sol de 1 eixo, tanto acima da atmosfera quanto no solo .....	46
Figura 28 - Ângulo azimutal.....	48
Figura 29 - Captação de irradiância solar pelos painéis fotovoltaicos orientados 60° a leste, na horizontal, e 60° oeste, beneficiando a geração de momentos distintos do dia, ambos na direção do norte verdadeiro. ....	49
Figura 30 - Módulo solar com orientação azimutal incorreta.....	49
Figura 31 - Orientação azimutal correta do módulo solar, com sua face voltada para o norte geográfico .....	50
Figura 32 - Mapa de ângulo de correção para encontrar o norte geográfico, a partir da indicação do norte magnético por uma bússola. Para saber a direção do norte real, subtrai-se o ângulo de correção do ângulo indicado pela bússola. ....	51
Figura 33 - Representação da órbita elíptica da Terra durante o ano. ....	52
Figura 34 - Variação da intensidade da irradiância solar extraterrestre devido à distância Sol-Terra para cada dia do ano.....	53
Figura 35 - Eixo de rotação da Terra é inclinado com relação ao eixo da órbita elíptica em torno do Sol (movimento de translação).....	54
Figura 36 - Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes. Deve-se notar que o fotoperíodo apresenta maior variabilidade a medida que a localidade está mais próxima dos polos.....	54
Figura 37 - A geometria Sol-Terra determina as estações do ano e a duração do dia. O Sol está posicionado sobre as linhas dos Trópicos de Câncer e Capricórnio nos dias de solstício e posicionado sobre o Equador nos equinócios.....	54

Figura 38 - Ângulos notáveis em solarimetria. A compreensão geométrica e espacial destas variáveis permite descrever a posição do Sol em relação à um ponto na superfície terrestre e descrever numericamente a variabilidade diária e sazonal do Sol.	56
Figura 39 - Amplitude de valores do ângulo de declinação .....	56
Figura 40 - A trajetória do movimento aparente do Sol é diferente ao longo do ano. ....	57
Figura 41 - Decomposição do raio solar em componentes vetoriais perpendicular e paralela ao painel solar .....	57
Figura 42 - Ângulo de inclinação do módulo e ângulo de incidência dos raios solares .....	58
Figura 43 - Efeito da inclinação do módulo fotovoltaico na captação de energia. ....	59
Figura 44 - Energia solar captada ao longo do ano com diferentes inclinações .	60
Figura 45 - Módulo solar com dois graus de liberdade de rastreamento.....	61
Figura 46 - Captação da irradiância extraterrestre com um painel utilizando rastreador de Sol e outro Fixo na horizontal.....	62
Figura 47 - Correntes e Tensões instantâneas não senoidais.....	65
Figura 48 - Retificador monofásico com filtro capacitivo.....	66
Figura 49 - Formas de ondas do retificador monofásico com filtro onda completa. Em vermelho, forma da onda de tensão na saída dos diodos, em azul, tensão na carga e em verde e tracejado, corrente pulsada nos diodos .....	67
Figura 50 - Impulso transitório proveniente de raio de relâmpago. ....	69
Figura 51 - Transiente de baixa frequência causado pela energização de bancos de capacitores .....	70
Figura 52 - Transiente oscilatório de baixa frequência causado por ferrorressonância de um transformador sendo energizado. ....	71
Figura 53 - Tensões eficazes trifásica pra um interrupção momentânea devido a uma falha e em seguida a operação do religador.....	73
Figura 54 - Afundamento de tensão causado falha fase-terra. (a) Afundamento tensão eficaz. (b) Afundamento na onda senoidal .....	74
Figura 55 - Aumento instantâneo de tensão causado por falha fase-terra .....	74
Figura 56 - Exemplo de notching de tensão causado por conversor trifásico .....	76
Figura 57 - Ponto de Conexão em Tensão Nominal igual a 380/220 V .....	78
Figura 58 - Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação	94

Figura 59 - Limites de tempo dos distúrbios de frequência.....	95
Figura 60 - Fusos Horário no Brasil .....	101
Figura 61 - Caminho do Sol em Coordenada Retangular (altura solar x azimute solar).....	101
Figura 62 - Caminho do Sol em Coordenada Polar (zênite solar x azimute solar).....	102
Figura 63 - Estação Meteorológica.....	103
Figura 64 - Pluviômetro.....	103
Figura 65 - Anemômetro .....	103
Figura 66 - Termômetro e humidade relativa do ar.....	103
Figura 67 - Piranômetro.....	103
Figura 68 - Sistema autônomo e barômetro (abaixo do quadro de montagem).....	103
Figura 69 - Planilha com os dados fornecidos pela estação meteorológica.....	104
Figura 70 - Efeito borda de nuvem 18/02/2019.....	105
Figura 71 - Efeito borda de nuvem 24/10/2019.....	105
Figura 72 - Ligote de silício monocristalino.....	109
Figura 73 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino .....	110
Figura 74 - Ligote de silício policristalino .....	110
Figura 75 - Célula fotovoltaica de silício policristalino .....	111
Figura 76 - Relação I -V (curva em vermelho) e Relação P-V (curva em azul).....	113
Figura 77 - Influencias da irradiância na produção de corrente elétrica.....	114
Figura 78 - Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico....	114
Figura 79 - Funcionamento do sistema MPPT com o algoritmo de perturbação e observação. A tensão dos módulos fotovoltaicos é perturbada, sendo aumentada e diminuída, em busca do ponto de máxima potência.....	118
Figura 80 - Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência.....	120
Figura 81 - Garantia de desempenho linear .....	123
Figura 82 - Inversor Huawei Sun2000 33KTL-A.....	123
Figura 83 - Modos de funcionamento do SUN2000.....	126
Figura 84 - Indicador LED na porta do compartimento de manutenção .....	126
Figura 85 - Visão superior dos módulos instalados no CAE.....	128
Figura 86 - Módulos Fotovoltaico do CAE .....	128

Figura 87 - Produtividade de SFV em função do tamanho relativo do inversor (FDI) para Fortaleza e São Paulo. ....	129
---	-----

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Relação entre o tempo solar verdadeiro e o ângulo horário solar, com simetria ao meio-dia solar.....	55
Tabela 2 - Escolha do ângulo de inclinação do módulo .....	60
Tabela 3 - Categorias e Características dos Fenômenos Elétricos do Sistema de Energia.....	68
Tabela 4 - Terminologia Aplicada .....	84
Tabela 5 - Limites de conteúdo harmônico de corrente .....	87
Tabela 6 - Terminologia aplicável ao cálculo do desequilíbrio de tensão.....	90
Tabela 7 - Terminologia .....	93
Tabela 8 - Limites de Frequência .....	95
Tabela 9 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração .....	96
Tabela 10 - Terminologia .....	97
Tabela 11 - Estratificação dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de eventos de VTCD .....	98
Tabela 12 - Limites para distorção harmônica de corrente para sistemas entre 120V até 69 kV.....	99
Tabela 13 - Irradiações diárias em médias mensais e anuais no plano horizontal (kWh/m <sup>2</sup> ) da Estação Meteorológica da EMC .....	106
Tabela 14 - Irradiações (kWh/m <sup>2</sup> ) médias mensais e anual para a Estação Meteorológica da EMC, Radiasol, SUNDATA e PVSyst.....	107
Tabela 15 - Diferenças de irradiação entre a Estação Meteorológica da EMC e Radiasol, SUNDATA e PVSyst .....	107
Tabela 16 - Dados das tecnologias FV atuais.....	112
Tabela 17 - Produção de tecnologia celular (2013).....	112
Tabela 18 - Tempos de desconexão do inversor da rede elétrica na ocorrência de distúrbios de tensão - norma IEC 61727 .....	118
Tabela 19 - Tempos de desconexão do inversor da rede elétrica na ocorrência de distúrbios de tensão - norma IEEE 1547 .....	118
Tabela 20 - Tempos de desconexão do inversor da rede elétrica na ocorrência de distúrbios de tensão - norma VDE 026-1-1 .....	119

Tabela 21 - Tempos de desconexão do inversor da rede elétrica na ocorrência de distúrbios de tensão - norma ANBT NBR 16149/13.....	119
Tabela 22 - Condições para reconexão do inversor após a ocorrência do ilhamento .....	121
Tabela 23 - Sistemas Fotovoltaicos instalados na UFG .....	123
Tabela 24 - Especificação do módulo GCL-P6/72330 com dados STC e NOCT .....	124
Tabela 25 - Classificação de temperatura do módulo GCL-P6/72330 .....	124
Tabela 26 - Características de entrada CC do inversor Huawei .....	124
Tabela 27 - Características de saída CA do inversor Huawei .....	125
Tabela 28 - Descrição dos indicadores LEDs para a operação do inversor SUN2000 .....	127
Tabela 29 - Associação dos módulos no inversor .....	129
Tabela 30 - Irradiação no CAE considerando a inclinação dos módulos, a orientação do prédio e as duas águas.....	131
Tabela 31 - Parâmetros de temperatura para jun/19 .....	135
Tabela 32 - Parâmetros de temperatura para jul/19 .....	135
Tabela 33 - Parâmetros de temperatura para ago/19.....	135
Tabela 34 - Parâmetros de temperatura para set/19 .....	136
Tabela 35 - Parâmetros de temperatura para set/19.....	136
Tabela 36 - Incentivos para a geração distribuída .....	140
Tabela 37 - Geração do SFV do CAE considerando o histórico de 4 anos de medição da estação meteorológica da EMC.....	141
Tabela 38 - Taxa de crescimento acumulada na Ponta e Fora de ponta no período de jan/13 a set/19 .....	141
Tabela 39 - Proposta comercial da empresa MTEC .....	142
Tabela 40 - <i>Payback</i> da instalação do SFV no CAE. Em amarelo ocorre a compensação financeira.....	143

## Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Quantidade conexões de geração distribuída e potência instala do território brasileiro.....	24
Gráfico 2 - Potência instalada de geração distribuída no ano de 2019 .....	25
Gráfico 3 - 10 Maiores municípios com potência instalada (MW) em energia solar fotovoltaica conectado à rede .....	26
Gráfico 4 - Consumo de Energia Elétrica em GWh .....	64
Gráfico 5 - Consumo de energia elétrica per capita em MWh .....	64
Gráfico 6 - Produto Interno Bruto dos Países Selecionados.....	64
Gráfico 7 - Tensões entre fases do SFV instalado no CAE na primeira semana do mês de setembro de 2019.....	79
Gráfico 8 - Tensões entre fases do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.....	79
Gráfico 9 - Tensões entre fases do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.....	80
Gráfico 10 - Tensões entre fases do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.....	80
Gráfico 11 - Fator de Potência do SFV instalado no CAE na primeira semana do mês de setembro de 2019.....	82
Gráfico 12 - Fator de Potência do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.....	82
Gráfico 13 - Fator de Potência do SFV instalado no CAE na terceira semana do mês de setembro de 2019.....	83
Gráfico 14 - Fator de Potência do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019.....	83
Gráfico 15 - Limites das distorções harmônicas menores que 1kV em relação à fundamental .....	85
Gráfico 16 - Distorção Harmônica Total de Tensão do SFV instalado no CAE na primeira semana do mês de setembro de 2019. ....	85
Gráfico 17 - Distorção Harmônica Total de Tensão do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019. ....	86

Gráfico 18 - Distorção Harmônica Total de Tensão do SFV instalado no CAE na terceira semana do mês de setembro de 2019.....	86
Gráfico 19 - Distorção Harmônica Total de Tensão do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019.....	87
Gráfico 20 - Distorção Harmônica Total de Corrente do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019.....	88
Gráfico 21 - Distorção Harmônica Total de Corrente do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.....	89
Gráfico 22 - Distorção Harmônica Total de Corrente do SFV instalado no CAE na terceira semana do mês de setembro de 2019.....	89
Gráfico 23 - Distorção Harmônica Total de Corrente do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019.....	90
Gráfico 24 - Desequilíbrio entre as Tensões do SFV instalado no CAE na primeira semana do mês de setembro de 2019. ....	91
Gráfico 25 - Desequilíbrio entre as Tensões do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019. ....	92
Gráfico 26 - Desequilíbrio entre as Tensões do SFV instalado no CAE na terceira semana do mês de setembro de 2019. ....	92
Gráfico 27 - Desequilíbrio entre as Tensões do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019. ....	93
Gráfico 28 - Comparação entre a irradiação (kWh/m <sup>2</sup> ) média mensao e anual da estação meteorológica da EMC, Radiasol, SUNDATA e PVSyst .....	108
Gráfico 29 - Diferença de Irradiação do Radiasol, SUNDATA e PVSyst em relação à estação meteorológica da EMC.....	108
Gráfico 30 - Comparação entre a geração real e a simulação com diferentes PR .....	132
Gráfico 31 - Taxa de desempenho dos módulos fotovoltaicos instalados no CAE .....	133
Gráfico 32 - Comparação de geração real e simulada para o PR=63,58% para o dia 01/09/19 .....	134
Gráfico 33 - Comparação de geração real e simulada para o PR=63,58% para o dia 15/09/19 .....	134
Gráfico 34 - Histograma e curva de distribuição normal - jun/19.....	135
Gráfico 35 - Histograma e curva de distribuição normal - jul/19.....	135

Gráfico 36 - Histograma e curva de distribuição normal - ago/19 .....	135
Gráfico 37 - Histograma e curva de distribuição normal - set/19.....	136
Gráfico 38 - Histograma e curva de distribuição normal - out/19.....	136
Gráfico 39 - Perda de potência (nominal - simulada) em relação à temperatura (simulada) da célula no mês de setembro de 2019 para irradiância entre 900 e 1000 W/m <sup>2</sup> .....	137
Gráfico 40 - Variação do preço das tarifas de energia na ponta e fora de ponta no período de jan/13 a set/19.....	141

# Sumário

1.	Introdução .....	23
2.	Geração Fotovoltaica - Fundamentação Teórica .....	27
2.1.	Radiação Solar .....	27
2.2.	O Efeito Fotovoltaico .....	30
2.3.	Fatores que Diminuem o Rendimento .....	34
2.4.	Tipos de Radiação Solar .....	35
2.4.1.	Sensores .....	38
2.4.1.1.	Piranômetro de termopilha .....	38
2.4.1.2.	Pirheliômetro .....	38
2.4.1.3.	Sensores baseados em células fotovoltaicas de silício .....	39
2.5.	Energia Solar .....	40
2.5.1.	Irradiância .....	40
2.5.2.	Insolação .....	41
2.6.	Massa de ar .....	43
2.7.	Orientação dos módulos fotovoltaicos .....	47
2.8.	Ângulo azimutal .....	48
2.9.	Movimento da Terra .....	51
2.10.	Ângulo de incidência dos raios solares .....	57
2.11.	Escolha do ângulo de inclinação do módulo solar .....	58
2.12.	Rastreamento automático da posição do Sol .....	60
3.	Qualidade de Energia Elétrica - Fundamentação Teórica e Utilização no Sistema Fotovoltaico no Centro de Aulas das Engenharias .....	63
3.1.	Introdução .....	63
3.2.	Definições e Terminologia da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) ..	65
3.2.1.	O que é a QEE .....	65
3.2.2.	Conceito de Carga não Linear .....	66

3.2.3.	Definições e Terminologias .....	67
3.2.3.1.	Transientes .....	68
3.2.3.1.1.	Impulsivos .....	69
3.2.3.1.2.	Oscilatórios .....	70
3.2.3.2.	Variações de Tensão de Longa Duração .....	71
3.2.3.2.1.	Sobretensão .....	71
3.2.3.2.2.	Subtensão .....	72
3.2.3.3.	Variações de Tensão de Longa Duração .....	72
3.2.3.3.1.	Interrupção .....	72
3.2.3.3.2.	Afundamento de Tensão .....	73
3.2.3.3.3.	Elevação de Tensão .....	74
3.2.3.4.	Distorção de Forma de Onda .....	75
3.3.	Qualidade do Produto Energia Elétrica .....	76
3.3.1.	Regime Permanente.....	77
3.3.1.1.	Tensão em Regime Permanente .....	77
3.3.1.2.	Fator de Potência.....	81
3.3.1.3.	Distorções Harmônicas de Tensão .....	83
3.3.1.4.	Distorções Harmônicas Totais de Corrente .....	87
3.3.1.5.	Desequilíbrio de Tensão.....	90
3.3.1.6.	Flutuação de Tensão.....	93
3.3.1.7.	Variação de Frequência.....	95
3.3.2.	Transitório .....	96
3.3.2.1.	Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD) .....	96
3.4.	Recomendações para os Limites de Distorção de Corrente para Sistemas entre 120 V até 69 kV - IEEE Std 519/2014 .....	98
4.	Condições de Geração .....	100
4.1.	Caminho do Sol .....	100

4.2. Irradiância e Irradiação na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação	102
4.3. Módulos Fotovoltaicos .....	109
4.3.1. Tipos de células fotovoltaicas .....	109
4.3.1.1. Silício monocristalino .....	109
4.3.1.2. Silício policristalino ou multicristalino.....	110
4.3.1.3. Filmes Finos.....	111
4.3.2. Curvas características de corrente, tensão e potência e Características STC .....	112
4.3.3. Influências da radiação solar e da temperatura .....	114
4.3.4. Características elétricas em NOCT e térmica .....	115
4.4. Inversores.....	115
4.4.1. Características dos inversores .....	115
4.4.1.1. Faixa útil de tensão contínua na entrada .....	115
4.4.1.2. Tensão contínua máxima na entrada.....	116
4.4.1.3. Número máximo de <i>strings</i> na entrada .....	116
4.4.1.4. Número de entradas independentes com MPPT .....	116
4.4.1.5. Grau de proteção .....	116
4.4.1.6. Potência CC de entrada e CA de saída.....	117
4.4.1.7. Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) .....	117
4.5. Requisitos para a conexão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. ....	117
4.5.1. Tensão de operação .....	117
4.5.2. Frequência de Operação .....	119
4.5.3. Minimização da injeção de corrente contínua na rede elétrica .....	121
4.5.4. Atuação na detecção do ilhamento.....	121
5. Sistemas Fotovoltaicos da Universidade Federal de Goiás no Centro de Aulas das Engenharias.....	122

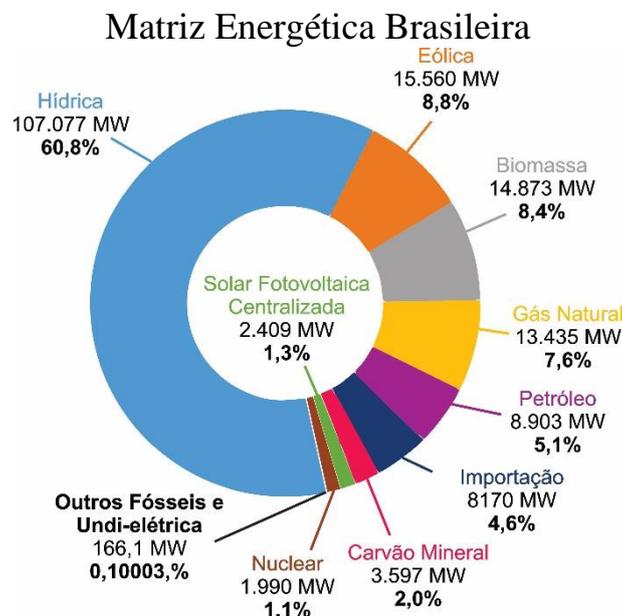
5.1.1.	Sistema Fotovoltaico no Centro de Aulas das Engenharias (CAE)	122
5.1.2.	Projeto .....	129
5.1.3.	Comparação de Geração.....	130
5.1.4.	Influência da Temperatura na Geração .....	134
5.2.	Análise Financeira .....	137
5.2.1.	Sistemas de Tarifação.....	137
5.2.1.1.	Tarifa <i>Feed-in</i> .....	137
5.2.1.2.	Quotas .....	138
5.2.1.3.	<i>Net Metering</i> .....	138
5.2.1.4.	Certificados de Energia Renovável.....	139
5.2.1.5.	O Sistema de medição adotado no Brasil.....	139
5.2.2.	<i>Payback</i> do SFV instalado no CAE .....	140
6.	Conclusão .....	144
	Anexo I .....	146
	Anexo II .....	148
	Anexo III.....	150
	Bibliografia .....	151

# 1. Introdução

O Brasil possui uma matriz energética bastante diversificada, os brasileiros ainda são reféns dos recursos hídricos que representa uma potência instalada de 107.077 MW, tal fator não é ruim, visto que as usinas hidroelétricas possuem uma taxa de energia despachável maior que as demais fontes energéticas, como térmica, solar e eólica. O Brasil ainda conta com recursos de geração de energia elétrica provenientes de energia eólica, biomassa, gás natural, petróleo, carvão mineral, solar fotovoltaica centralizada, nuclear, importação de energia de países vizinhos e outras fontes menos expressivas. [1] [2]

A Figura 1 apresenta a potência instalada de cada recurso e a porcentagem que este representa no todo, é possível observar que a energia eólica possui potência instalada inferior somente à hídrica, no entanto, isso não quer dizer que o setor elétrico não precisa de fontes térmicas, pois, apesar dessas fontes onerar a conta de energia, faz-se necessário seu uso devido a sazonalidade da velocidade e do deslocamento do ar. Vale ressaltar que as usinas solares fotovoltaicas centralizadas já supera à nuclear, onde ainda há discussões sobre o assunto no campo de diversos ambientalistas.

Figura 1 - Matriz energética brasileira

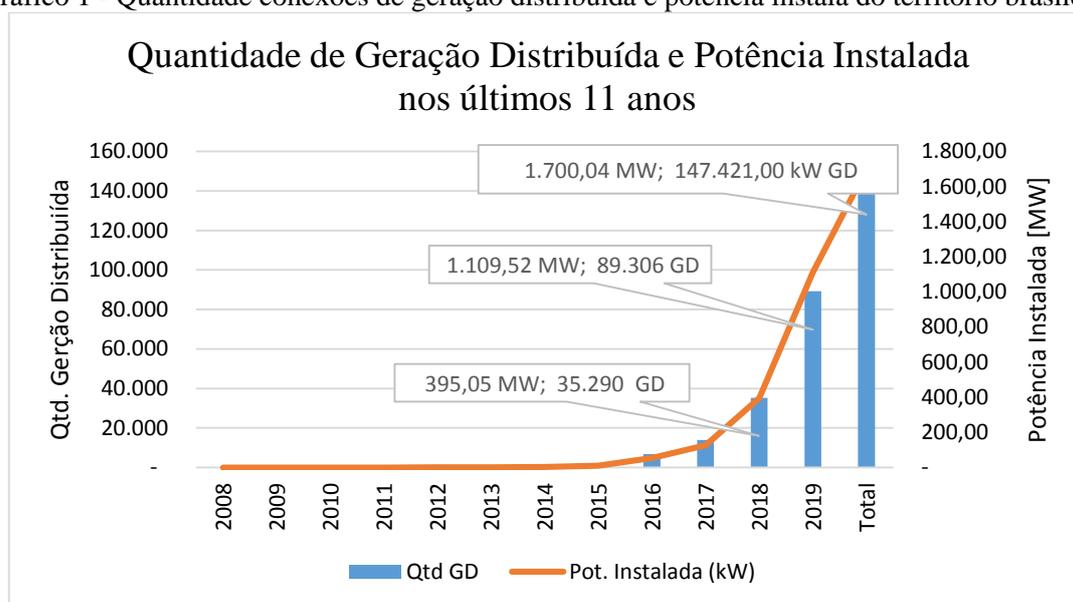


As usinas solares fotovoltaicas em 2017, 2018 e 2019 representaram uma carga instalada de 935 MW, 1.798MW e 2.409MW respectivamente para o mês de dezembro,

do ano de 2017 para o de 2018 representou um aumento de 92,3% e de 2018 para 2019 um crescimento mais tímido, no entanto, fundamental de 33,98%. [1]

Paralelo ao crescimento das usinas solar centralizada, há o crescimento da geração distribuída, onde registrou um crescimento do número de conexões de 152,88% do ano de 2017 para o ano de 2018 e 153,06% do ano de 2018 ao ano de 2019, e o aumento de carga instalada de 211,06% e 180,85% respectivamente no mesmo período. O Gráfico 1 apresenta os dados de maneira sucinta. [1]

Gráfico 1 - Quantidade conexões de geração distribuída e potência instalada do território brasileiro



Fonte: ANEEL, 2019

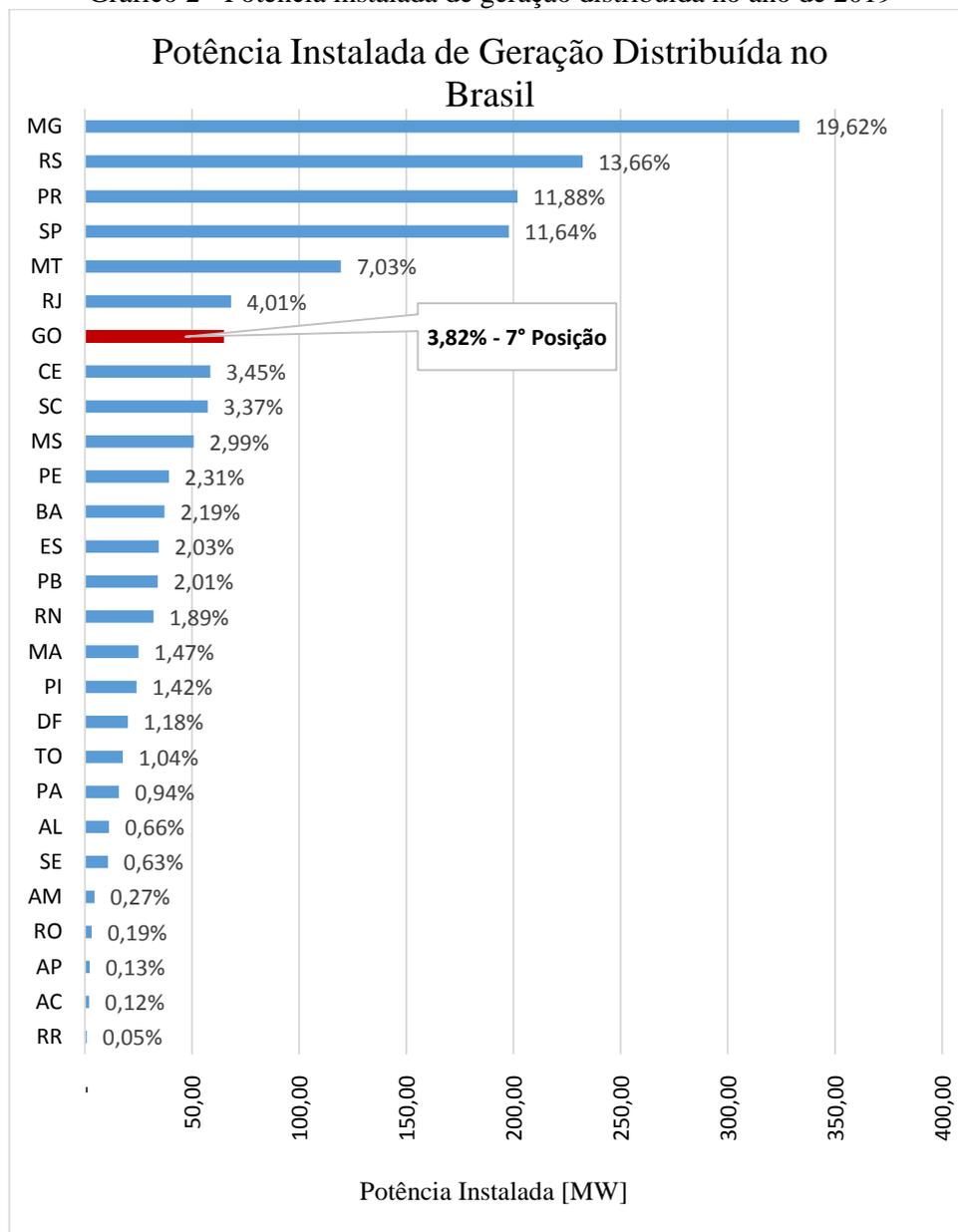
Observando a Figura 1 e o Gráfico 1, pode-se concluir que a potência instalada solar fotovoltaica no Brasil, em dezembro de 2019, representa 4.109,04 MW, vê-se o crescimento acentuado do setor, no entanto, com a revisão do sistema de compensação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que prevê uma taxa de 60% da geração própria, o setor pode perder o incentivo e o crescimento voltar a ser tímido. [2]

O Gráfico 2 apresenta a potência instalada e sua representatividade de cada estado brasileiro no território nacional, quatro posições merecem destaque, Minas Gerais, Rio Grande do Sul e Paraná ocupam a primeira, segunda e terceira posição respectivamente, o estado de Goiás está em sétima posição com 3,82% de representatividade e 65.020,61 kW de potência instalada.

O Gráfico 3 apresenta os dez maiores municípios do Brasil com geração de energia solar fotovoltaica conectada à rede, os municípios de Rio de Janeiro, Brasília e Fortaleza ocupam respectivamente a primeira, segunda e terceira posição, cada um deles

representa 1,2% (20,4 MW), 1,18% (20,07 MW) e 1,09% (18,58 MW) do total de geração distribuída do território nacional, em sétimo lugar vem a cidade de Goiânia com 0,74% de representatividade e 12,64 MW de potência instalada.

Gráfico 2 - Potência instalada de geração distribuída no ano de 2019

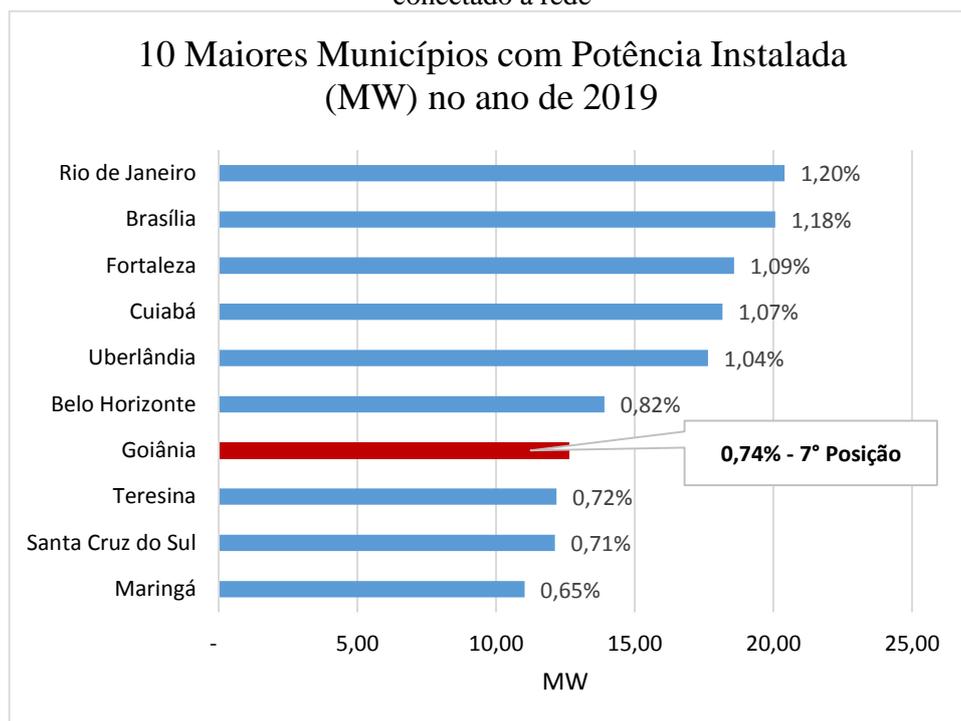


Fonte: ANEEL, 2019

Frente ao exposto e o crescimento da energia solar fotovoltaico centralizada e geração própria, esse trabalho tem o objetivo de apresentar conceitos, teorias, análises de qualidade de energia, condições de operação e análise de geração. A metodologia empregada consiste de leituras em livros texto, coleta de dados por meio de analisadores de energia (CCK 7550S) e simulações. Para atingir tais objetivos, este trabalho é dividido em 6 capítulos, sendo eles: capítulo 1: introdução; capítulos 2: fundamentação teórica do

sistema de geração de energia solar fotovoltaica; capítulo 3: fundamentos teóricos de qualidade de energia elétrica; capítulo 4: apresentação de resultados da qualidade de energia do sistema fotovoltaico do Centro de Aulas das Engenharias; capítulo 5: apresentação do sistema fotovoltaico do CAE, condições de operação, análise de geração e tempo de retorno de investimento e por fim, o capítulo 6 faz o fechamento de todo esse trabalho.

Gráfico 3 - 10 Maiores municípios com potência instalada (MW) em energia solar fotovoltaica conectado à rede



Fonte: ANEEL, 2019

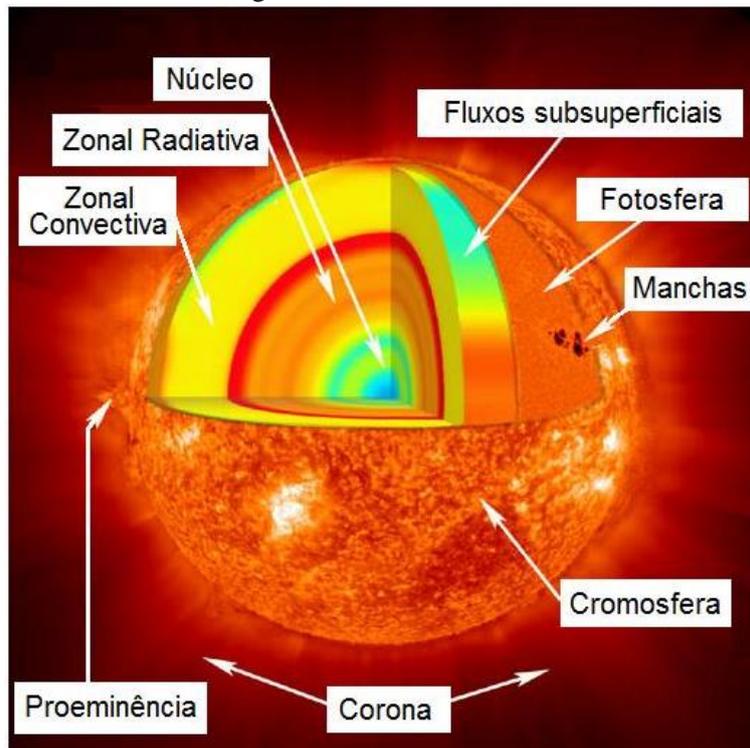
## 2. Geração Fotovoltaica - Fundamentação Teórica

### 2.1. Radiação Solar

O Sol é a principal fonte de energia para o Planeta Terra. Ele é responsável pela sustentação da vida na Terra e emite enorme radiação solar. A rigor, a energia proveniente do Sol não é renovável, apesar de ser uma fonte de energia inesgotável, levando-se em consideração a escala de tempo da vida na Terra. A energia solar possui grande potencial de sua utilização através de sistemas de captação em outra forma de energia, sendo elas a térmica e a elétrica. [3] [4]

O Sol é uma grande esfera de gás incandescente, onde no núcleo ocorre a geração de energia por meio de reações termonucleares. As camadas do Sol são formadas por: núcleo, zona radioativa, zona convectiva, fotosfera, cromosfera e coroa (ou corona), conforme a Figura 2.

Figura 2 - Estrutura do Sol



Fonte: Manual de Engenharia Fotovoltaica

O núcleo possui como características a região mais densa, local em que a energia é produzida por reações termonucleares e temperatura interna de aproximadamente 15 milhões de Kelvin. Na camada superior é a zona radioativa, onde a energia produzida no núcleo é transferida para regiões acima através da radiação.

A zona convectiva recebe esse nome devido à sua função que é a convecção do transporte de energia das regiões mais internas do Sol para as mais externas, chegando à superfície.

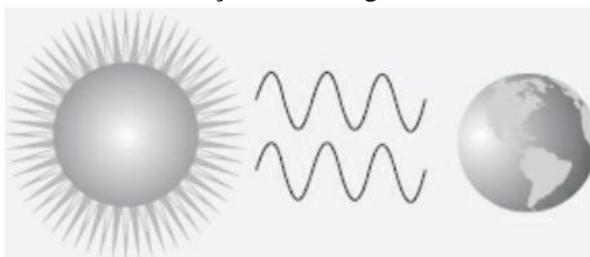
A fotosfera é a primeira região da atmosfera solar, com 330 km de espessura e temperatura próxima de 5.800 K, sendo a camada visível do Sol. A maior parte da radiação visível emitida pelo Sol é atribuída à fotosfera. Um dos fenômenos de maior notabilidade é o das manchas solares, que são regiões mais frias que a fotosfera solar, com temperatura em cerca de 3.800 K na parte central, chamada de umbra e pouco mais elevada na parte periférica, denominada de penumbra. As manchas solares indicam grande atividade magnética presente no Sol e seguem um ciclo de onze anos em que o número de manchas varia entre máximo e mínimo. Este ciclo gera alterações na irradiação emitida pelo Sol e também apresenta consequências na Terra, alterando o comportamento de sua atmosfera.

A coroa é a camada mais externa e rarefeita da atmosfera solar. Apesar do brilho da coroa solar ser parecida ao da lua cheia, ela é visualizada somente na ocorrência de um eclipse, em razão do alto brilho da fotosfera. [3]

Em função dos gradientes de temperatura e da presença de várias linhas de emissão e absorção encontrados na atmosfera solar, o espectro de emissão do Sol pode ser considerado semelhante somente ao de um corpo negro de temperatura de aproximadamente 5.800 K. As reações termonucleares presente no Sol é responsável pela liberação de energia, onde quatro prótons são fundidos em um núcleo de hélio (o Sol é composto por 75% de hidrogênio e 25% de hélio), processo que origina a geração de energia. A NASA estima que o Sol tem reserva de hidrogênio suficiente para alimentar as reações nucleares por mais de 5 bilhões de anos. A taxa de energia emitida pelo Sol é aproximadamente constante há bilhões de anos com uma potência atual da ordem de  $3,86 \times 10^{26}$  W. [3] [4]

A energia referida acima chega à atmosfera terrestre por meio de radiação eletromagnética (Figura 3), onde essa radiação é formada de ondas eletromagnéticas que possuem frequências e comprimentos de onda diferentes.

Figura 3 - A energia do Sol, que aquece e ilumina a Terra, é transmitida na forma de ondas de radiação eletromagnética



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

A energia que uma onda pode transmitir está associada à sua frequência. A energia é diretamente proporcional à frequência, ou seja, se maior a frequência, maior será a energia. No entanto, quanto maior a frequência da onda, menor seu comprimento, ou seja, um é inversamente proporcional ao outro. A equação (1) de Planck-Einsten apresenta essa relação exemplificada acima.

$$E = h \cdot f \quad (1)$$

Onde  $E$  é a energia da onda (joules [J] ou elétrons-volt [eV]),  $f$  é a frequência (hertz [Hz]) e  $h$  uma constante física de proporcionalidade, denominada de constante de Planck, em que seu valor é de aproximadamente  $6,636 \cdot 10^{-34}$  [J.s].

A luz viaja com uma velocidade constante no vácuo do espaço extraterrestre. A equação (2) mostrada a seguir relaciona frequência, comprimento de onda e a velocidade da onda eletromagnética:

$$c = \lambda \cdot f \quad (2)$$

Onde  $c$  é a velocidade da luz no vácuo (de aproximadamente 300.000 km/s),  $\lambda$  é o comprimento de onda ( metros [m]) e  $f$  é a frequência da onda (hertz[Hz]). A Figura 4 apresenta essas relações. [5]

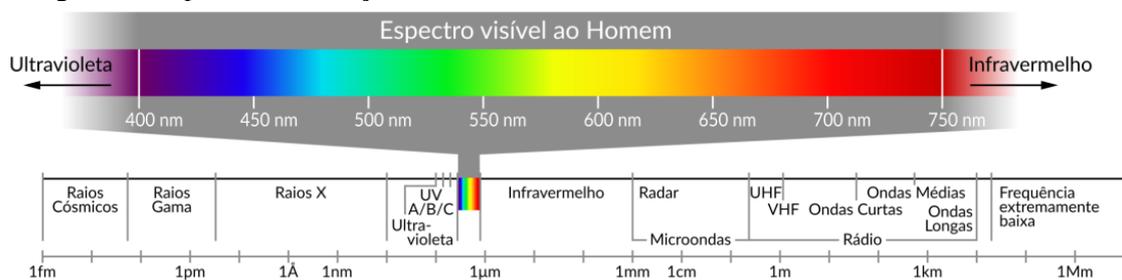
Figura 4 - A luz é uma onda eletromagnética que se propaga no vácuo com velocidade constante. O comprimento da onda está relacionado com sua frequência e sua velocidade.



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

A energia irradiada pelo Sol cobre uma ampla faixa do espectro eletromagnético, conforme é mostrado na Figura 5. Aproximadamente 81% da energia que chega ao Planeta Terra está em uma faixa comprimentos de ondas que vai do visível ao infravermelho próximo. Essa energia alimenta vários processos térmicos, dinâmicos e químicos. Dentre os processos naturais podemos citar a fotossíntese, o ciclo hidrológico, a dinâmica da atmosfera e oceanos. Dentro os processos tecnológicos podem-se citar o aquecimento solar, a geração de eletricidade e a climatização de ambiente. Todo o espectro de radiação (ondas visíveis e não visíveis), transporta energia que pode ser captada na forma de calor e luz. [4] [5]

Figura 5 - Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível humana.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

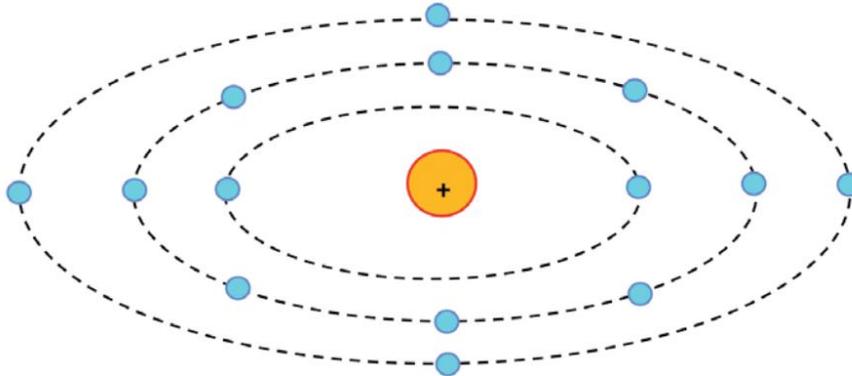
## 2.2.O Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 pelo Francês Edmond Becquerel, onde consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semiconductor, em razão pela absorção da luz. Em 1954, os laboratórios Bell produziram a primeira célula solar de silício. Inicialmente, o principal interessado era o programa espacial norte americano, e a partir daí foram aperfeiçoadas para aplicações espaciais e, posteriormente, espalhadas para aplicações terrestres. [6]

Os átomos são compostos por prótons e nêutrons que ficam alojados no núcleo e elétrons que orbitam este nas bandas de energia. O silício 14, possui 3 níveis de energia ao redor de seu núcleo, 2 elétrons no primeiro nível de energia, 8 no segundo e 4 no último nível de energia, conforme Figura 6.

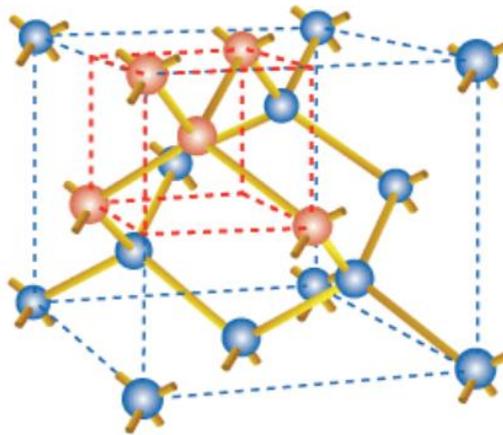
Os elétrons no último nível de energia, interagem com átomos vizinhos, formando as estruturas sólidas. No caso do silício 14, cada átomo realiza ligação covalente com outros 4 átomos, para que assim todos possam ter seus níveis de energia completados, com 8 elétrons no último nível de energia, formando assim uma estrutura cristalina (Figura 7).

Figura 6 - Átomo de silício com 14 elementos distribuídos em 3 órbitas



Fonte: Usina Fotovoltaica Jaiba Solar Planejamento e Engenharia.

Figura 7 - Átomos de silício realizando 4 ligações covalentes cada, formando uma estrutura cristalina



Fonte: Usina Fotovoltaica Jaiba Solar Planejamento e Engenharia.

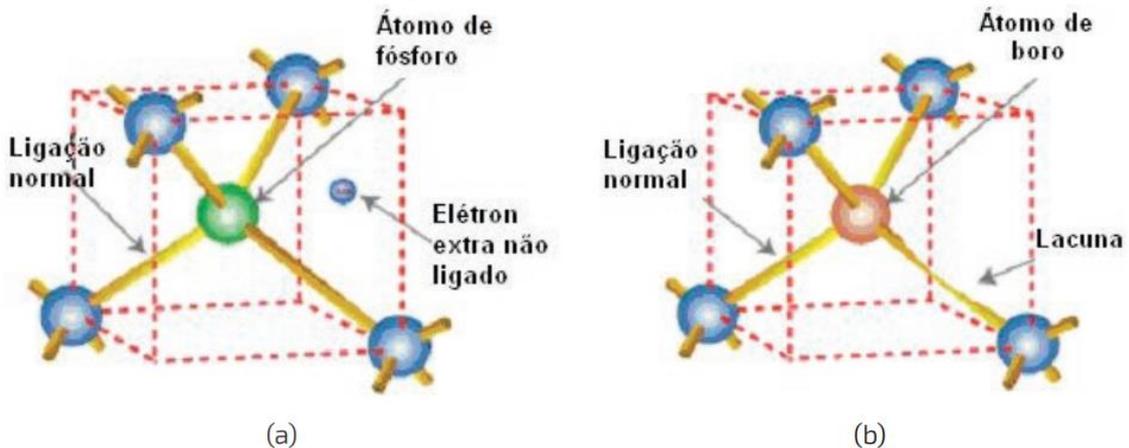
No entanto, essa ligação covalente entre os elétrons de átomos distintos pode ser quebrada, caso o elétron receba energia suficiente para se afastar ainda mais do núcleo, ficando livre de sua atração. Se isso acontecer, o elétron deixa a banda de valência e passa para a banda de condução. Uma lacuna é deixada na banda de valência, devido à ausência do elétron. Logo, temos um par elétron-lacuna, criado a partir do aumento de energia do elétron. [6]

Caso esse elétron livre, com muita energia, seja encaminhado para um circuito, uma corrente elétrica será criada. Porém, na configuração analisada, na qual há somente o silício, isso não ocorre, porque este novamente irá se associar com a lacuna, deixando a banda de condução e voltando para a banda de valência, sem dirigir-se para um circuito externo, fazendo com que a energia obtida seja transformada em calor. É necessário que

haja um processo que acelere o elétron livre para fora do material, o que pode ser feito com a aplicação de um campo elétrico.

O material das células solares é preparado de maneira a possuir um campo elétrico permanente, o qual é gerado por meio da dopagem do material semiconductor. As possíveis dopagens ao elemento silício podem ser feitas com átomos que possuem 5 elétrons na última banda de energia, como é o caso do fósforo, ou com átomos que possuem três elementos no último nível de energia com por exemplo o boro. No primeiro caso, o fósforo faz com o silício 4 ligações, deixando um quinto elétron fracamente ligado à estrutura atômica do fósforo, pois este, não realiza nenhuma ligação. Caso pouca energia térmica é incidida sobre essa estrutura, esse elétron ganha energia e dirige-se para a banda de condução, o fósforo, portanto é um dopante doador de elétrons, denominado de material tipo *n* ou impureza *n*. No segundo caso, o boro realiza ligações com 3 átomos vizinhos de silício, deixando uma ligação do silício sem ser realizada, esse vazio deixado recebe o nome de lacuna. Como no caso anterior, com pouca energia térmica, um elétron vizinho pode passar a essa posição, fazendo com que essa lacuna se desloque. Portanto, o boro é um aceitador de elétrons, denominado material tipo *p* ou impureza *p*. A Figura 8 mostra essas ligações. [6]

Figura 8 - Silício dopado com impurezas (a) do tipo *n*, com fósforo, fazendo com que um elétron fique desemparelhado, e (b), com boro, criando uma lacuna



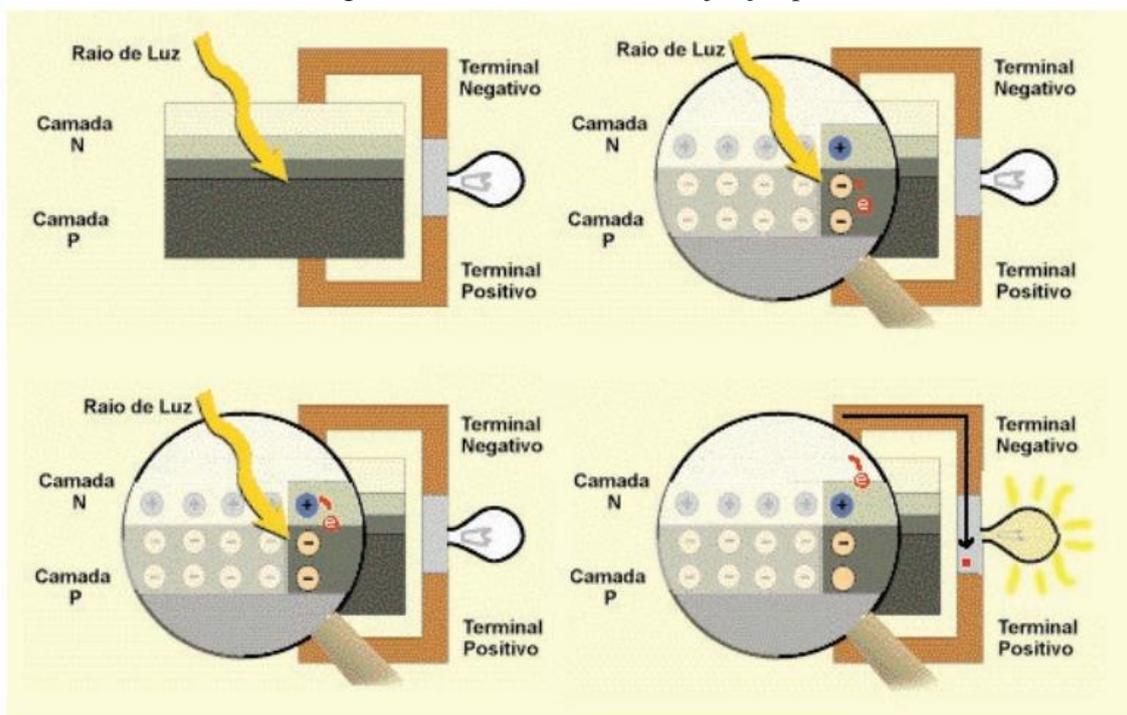
Fonte: Usina Fotovoltaica Jaiba Solar Planejamento e Engenharia.

Mesmo o silício dopado, este possui carga neutra, pois a quantidade de elétrons e prótons é a mesma. No entanto, se um silício tipo *n* é ligado com um silício tipo *p*, os elétrons livres do lado *n* preenchem as lacunas do lado *p*. Logo, a camada *n* que perdeu elétrons, fica positivamente carregada e a camada *p*, que recebeu elétrons, fica negativamente carregada. Essas cargas que ficaram presas dão origem a um campo

elétrico permanente, que dificulta a passagem de mais elétrons do lado  $n$  para o lado  $p$ . Esse processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira de potencial capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado  $n$ . [6]

Essas são fundamentalmente as condições necessárias para que o efeito fotovoltaico possa ocorrer, pois, quando um fóton da luz solar incide sobre a estrutura de silício, o elétron do lado  $p$  ganha energia e move-se para a banda de condução, formando o par elétron-lacuna, o campo elétrico permanente o envia para o lado  $n$ , não deixando que este retorne, ao mesmo tempo que repele a lacuna para o extremo do lado  $p$ . Para ocorrer trabalho, contatos devem ser colocados nas duas extremidades do material semiconductor dopado para que o elétron seja capturado na camada  $n$ , passe pela carga elétrica externa e retorne para a lacuna na camada  $p$ , conforme é mostrado na Figura 9 [6].

Figura 9 - Efeito fotovoltaico na junção pn



Fonte: Usina Fotovoltaica Jaiba Solar Planejamento e Engenharia.

A energia que é gerada pela célula solar é aquela que o elétron recebe do fóton, que o permite migrar da banda de valência para a banda de condução. Nos semicondutores, existe uma banda proibida entre elas, na qual não podem existir elétrons ou lacunas. Assim, o fóton deve fornecer energia suficiente para que o elétron ultrapasse essa banda proibida. A Figura 10 ilustra essa descontinuidade de energia.

Os fótons com energia inferior que a necessária para atravessar a banda proibida não é absorvida, passando direto do meio do material semiconductor. Aqueles com mais energia são absorvidos e fornecem exatamente a energia necessária, transformando excedente em calor. Essas duas situações exemplificadas perdas de eficiência que podem ocorrer na conversão da energia solar em eletricidade.

Figura 10 - Distribuição de energia no semiconductor

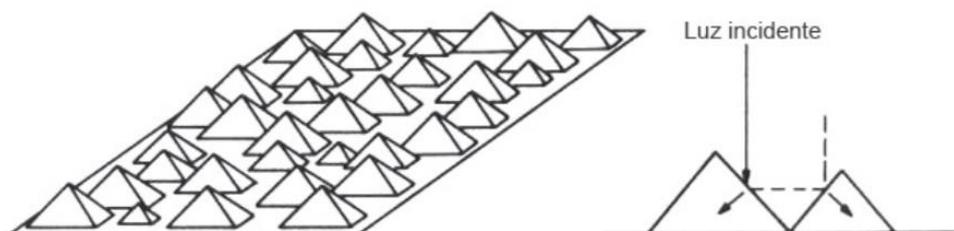


Fonte: Usina Fotovoltaica Jaiba Solar Planejamento e Engenharia.

### 2.3.Fatores que Diminuem o Rendimento

O silício é um material que possui capacidade reflexivas, ele pode refletir os raios solares como um espelho por mais de 30% da luz incidente. Essa característica não é desejável, pois minimiza a quantidade de fótons que são absorvidos. Duas técnicas são empregadas para reduzir esse efeito: a primeira consiste em aplicar uma fina camada de monóxido de silício (SiO) na superfície da célula, reduzindo a reflexão para menos de 4%. A segunda técnica tem caráter construtivo, que é fazer que a superfície tenha formato de cones ou pirâmides, para que a luz refletida novamente incida sobre a célula fotovoltaica, aumentando a possibilidade de absorção, conforme a Figura 11.

Figura 11 - Superfície da célula solar com textura em formato de pirâmides, otimizando o aproveitamento da reflexão dos fótons



Fonte: Usina Fotovoltaica Jaiba Solar Planejamento e Engenharia.

## 2.4. Tipos de Radiação Solar

Os fatores astronômicos constituem a variabilidade da radiação solar incidente no topo da atmosfera. Entretanto, a energia solar incidente na superfície do planeta também sofre a influência dos processos físicos que diminuem a intensidade da radiação ao longo do caminho. A transferência radiativa é o mecanismo pelo qual o sistema Terra-Atmosfera interage e enfraquece a intensidade da radiação solar ao longo de seu percurso até incidir sobre a superfície terrestre. A energia originada do Sol é emitida na forma de radiação eletromagnética e quando parte dessa energia é interceptada pela Terra, os diferentes comprimentos de onda da radiação interagem de forma distinta com a composição atmosférica, sofrendo processos de absorção e espalhamento. A atmosfera terrestre é constituída por gases atmosféricos e aerossóis (particulados). A fração seca da atmosfera (sem vapor d'água) é formada por 99% de Nitrogênio (N<sub>2</sub>) e Oxigênio (O<sub>2</sub>) e 1% de Argônio (Ar) e outros gases. Os demais constituintes gasosos da atmosfera são os chamados gases-traço (CO<sub>2</sub>, O<sub>3</sub>, entre outros), que apesar de sua baixa concentração possuem papel importante nos processos radiativos. [4]

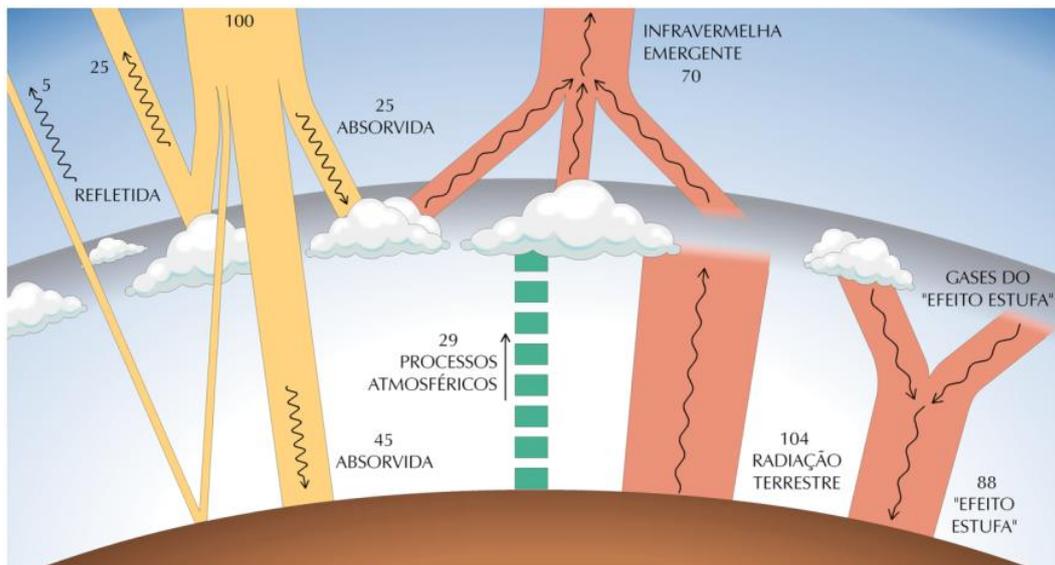
A Figura 12 apresenta de maneira simplificada os principais processos radiativos que acontecem na atmosfera terrestre. Os processos físicos de espalhamento da radiação solar são produzidos por moléculas de gases atmosféricos e particulados em suspensão. Os processos físicos de absorção ocorrem com moléculas de ozônio (O<sub>3</sub>), vapor de água, oxigênio (O<sub>2</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Geralmente, os processos físicos reduzem a irradiância solar fazendo com que ela incida na superfície terrestre com seu valor máximo em aproximadamente 1.000 W/m<sup>2</sup> no meio dia solar (momento do dia em que o Sol está na posição mais elevada de modo que a radiação solar percorre a menor espessura de atmosfera) em condições de céu claro. Todos os processos de absorção e o espalhamento citados alteram o espectro eletromagnético da radiação solar ao longo de seu percurso pela atmosfera terrestre. A Figura 13 ilustra o espectro contínuo de radiação eletromagnética emitido pelo Sol que atinge o topo da Atmosfera e a superfície terrestre após a atenuação pelos processos radiativos na atmosfera (área verde do gráfico). Pode-se constatar que alguns comprimentos de onda da radiação solar são completamente atenuados pela atmosfera e não incidem na superfície terrestre. [4]

A irradiação solar que incide sobre uma superfície é formada por componentes diretas e difusas. A irradiância solar direta apresenta direção de incidência na linha imaginária entre a superfície terrestre e o Sol e representa a parcela que não sofreu os

processos radiativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera. A componente difusa engloba a radiação proveniente de todas as demais direções que são decorrentes dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera. A terminologia adotada é a seguinte:

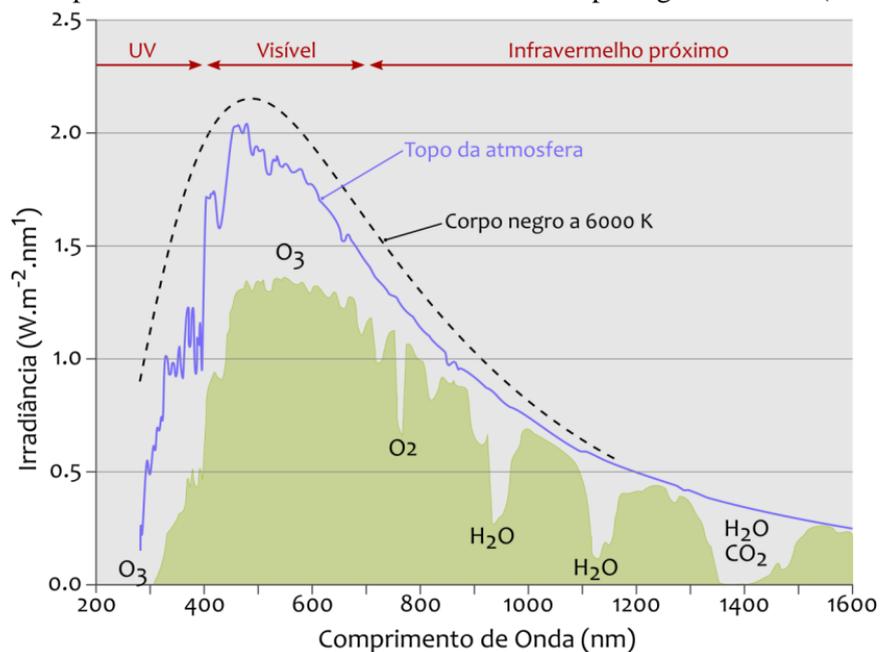
- Irradiância extraterrestre ( $G_0$ ): é a taxa de energia incidente por unidade de área em um plano horizontal imaginário situado na atmosfera.

Figura 12 - Processos de interação da radiação solar com os principais constituintes atmosféricos.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

Figura 13 - Espectro eletromagnético da radiação solar. A área entre as curvas representa a atenuação da radiação solar incidente durante sua passagem através da atmosfera. Para comparação é representada uma curva de emissão de um corpo negro a 6000 K (linha tracejada)

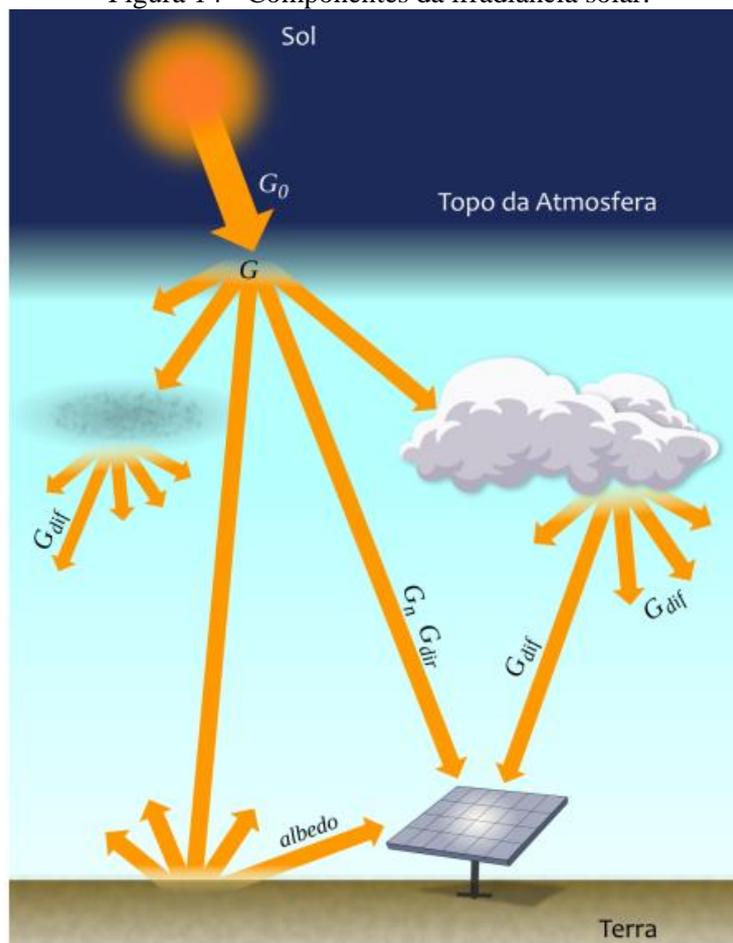


Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

- Irradiância direta normal ( $G_n$ ): é a taxa de energia por unidade de área proveniente diretamente do Sol que incide perpendicularmente à superfície.
- Irradiância difusa horizontal ( $G_{dif}$ ): é a taxa de energia incidente sobre uma superfície horizontal por unidade de área, decorrente do espalhamento do feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (moléculas, material particulado, nuvens, etc).
- Irradiância direta horizontal ( $G_{dir}$ ): é a taxa de energia por unidade de área do feixe solar direto numa superfície horizontal. Pode ser determinada como o produto entre a irradiância direta normal e o cosseno do ângulo zenital solar.
- Irradiância global horizontal ( $G$ ): é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal. A irradiância global é dada pela soma  $G = G_{dif} + G_{dir}$ . [4]

A Figura 14 ilustra a irradiância assim que atinge a atmosfera e seu espalhamento.

Figura 14 - Componentes da irradiância solar.



Fonte: Altas Brasileiro de Energia Solar

## 2.4.1. Sensores

### 2.4.1.1. Piranômetro de termopilha

O piranômetro é um instrumento utilizado para medir a irradiância solar empregando um termopilha, que converte a energia térmica em energia elétrica. A termopilha é revestida com tinta de cor preta especial para simular a resposta de um “corpo negro” de maneira que a energia radiante solar incidente é praticamente inteiramente absorvida e convertida em calor, que é convertido em uma diferença de potencial elétrico proporcional à irradiância solar incidente na termopilha. A Figura 15 ilustra o instrumento. [4]

Figura 15 - Piranômetro de termopilha

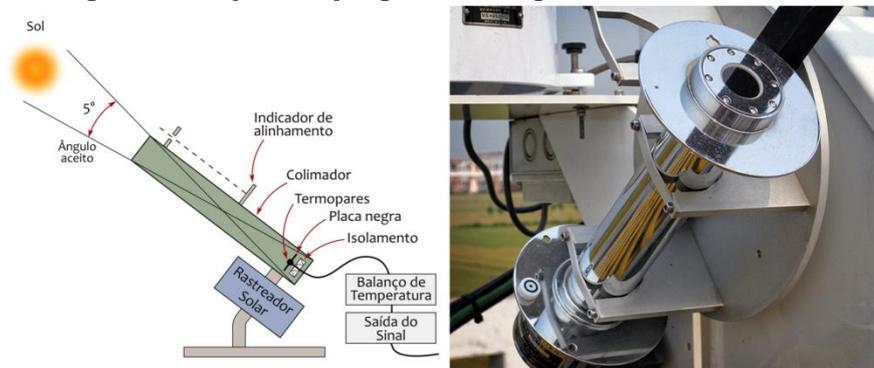


Fonte: Altas Brasileiro de Energia Solar

### 2.4.1.2. Pirheliômetro

O pirheliômetro é um radiômetro que utiliza o mesmo princípio de medida da radiação solar utilizado no piranômetro por termopilha. Entretanto, este instrumento é dotado de um colimador com abertura suficiente para permitir que apenas a componente direta normal da radiação solar ( $G_n$ ) incida no sensor. A Figura 16 apresenta uma representação gráfica e uma imagem do equipamento. [4]

Figura 16 - Representação gráfica e imagem de um Pirheliômetro



Fonte: Altas Brasileiro de Energia Solar

### 2.4.1.3. Sensores baseados em células fotovoltaicas de silício

Medidas de radiação solar também podem ser realizadas com sensores baseados em células fotovoltaicas de silício, como as ilustradas na Figura 17 e Figura 18. Esses sensores capturam uma faixa muito estreita do espectro solar e não distinguem as radiações diretas e difusas, porém são suficientes para a maioria das aplicações fotovoltaicas. Esses sensores são baratos que possibilitam a avaliação e o desempenho dos módulos fotovoltaicos que fazem parte de uma instalação. [5]

Figura 17 - Sensor de radiação solar com célula fotovoltaica de silício



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

Figura 18 - Medidor de radiação solar portátil



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

Para fins práticos, a análise da radiação solar ao nível do solo é realizada com a medição e a quantificação da potência ou da energia da radiação recebida do Sol em uma determinada área de superfície plana, considerando toda a faixa de frequências do espectro da luz solar, visíveis e não visíveis ao olho humano, dentro das limitações do sensor. Cada tipo de sensor possui suas características e capacidades de enxergar uma porção maior ou menor do espectro. A faixa de frequência do sensor é especificada pelo fabricante e determina a precisão e o custo do equipamento. [5]

## 2.5. Energia Solar

### 2.5.1. Irradiância

Uma grandeza utilizada para quantificar a radiação solar é a irradiância, também chamada de irradiação, expressa em  $\text{W}/\text{m}^2$ . Trata-se de uma unidade de potência por área. A potência é uma grandeza física que expressa a energia transportada durante um certo intervalo de tempo, ou taxa de variação da energia com o tempo. Quanto maior a potência da radiação solar, mais energia ela transporta em um determinado intervalo de tempo. [5]

Os sensores de radiação solar apresentados na Figura 15 e na Figura 18 fornecem medidas de irradiância. Na superfície terrestre a irradiância da luz solar é caracteristicamente em torno de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ , no espaço extraterrestre, na distância média entre o Sol e a Terra, a irradiância é próximo de  $1353 \text{ W}/\text{m}^2$ .

A irradiância de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  é utilizada como padrão na indústria fotovoltaica para a especificação e avaliação de células e módulos fotovoltaicos. Deste modo, como a massa de ar AM1,5 (2.6 - Massa de ar), a irradiância de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  é citada em praticamente todos os catálogos de fabricantes de dispositivos fotovoltaico.

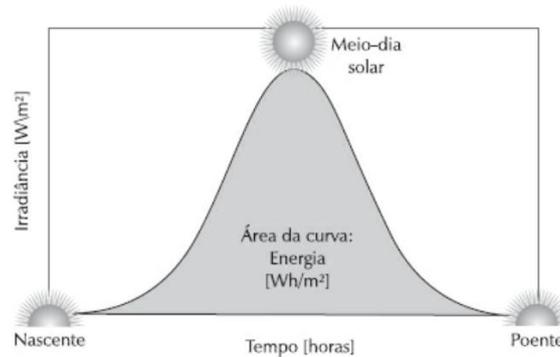
A medida de irradiância em  $\text{W}/\text{m}^2$  é muito útil para analisar a eficiência dos dispositivos e sistemas disponíveis no mercado. Com o valor padronizado em  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  as eficiências das células e módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes podem ser especificadas e comparadas com base em uma condição padrão de irradiação solar.

Realizando a medição com um sensor e em seguida armazenando os valores obtidos ao longo de um dia, pode-se calcular a quantidade de energia solar recebida por uma determinada área naquele dia. Utilizando-se do mesmo procedimento, é possível obter a energia solar recebida ao longo de uma semana, um mês e de um ano, de modo que seja construído um banco de dados daquilo que já foi gerado, podendo realizar comparações desses períodos. No estudo da radiação solar e dos sistemas fotovoltaicos é comum quantificar a energia elétrica diária recebida do sol, as próximas seções irão abordar esse assunto.

A Figura 19 mostra a irradiância solar típica no intervalo de um dia. Em cada instante de tempo é coletado uma medida. Realizando-se a integração dos valores de irradiância ao longo do tempo, ou seja, calculando-se a área abaixo da curva, obtém-se o

valor da energia recebida do Sol durante o dia por unidade de área, denominada insolação. [5]

Figura 19 - Perfil de irradiância solar ao longo de um dia

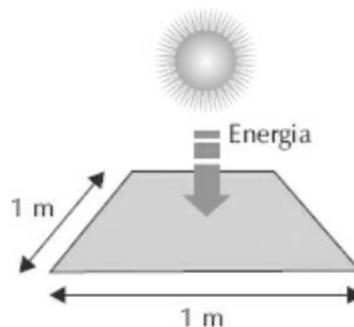


Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

### 2.5.2. Insolação

A insolação é a grandeza utilizada para expressar a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo. A unidade é o  $\text{Wh/m}^2$  (watt-hora por metro quadrado), o watt-hora é uma unidade física de energia e o watt-hora por metro quadrado é uma grandeza que expressa a densidade de energia por área.

Figura 20 - A insolação é a energia recebida do Sol (em Wh) por unidade de área ( $\text{m}^2$ ) durante um determinado intervalo de tempo.



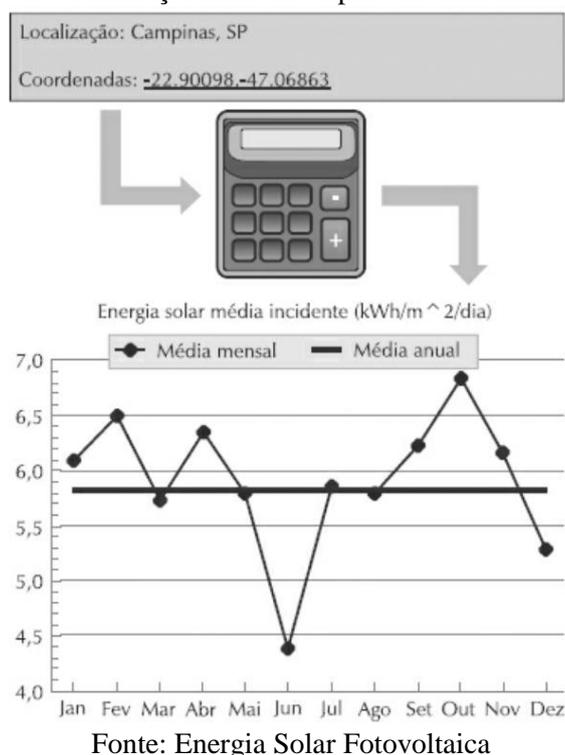
Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

A insolação é uma grandeza muito útil para realizar o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, na prática são encontrados tabelas e mapas de insolação que fornecem valores diários expressos em  $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$  (watt-hora por metro quadrado por dia). Estações solarimétricas com sensores de radiação são utilizadas para fazer o levantamento da insolação em diversos pontos do globo terrestre. Bancos de dados com informações de insolação de todo o planeta podem ser construídos a partir de medidas práticas e a partir da interpolação dos dados obtidos dos sensores, esses dados são

disponibilizados ao público em formas de tabelas, mapas solarimétricos e ferramentas computacionais. [5]

A Figura 21 apresenta o uso de uma ferramenta computacional para a aquisição de informações sobre a irradiação solar da região de São Paulo. Com essas ferramentas é possível obter o valor da insolação em qualquer lugar do Brasil ou do mundo, sendo necessário inserir somente as coordenadas geográficas do local desejado. Essas ferramentas disponibilizam gráficos e tabelas com valores médios mensais e anuais de irradiação solar.

Figura 21 - Dados de insolação fornecidos por uma ferramenta computacional

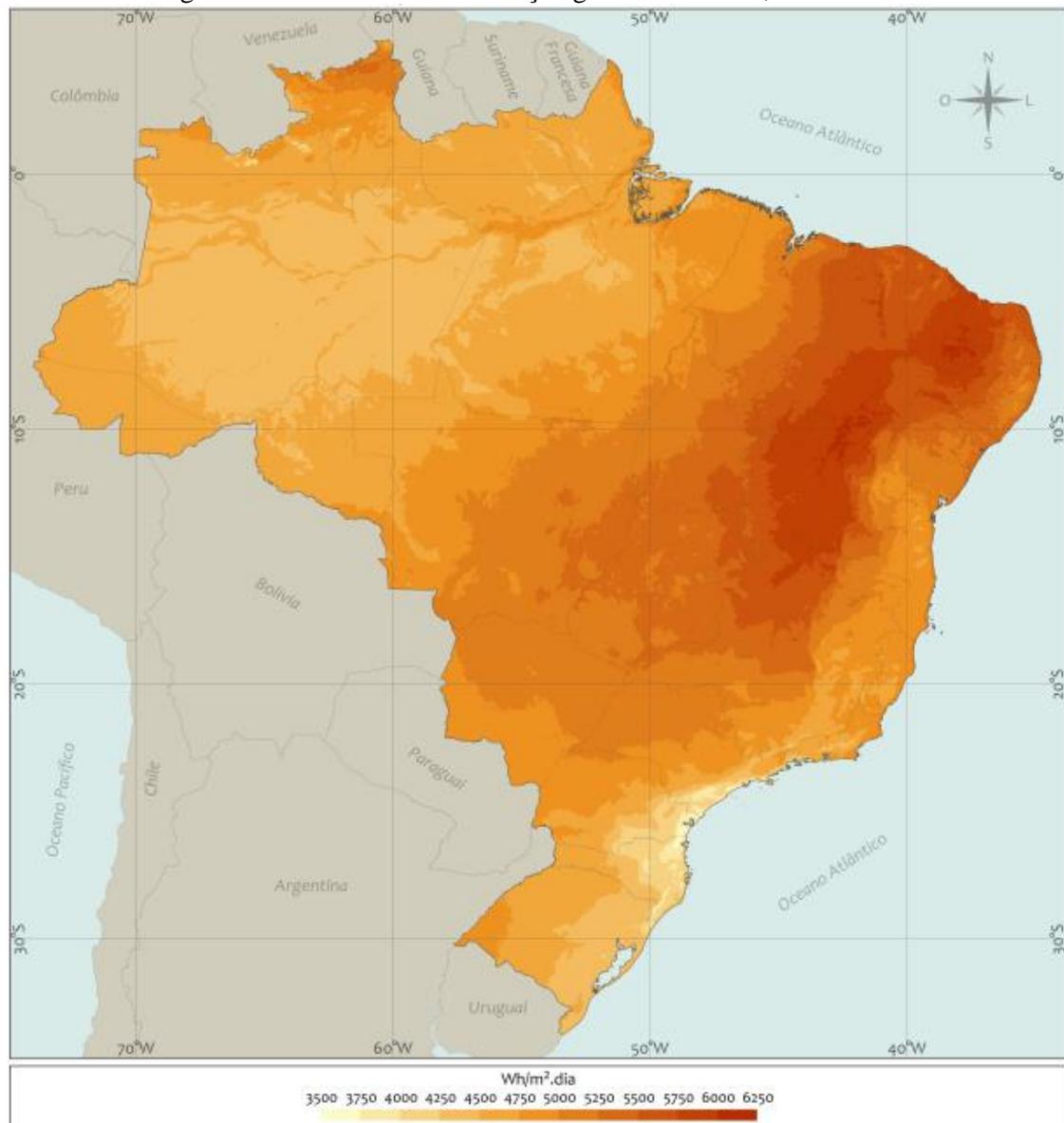


Para realizar um dimensionamento rápido de sistemas fotovoltaicos, sem a necessidade de muita precisão é possível recorrer a mapas de insolação que exibe o valor da insolação diariamente em diversas regiões do país. A Figura 22 apresenta o total diário da insolação global horizontal da média anual sobre o território brasileiro, a insolação, conforme o mapa do Atlas Brasileiro de Energia Solar, varia de 3500 Wh/m<sup>2</sup>/dia até 6250 Wh/m<sup>2</sup>/dia. É possível notar que a região Sul e Sudeste tem menor insolação na média anual, enquanto que a região Nordeste apresenta elevados índices de insolação. [5]

É importante apontar que a insolação de um determinado local é diferente para cada dia do ano. Os dados exibidos na Figura 22 refere-se à média de insolação de todos

os dias do ano. A Figura 21 mostra a variação da insolação do estado de São Paulo, essas variações ocorrem devido a geometria Sol-Terra, que implica nas estações do ano e também na presença de chuvas e nuvens no céu em determinadas épocas do ano (veja 2.9 - Movimento da Terra).

Figura 22 - Total diário de insolação global horizontal, média anual



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2º ed 2017

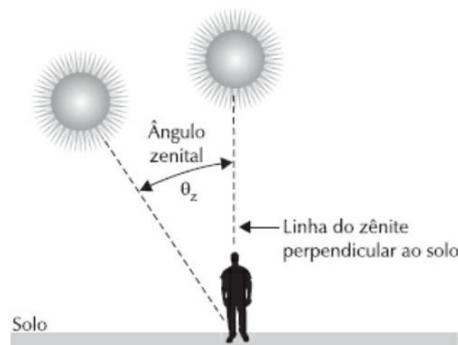
## 2.6. Massa de ar

A radiação solar sofre várias alterações quando atravessa a atmosfera da Terra. As características da radiação solar que toca ao solo dependem da espessura da camada de ar e da composição da atmosfera, incluindo o ar e os elementos suspensos, tais como vapor

de água e poeira, no título Tipos de Radiação Solar explanou-se sobre a composição da atmosfera.

A espessura da camada de ar transpassada pelos raios solares depende do comprimento do trajeto até o solo. Esse caminho depende do ângulo de inclinação do Sol com relação à linha do zênite, ou ângulo zenital do Sol, apresentado na Figura 23. O zênite é uma linha imaginária perpendicular ao solo, o ângulo zenital do Sol é zero quando o Sol fica exatamente acima do observador, essa posição é denominada de meio dia solar. [5]

Figura 23 - Linha do zênite e ângulo zenital



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

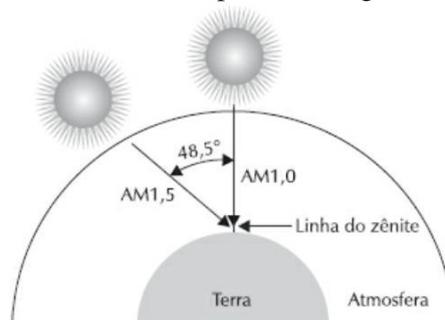
A massa de ar é mundialmente definida pela sigla AM (Air Mass) e é calculada aproximadamente como:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (3)$$

em que  $\theta_z$  é o ângulo zenital do Sol, como apresentado na Figura 23, acima.

A Figura 24 apresenta como o caminho dos raios solares depende do ângulo zenital do Sol. Quanto maior o ângulo solar, mais espessa é a camada de massa de ar, por conseguinte há maiores influências da atmosfera sobre a radiação solar.

Figura 24 - A massa de ar depende do ângulo zenital do Sol

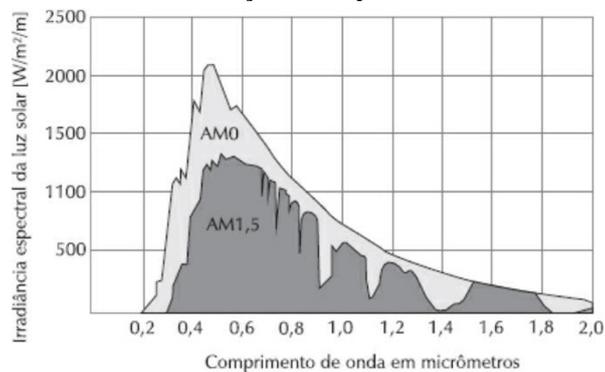


Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

A distribuição de energia do espectro de radiação solar depende da localização geográfica, da hora do dia, do dia do ano, das condições climáticas, da composição da atmosfera, da altitude e de vários outros fatores.

O perfil característico médio da radiação solar em uma determinada região varia em função da massa de ar e pode ser obtida empiricamente. A Figura 25 apresenta a distribuição AM1,5 obtida para o ângulo zenital  $\theta_z = 48,5^\circ$  e AM0, em que AM0 é a radiação solar no espaço extraterrestre na distância média entre o Sol e a Terra, onde não há interferência da atmosfera. [5]

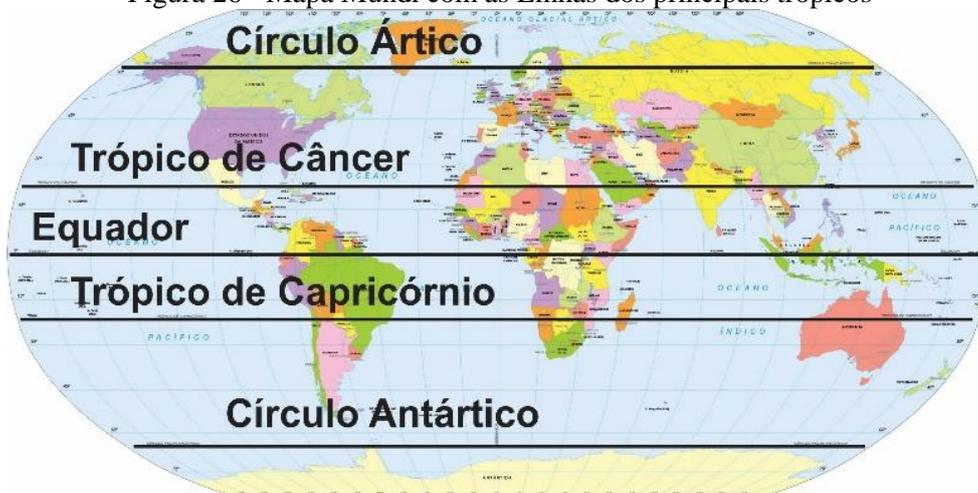
Figura 25 - Característica da radiação solar para as massas de ar AM0 e AM1,5



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

Em cada região do Terra a radiação solar sofre efeitos diferentes ao cruzar a atmosfera. A distribuição espectral AM1,5 corresponde ao comportamento médio da radiação solar ao longo de um ano em países temperados no hemisfério norte em que estão localizados entre o trópico de Câncer e o círculo Ártico, veja a Figura 26.

Figura 26 - Mapa Mundi com as Linhas dos principais trópicos



Fonte: Link Escola (adaptado)

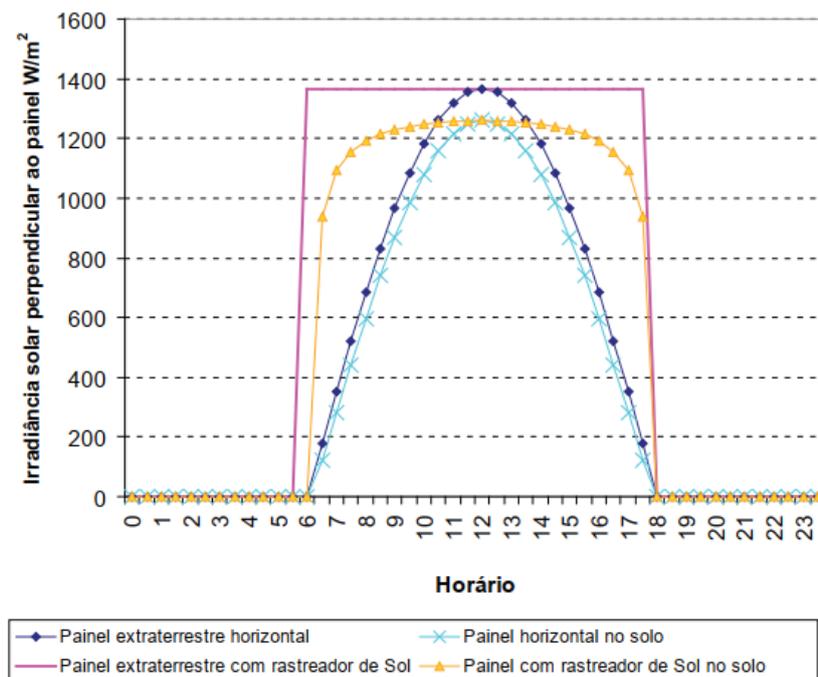
A massa de ar AM1,5 e sua respectiva distribuição espectral de energia tornaram-se padrões para o estudo e análises dos sistemas fotovoltaicos, em razão do seu desenvolvimento ocorrer em países do norte do globo terrestre, principalmente na Europa e Estados Unidos. A massa de ar AM1,5 é empregada internacionalmente como referência e citada em quase todos os catálogos de fabricantes de células e módulos fotovoltaicos. [5]

O coeficiente de massa de ar varia conjuntamente com o inverso do cosseno do ângulo zenital, tendo seu valor mínimo no meio dia solar. Para simplificar as contas, pode-se considerar que durante um dia fixo, a única alteração que ocorre no ângulo zenital é devido à variação do ângulo horário. Logo, a massa de ar pode ser aproximada pelo inverso do cosseno de h (ângulo solar), sendo assim, seu efeito na atenuação dos raios solares (t) é dado pela equação (4).

$$t = \exp \left[ -0,089 \left( \frac{P}{1013 \cos Z} \right)^{0,75} \right] \text{ (simplificada)} \quad (4)$$

O valor de P correspondente à pressão atmosférica, em mb (milibar), utilizada para compensar altitudes diversas em relação ao nível do mar, o que afeta a espessura da massa de ar. A Figura 27 exibe os valores da irradiação para um dia, tanto com dados acima da atmosfera quanto após a aplicação do fator de atenuação devido à massa de ar.

Figura 27 - Capacidade de aproveitamento da irradiância solar para sistemas fixos na horizontal e com rastreador de Sol de 1 eixo, tanto acima da atmosfera quanto no solo



Fonte: Usina Fotovoltaica Jaiba Solar - Planejamento e Engenharia

Utilizando os conceitos que serão vistos no Item 2.12 - Rastreamento automático da posição do Sol e a hora solar  $h_s$  no Item 2.10 - Ângulo de incidência dos raios solares, é possível determinar o quantidade de energia gerada para um painel na superfície terrestre. O painel extraterrestre com rastreador solar representa uma captação de 12S.

Com utilização do rastreador de Sol:

$$\int_6^{18} S t \, dh_s = 10,17S$$

Sem utilização do rastreador de Sol:

$$\int_6^{18} S \cosh t \, dh_s = 6,86S$$

Nota-se que o ganho real máximo teórico da utilização de um rastreador de Sol é de 48%, devido à atenuação pelo efeito da espessura da atmosfera que os raios solares devem atravessar para chegar ao solo, representada pela massa de ar, na qual os fenômenos de absorção e espalhamento ocorrem. Esse cálculo, entretanto, considera o céu sempre claro, isto é, em que a totalidade da irradiância é direta, a qual é melhor captada pelo rastreador de Sol, sem considerar sua atenuação representada pela componente difusa. [6]

## 2.7. Orientação dos módulos fotovoltaicos

Saber orientar os painéis fotovoltaicos é fundamental para a melhor captação da energia solar e conhecer como se dá a incidência solar no planeta. Os raios solares são ondas eletromagnéticas paralelas entre si que chegam à Terra em linha reta. Para o estudo da radiação solar em aplicações é suficiente considerar que os raios são linhas retas.

Ao penetrar na atmosfera terrestre os raios sofrem efeito de difusão e são desviados e refletidos em todas as direções, no entanto, a maior parte dos raios são aqueles com radiação direta, assim mantém sua trajetória em linha reta. Em cada local do planeta a radiação direta incidente na superfície terrestre apresenta inclinação diferente, essa inclinação varia ao longo dos dias e meses do ano, em razão do movimento da Terra em torno do Sol.

Não é possível realizar nada para melhorar a captação da radiação difusa, pois esta chega até a superfície terrestre de maneira aleatória e irregular. Porém, é possível instalar

os módulos solares de modo a maximizar a captação da radiação direta, maximizando o aproveitamento solar sobre o território. [5]

## 2.8. Ângulo azimutal

O ângulo azimutal é o ângulo na horizontal da orientação dos raios solares em relação ao norte geográfico, como apresentando na Figura 28. O sol nasce a Leste, e se põe a oeste, portanto no percorrer do dia o ângulo azimutal assume diferentes valores. Isso quer dizer que um observador presente no hemisfério sul, abaixo da linha do equador, olhando para o Norte, verá o Sol com ângulos variáveis do seu lado direito no período matutino e do lado esquerdo no período vespertino. Ao meio dia solar o observador verá o Sol exatamente à sua frente, correspondendo a um ângulo azimutal nulo. Para observadores presentes no hemisfério norte, o ângulo azimutal é medido olhando-se para o sul geográfico.

Quando o ângulo azimutal é nulo, o Sol está na metade do trajeto que percorre da nascente ao poente. Nem sempre o ângulo azimutal zero é o mesmo com o meio dia horário. A correta instalação de um módulo fotovoltaico deve levar em conta o movimento diário do Sol. O módulo instalado com sua face virada para o Leste, como apresenta na Figura 30, irá aproveitar a energia solar somente no período matutino. Após o meio-dia solar, os raios solares deixarão de incidir sobre a face do módulo e esta energia não será mais aproveitada. Do mesmo modo, se o painel for instalado com a face voltada para oeste, a energia solar será captada somente no período vespertino, após o meio-dia solar e no período matutino esta energia não seria aproveitada. [5]

Figura 28 - Ângulo azimutal

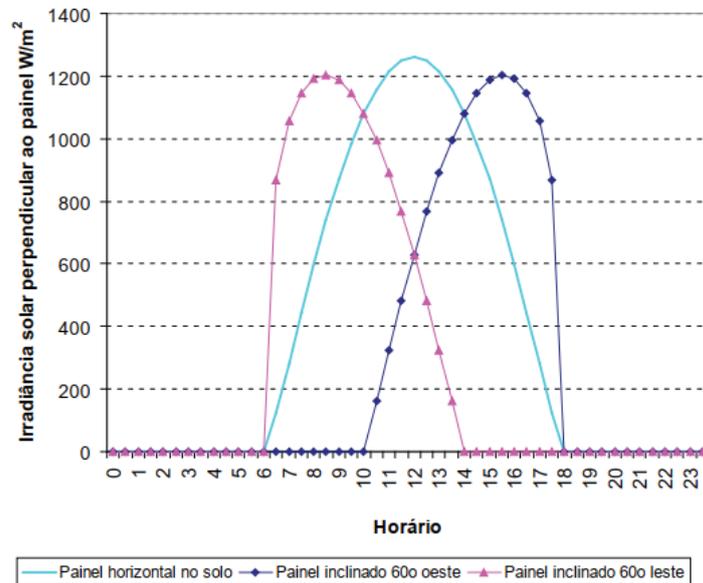


Fonte: Energia solar fotovoltaica

A Figura 29 apresenta a quantidade de irradiância perpendicular ao painel solar no solo, para a situação em que os coletores estão inclinados  $60^\circ$  em direção leste, onde

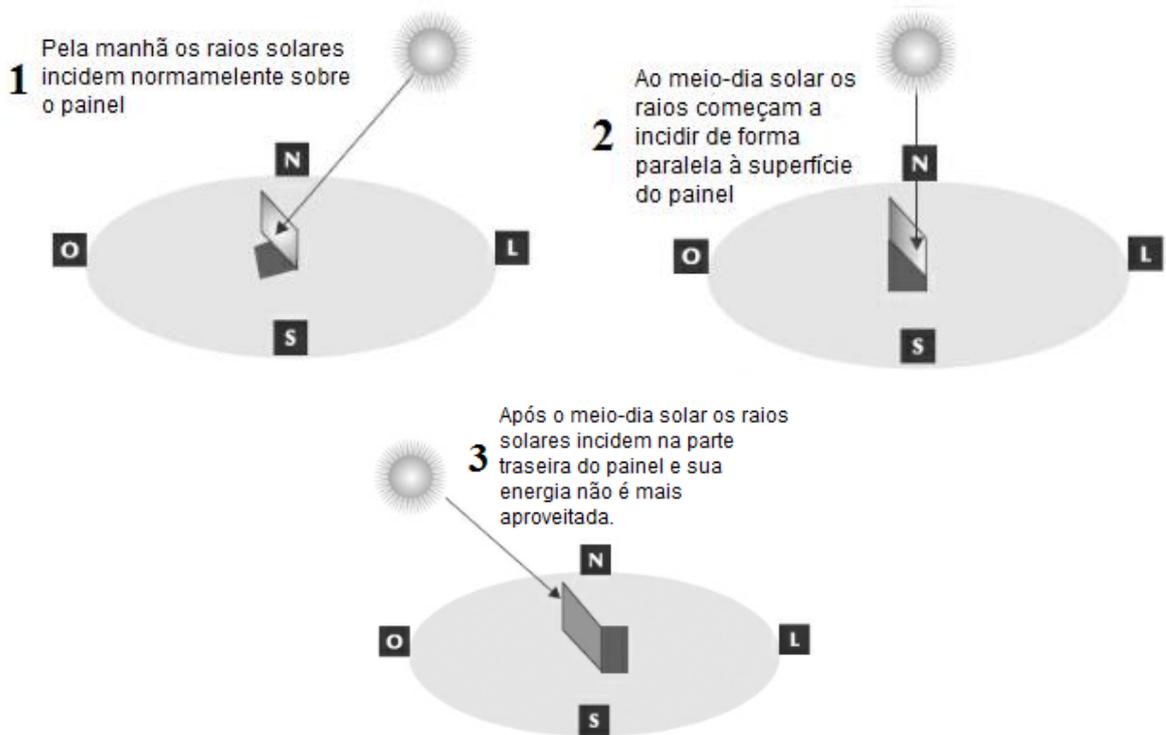
a geração de energia é beneficiada durante a manhã, e 60° na direção oeste, favorecendo a geração durante a tarde.

Figura 29 - Captação de irradiância solar pelos painéis fotovoltaicos orientados 60° a leste, na horizontal, e 60° oeste, beneficiando a geração de momentos distintos do dia, ambos na direção do norte verdadeiro.



Fonte: Usina Fotovoltaica Jaiba Solar - Planejamento e Engenharia

Figura 30 - Módulo solar com orientação azimutal incorreta

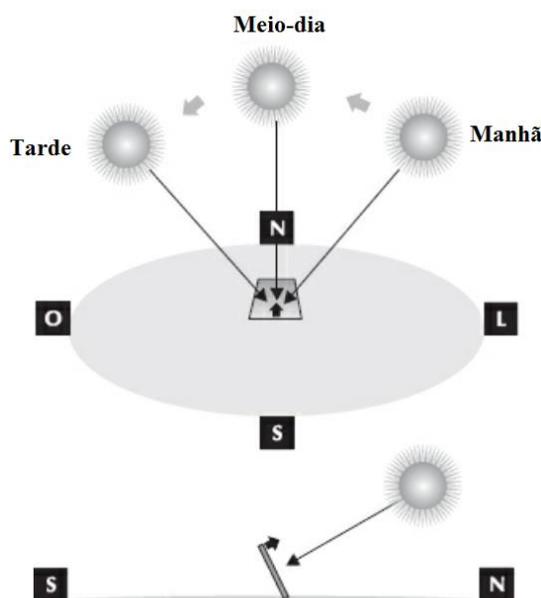


Fonte: Energia solar fotovoltaica

O melhor modo de instalação de um módulo fotovoltaico, com orientação fixa e sem nenhum grau de liberdade, é com a face voltada para o norte geográfico, conforme a

Figura 31. Com essa orientação, o módulo consegue captar mais energia solar durante o dia, pois, a todo o tempo, do nascer ao pôr do Sol, os raios solares incidem sobre a face dos módulos, com geração máxima no meio dia solar, quando o módulo fica exatamente de frente para o sol, ou seja, com ângulo azimutal zero. Em locais que estão acima da linha do Equador, a orientação dos módulos deve ser para o Sul.

Figura 31 - Orientação azimutal correta do módulo solar, com sua face voltada para o norte geográfico



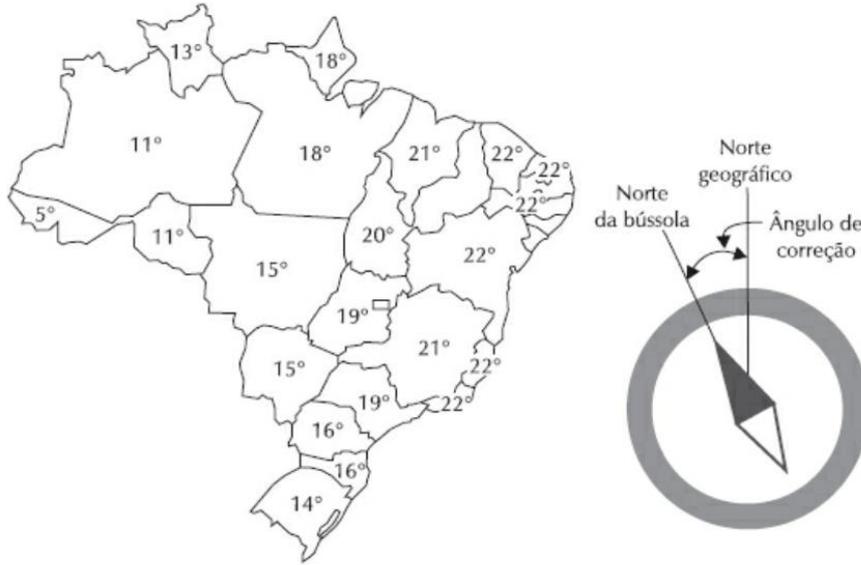
Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

O norte geográfico pode ser localizado indiretamente com o uso de uma bússola. A agulha da bússola sempre alinha com o sentido das linhas do campo magnético terrestre. No entanto, essas linhas se distribuem de maneira irregular pela Terra, de maneira que nem sempre a agulha aponta para o correto norte geográfico.

Para descobrir a direção do norte geográfico, ou norte real, ou norte verdadeiro, pode-se utilizar uma tabela ou um mapa com ângulos de correção, como mostra a Figura 32. Em cada região do país é necessário subtrair um ângulo de correção do ângulo encontrado na leitura da bússola. [5]

O ângulo de correção varia em relação a localização geográfica e o tempo. Ao longo do tempo as linhas magnéticas terrestres vão se alterando e o mapa deve ser corrigido. No entanto, essas alterações são demoradas e ocorrem em centenas de anos, de maneira que não é necessária uma preocupação exagerada com este fenômeno.

Figura 32 - Mapa de ângulo de correção para encontrar o norte geográfico, a partir da indicação do norte magnético por uma bússola. Para saber a direção do norte real, subtrai-se o ângulo de correção do ângulo indicado pela bússola.



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

## 2.9.Movimento da Terra

A disponibilidade de energia solar é determinada pela variabilidade espacial e temporal da geometria Sol-Terra. A Terra orbita em volta do Sol a uma distância média de cerca de 150 milhões de quilômetros, completando uma volta a cada 365,25 dias solares, ou seja, em 365 dias e 6 horas. Ao longo desse período, a distância varia entre  $1,47 \times 10^8$  km (chamada de periélio, ocorre no dia 3 de janeiro) e  $1,52 \times 10^8$  km (chamada de afélio, ocorre no dia 4 de julho) e, como consequência desse fenômeno, a irradiância solar varia entre  $1.325 \text{ W/m}^2$  e  $1.412 \text{ W/m}^2$ , o valor de  $1.366 \text{ W/m}^2$  corresponde à irradiância média solar é definido como a constante solar (S). [4] [6]

A distância Terra-Sol (D) pode ser estimada em relação à distância média  $\bar{D}$  ( $\bar{D} = 1 \text{ UA}$  – unidade astronômica) por meio da expressão de Spencer, apresentada na equação (5). [6]

$$\left(\frac{\bar{D}}{D}\right)^2 = 1,000110 + 0,034221 \cos(X) + 0,001280 \sin(X) + 0,000719 \cos(2X) + 0,000077 \sin(2X) \quad (5)$$

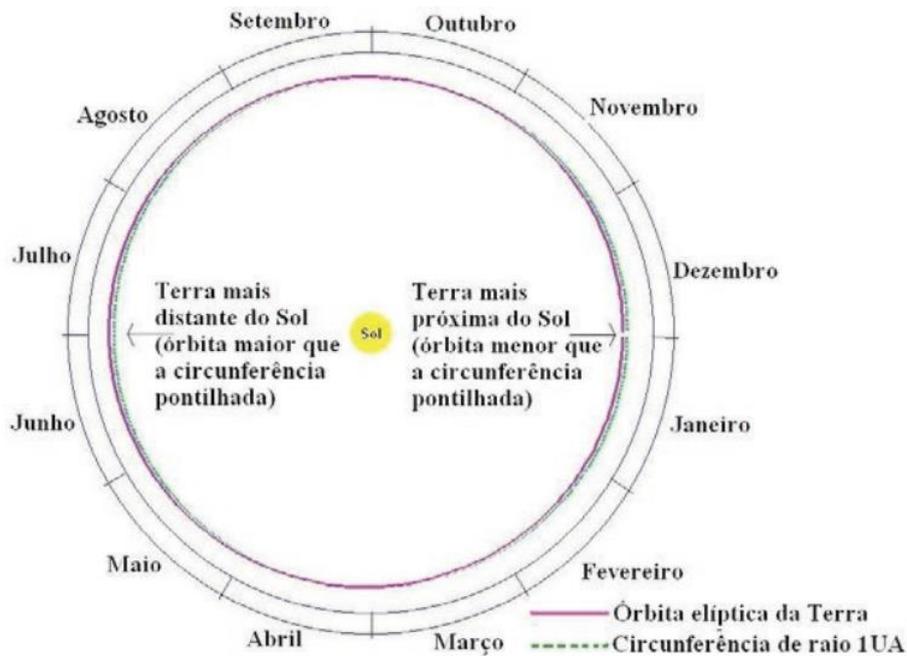
O valor de X, expresso em radianos, corresponde a:

$$X = \frac{2\pi(n - 1)}{365} \quad (6)$$

Em que  $n$  é o número do dia do ano e varia de 1 a 365 para o período de 1° de janeiro a 31 de dezembro.

A Figura 33 mostra a órbita elíptica da terra em torno do Sol em consonância com a órbita circular de distância constante de 1UA. Na Figura 33, é possível notar que nos meses de Janeiro e Dezembro a órbita elíptica da Terra está mais próxima do centro da circunferência, ou seja, mais próxima do Sol (periélio), o antagônico ocorre nos meses de Julho e Junho, quando a órbita elíptica da Terra está mais afastada do centro (afélio), conseqüentemente mais afastada do Sol. A órbita elíptica da terra e a circunferência de raio 1UA possui diferença de apenas 1,7%, logo, a órbita é muito próxima à superfície. [4] [6]

Figura 33 - Representação da órbita elíptica da Terra durante o ano.



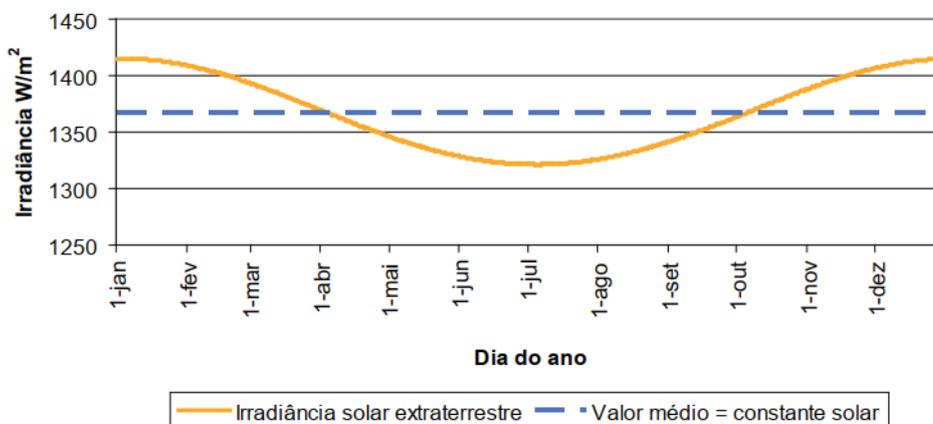
Fonte: Usina Solar Jaiba Solar - Planejamento e Engenharia

Dessa maneira, a irradiância extraterrestre é afetada pela distância Sol-Terra, onde pode-se ser obtida multiplicando a constante solar ( $S$ ) pela equação (5) para cada dia do ano desejado, ou seja,  $S \left(\frac{D}{D_0}\right)^2$ . A Figura 34 apresenta essa variação de intensidade ao longo do ano.

A duração do dia e a quantidade de energia solar incidente em um ponto qualquer da superfície terrestre apresenta variação temporal características de ciclo anual e diário. O ciclo anual ocorre como consequência da inclinação de 23,45 graus do eixo axial da

terra em relação plano orbital do planeta em volta do Sol (Figura 35). A Figura 36 apresenta como a duração do dia varia ao longo do ano para diferentes latitudes.

Figura 34 - Variação da intensidade da irradiância solar extraterrestre devido à distância Sol-Terra para cada dia do ano

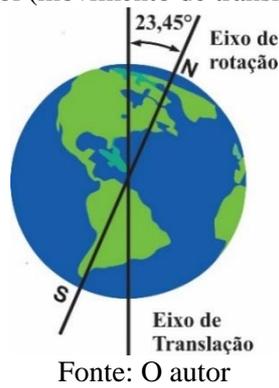


Fonte: Usina Jaiba Solar - Planejamento e Engenharia.

A duração do dia está diretamente relacionada às estações do ano. Por convenção astronômica, as estações são determinadas pelos solstícios e pelos equinócios, no solstício o sol apresenta maior declinação em latitude medida a partir do Equador e o equinócio é quando o Sol cruza a linha do Equador. O verão ocorre quando o polo está voltado para o Sol e o inverno ocorre quando o polo está oposto ao Sol. Em dezembro é verão no hemisfério Sul e inverno no hemisfério Norte, em junho é inverno no hemisfério Sul e verão no hemisfério Norte. No equinócio, o prefixo equi quer dizer igual e o termo é usado para denominar os dois dias do ano em que a duração do dia e da noite são iguais, no equinócio a irradiação solar sobre as faces dos hemisférios é a mesma. O equinócio de março marca o início do outono para o hemisfério Sul e primavera para o hemisfério norte e o equinócio de setembro marca o início da primavera no hemisfério Sul e outono no hemisfério norte. A Figura 37 apresenta o que acabou de ser explicitado com as datas dos solstício e equinócios. [4]

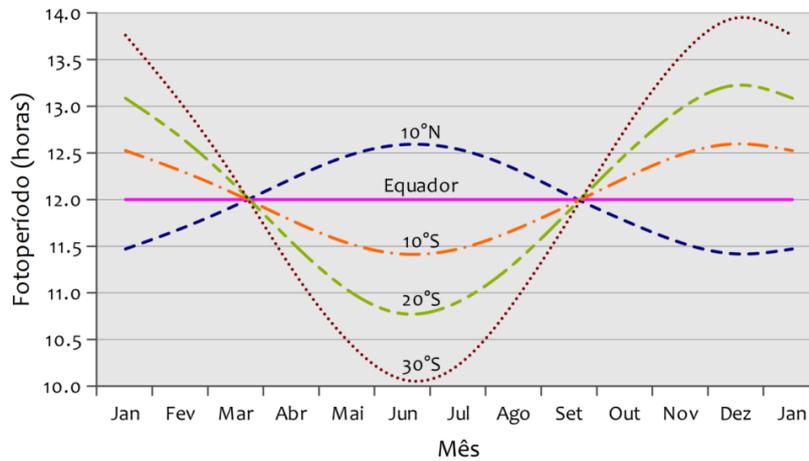
Além do movimento de translação orbital, o movimento de rotação da Terra em torno de seu eixo está ligado ao ciclo diário da variabilidade da incidência da energia proveniente do Sol. Para descrever os dois ciclos da variabilidade da radiação solar que chega no topo da atmosfera, é necessário o emprego de conceitos importantes definidos geometricamente como os ângulos apresentados na Figura 38.

Figura 35 - Eixo de rotação da Terra é inclinado com relação ao eixo da órbita elíptica em torno do Sol (movimento de translação)



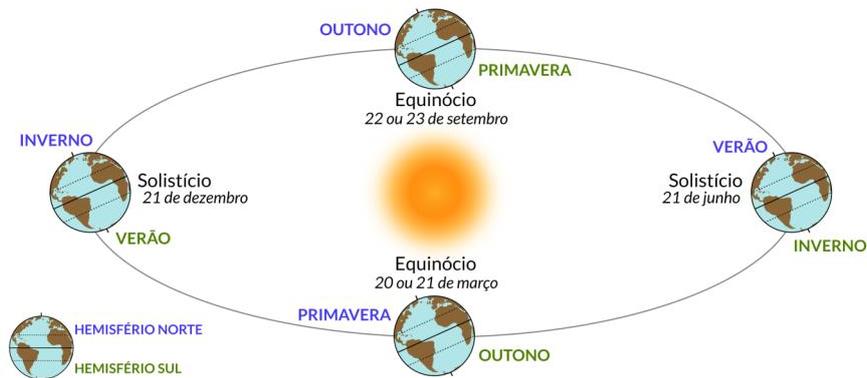
Fonte: O autor

Figura 36 - Variabilidade do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes. Deve-se notar que o fotoperíodo apresenta maior variabilidade a medida que a localidade está mais próxima dos polos



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

Figura 37 - A geometria Sol-Terra determina as estações do ano e a duração do dia. O Sol está posicionado sobre as linhas dos Trópicos de Câncer e Capricórnio nos dias de solstício e posicionado sobre o Equador nos equinócios



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

A inclinação solar ( $\delta$ ) é o ângulo formado entre a inclinação do plano na linha do Equador com a incidência dos raios solares sobre a Terra. A variação da inclinação solar está entre  $-23^{\circ}27'$  e  $+23^{\circ}27'$  (ou  $\pm 23,45^{\circ}$ ) durante o período de um ano. Nos solstícios,

que marcam o início do verão e do inverno, o ângulo de declinação solar é máximo. Nos equinócios, que marcam o início do outono e da primavera, o ângulo de declinação é zero, o que significa que os raios solares incidem paralelamente ao plano do equador. Por convenção, as declinações são consideradas negativas quando a linha de direção Sol-Terra cruza a superfície no hemisfério Sul. A Figura 39 indica a amplitude de valores da declinação ao longo do ano. [4] [5].

A equação (7) apresenta a fórmula para o cálculo da declinação solar a cada dia do ano, onde n igual a 1 representa o primeiro dia do mês de janeiro e n igual a 365 o último dia do mês de dezembro.

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left[ \frac{360(284 + n)}{365} \right] [\text{graus}] \quad (7)$$

O ângulo horário solar ( $\omega$ ) corresponde ao deslocamento angular do movimento aparente do Sol devido à rotação da Terra e varia entre  $-180^\circ$  a  $+180^\circ$ . Cada hora corresponde a  $15^\circ$  de variação do ângulo horário solar. Por convenção, durante a manhã é positivo, a tarde é negativo e no meio dia solar assume o valor zero. Esse ângulo pode ser relacionado com as horas do dia. A equação (8) apresenta a relação entre o tempo solar verdadeiro ( $h_s$ ) e o ângulo horário solar. A Tabela 1 apresenta a simetria existente para o meio-dia solar. [4] [6]

$$\omega = 15(h_s - 12)[\text{graus}] \quad (8)$$

Tabela 1 - Relação entre o tempo solar verdadeiro e o ângulo horário solar, com simetria ao meio-dia solar

$h_s$	...	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	...
$\omega$	...	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90	...

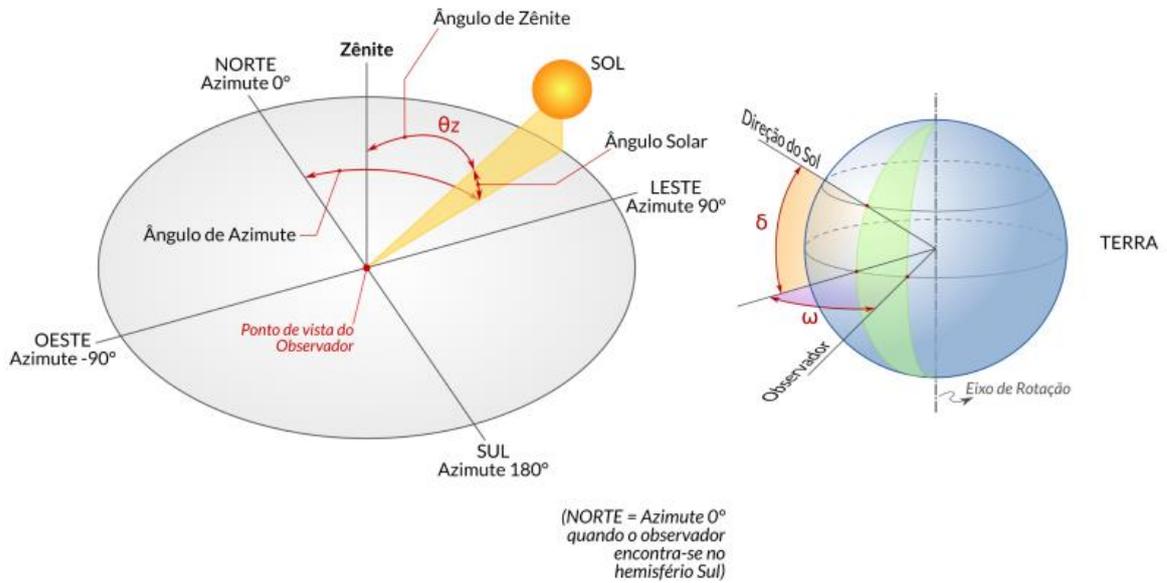
Fonte: Usina Fotovoltaica Jaiba Solar - Planejamento e Engenharia

Esse movimento acarreta a interrupção do aproveitamento da energia solar, porque nos momentos em que os raios solares estão incidindo sobre o plano óptico do painel, a conversão de energia é nula. Isso ocorre no período noturno, que representa aproximadamente metade do tempo. Quando o ângulo horário solar for maior que  $+90$  e menor que  $-90$ , não há geração de energia fotovoltaica. Portanto, o aproveitamento possível da energia solar acontece, em média, em 50% do tempo.

O ângulo zenital solar foi explicitado no item 2.6 - Massa de ar e o ângulo, o que pode ser acrescentado é que o ângulo zenital varia de 0 a  $90^\circ$  (sempre positivo),  $90^\circ$

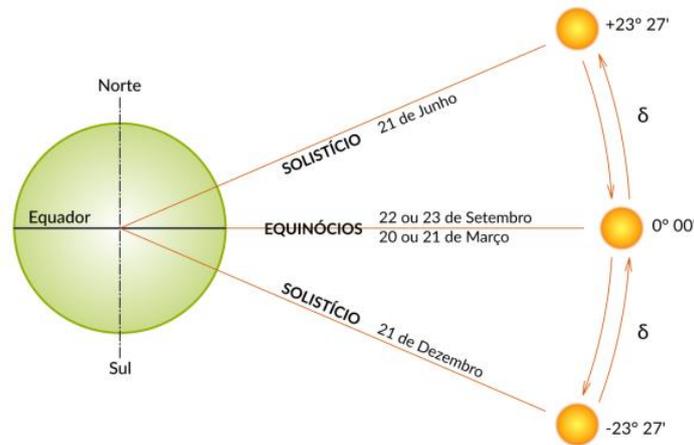
quando o sol está no horizonte e  $0^\circ$  no meio dia solar, este é encontrado quando se tem a latitude do local ( $\varphi$ ), a declinação solar ( $\delta$ ) e o ângulo horário solar ( $\omega$ ). O ângulo azimutal foi explicitado no item 2.8 - Ângulo azimutal.

Figura 38 - Ângulos notáveis em solarimetria. A compreensão geométrica e espacial destas variáveis permite descrever a posição do Sol em relação à um ponto na superfície terrestre e descrever numericamente a variabilidade diária e sazonal do Sol.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

Figura 39 - Amplitude de valores do ângulo de declinação

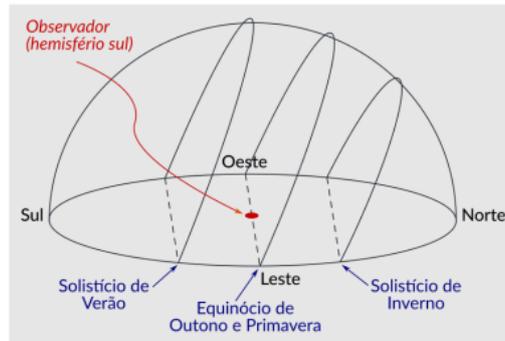


Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

Em razão da existência da altura solar, ângulo solar ou ângulo da altura solar, o Sol nasce e se põe em diferentes pontos do céu e descreve uma trajetória com inclinação diferente a cada dia do ano, veja a Figura 40. Um observador que olha para o norte, observa o Sol descrevendo uma trajetória circular no céu. A altura do Sol é maior no verão, o que resulta que os raios solares que incidem sobre o observador possuem ângulo

zenital menor, percorrendo assim uma massa de ar reduzida. Nos dias de inverno a altura solar no céu é menor e o observador enxerga o Sol mais baixo, próximo da linha do horizonte. Nesse caso o ângulo zenital e a massa de ar percorrida pelos raios solares são maiores.

Figura 40 - A trajetória do movimento aparente do Sol é diferente ao longo do ano.



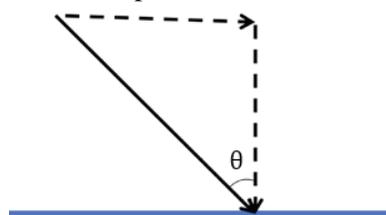
Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

## 2.10. Ângulo de incidência dos raios solares

O modo como os raios solares incidem sobre a superfície terrestre depende da posição do Sol no céu. Como se sabe, a posição varia ao longo do dia e do ano, sendo determinada pelos ângulos azimutal e zenital e pela altura solar. [5]

O raio solar que incide sobre o módulo, pode ser decomposto em dois vetores, o primeiro perpendicular ao módulo e o segundo paralelo a ele, como apresentado na Figura 41. O ângulo  $\theta$  indica a inclinação da incidência dos raios solares diretos. A componente que é convertida em energia é somente a componente perpendicular, logo, quanto maior o ângulo de incidência, menor o aproveitamento de energia solar. [6]

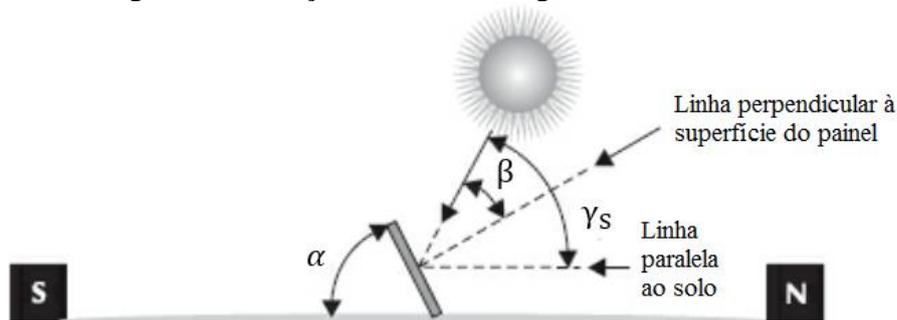
Figura 41 - Decomposição do raio solar em componentes vetoriais perpendicular e paralela ao painel solar



Fonte: Usina Fotovoltaica Jaíba Solar - Planejamento e Engenharia

A Figura 42 apresenta como incidem os raios solares em um módulo solar. O módulo é instalado com ângulo de inclinação  $\alpha$  em relação ao solo e tem sua face apontada para o norte geográfico.

Figura 42 - Ângulo de inclinação do módulo e ângulo de incidência dos raios solares



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica [adaptado]

Onde

- $\alpha$  Ângulo de inclinação do painel
- $\beta$  Ângulo de incidência do raio solar
- $\gamma_s$  Ângulo da altura solar

Os raios solares incidem sobre a face do módulo com o ângulo de inclinação  $\beta$ , determinado em relação à reta perpendicular à superfície do módulo. Em cada dia do ano, a altura solar  $\gamma_s$  varia, portanto, o módulo fotovoltaico recebe os raios solares com uma inclinação  $\beta$  diferente. [5]

O melhor aproveitamento da energia solar ocorre quando os raios solares incidem sobre o módulo de maneira perpendicular, ou seja, com ângulo de incidência solar  $\beta = 0$ . Ou seja, a máxima geração ocorre quando o módulo é ajustado diariamente para a altura solar  $\gamma_s$  correspondente daquele dia. [5]

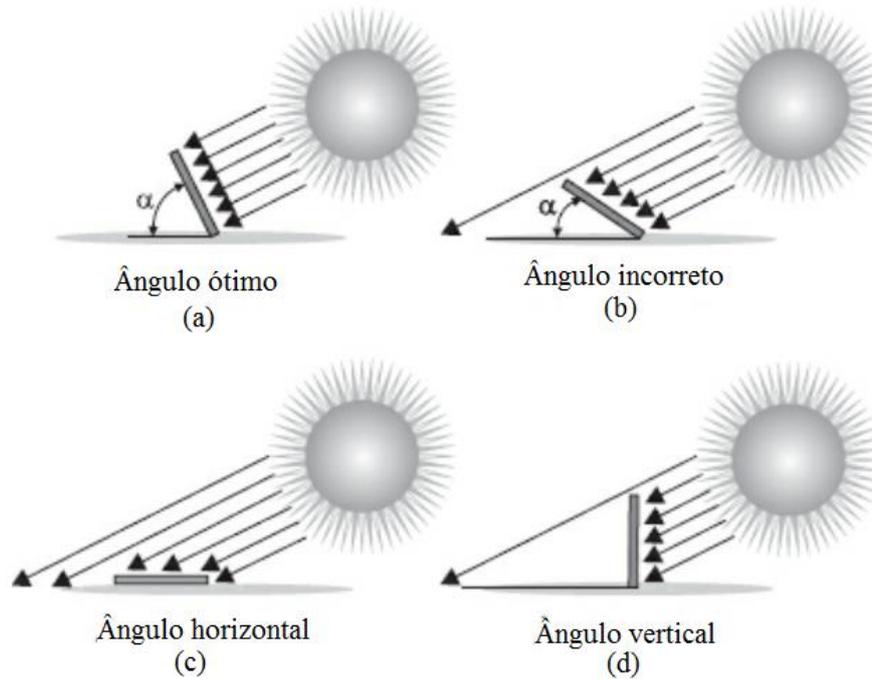
### 2.11. Escolha do ângulo de inclinação do módulo solar

A maioria dos sistemas fotovoltaicos possui ângulo fixo de inclinação, então é necessário escolher a angulação baseada em alguns critérios. A escolha incorreta do ângulo de inclinação dos módulos  $\alpha$  afeta a captação dos raios solares, conseqüentemente a geração de energia elétrica fica comprometida, gerando menos energia elétrica. A Figura 43 apresenta o que ocorre quando o módulo solar é instalado em diferentes ângulos de inclinação com relação ao solo.

A Figura 43(a) apresenta o ângulo de inclinação  $\alpha$  ótimo, o que faz com que os raios solares incidem perpendicularmente à superfície do módulo, esse ângulo maximiza a captação da radiação solar direta. Na Figura 43(b) o ângulo de inclinação solar  $\alpha$  é um pouco menor quando comparado com a Figura 43(a), o que não é o ideal. Considerando

os mesmos feixes de raios solares do caso anterior, percebe-se que uma parte dos raios solares não incidem sobre o módulo, correspondendo uma captação menor de energia. [5]

Figura 43 - Efeito da inclinação do módulo fotovoltaico na captação de energia.



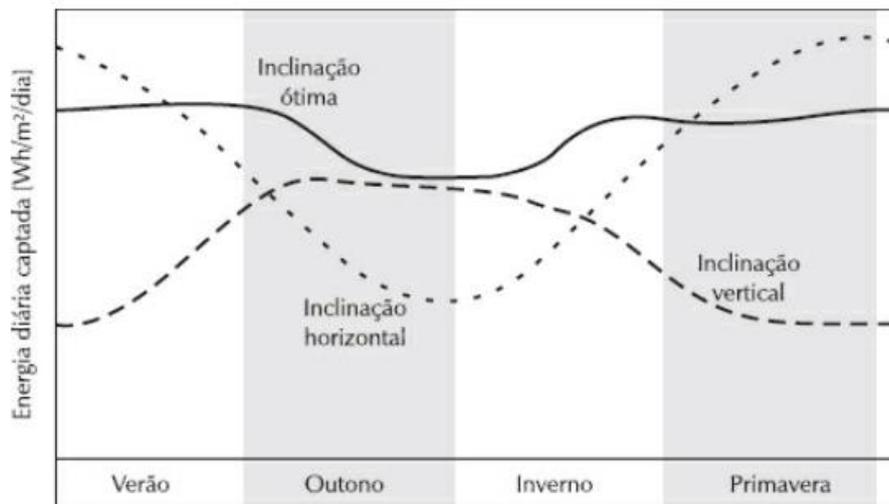
Fonte: Energia Solar Fotovoltaica [adaptado]

Na Figura 43(c) e (d), os módulos estão instalados na horizontal e vertical, respectivamente. O módulo na posição horizontal favorece a captação solar no verão, meses em que a altura solar é maior, no entanto, no inverno captação é prejudicada, meses em que a altura solar é menor. Antagonicamente, o módulo na posição vertical favorece a captação solar no inverno e prejudica no verão.

Com os módulos em ângulo de inclinação fixo não se consegue maximizar a captação dos raios solares em todos os dias ou meses do ano, mas é possível escolher um ângulo que possibilite uma boa produção média de energia ao longo do ano. [5]

A Figura 44 apresenta a energia solar captada para três ângulo de inclinação diferentes (inclinação ótima - em linha contínua, inclinação horizontal - em linha pontilhada e inclinação vertical - em linha tracejada). Conforme a angulação adotada, a energia produzida pode ser maximizada ao longo do ano, somente nos meses de verão ou somente nos meses de inverno.

Figura 44 - Energia solar captada ao longo do ano com diferentes inclinações



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

Não há consenso sobre o melhor método de escolher o ângulo de inclinação para a instalação de um módulo solar. Como visto, o módulo na posição horizontal favorece a produção de energia no verão, enquanto a inclinação na posição vertical favorece no inverno. É possível apontar para uma latitude geográfica um ângulo de inclinação que possibilite uma boa produção média de energia ao longo do ano.

Uma regra simples para a escolha do ângulo de instalação, adotada por muitos fabricantes de módulos fotovoltaicos é apresentada na Tabela 2, onde apresenta o ângulo de inclinação com relação ao plano horizontal recomendado para várias faixas de latitudes geográficas. A instalação de módulos fotovoltaicos não é indicada para ângulo menores que 10°, para assim não haver acúmulo de poeira ou poças de água sobre os painéis. [5]

Tabela 2 - Escolha do ângulo de inclinação do módulo

<b>Latitude Geográfica do Local</b>	<b>Ângulo de Inclinação Recomendado</b>
<b>0° A 10°</b>	$\alpha = 10^\circ$
<b>11° A 20°</b>	$\alpha = \text{latitude}$
<b>21° A 30°</b>	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
<b>31° A 40°</b>	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
<b>41° OU MAIS</b>	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: *Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules*

## 2.12. Rastreamento automático da posição do Sol

Módulos solares com rastreamento automático da posição do Sol otimizam o ângulo de incidência dos raios solares automaticamente ao longo do dia e ao longo dos

meses do ano. O sistema de rastreamento pode ter um ou dois graus de liberdade, como ilustrado na Figura 45.

Figura 45 - Módulo solar com dois graus de liberdade de rastreamento



Fonte: Desenvolvimento e implementação de um Sistema de Seguimento Solar Ativo para sistemas fotovoltaicos

O sistema com apenas um grau de liberdade permite ajustar a angulação apenas para o ângulo de inclinação azimutal ou ângulo de inclinação do módulo com o solo. Com os dois graus de liberdade é possível alterar os dois ângulos simultaneamente, fazendo com que os módulos sempre estejam recebendo os raios solares perpendicularmente. Neste último caso, o movimento no eixo vertical permite ao módulo rastrear o movimento do Sol ao longo do dia e o movimento no eixo horizontal permite ajustar o ângulo e a inclinação do módulo para adaptar-se à altura solar. [5]

Os sistemas com rastreamento aumentam a captação de energia dos módulos. Contudo, apesar de serem mais eficientes do ponto de vista de geração de energia, esse sistema tem elevado custo de implementação e manutenção das partes mecânicas móveis e dos sistemas eletrônicos de controle.

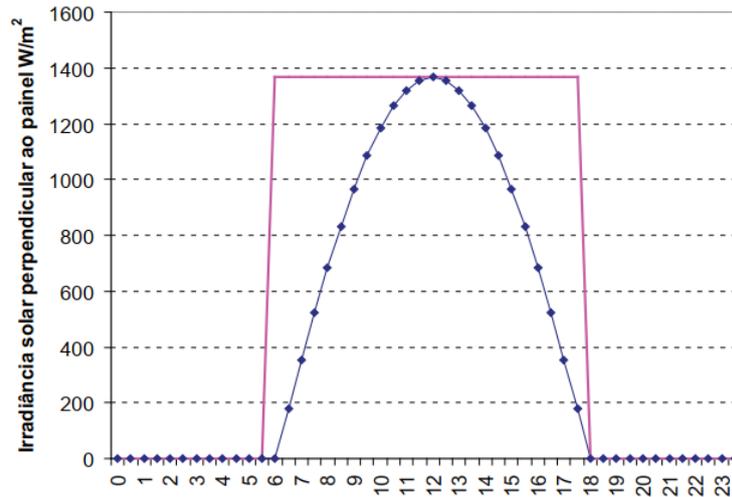
A irradiância extraterrestre média possível de ser convertida em energia, para a situação teórica em que o rastreador de Sol de um eixo é utilizado acima da atmosfera, corresponde à própria constante solar,  $1.367 \text{ W/m}^2$ , porém, somente durante 12 horas por dia. Já para o painel sem nenhum grau de liberdade, o valor torna-se proporcional ao cosseno do ângulo horário, conforme apresentado na Figura 46. [6]

Calculando a integral abaixo desses dois gráficos, tem-se a energia gerada por metro quadrado, no caso a constante solar  $S$  é utilizada. Para o rastreador, como o gráfico é uma constante, a produção de energia solar corresponde a  $12S \text{ Wh}$ , para o painel na

horizontal, deve-se utilizar uma integral definida de 6 às 18 hrs onde o integrando seja  $S \cos \omega$  durante o intervalo solar  $h_s$ .

$$\int_6^{18} S \cos(\omega) dh_s = S \int_6^{18} \cos[15(h_s - 12)] dh_s = 7,64S$$

Figura 46 - Captação da irradiância extraterrestre com um painel utilizando rastreador de Sol e outro Fixo na horizontal



Fonte: Usina Fotovoltaica Jaíba Solar - Planejamento e Engenharia

Assim, percebe-se que o uso de um rastreador de sol extraterrestre no sentido Leste-Oeste promove um aproveitamento até 57% maior da energia do Sol, quando comparado com um sistema fixo na horizontal.

### 3. Qualidade de Energia Elétrica - Fundamentação Teórica e Utilização no Sistema Fotovoltaico no Centro de Aulas das Engenharias

#### 3.1. Introdução

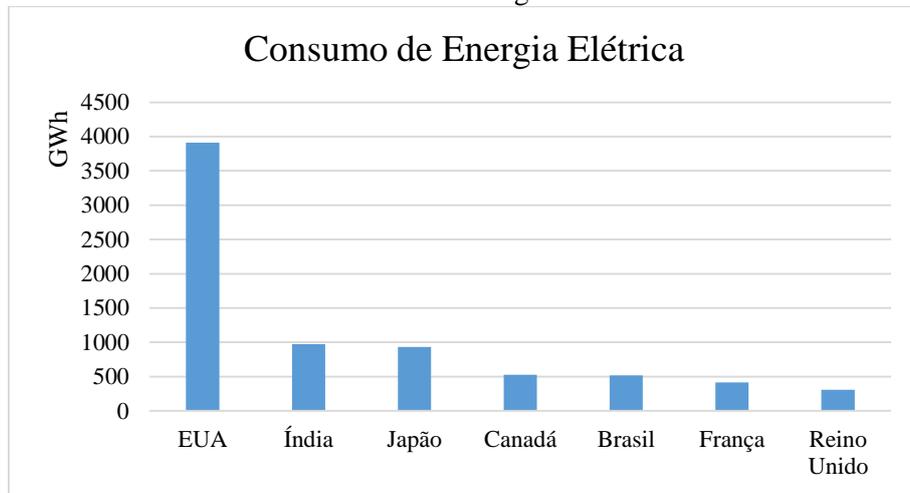
Com os avanços tecnológicos que tem ocorrido no Brasil e no Mundo, a disponibilidade, continuidade e qualidade de energia elétrica para o suprimento da carga tornou-se item fundamental para o progresso da economia. As atuais cargas elétricas, tem demandado do sistema de energia elétrica de maneira contínua e cada vez com os parâmetros de qualidade de energia dentro do especificado, devido à alta sensibilidade dessas novas cargas. As atividades econômicas industriais, comerciais ou até mesmo as residenciais estão diretamente relacionadas à energia elétrica. Nos três ramos citados acima, as atividades tais como: iluminação, refrigeração, comunicação, movimentação de cargas e pessoas, transmissão de dados financeiros e comerciais e também equipamentos médicos e de segurança governamental necessitam de energia elétrica com alta disponibilidade e qualidade. [7]

Conforme estudos já demonstraram, os desenvolvimentos tecnológicos e econômicos estão intimamente relacionados, países desenvolvidos possuem maior consumo de energia elétrica se comparado aos países subdesenvolvidos ou emergentes. Do Gráfico 4 ao Gráfico 6 expõem essa informação. Com isso, a matriz energética deve ser montada e estruturada para suportar e disponibilizar com qualidade a energia elétrica que essas cargas demandam. Uma maneira de apresentar a dependência está nos custos estimados, por estudos nos EUA, das perdas industriais e o setor da tecnologia da informação têm por ano, com as interrupções no fornecimento da energia elétrica, valores da ordem de 45,7 bilhões de dólares. [7] [8]

Outro aspecto bastante presente no Sistema Elétrico Brasileiro é a presença e o surgimento de cargas não lineares e altamente sensíveis, onde se faz necessário o uso da qualidade de energia elétrica e consolidar novos parâmetros sobre grandezas elétricas. Devido a presença de cargas não lineares no sistema elétrico, a distribuição de energia elétrica tornou-se de múltiplas frequências (com harmônicas e inter-harmônicas), neste contexto, definições como: potência ativa, reativa aparente e fator de potência têm novos conceitos. Estes conceitos quando empregados em sistemas monofásicos e trifásicos

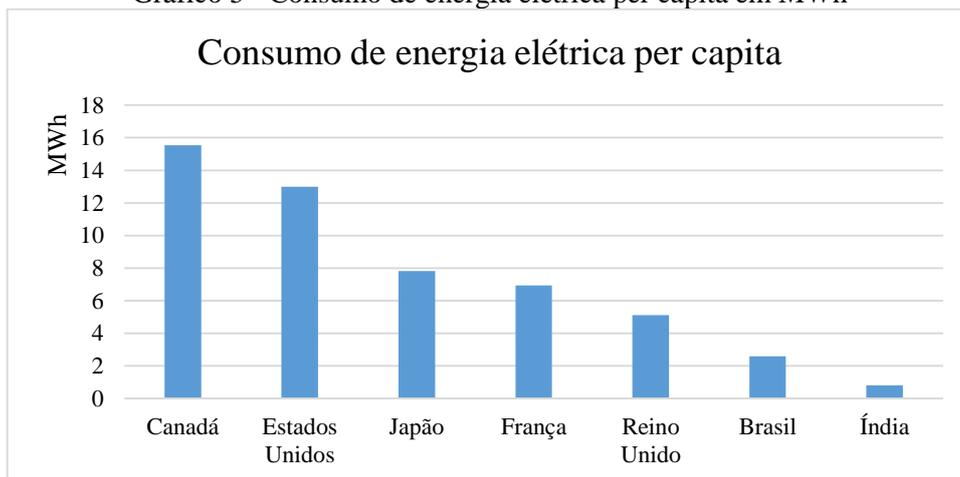
equilibrados ou não, na realização de projetos, tarifação e operação devem ser revisados, quando comparados com sistemas lineares. [7]

Gráfico 4 - Consumo de Energia Elétrica em GWh



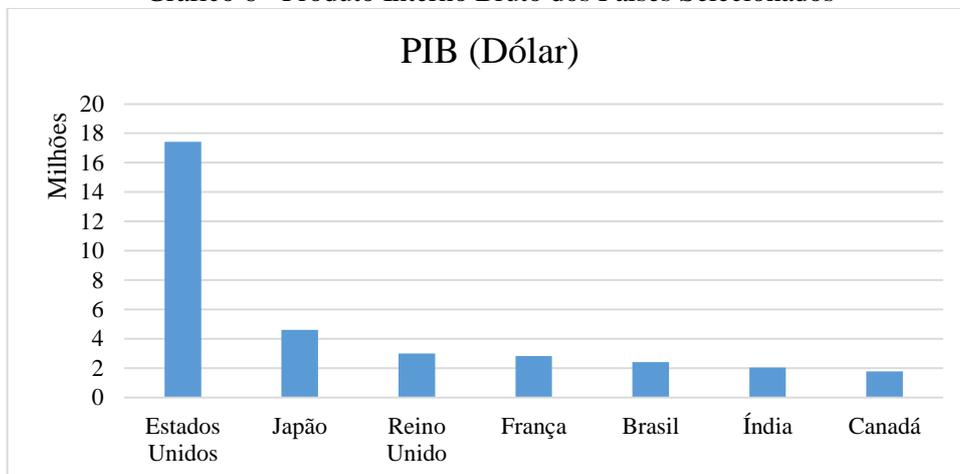
Fonte: Banco Mundial

Gráfico 5 - Consumo de energia elétrica per capita em MWh



Fonte: Banco Mundial

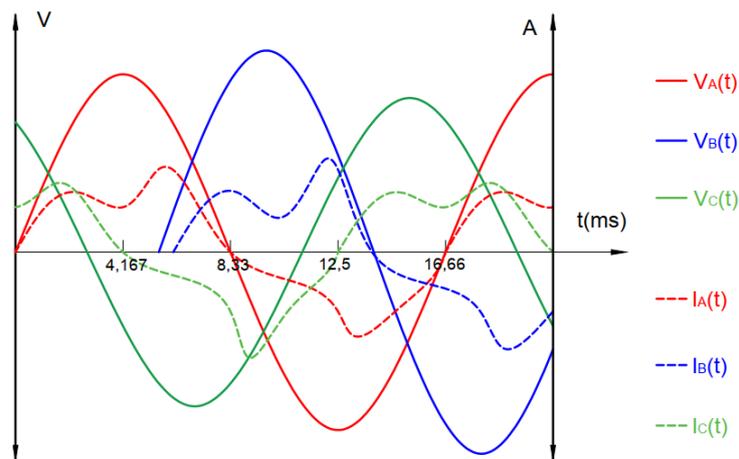
Gráfico 6 - Produto Interno Bruto dos Países Seleccionados



Fonte: Banco Mundial

Um sistema elétrico de múltiplas frequências foi detectado quando engenheiros eletricitistas de uma determinada concessionária de energia elétrica, verificaram as tensões e correntes no secundário de um transformador de potência do sistema de distribuição. Note na Figura 47 que as tensões e correntes são não senoidais. Essas ondas comprometem o carregamento dos transformadores, banco de capacitores, o sistema de proteção, os condutores de energia elétrica, a tarifação da energia, toda lógica operacional e de projeto do sistema de distribuição de energia elétrica.

Figura 47 - Correntes e Tensões instantâneas não senoidais



Fonte: O autor

### 3.2. Definições e Terminologia da Qualidade de Energia Elétrica (QEE)

#### 3.2.1. O que é a QEE

A qualidade de energia elétrica possui várias definições para descrever o mesmo conjunto de fenômenos que comprometem a amplitude e a forma de onda da tensão e da corrente. A primeira definição diz respeito sobre a severidade e número de vezes que ocorrem desvios na amplitude e forma de onda da tensão e da corrente. A segunda definição diz respeito quanto a qualquer problema na tensão e na corrente, ou ainda desvios na frequência que ocasione em falhas ou prejudique a operação dos equipamentos. A última definição afirma que um sistema elétrico com excelente QEE é caracterizado pelo fornecimento de energia em tensão puramente senoidal, sem que haja alterações em amplitude e frequência, como se viesse por uma fonte de potência infinita. [9]

Ao afirmar que uma instalação elétrica tem QEE ruim, significa que a onda da tensão e/ou a onda de corrente elétrica tem suficientes desvios das normas a ponto de prejudicar o funcionamento ou falhas em equipamentos. Uma instalação com QEE boa,

significa que o nível dos desvios das normas é baixo e, logo, os equipamentos funcionam sem problemas. [9]

Os equipamentos elétricos possuem diferentes sensibilidades, o que pode ser considerado QEE ruim para um tipo de equipamento, pode ser boa para outro equipamento. No entanto, a confiabilidade do sistema de produção é afetada se os desvios em relação aos indicadores das regulamentações (PRODIST Módulo 8) não são seguidos. [9]

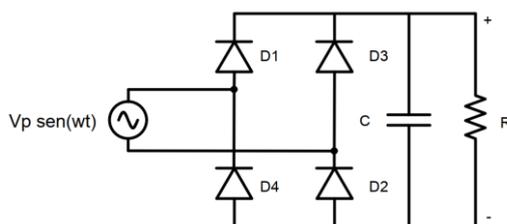
Está se tornando comum incluir cláusulas contratuais sobre as condições de fornecimento de energia pelos agentes fornecedores (geradoras, transmissoras e distribuidoras) aos agentes compradores (distribuidoras e consumidores finais). Esses contratos podem prever muitas caso haja operação não prevista pelos órgãos reguladores (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL). Isso apresenta a necessidade de se dispor de normas com limites adequados, que possam ser satisfeitas pelo lado do fornecedor, sem onerar os custos e que atendam ao consumidor, sem maiores prejuízos devido a perdas inaceitáveis. [10]

A QEE aponta a saúde do sistema elétrico de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para o consumidor final. [7]

### 3.2.2. Conceito de Carga não Linear

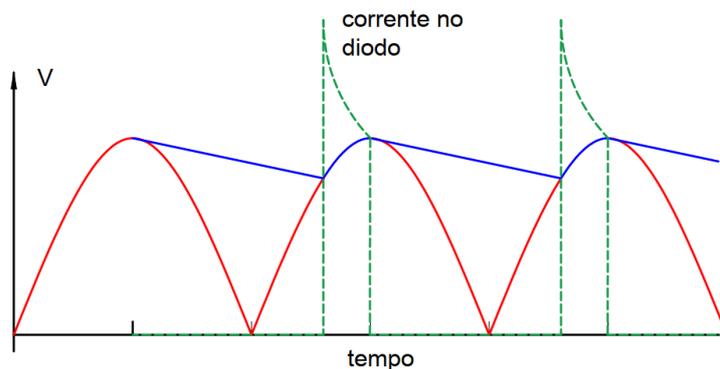
Uma carga é não linear quando a forma de onda de corrente é distorcida mesma se a onda de tensão for senoidal. Um típico exemplo é o uso de retificador a diodo com um filtro capacitivo na saída. Neste tipo de carga, a corrente circulará pelo circuito somente quando a tensão instantânea da fonte for superior a tensão do capacitor de filtro, ou seja, a corrente circulará pela carga somente quando a onda da tensão estiver próxima do seu pico, conseqüentemente, a corrente será pulsada, logo, não senoidal. A Figura 48 apresenta a topologia de um retificador com filtro capacitivo e na Figura 49 representa a corrente pulsada na saída do retificador a diodos.

Figura 48 - Retificador monofásico com filtro capacitivo



Fonte: O autor

Figura 49 - Formas de ondas do retificador monofásico com filtro onda completa. Em vermelho, forma da onda de tensão na saída dos diodos, em azul, tensão na carga e em verde e tracejado, corrente pulsada nos diodos



Fonte: o autor

O retificador, juntamente com inversores, UPS (*Uninterruptible Power Supply* - Fonte de Alimentação Ininterrupta), televisores, micro-ondas, computadores e outros fazem parte da categoria de cargas não lineares. Outra categoria de equipamentos que são cargas não lineares são aqueles que possuem núcleo magnético saturado, tais como: reatores e transformadores de núcleo saturado, neste caso a deformação da corrente decorre da não linearidade do circuito magnético, esses equipamentos são projetados para funcionarem na região de saturação da curva de magnetização. Ainda outra categoria de cargas não lineares são os equipamentos que geram arcos elétricos, tais como: fornos a arco e máquinas de solda. [9]

### 3.2.3. Definições e Terminologias

A maioria dos livros e artigos sobre qualidade de energia elétrica, classifica os problemas em categorias por tipos de perturbação, entre elas pode-se citar: subtensão, sobretensão, interrupção, harmônico e transientes. A terminologia adotada nesse texto se refere aos esforços internacionais em padronizar as definições dos termos de qualidade de energia elétrica. O IEEE *Standards Coordinating Committee 22* (IEEE SCC22) liderou os principais esforços para coordenar os padrões de qualidade de energia juntamente com Sociedade de Aplicação Industrial, Sociedade de Engenheiros de Energia e o IEC. [11] [12]

A Tabela 3 apresenta informações a respeito de conteúdo espectral típico, duração e magnitude, quando apropriado, para cada categoria de fenômenos elétricos. As categorias da tabela, quando usadas com os atributos mencionados anteriormente, fornecem um meio para descrever claramente uma perturbação eletromagnética. As

categorias e suas descrições são importantes para poder classificar os resultados das medições e descrever fenômenos eletromagnéticos que podem causar problemas de qualidade de energia. [11]

Tabela 3 - Categorias e Características dos Fenômenos Elétricos do Sistema de Energia

Categoria	Conteúdo espectral típico	Duração Típica	Magnitude Típica
1.0 Transiente			
1.1 Impulsivo			
1.1.1 Nanosegundo	Acima de 5-ns	<50 ns	
1.1.2 Microsegundo	Acima de 1- $\mu$ s	50 ns - 1 ms	
1.1.3 Milissegundo	Acima de 1-ms	>1 ms	
1.1 Oscilação			
1.2.1 Baixa Frequência	<5 kHz	0,3 - 50 ms	0-4 pu
1.2.2 Média Frequência	5 - 500 kHz	20 $\mu$ s	0-8 pu
1.2.3 Alta Frequência	0,5 - 5 MHz	5 $\mu$ s	0-4 pu
2.0 Variação de Curta Duração			
2.1 Instantânea			
2.1.1 Interrupção		0,5 - 30 ciclos	<0,1 pu
2.1.2 Afundamento (sag)		0,5 - 30 ciclos	0,1-0,9 pu
2.1.3 Elevação (swell)		0,5 - 30 ciclos	1,1-1,8 pu
2.2 Momentânea			
2.2.1 Interrupção		30 ciclos - 3s	<0,1 pu
2.2.2 Afundamento (sag)		30 ciclos - 3s	0,1-0,9 pu
2.2.3 Elevação (swell)		30 ciclos - 3s	1,1-1,4 pu
2.3 Temporária			
2.3.1 Interrupção		3s - 1 min	<0,1 pu
2.3.2 Afundamento (sag)		3s - 1 min	0,1-0,9 pu
2.3.3 Elevação (swell)		3s - 1 min	1,1-1,2 pu
3.0 Variações de longa duração			
3.1 Interrupção		> 1 min	0,0 pu
3.2 Subtensão		> 1 min	0,8-0,9 pu
3.3 Sobreensão		> 1 min	1,1-1,2 pu
4.0 Desbalanceamento de tensão		Estado estacionário	0,5-2%
5.0 Distorções na forma de onda			
5.1 Corrente contínua		Estado estacionário	0-0,1%
5.2 Harmônicos	0-100° h	Estado estacionário	0-20%
5.3 Interharmônicas	0-6 kHz	Estado estacionário	0-2%
5.4 <i>Notching</i>		Estado estacionário	
5.5 <i>Noise</i>		Estado estacionário	0-1%
6.0 Flutuação de tensão	< 25Hz	Intermitente	0,1-7% 0,2-2 Pst
7.0 Variação de frequência		< 10s	

Fonte: *Electrical power System Quality*

### 3.2.3.1. Transientes

O termo transiente tem sido utilizado na análise de variação do sistema de energia elétrica para denotar um evento que é indesejável e de natureza momentânea. Outras definições de uso comum são de escopo amplo e simplesmente afirmam que um transitório é "a parte da mudança em uma variável que desaparece durante a transição de uma condição operacional de estado estacionário para outra". Infelizmente, essa definição

pode ser usada para descrever apenas coisas não usuais que acontece no sistema de energia.

Uma palavra que comumente é usada como sinônimo de transiente é a palavra surto. Alguns engenheiros podem achar em um surto como o transitório resultante de um raio, para o qual um para-raios é usado para proteção. Usuários frequentemente usa a palavra surto indiscriminadamente para descrever qualquer evento não usual que pode ser observado na fonte de alimentação variando desde sobretensão a subtensão e até interrupções. Esses equívocos ocorrem porque existem potenciais ambiguidades com essa palavra no campo da qualidade de energia.

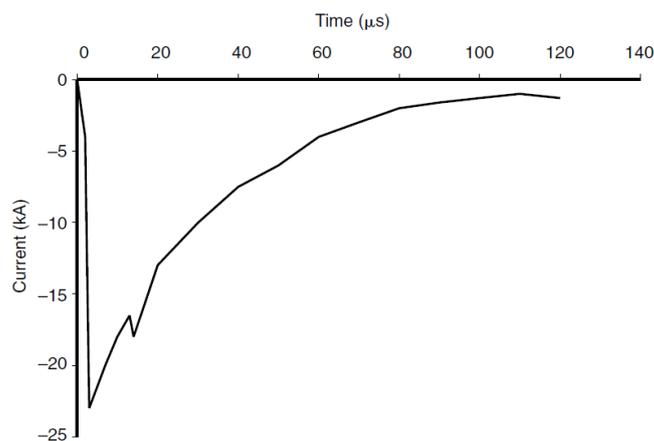
Em linhas gerais, os transitórios podem ser classificados em duas categorias, impulsivas e oscilatórias. Esses termos refletem a forma de onda de um transiente de corrente ou tensão. Essas duas categorias serão detalhadas. [11]

#### 3.2.3.1.1. Impulsivos

Um transiente impulsivo é uma mudança repentina de frequência sem energia na condição de tensão, corrente ou em ambos os estados, que é unidirecional na polaridade (positiva ou negativa).

Os transientes impulsivos são normalmente caracterizados por seus tempos de subida e decaimento, que também podem ser revelados pelo seu conteúdo espectral. A causa mais comum de transitórios impulsivos são os raios. A Figura 50 ilustra um transiente típico causado por corrente de um raio.

Figura 50 - Impulso transitório proveniente de raio de relâmpago.



Fonte: *Electrical Power System Quality*

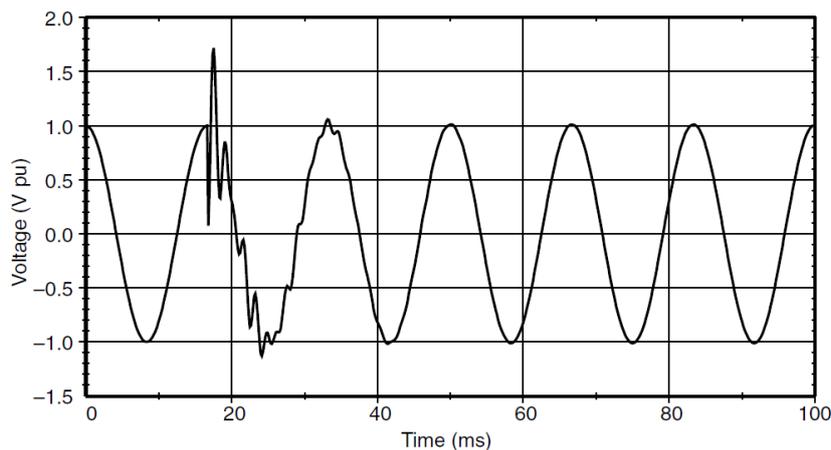
### 3.2.3.1.2. Oscilatórios

Um transiente oscilatório é uma mudança repentina de frequência sem energia na condição de tensão, corrente ou ambas no estado estacionário, que inclui valores de polaridade positivos e negativos.

Um transiente oscilatório consiste em uma tensão ou corrente cujo valor instantâneo altera a polaridade rapidamente. É descrito por seu conteúdo espectral (frequência predominante), duração e magnitude. As subclasses de conteúdo espectral definidas na Tabela 3 são alta, média e baixa frequência. As faixas de frequência para essas classificações são escolhidas para coincidir com tipos comuns de fenômenos transitórios oscilatórios de sistemas de potência.

Um transitório com um componente de frequência primária menor que 5 kHz e uma duração de 0,3 a 50 ms, é considerado um transiente de baixa frequência. Essa categoria de fenômeno é frequentemente encontrada em sistemas de transmissão e distribuição de energia e é causada por muitos tipos de eventos. O mais frequente é a energização do banco de capacitores, que normalmente resulta em um transiente de tensão oscilatório com uma frequência primária entre 300 e 900 Hz. A magnitude do pico é tipicamente de 1,3 a 1,5 pu com uma duração entre 0,5 e 3 ciclos, dependendo do amortecimento do sistema, a Figura 51 ilustra essa descrição.

Figura 51 - Transiente de baixa frequência causado pela energização de bancos de capacitores

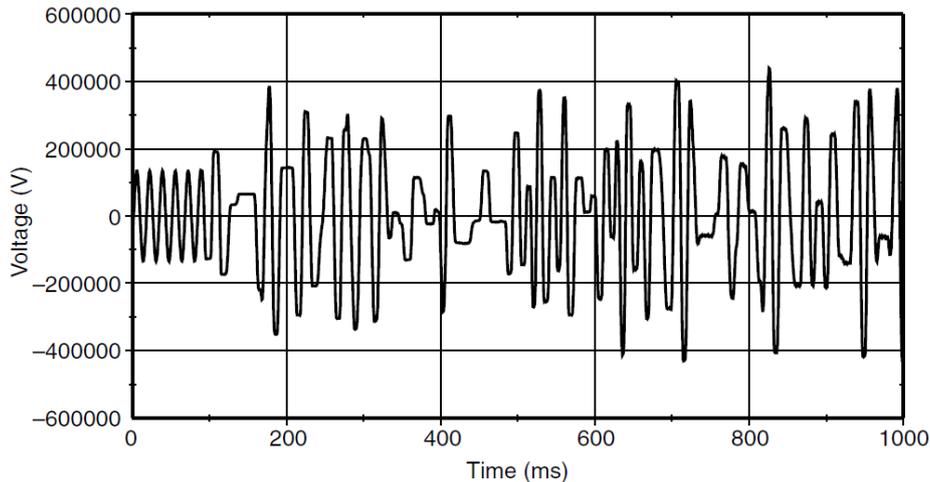


Fonte: *Electrical Power Systems Quality*

Transientes oscilatórios com frequências inferiores a 300 Hz também podem ser encontrados no sistema de distribuição. Eles geralmente estão associados à ferrossonância e à energização do transformado (Figura 52). Os transientes que

envolvem capacitores em série também podem se enquadrar nessa categoria. Eles ocorrem quando o sistema responde ressonando com componentes de baixa frequência na corrente de *inrush* do transformador (segundo e terceiro harmônicos) ou quando condições incomuns resultam em ferrorressonância. [11]

Figura 52 - Transiente oscilatório de baixa frequência causado por ferrorressonância de um transformador sendo energizado.



Fonte: *Electrical Power Systems Quality*

### 3.2.3.2. Variações de Tensão de Longa Duração

Variações de tensão de longa duração abrangem desvios da raiz do valor quadrático médio (valor eficaz) por mais de 1 min. A ANSI especifica as tolerâncias de tensão em estado estacionário esperadas em um sistema de energia. Uma variação de tensão é considerada de longa duração quando os limites de ANSI são excedidos por mais de 1 minuto.

Variações de longa duração podem ser divididas em sobretensões ou subtensões. Sobretensão e subtensão geralmente não são o resultado de falhas no sistema, mas são causadas por variações de carga no sistema e nas operações de comutação do sistema. [11]

#### 3.2.3.2.1. Sobretensão

Uma sobretensão é um aumento na tensão eficaz superior a 1,1 na frequência fundamental por um período superior a 1 min.

Sobretensões são geralmente o resultado da mudança de carga (desenergizando uma grande carga ou energizando um banco de capacitores). As sobretensões resultam porque o sistema é fraco para a regulação de tensão desejada ou os controles de tensão

são inadequados. Configurações incorretas de derivação nos transformadores também podem resultar em sobretensões no sistema. [11]

#### 3.2.3.2.2. Subtensão

Uma subtensão é uma diminuição da tensão eficaz para valores menores que 0,9 pu na frequência fundamental por um período superior a 1 min.

As subtensões são o resultado da alternância de eventos que são o oposto dos eventos que causam sobretensões. A entrada de uma carga ou um desligamento de um banco de capacitores dos sistemas, pode causar subtensão até que a regulação de tensão no sistema possa trazer a tensão de volta aos valores toleráveis. Os circuitos sobrecarregados também podem resultar em subtensões.

#### 3.2.3.3. Variações de Tensão de Longa Duração

Esta categoria abrange a IEC de quedas de tensão e interrupções curtas. Cada tipo de variação pode ser designado como instantâneo, momentâneo ou temporário, dependendo da sua duração, conforme apresentado na Tabela 3.

As variações de tensão de curta duração são causadas por condições de falha, pela energização de grandes cargas que exigem altas correntes de partida ou por conexões soltas intermitentes na fiação de energia. Dependendo da localização da falha e das condições do sistema, a falha pode causar quedas de tensão temporárias (afundamentos), aumentos de tensão (elevação) ou uma perda completa de tensão (interrupções). A condição de falha pode ser próxima ou afastada do ponto de interesse. Em qualquer um dos casos, o impacto na tensão durante a condição real de falha é da variação de curta duração até que os dispositivos de proteção operem para eliminar a falha. [11]

#### 3.2.3.3.1. Interrupção

Uma interrupção ocorre quando a tensão de alimentação ou a corrente de carga diminui para menos de 0,1 pu por um período não superior a 1 min.

As interrupções podem ser o resultado de falhas no sistema de energia, falhas no equipamento e mau funcionamento do controle. As interrupções são medidas pela sua duração, uma vez que a magnitude da tensão é sempre inferior a 10% da nominal. A duração de uma interrupção devido a uma falha no sistema da concessionária é determinada pelo tempo de operação dos dispositivos de proteção da concessionária. O religamento instantâneo geralmente limitará a interrupção causada por uma falha não

permanente a menos de 30 ciclos. O religamento tardio do dispositivo de proteção pode causar uma interrupção momentânea ou temporária.

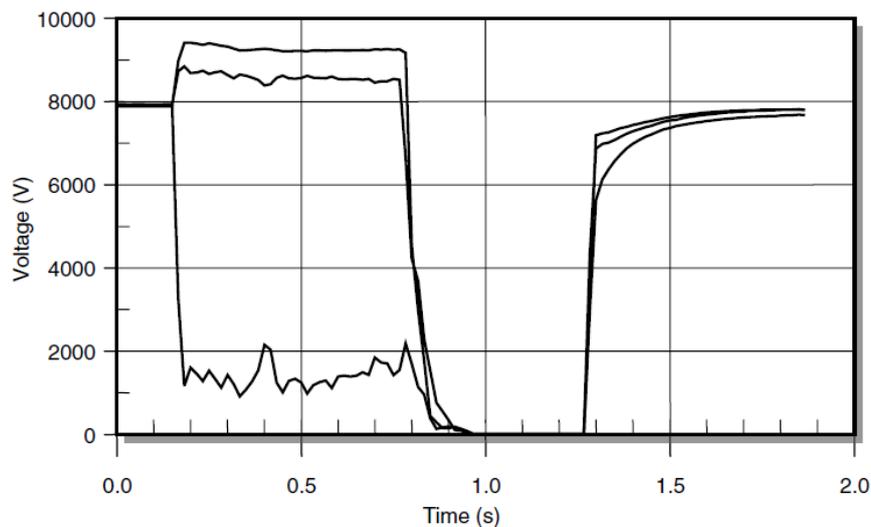
Algumas interrupções podem ser precedidas por uma queda de tensão quando essas interrupções são causadas por falhas no sistema de origem. A queda de tensão ocorre entre o momento em que uma falha é iniciada e o dispositivo de proteção opera. A Figura 53 mostra uma interrupção momentânea durante a qual a tensão em uma fase diminui para cerca de 20% por cerca de 3 ciclos e depois cai para zero por cerca de 1,8 segundos até o religador fechar novamente. [11]

### 3.2.3.3.2. Afundamento de Tensão

Um afundamento é uma diminuição entre 0,1 e 0,9 pu na tensão ou corrente eficaz na frequência fundamental por durações de 0,5 ciclo a 1 min.

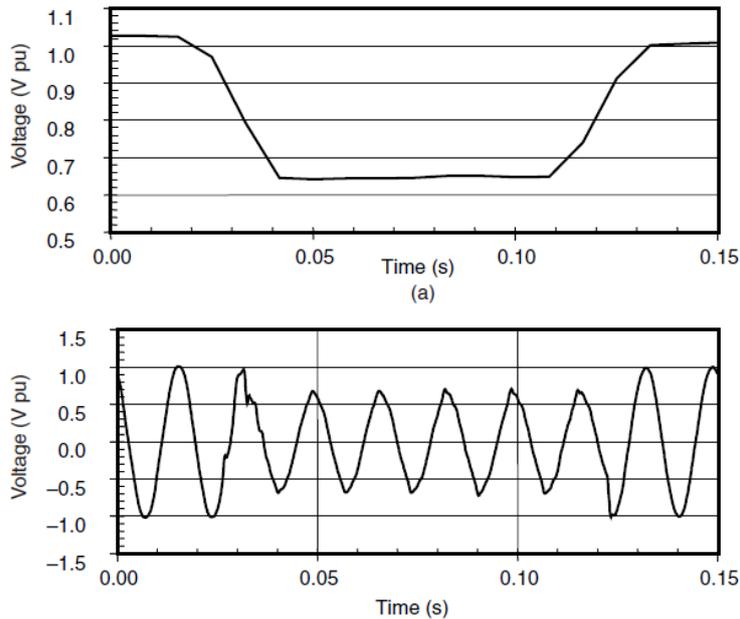
Os afundamentos de tensão geralmente estão associados a falhas no sistema, mas também podem ser causados pela energização de cargas pesadas ou pela partida de grandes motores. A Figura 54 mostra uma queda de tensão típica que pode ser associada a uma falha fase-terra em outro alimentador da mesma subestação. Existe uma queda de 80% por cerca de 3 ciclos até que o disjuntor da subestação seja capaz de interromper a corrente de falha. Os tempos típicos de eliminação de falhas variam de 3 a 30 ciclos, dependendo da magnitude da corrente de falha e do tipo de proteção de sobrecorrente.

Figura 53 - Tensões eficazes trifásica pra um interrupção momentânea devido a uma falha e em seguida a operação do religador.



Fonte: Electrical Power Systems Quality

Figura 54 - Afundamento de tensão causado falha fase-terra. (a) Afundamento tensão eficaz. (b) Afundamento na onda senoidal



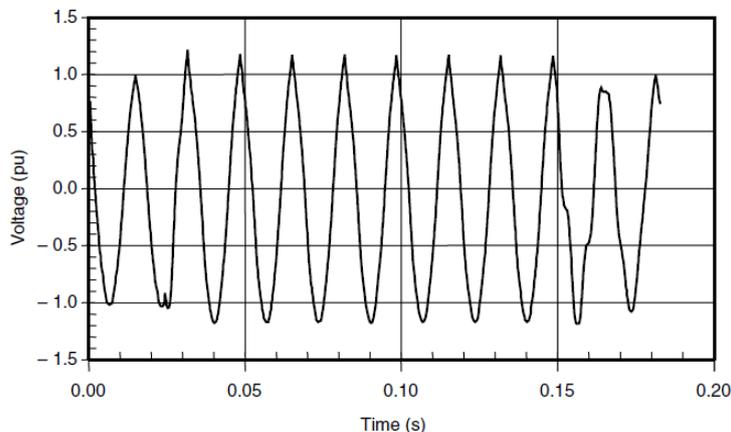
Fonte: Electrical Power Systems Quality

### 3.2.3.3.3. Elevação de Tensão

Uma elevação de tensão é definido como um aumento para entre 1,1 e 1,8 pu em tensão ou corrente eficaz na frequência fundamental por durações de 0,5 ciclo a 1 min.

Assim como as afundamentos, os aumentos de tensão são geralmente associados às condições de falha do sistema, mas não são tão comuns quanto os afundamentos de tensão. Uma maneira de ocorrer elevação é pelo aumento temporário da tensão nas fases sem falha durante uma falta fase-terra. A Figura 55 ilustra um aumento de tensão causado por uma falha fase-terra. Os aumentos também podem ser causados desligando uma carga grande ou energizando um grande banco de capacitores.

Figura 55 - Aumento instantâneo de tensão causado por falha fase-terra



Fonte: Electrical Power Systems Quality

#### 3.2.3.4. Distorção de Forma de Onda

A distorção da forma de onda senoidal é definida como um desvio no estado estacionário de uma onda senoidal ideal de frequência fundamental caracterizada principalmente pelo conteúdo espectral do desvio.

Existem cinco tipos principais de distorção da forma de onda:

- Componente de corrente contínua
- Harmônicos (será detalhada no item 3.3.1.3)
- Inter-harmônicos
- *Notching*
- Ruído

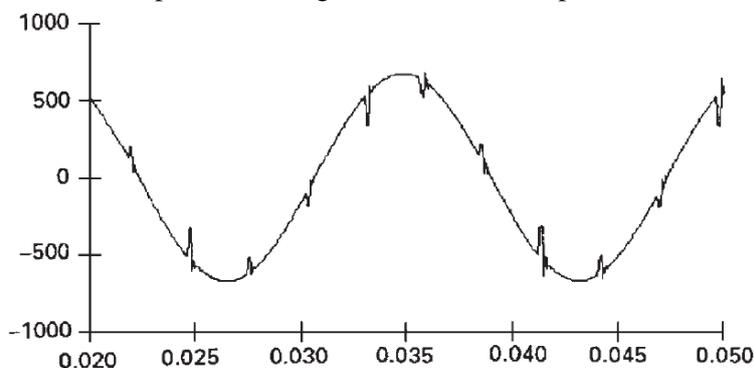
**Componente de corrente contínua:** A presença de uma tensão ou corrente contínua num sistema de energia de corrente alternada é denominada componente de corrente contínua. Isto pode ocorrer como resultado de uma perturbação assimétrica de conversores de energia elétrica. A corrente contínua em redes CA pode ter um efeito prejudicial ao polarizar aos núcleos dos transformadores, pois a componente DC irá saturar o transformador em operação nominal. Isso causa aquecimento adicional e perda da vida útil do transformador. [11]

**Inter-harmônicos:** Tensões ou correntes com componentes de frequência que não são múltiplos inteiros da frequência na qual o sistema de alimentação é projetado para operar (60 Hz no Brasil) são denominadas inter-harmônicas. Elas podem aparecer como frequências discretas ou como um espectro de banda larga. Inter-harmônicos podem ser encontrados em redes de todas as classes de tensão. As principais fontes de distorção da forma de onda inter-harmônica são conversores de frequência estáticos, cicloconversores, fornos de indução e dispositivos de arco. Os sinais da portadora da linha de energia também podem ser considerados como inter-harmônicos. [11]

**Notching:** O *notching* é um distúrbio periódico de tensão causado pela operação normal de dispositivos eletrônicos quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Como o *notching* ocorre continuamente, ele pode ser caracterizado através do espectro harmônico da tensão afetada. Os componentes de frequência associados ao *notching* podem ser bastante altos e podem não ser facilmente caracterizados com o equipamento de medição normalmente usados para análise harmônica. A Figura 56 mostra um exemplo

de *notching* de tensão de um conversor trifásico que produz corrente contínua. Quando a corrente é comutada de uma fase para outra, há um curto-circuito momentâneo entre duas fases, puxando a tensão o mais próximo possível de zero, conforme permitido pelas impedâncias do sistema. [11]

Figura 56 - Exemplo de notching de tensão causado por conversor trifásico



Fonte: Electrical Power Systems Quality

**Ruído:** O ruído é definido como sinais elétricos indesejados com conteúdo espectral de largura de banda menor que 200 kHz, sobrepostos à tensão ou corrente do sistema de energia em condutores de fase, ou encontrados em condutores de neutro. O ruído nos sistemas de energia pode ser causado por dispositivos eletrônicos de energia, circuitos de controle, equipamentos a arco, cargas com retificadores de estado sólido e fontes de alimentação comutadas. O ruído perturba dispositivos eletrônicos, como microcomputadores e controladores programáveis. O problema pode ser atenuado usando filtros, transformadores de isolamento e condicionadores de linha. [11]

### 3.3. Qualidade do Produto Energia Elétrica

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição) são uma série de documentos elaborados pela ANEEL que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O módulo 8 trata especificamente da Qualidade da Energia Elétrica e é dividido em três seções: Qualidade do Produto, Qualidade do Serviço e Qualidade do Tratamento de Reclamações. Esta subseção será focada na qualidade do produto.

A qualidade do produto aborda os fenômenos elétricos em duas áreas, a primeira delas é no regime permanente e a segunda no regime transitório.

- a) Regime Permanente
  - i. Tensão em regime permanente;

- ii. Fator de potência;
  - iii. Harmônicos;
  - iv. Desequilíbrio de tensão;
  - v. Flutuações de tensão;
  - vi. Variação de frequência;
- b) Transitório
- i. Variações de tensão de curta duração - VTCD [13]

### 3.3.1. Regime Permanente

#### 3.3.1.1. Tensão em Regime Permanente

A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em toda a extensão da distribuição de energia, a concessionária de energia elétrica deve dispor de equipamentos tecnológicos que possibilitem esse acompanhamento, trabalhando de maneira contínua para manter a tensão em regime permanente dentro dos parâmetros estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST. [13]

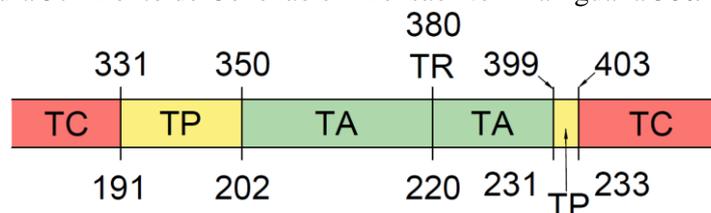
O termo “conformidade de tensão elétrica” é definido como sendo a medida de referência para comparação dos níveis de tensão obtido através de equipamento digital no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão classificados como adequados, precários e críticos. A conformidade de tensão deve ser avaliada nos pontos de conexão à Rede de Distribuição, nos pontos de conexão entre distribuidoras e nos pontos de conexão com as unidades consumidoras.

Os valores mensurados devem ser contratados com a tensão de referência, onde esta deve ser a tensão nominal ou a contratada. Os valores nominais devem ser estabelecidos em função dos níveis de planejamento do sistema de distribuição de maneira que haja compatibilidade com os níveis de projeto dos equipamentos de proteção de uso final.

Em relação às tensões contratadas junto à concessionária de energia elétrica, se a tensão for em média tensão (acima de 1kV até 230 kV), a tensão nominal de operação deve estar entre 95% e 105% da tensão nominal do sistema no ponto de conexão. Se a contratação for em baixa (tensões menores que 1kV), a tensão no ponto de operação deve ser igual a tensão nominal do sistema. [13]

Como no estado de Goiás, a tensão da rede elétrica é 380/220 V, será apresentado as faixas de operações permitidas, onde TR é a tensão de referência, TA é a tensão adequada, TP tensão precária e TC é a tensão crítica, veja a Figura 57.

Figura 57 - Ponto de Conexão em Tensão Nominal igual a 380/220 V



Fonte: O autor

Para realizar validação de dados para fins comparativos, é necessário o conjunto de 1008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos com período de integralização de 10 minutos cada, exceto em casos que as leituras são inválidas. As leituras inválidas compreendem a variação de tensão ou de interrupção de longa duração, o intervalo de medição deve ser desconsiderado e substituído por iguais períodos desconsiderados, as variações de tensão momentâneas podem ou não ser desconsiderados, ou seja, são opcionais.

Após a obtenção das 1008 leituras válidas, deve ser calculado os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com as equações (9) e (10), onde nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precárias e críticas, respectivamente. [13]

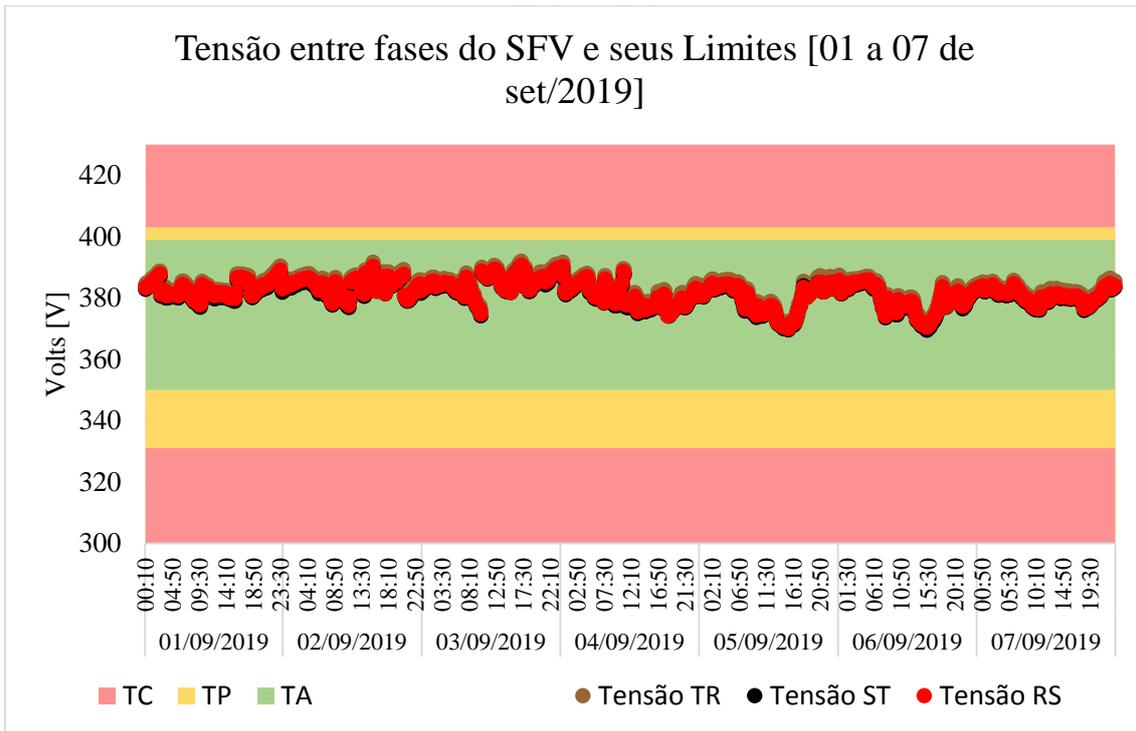
$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100\% \quad (9)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100\% \quad (10)$$

Os limites dos indicadores de DRP e DRC são respectivamente 3% e 0,5%.

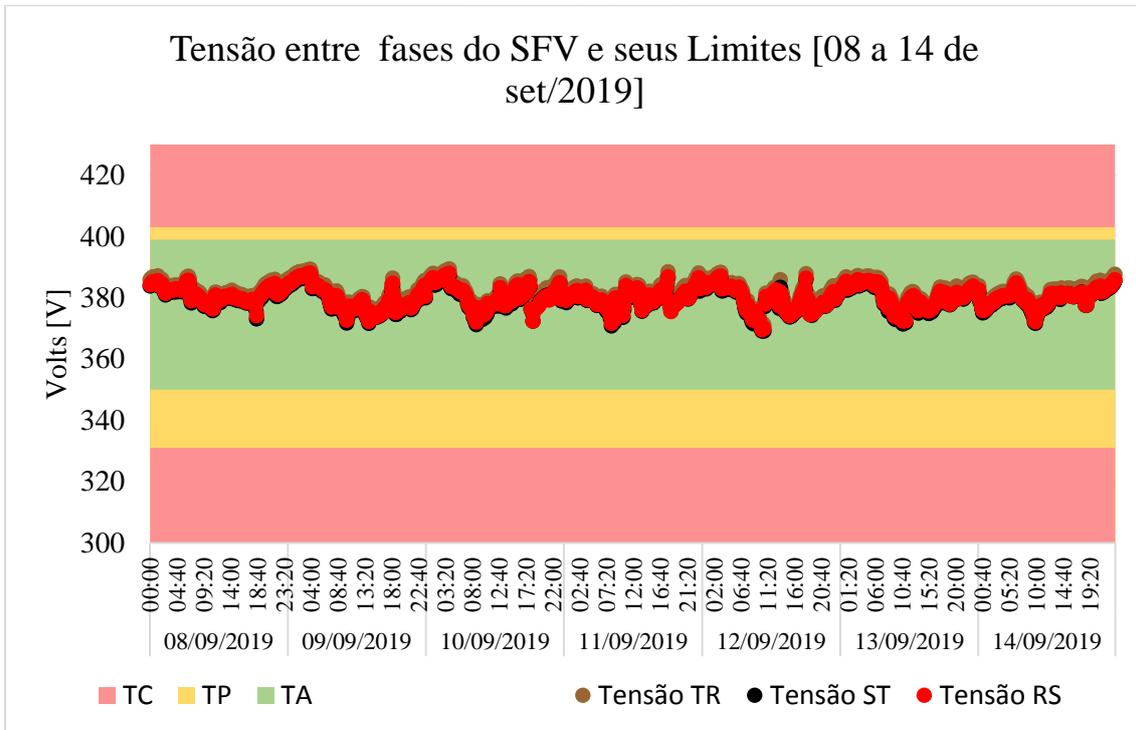
Utilizando o equipamento digital CCK7550S o qual é homologado pela ONS, verificou-se a adequação dos limites estabelecidos para a geração do sistema fotovoltaico, onde do Gráfico 7 ao Gráfico 10 são apresentados os resultados.

Gráfico 7 - Tensões entre fases do SFV instalado no CAE na primeira semana do mês de setembro de 2019.



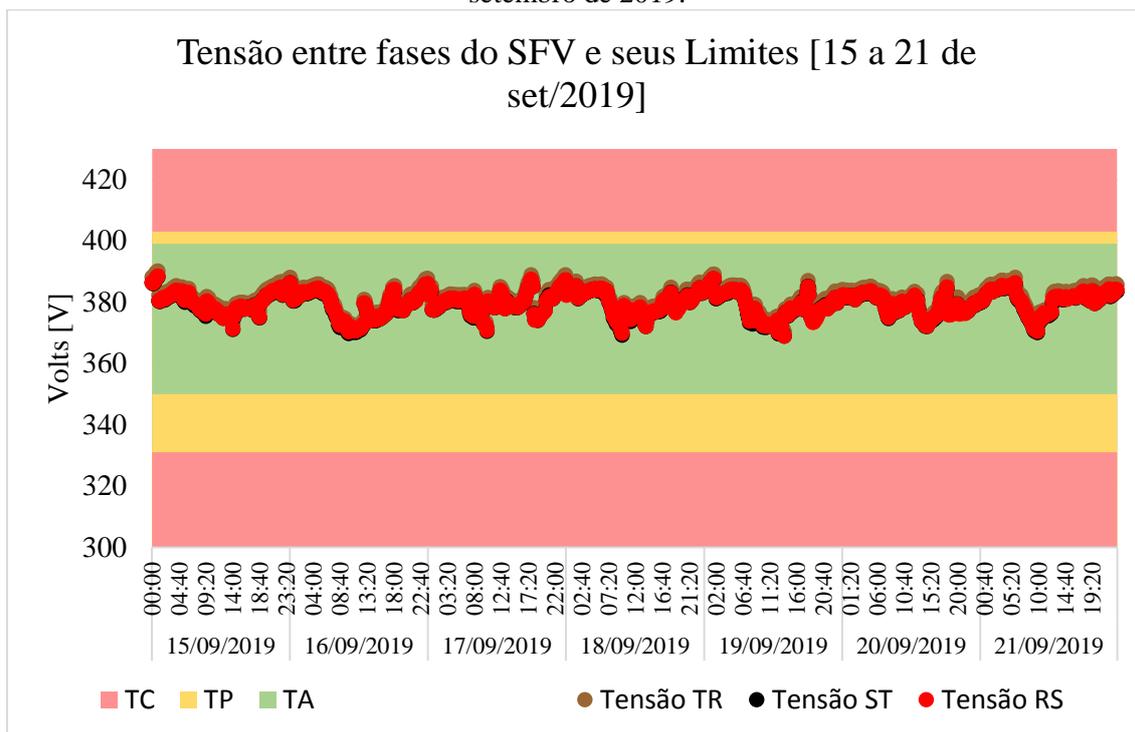
Fonte: O autor

Gráfico 8 - Tensões entre fases do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.



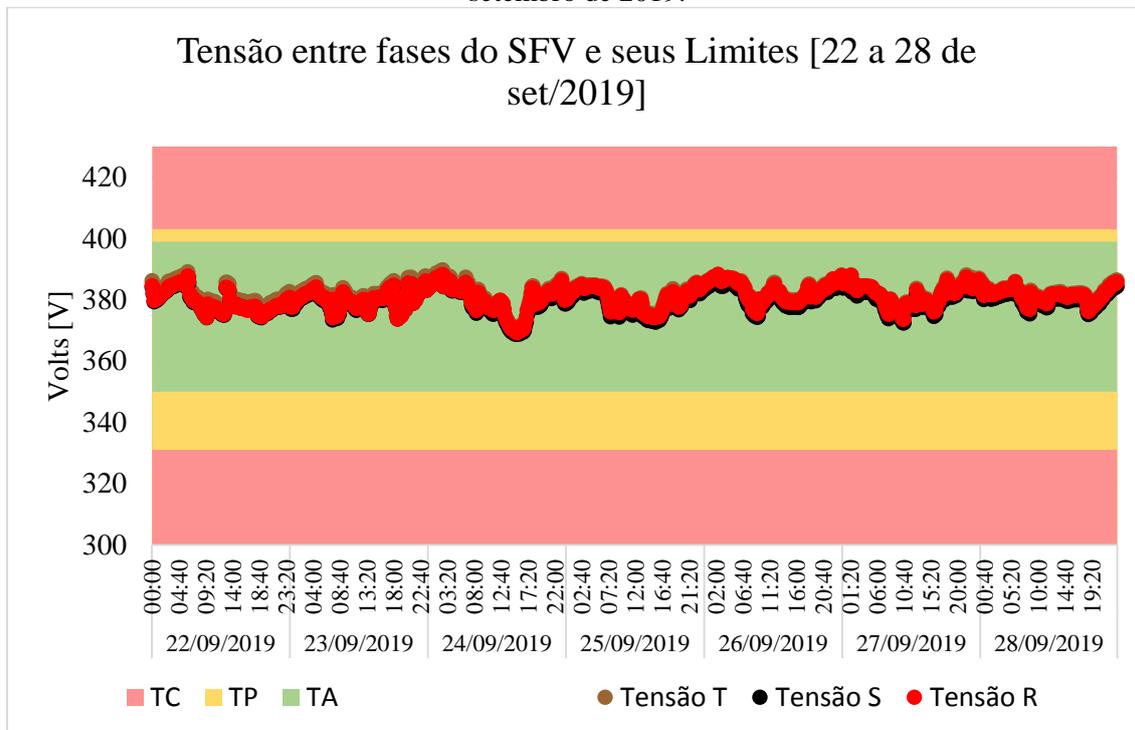
Fonte: O autor

Gráfico 9 - Tensões entre fases do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

Gráfico 10 - Tensões entre fases do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

Observando os gráficos acima, conclui-se que em todo o mês de setembro a tensão no ponto de conexão ficou na região adequada, conforme estabelecido pelo Prodist. Os

índices de duração relativa da transgressão para tensão precária e para tensão crítica foram:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100\% = \frac{0}{1008} \times 100\% = 0 \text{ (zero)}$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100\% = \frac{0}{1008} \times 100\% = 0 \text{ (zero)}$$

que é um ótimo indicador.

### 3.3.1.2. Fator de Potência

O fator de potência necessita ser calculado a partir dos valores registrados de potências ativa e reativa (P e Q) ou ainda através da energia ativa e reativa (EA e ER), usando as equações

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (11)$$

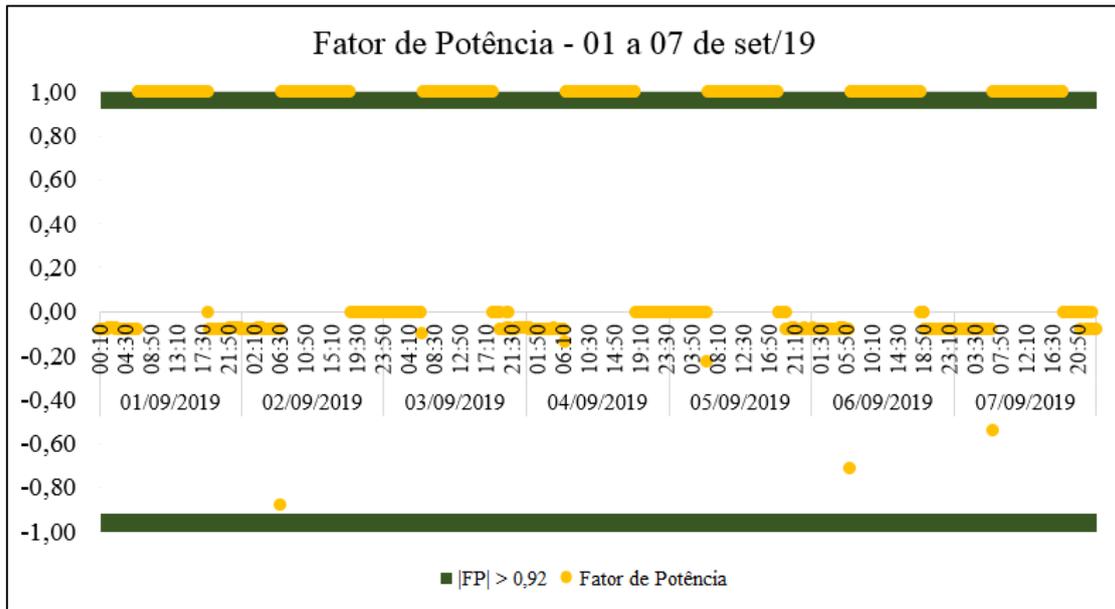
$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (12)$$

O fator de potência deve ser constantemente monitorado e obrigatório nos casos de Unidades Consumidoras (UC) do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) e Média Tensão (SDMT) e facultado para UCs do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT)

O fator de potência para UCs devem estar compreendidos entre 1 e 0,92 tanto para indutivo quanto para capacitivo. [13]

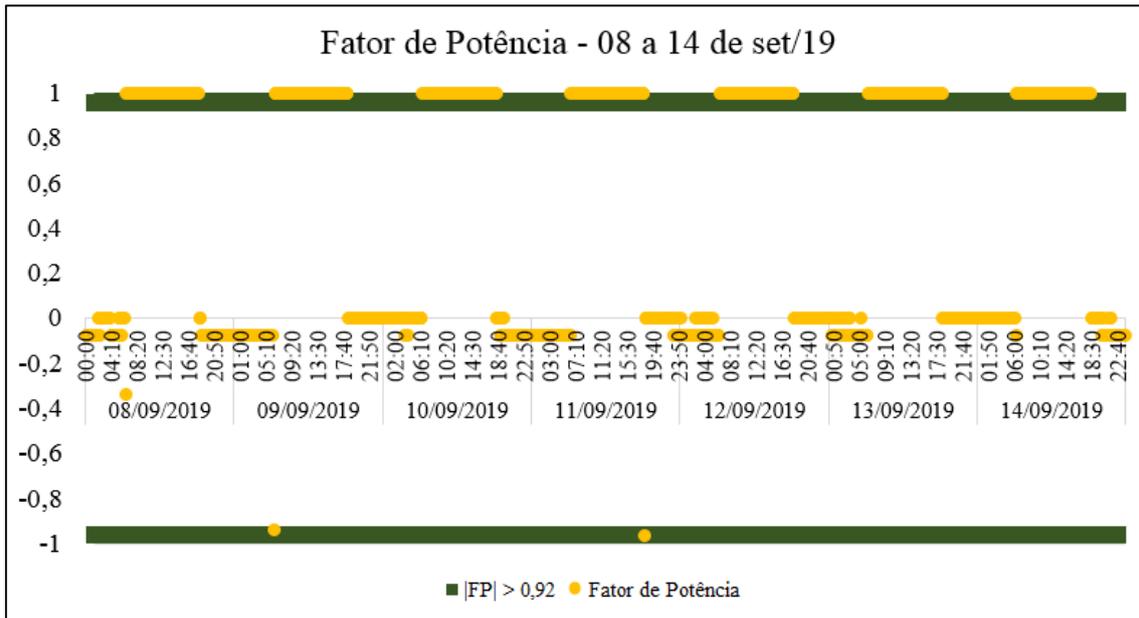
Utilizando a equação (11), realizou-se o estudo do fp do sistema de geração. Analisando do Gráfico 11 ao Gráfico 14, a geração do SFV atende aos requisitos do fator de potência descritos acima, quando o sistema está gerando energia elétrica, ou seja, do período das 06:00 h às 18:00 h o fator de potência é maior que 0,92 e atende aos requisitos do Prodist, fora desse intervalo o fp é zero porque o inversor está desligado, pois não atende ao requisito mínimo de 250V na entrada contínua, isso decorre do fato de não haver irradiância, logo essas medições devem ser desconsideradas.

Gráfico 11 - Fator de Potência do SFV instalado no CAE na primeira semana do mês de setembro de 2019.



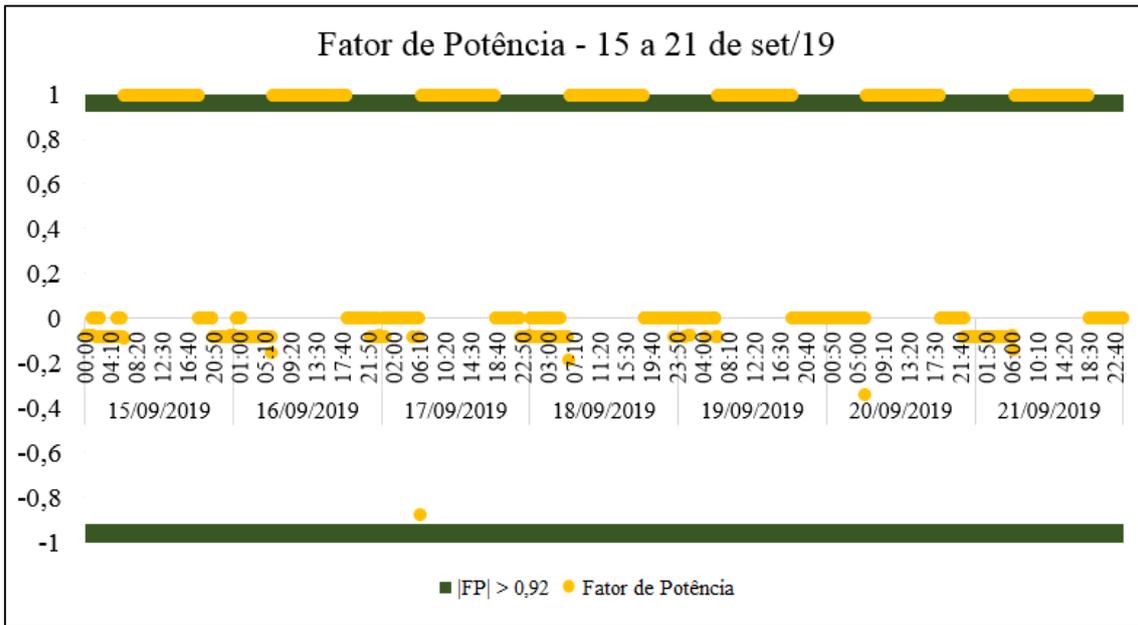
Fonte: O autor

Gráfico 12 - Fator de Potência do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.



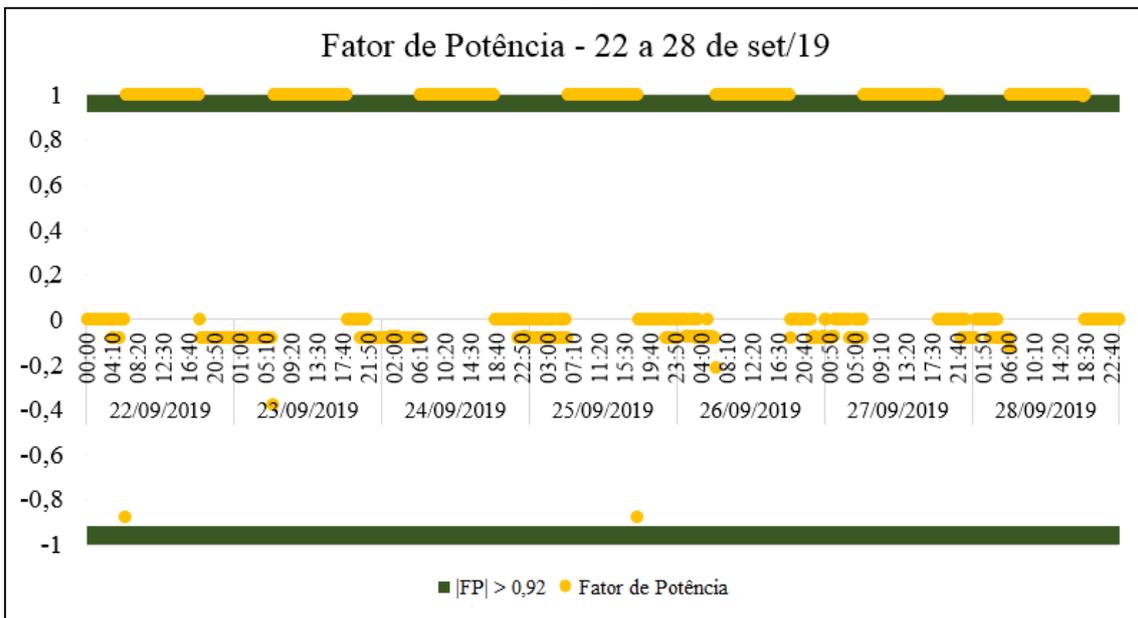
Fonte: O autor

Gráfico 13 - Fator de Potência do SFV instalado no CAE na terceira semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

Gráfico 14 - Fator de Potência do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

### 3.3.1.3. Distorções Harmônicas de Tensão

As distorções harmônicas podem ser definidas com fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. A Tabela 4 apresenta as terminologias aplicáveis ao cálculo de distorção.

Tabela 4 - Terminologia Aplicada

$DIT_h\%$	Distorção harmônica individual de tensão de ordem h
$DTT\%$	Distorção harmônica total de tensão
$DTT_p\%$	Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3
$DTT_i\%$	Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3
$DTT_3\%$	Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3
$V_h$	Tensão harmônica de ordem h
h	Ordem harmônica
h <sub>máx</sub>	Ordem harmônica máxima
h <sub>mín</sub>	Tensão harmônica mínima
$V_1$	Tensão fundamental medida
$DTT_{95\%}$	Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas
$DTT_{p95\%}$	Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas
$DTT_{i95\%}$	Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas
$DTT_{i95\%}$	Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas

Fonte: ANELL - Prodíst Módulo 8

As expressões para o cálculo das grandezas  $DIT_h\%$ ,  $DTT\%$ ,  $DTT_p\%$ ,  $DTT_i\%$  e  $DTT_3\%$  são respectivamente as equações de (13) até (17).

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (13)$$

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (14)$$

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (15)$$

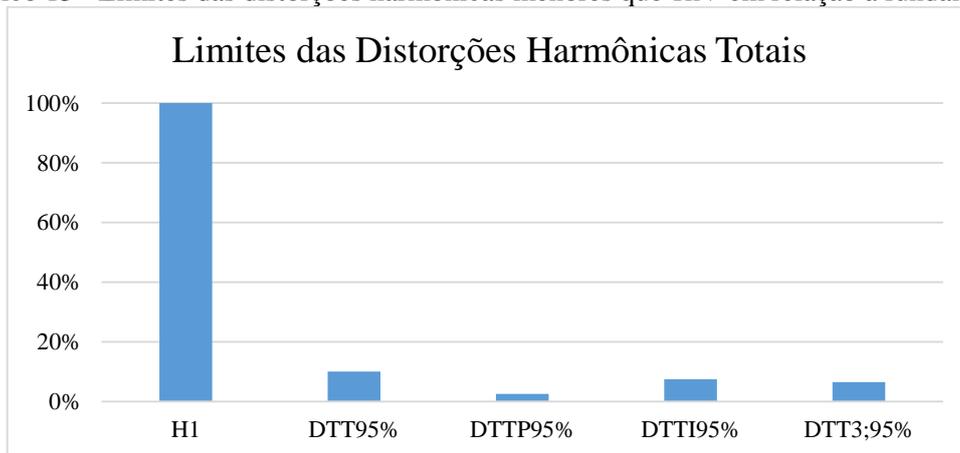
$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (16)$$

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h3} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (17)$$

Os limites para as distorções harmônicas totais para tensão menor que 1kV em relação à fundamental é apresentada no Gráfico 15.

Utilizando a equação (14), plotou-se o Gráfico 16 ao Gráfico 19, onde apresentam os resultados para as DHT, cujo a maior valor foi de 5%

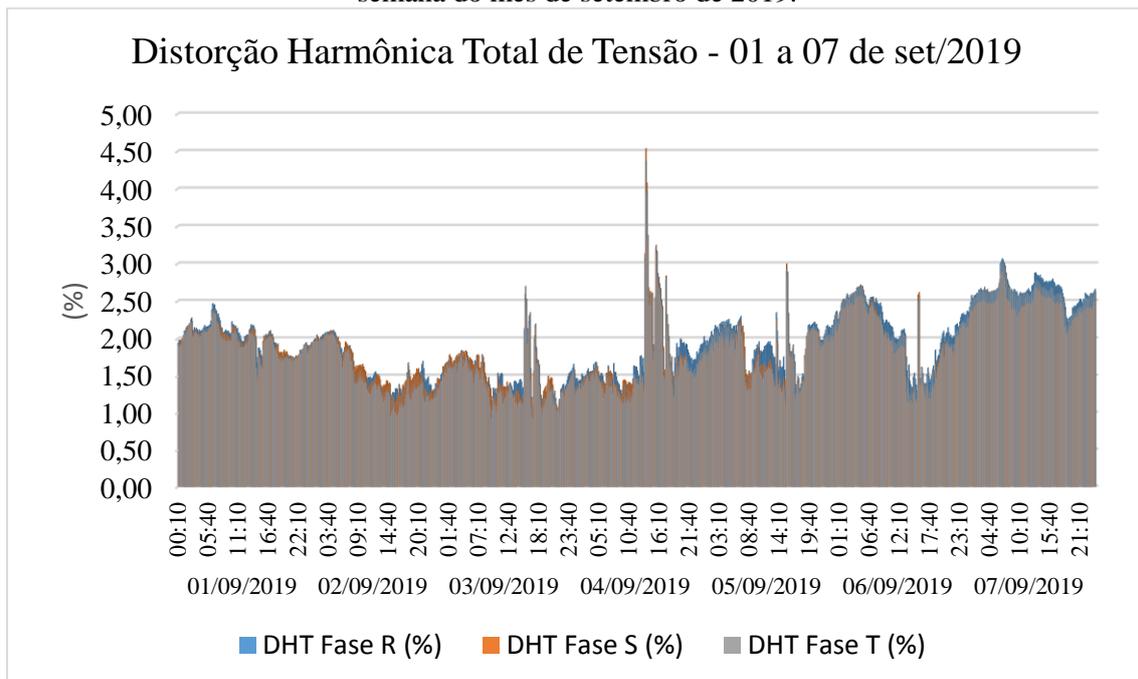
Gráfico 15 - Limites das distorções harmônicas menores que 1kV em relação à fundamental



Fonte: O autor

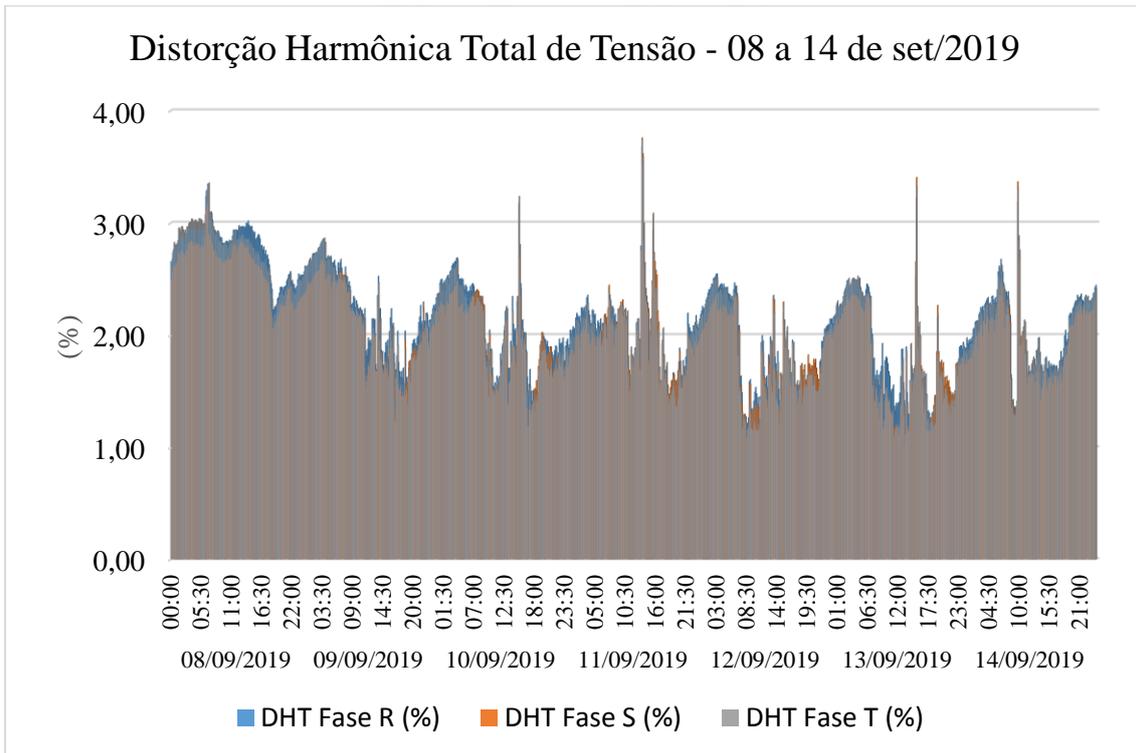
Os limites representam o valor máximo desejável a ser observado no sistema de distribuição.

Gráfico 16 - Distorção Harmônica Total de Tensão do SFV instalado no CAE na primeira semana do mês de setembro de 2019.



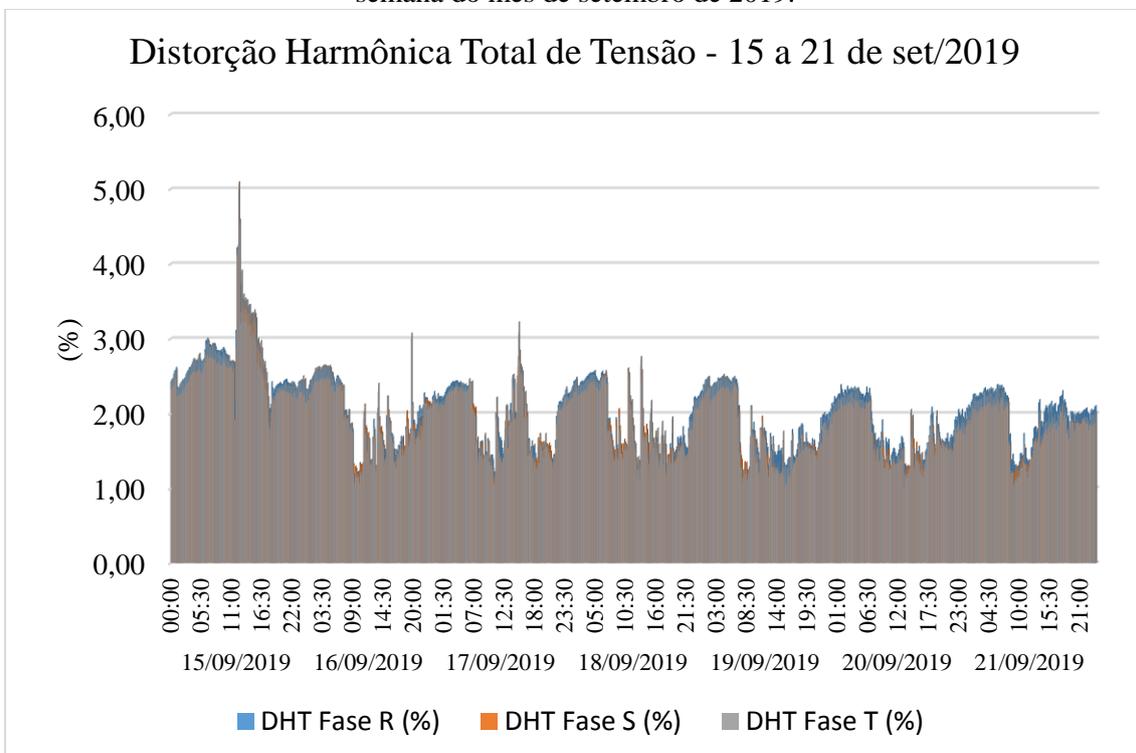
Fonte: O autor

Gráfico 17 - Distorção Harmônica Total de Tensão do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.



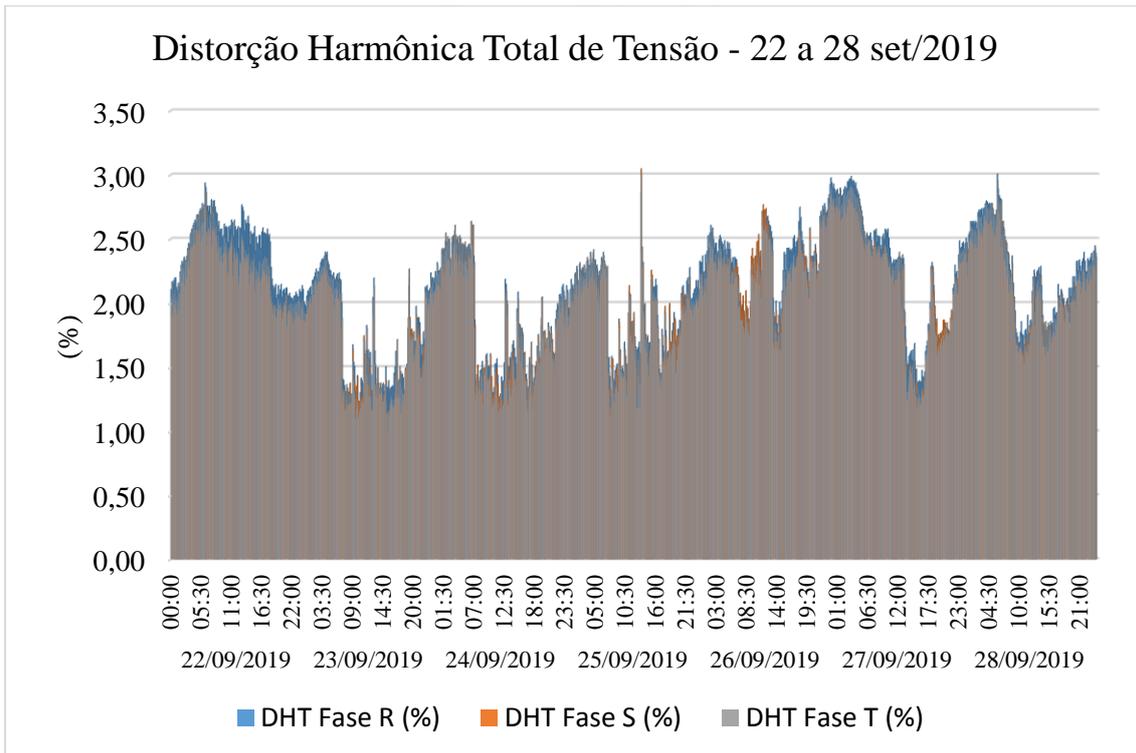
Fonte: O autor

Gráfico 18 - Distorção Harmônica Total de Tensão do SFV instalado no CAE na terceira semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

Gráfico 19 - Distorção Harmônica Total de Tensão do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

#### 3.3.1.4. Distorções Harmônicas Totais de Corrente

A distorção harmônica total da corrente alternada injetada pelo inversor na rede elétrica não pode ser superior a 5%. As normas IEE 1574 e IEC 61727 ainda estabelecem limites máximos para várias faixas de frequência harmônicas, veja a Tabela 5. [14]

Tabela 5 - Limites de conteúdo harmônico de corrente

Harmônicas	Limite
DHT	5%
3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	4%
11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	2%
17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	1,5%
23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	0,6%
Acima de 33 <sup>a</sup>	0,3%
Harmônicas pares	25% dos valores acima

Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

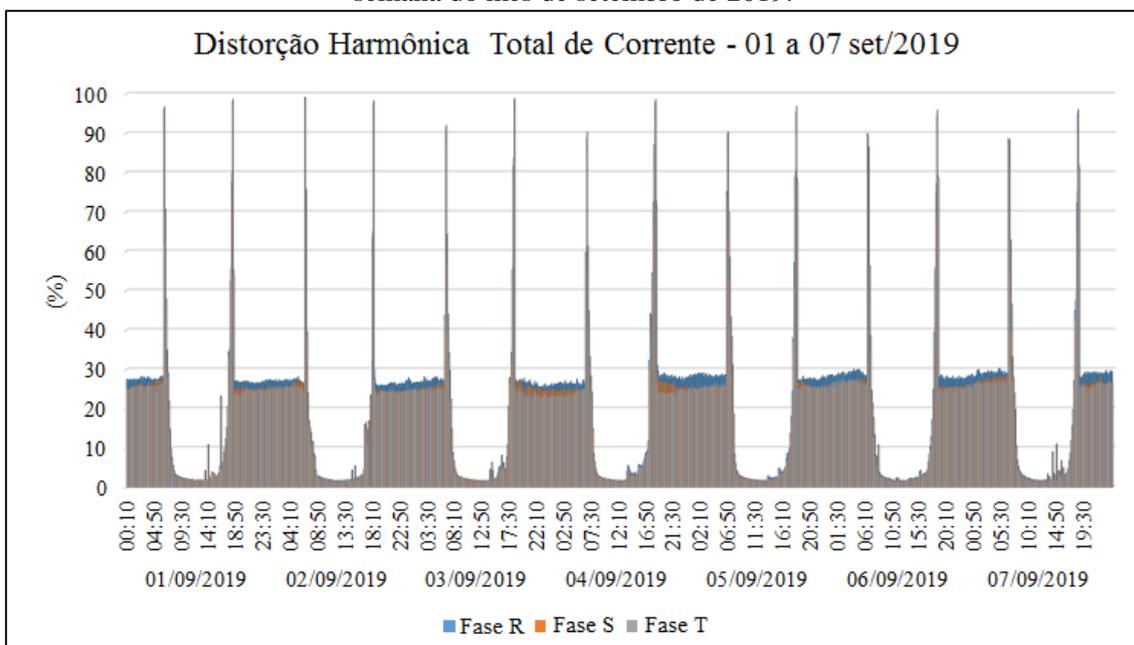
Além de diminuir a eficiência do inversor, a corrente distorcia produz interferências eletromagnéticas e distúrbios na operação de outros equipamentos ligados

à rede. Inversores de baixo custo e qualidade, que produzem corrente de saída distorcidas, além de não serem permitidos e não serem homologados conforme as normas, o consumidor deve evitar esse modelo de equipamento. [14]

Do Gráfico 20 ao Gráfico 23 estão apresentados o conteúdo harmônico total injetado na instalação do Centro de Aulas das Engenharias. O conteúdo harmônico no período em que não há geração, anterior às 6 h e posterior às 18 h, o inversor está desligado e não injeta potência ativa na rede elétrica, no entanto, apresenta-se elevada DHT na saída CA, entre 25 e 30%, porém, nesse período a corrente é praticamente zero e acaba não influenciando significativamente na corrente do prédio, esses conteúdos harmônicos são de dados espúrios na pinça de corrente e devem ser desconsiderados.

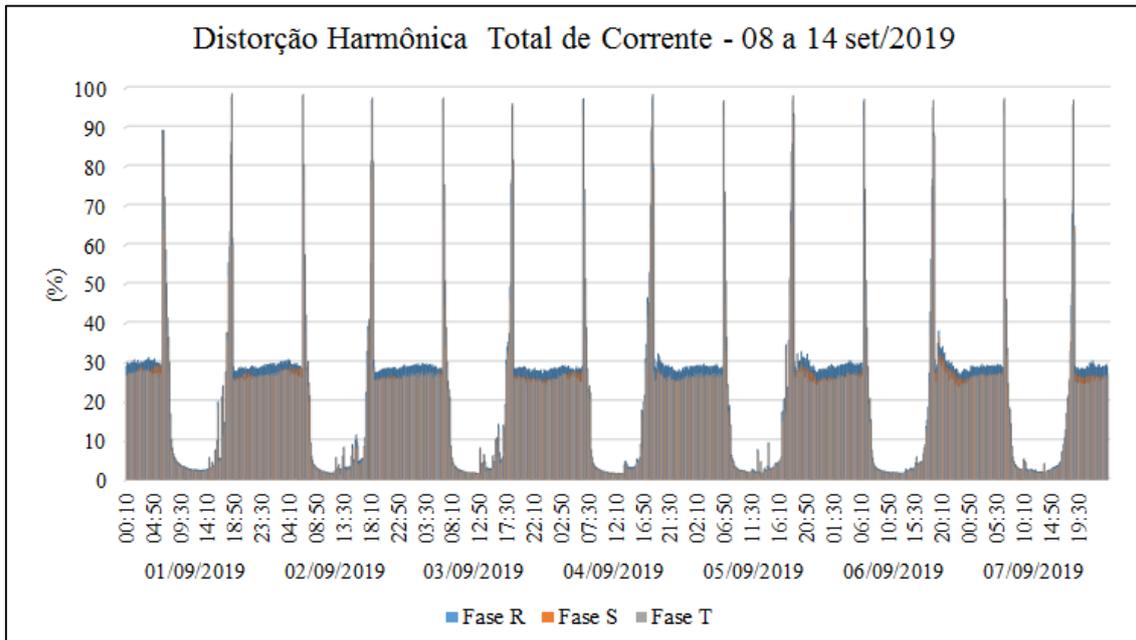
No início e no fim da geração (6 h e 18 h aproximadamente, dependendo da época do ano), quando a irradiância solar é pequena, os módulos começam a gerar energia e nesse instante o conteúdo harmônico é elevadíssimo, ficando entre 85 e 100%, no entanto, mais uma vez, essas correntes não são expressivas e não há impacto significado na corrente do prédio. A medida que a irradiação aumenta, a corrente injetada pelo inversor também se eleva e assim a DHT diminui, de modo que, quando há geração, a DHT fica entre 1 e 3,5%, valores abaixo da porcentagem determinada pelas normas.

Gráfico 20 - Distorção Harmônica Total de Corrente do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019.



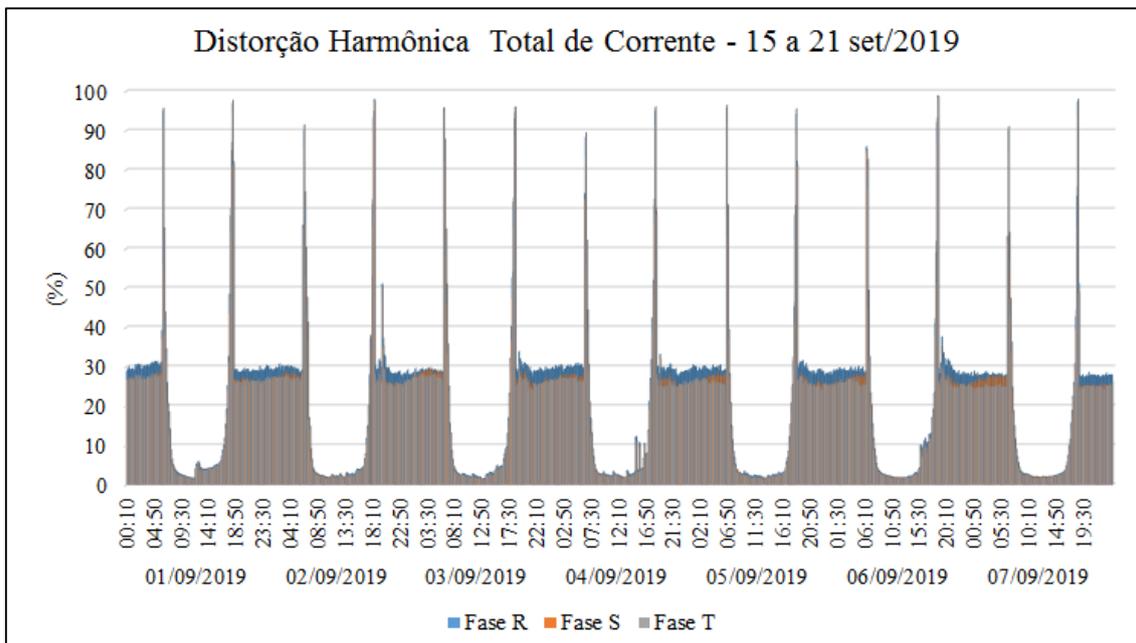
Fonte: O autor

Gráfico 21 - Distorção Harmônica Total de Corrente do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.



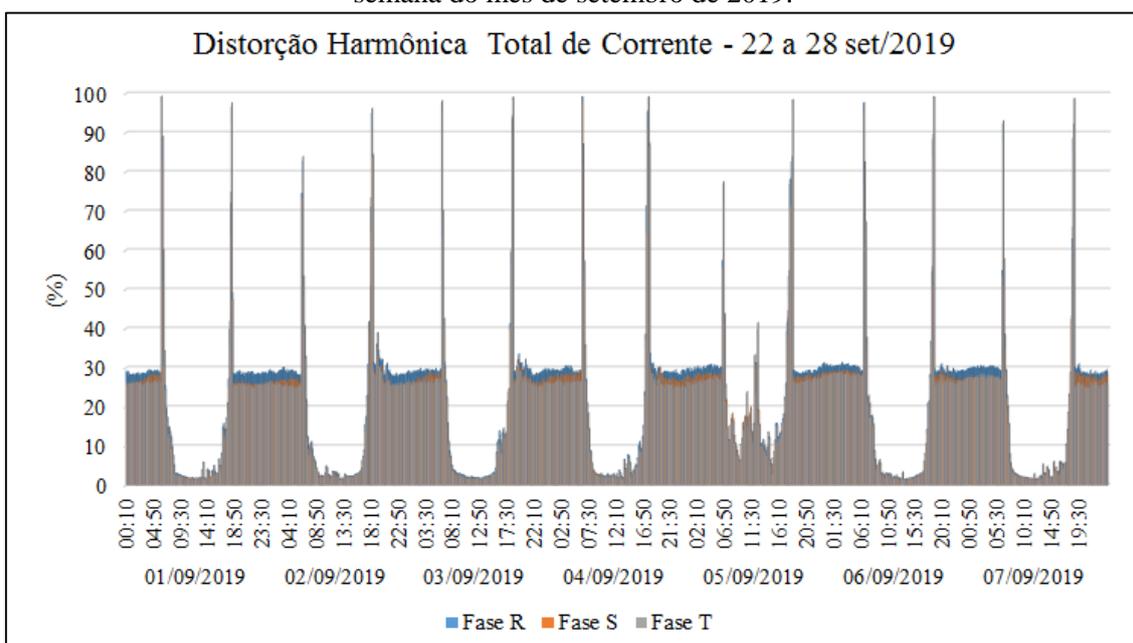
Fonte: O autor

Gráfico 22 - Distorção Harmônica Total de Corrente do SFV instalado no CAE na terceira semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

Gráfico 23 - Distorção Harmônica Total de Corrente do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

### 3.3.1.5. Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é definido como sendo um fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes e/ou defasagem angular elétrica de  $120^\circ$  entre as três tensões das fases de um sistema trifásico específico. [13]

A terminologia adotada no cálculo de desequilíbrio de tensão está apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 - Terminologia aplicável ao cálculo do desequilíbrio de tensão.

Símbolo	Identificação da Grandeza
<b>FD</b>	Fator de desequilíbrio de tensão
<b>V<sub>-</sub></b>	Magnitude da tensão eficaz de sequência negativa - frequência fundamental
<b>V<sub>+</sub></b>	Magnitude da tensão eficaz da sequência positiva - frequência fundamental
<b>V<sub>ab</sub>, V<sub>bc</sub>, V<sub>ca</sub></b>	Magnitudes das tensões eficazes de linha - frequência fundamental
<b>FD95%</b>	Valor do indicador FD% que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas

Fonte: Prodist Módulo 8

A expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão é apresentado pela equação (18).

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100 \quad (18)$$

Por outro lado, pode-se empregar a expressão da equação (19), que leva a resultados em concordância com a formulação da equação (18).

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (19)$$

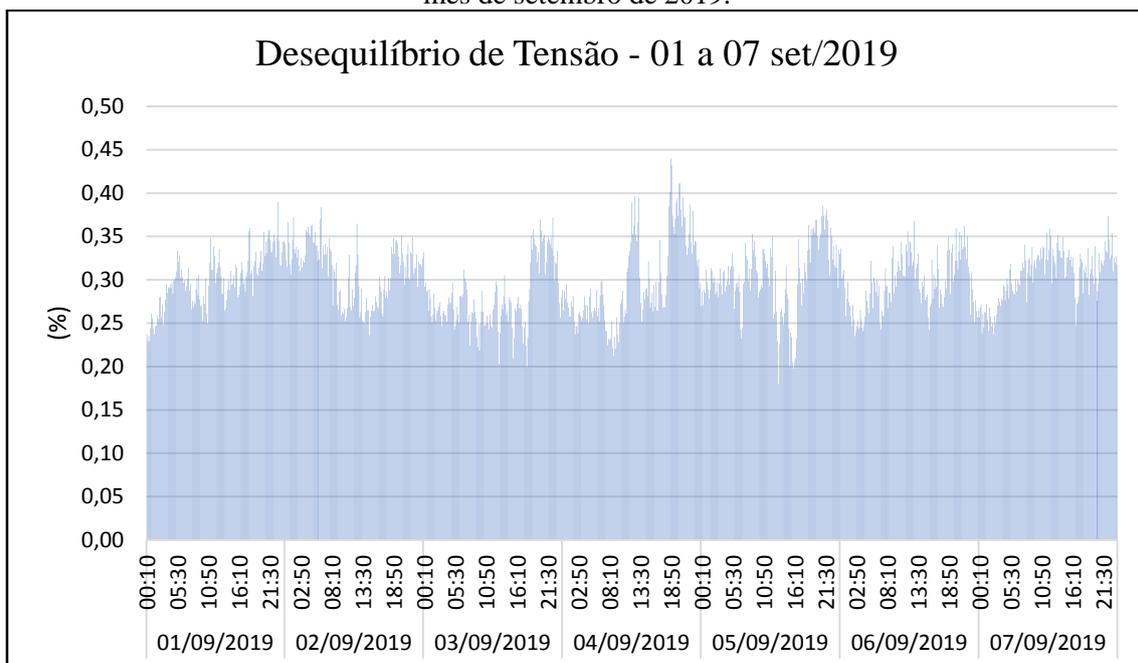
Onde:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (20)$$

O limite do indicador FD95% de desequilíbrio de tensão para tensões em baixa tensão (menor ou igual a 1 kV) é 3%. Os limites são os valores máximo desejável a ser observado no sistema de distribuição. [13]

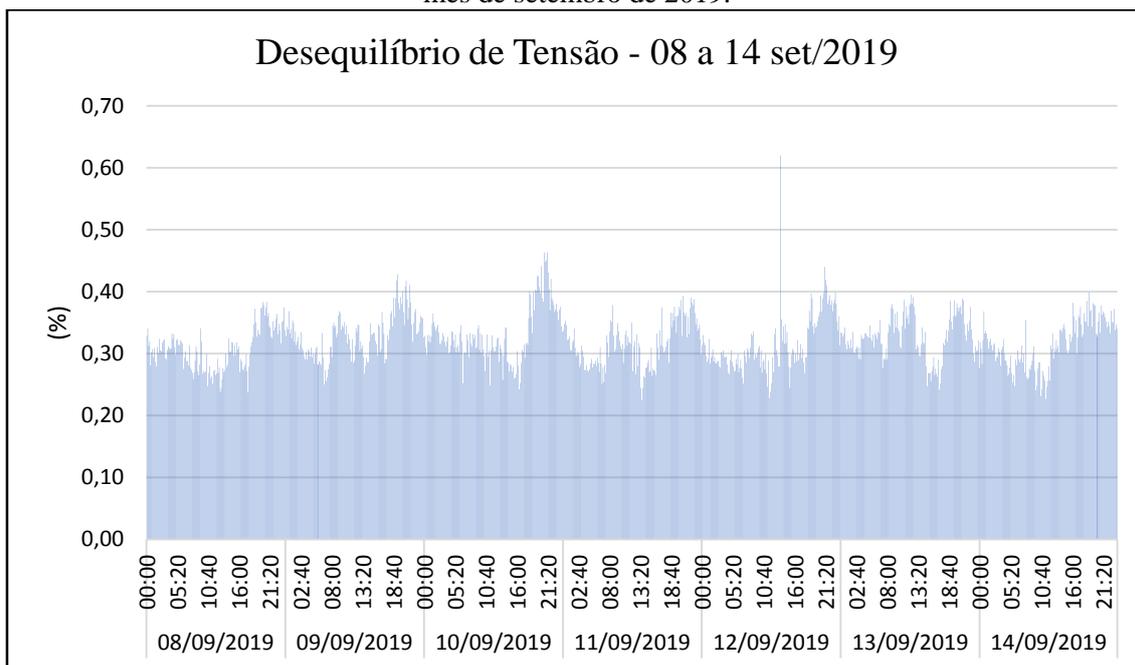
Utilizando as equações (19) e (20) foram calculados o desequilíbrio de tensão. Observando os Gráfico 24 ao Gráfico 27 pode-se observar que o desequilíbrio não ultrapassa de 0,6% no sistema fotovoltaico conectado à rede.

Gráfico 24 - Desequilíbrio entre as Tensões do SFV instalado no CAE na primeira semana do mês de setembro de 2019.



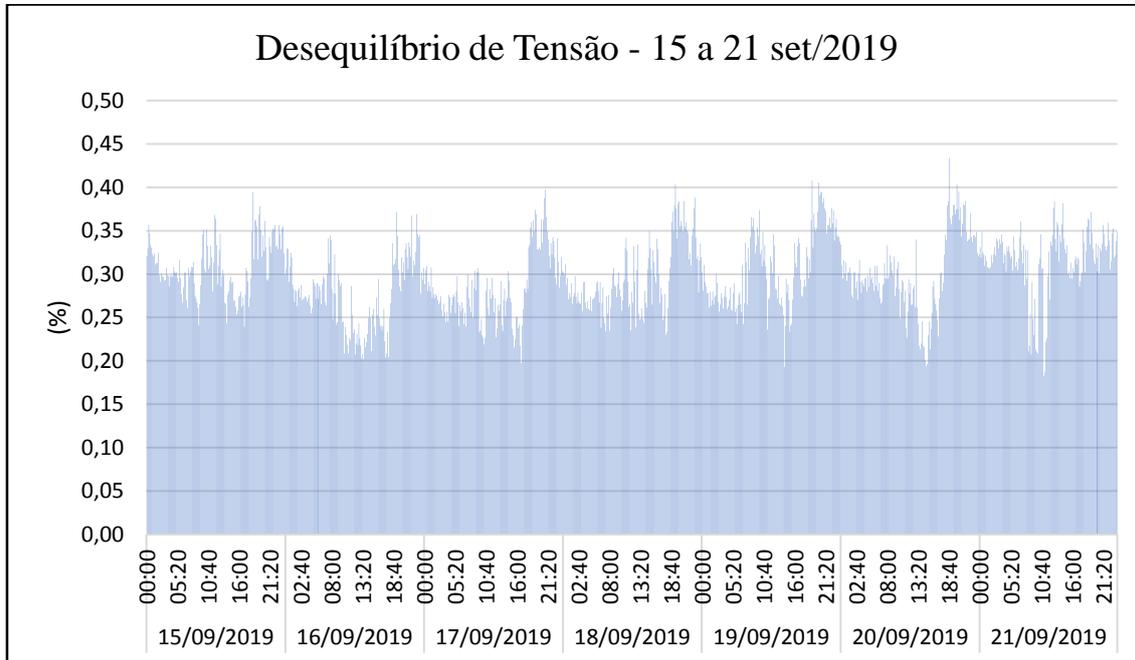
Fonte: O autor

Gráfico 25 - Desequilíbrio entre as Tensões do SFV instalado no CAE na segunda semana do mês de setembro de 2019.



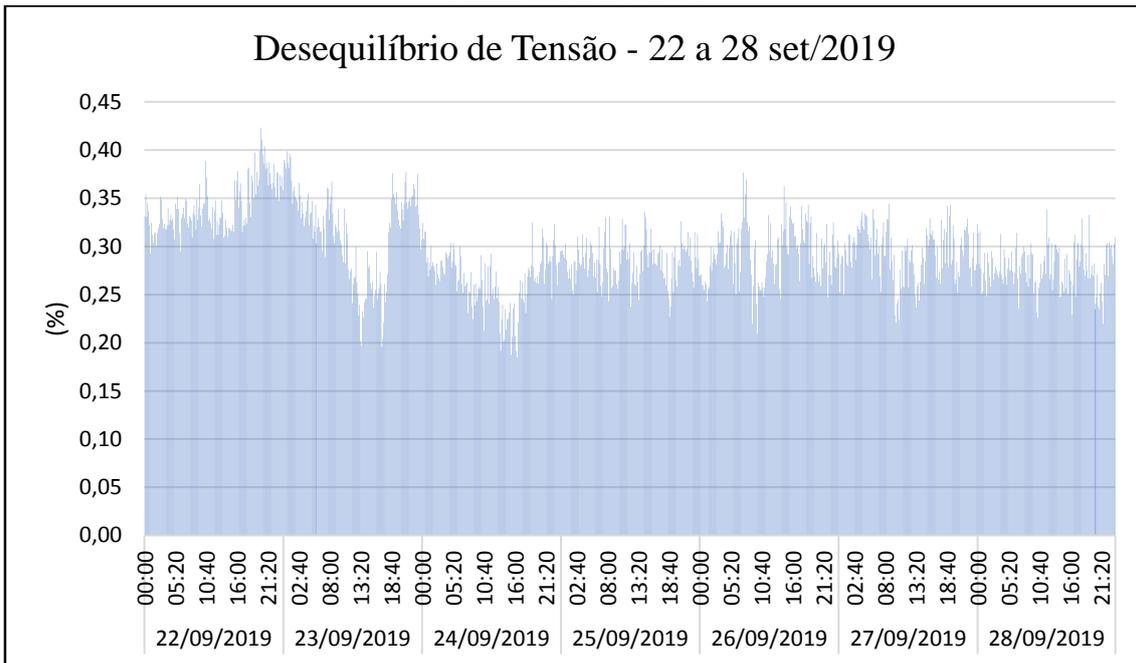
Fonte: O autor

Gráfico 26 - Desequilíbrio entre as Tensões do SFV instalado no CAE na terceira semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

Gráfico 27 - Desequilíbrio entre as Tensões do SFV instalado no CAE na quarta semana do mês de setembro de 2019.



Fonte: O autor

### 3.3.1.6. Flutuação de Tensão

A flutuação de tensão é definida como sendo o fenômeno caracterizado pela variação aleatória, periódica ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea. [13]

A qualidade da tensão no sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão, tem a finalidade de avaliar o desconforto visual provocado pelo efeito de cintilação luminosa no consumidor, em que sua unidade consumidora seja atendida em baixa tensão. [13]

A Tabela 7 apresenta a terminologia aplicável às formulações de cálculo da sensação de cintilação luminosa.

Tabela 7 - Terminologia

<b>Símbolo</b>	<b>Identificação da Grandeza</b>
<b>Pst</b>	Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração
<b>Plt</b>	Severidade de Flutuação de Tensão de Longa Duração
<b>Pst95%</b>	Valor do indicador Pst que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas

Fonte: Prodist Módulo 8

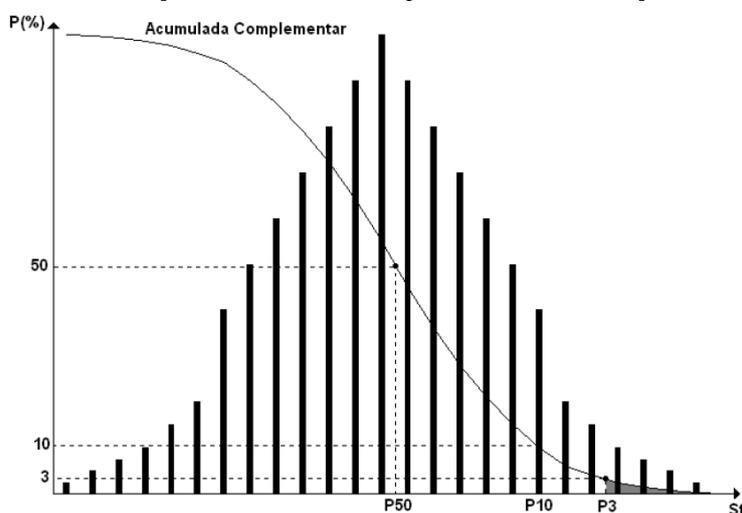
As equações (21) e (22) apresentam os cálculos de Pst e Plt respectivamente.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (21)$$

em que:

$P_i$  ( $i = 0,1; 1; 3; 10; 50$ ) corresponde ao nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante  $i\%$  do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido nas Normas IEC (*International Electrotechnical Commission*): IEC 61000-1-15. *Flickermeter - Functional and Design Specifications*.

Figura 58 - Distribuição Acumulada Complementar da Sensação de Cintilação



Fonte: Prodist Módulo 8

De modo complementar, a Plt corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de Pst, como estabelecido na equação (22).

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (22)$$

A Pst representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa no período ininterrupto de 10 minutos. Da mesma maneira, a Plt representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa em um período contínuo de 2 horas.

O limite máximo para flutuação de tensão que será avaliado para baixas tensões, no indicador de Pst95% deve ser menor ou igual a 1,0 pu.

### 3.3.1.7. Variação de Frequência

Os sistemas de distribuição e os sistemas de geração conectados nas mesmas, em condições normais de operação e em regime permanente, devem funcionar no intervalo máximo de frequência entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Quando houver alterações no sistema de distribuição, de modo que haja distúrbios de frequência, a geração deve garantir em um intervalo de no máximo 30 segundos que a frequência retorne para um intervalo de 59,5 Hz a 60,5 Hz para permitir estabilidade do sistema e permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração. [13]

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a estabilidade do sistema, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência deve atender os intervalos apresentados na Tabela 8.

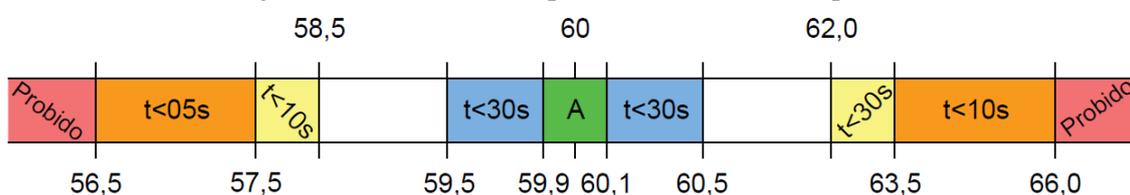
Tabela 8 - Limites de Frequência

Limites de Frequência	Limite de tempo
$f > 66 \text{ Hz}$ ou $f < 56,5 \text{ Hz}$	Condições extremas, nunca deve exceder esses limites
$f > 62 \text{ Hz}$	Permanecer acima da frequência indicada por no máximo 30 segundos
$f > 63,5 \text{ Hz}$	Permanecer acima da frequência indicada por no máximo 30 segundos
$f < 58,5 \text{ Hz}$	Permanecer abaixo da frequência indicada por no máximo 10 segundos
$f < 57,5 \text{ Hz}$	Permanecer abaixo da frequência indicada por no máximo 05 segundos

Fonte: Prodíst Módulo 8

A Figura 59 apresenta o resumo da Tabela 8

Figura 59 - Limites de tempo dos distúrbios de frequência



Fonte: O autor

### 3.3.2. Transitório

#### 3.3.2.1. Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD)

VTCD é definido como sendo os desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo não superior a 3 minutos

As VTCD estão apresentadas na Tabela 9.

A Tabela 10 apresenta a terminologia adotada ao cálculo das variações de tensão de curta duração.

Tabela 9 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação</b>	<b>Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência</b>
<b>Variação Momentânea de Tensão</b>	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a 3 segs.	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Momentânea de Tensão	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segs.	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segs.	Superior a 1,1 pu
<b>Variação Temporária de Tensão</b>	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a 3 segs. e inferior a 3 min.	Inferior a 0,1 pu
	Afundamento Temporária de Tensão	Superior 3 segs. e inferior a 3 min.	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
	Elevação Temporária de Tensão	Superior 3 segs. e inferior a 3 min.	Superior a 1,1 pu

Fonte: Prodist Módulo 8

Tabela 10 - Terminologia

Sigla	Identificação da Terminologia
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
IMT	Interrupção Momentânea de Tensão
AMT	Afundamento Momentâneo de Tensão
EMT	Elevação Momentânea de Tensão
ITT	Interrupção Temporária de Tensão
ATT	Afundamento Temporário de Tensão
ETT	Elevação Temporária de Tensão
$V_e$	Amplitude do evento de VTCD
$\Delta t_e$	Duração do evento de VTCD
$f_e$	Frequência de ocorrência de eventos de VTCD
FI	Fator de Impacto
$FI_{base}$	Fator de Impacto base

Fonte: Prodist Módulo 8

As expressões para os cálculos dos indicadores associados com as VTCD são apresentadas nas equações (23), (24) e (25).

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \times 100 \quad (23)$$

Onde:

$V_e$  = amplitude do evento de VTCD (em %)

$V_{res}$  = tensão residual do evento de VTCD (em Volts)

$V_{ref}$  = tensão de referência (em Volts)

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (24)$$

Onde:

$\Delta t_e$  = duração do evento de VTCD (em milissegundos)

$t_f$  = instante final do evento

$t_i$  = instante inicial do evento

$$f_e = n \quad (25)$$

$f_e$  = frequência de ocorrência de eventos

$n$  = quantidade de eventos de VCTD registrados no período de avaliação

A frequência de eventos da VTCD, em termos de amplitude e duração, será subdividida e apresentada na Tabela 11.

Tabela 11 - Estratificação dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de eventos de VTCD

Amplitude	Duração						
	16,67ms - 100 ms	100 ms- 300 ms	300 ms- 600 ms	600 ms- 1 seg	1 seg - 3 seg	3 seg - 1 min	1 min - 3 min
>1,15							
(1,10 - 1,15]							
(0,85 - 0,90]							
(0,80 - 0,85]							
(0,70 - 0,80]							
(0,60 - 0,70]							
(0,50 - 0,60]							
(0,40 - 0,50]							
(0,30 - 0,40]							
(0,20 - 0,30]							
(0,10 - 0,20]							
<10							

Fonte: Prodist Módulo 8

### 3.4.Recomendações para os Limites de Distorção de Corrente para Sistemas entre 120 V até 69 kV - IEEE Std 519/2014

O Prodist infelizmente não se atenta aos limites de harmônicos de corrente, então, é necessário recorrer às normas internacionais para fins de análise. Os limites apresentados a seguir se aplicam aos usuários conectados a sistemas em que a tensão nominal no Ponto de Acoplamento Comum (do inglês, PCC) é de 120 V a 69 kV. No PCC, os usuários devem limitar suas correntes harmônicas da seguinte maneira:

- 99% das correntes harmônicas diárias, com um tempo muito curto (3 segundos), devem ser inferiores a 2 vezes os valores apresentados na Tabela 12.
- 99% das correntes harmônicas semanais em curto espaço de tempo (10 minutos), devem ser menores que 15 vezes o valor apresentado na Tabela 12.
- 95% das correntes harmônicas semanais em curto espaço de tempo (10 minutos), devem ser menores que os valores dados na Tabela 12.

Todos os valores devem estar em porcentagem da corrente máxima de demanda,  $I_C$ . Esse valor atual é estabelecido no PCC e deve ser tomado como a soma das correntes correspondentes à demanda máxima durante cada um dos doze meses anteriores divididos por 12. A Tabela 12 se aplica a correntes harmônicas cujas frequências são múltiplos inteiros da frequência de potência. [15]

Tabela 12 - Limites para distorção harmônica de corrente para sistemas entre 120V até 69 kV

Máxima distorção harmônica de corrente em porcentagem de $I_c$						
Ordem Harmônica Individual (harmônicos ímpares)						
$I_{cc}/I_c$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Fonte: IEE Std 519/2014

Onde:

- $I_{cc}$  = Máxima corrente de curto circuito no PCC  
Máxima demanda de carga (na frequência fundamental)
- $I_c$  = no PCC sob condições normais de operação

Todos os valores devem estar em porcentagem da corrente máxima de demanda,  $I_c$ . Esse valor atual é estabelecido no PCC e deve ser tomado como a soma das correntes correspondentes à demanda máxima durante cada um dos doze meses anteriores divididos por 12. A Tabela 12 se aplica a correntes harmônicas cujas frequências são múltiplos inteiros da frequência de potência. [15]

## 4. Condições de Geração

### 4.1. Caminho do Sol

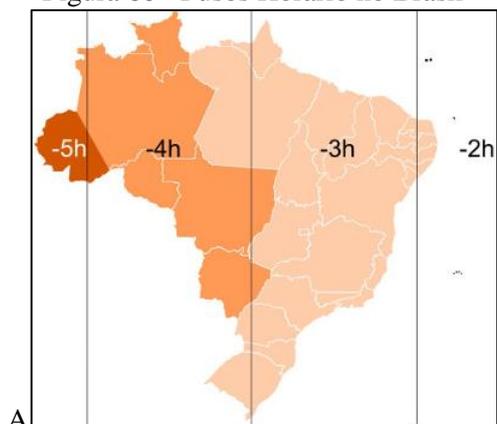
Antes de começar a análise de geração do sistema fotovoltaico instalado no Centro de Aulas das Engenharias, é necessário conhecer o caminho do sol sobre a cidade de Goiânia. Para coletar essas informações é necessário conhecer a Latitude e a Longitude de Goiânia que são -16.6799 e -49.255 ou ainda, 16,6799 S e 49,255 O.

Utilizando o software PVSyst Versão 6.70, o passo a passo para coletar essas informações são: abra o software, clique na caixa de seleção “*Databases*”, posteriormente “*Geographical sites*”, clique em “*New*” caso a cidade desejada não esteja na lista apresentada, com o mapa mundi aberto localize a cidade em questão, em seguida clique em “*Import*”, salve a localização em “*Location*”. Nas coordenadas apresentadas clique em *Sun Paths*, clique no menu em “*Change to Solar Time*” pois esta opção apresentará o caminho do sol de acordo com a hora local. Por fim, basta salvar os gráficos na forma retangular e polar.

É importante destacar a diferença entre hora legal e hora local. A hora legal é a hora estabelecida conforme o fuso horário do local, esse fuso é definido temporariamente ou definitivamente conforme gestão do governo, já a hora local é referida a um meridiano local específico, a determinação deste horário é feita com base na posição do sol, quando ele se situa exatamente sobre o meridiano escolhido, ao meio-dia solar, ajustam-se os relógios para marcarem 12 horas. Deste modo, cada ponto localizado sobre a superfície terrestre possui uma hora diferente. Portanto, é necessário coletar os gráficos do caminho do sol no horário local para obter o meio dia solar no horário mais fidedigno. A cidade de Goiânia não tem esse tipo de problema, pois o horário local e legal são os mesmos, porém, um exemplo que podemos citar é o estado do Pará, onde ele está completamente no Fuso -3 GMT e metade do seu território estão divididos nos fusos -4 e -3 GMT, veja a Figura 60.

A Figura 61 apresenta o caminho do sol na coordenada retangular, esse gráfico traduz a altura solar e a duração do dia conforme cada estação do ano. A linha (1) 22 Julho, marca o início do solstício de Inverno no hemisfério sul, a linha (7) 22 Dezembro, marca o início do solstício de Verão e a linha (4) 20 Março - 23 Setembro marca os equinócio de outono e primavera respectivamente.

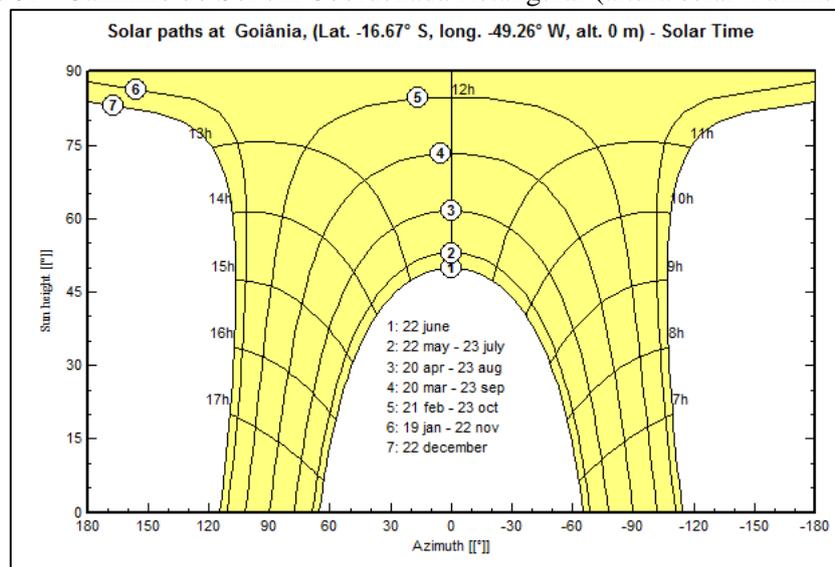
Figura 60 - Fusos Horário no Brasil



Fonte: Brasil Escola

Na Figura 61, pode-se visualizar que na curva 7 apresenta a maior duração do dia (superior a 12 h) e a curva 6 a maior altura solar (ângulo solar igual a  $90^\circ$ ), nessas curvas a estação verão está em vigência no hemisfério sul. A curva 1 apresenta a menor duração do dia (inferior a 12 h) e menor altura solar (ângulo solar igual a  $50^\circ$  aproximadamente), consequência da estação inverno. No equinócio, como a palavra *equi* quer dizer igualdade, a duração do dia é igual a duração da noite, ou seja, com 12 h de dia e de noite, a altura solar atinge seu valor médio,  $75^\circ$  aproximadamente.

Figura 61 - Caminho do Sol em Coordenada Retangular (altura solar x azimute solar)

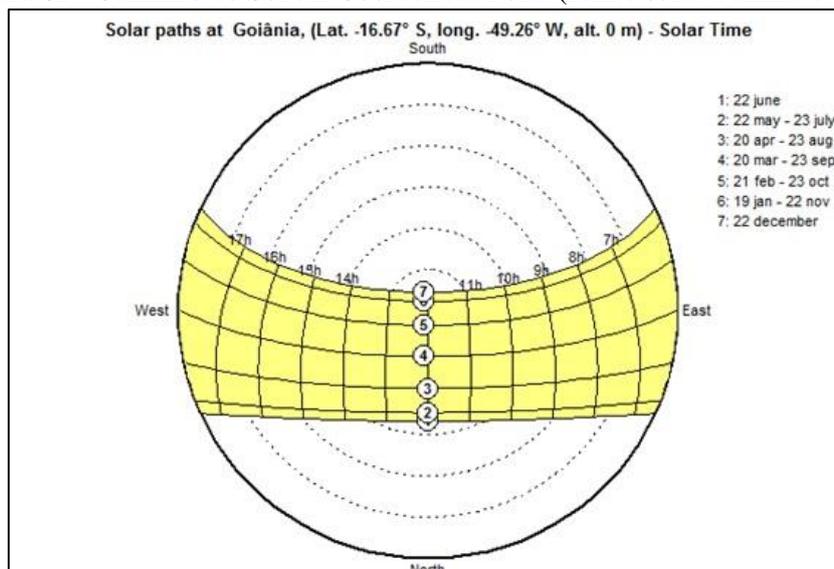


Fonte: PVSyst

A descrição das curvas da Figura 62 são as mesma da Figura 61. É possível constatar que a curva 1 apresenta maior ângulo de zênite, isso quer dizer que o meio dia solar verdadeiro é mais baixo quando comparado com as demais curvas e apresenta

também maior ângulo de azimute, que traduz que o sol nasce mais tarde e se põe mais cedo. A curva 7 apresenta o menor ângulo de zênite, como consequência o sol faz  $0^\circ$  em relação ao observador no meio dia solar, o ângulo azimute é menor de todas as curvas, traduzindo que o sol nasce mais cedo e se põe mais tarde. A curva 4 apresenta ângulos zênite e azimutal médios, com duração do dia de 12 h e o ângulo zenital de  $16,67^\circ$  no meio dia solar.

Figura 62 - Caminho do Sol em Coordenada Polar (zênite solar x azimute solar)



Fonte: PVSyst

#### 4.2. Irradiância e Irradiação na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação

Para o correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico ou ainda, uma análise de geração, é importante ter ferramentas para aquisição de dados confiáveis de irradiância ou de irradiação solar do local. A solução mais indicada é a instalação de uma estação solarimétrica, na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, no Bloco B, há uma estação meteorológica (Figura 63) que coleta dados de velocidade do vento, direção do vento (Figura 65), temperatura do ar, umidade relativa do ar, índice pluviométrico (Figura 64), irradiância solar (Figura 67), temperatura do módulo e pressão atmosférica (Figura 66).

A estação meteorológica da EMC é autônoma, o módulo fotovoltaico apresentado nas Figura 63 e Figura 68, captam energia e a armazena em uma bateria de chumbo ácido que está no interior do quadro de montagem apresentado na Figura 68 e tem a capacidade

de suprir o sistema por até 2 dias, caso haja interrupção do fornecimento de energia elétrica pela concessionária.

Figura 63 - Estação Meteorológica



Fonte: O autor

Figura 64 - Pluviômetro



Fonte: O autor

Figura 65 - Anemômetro



Fonte: O autor

Figura 66 - Termômetro e humidade relativa do ar



Fonte: O autor

Figura 67 - Piranômetro



Fonte: O autor

Figura 68 - Sistema autônomo e barômetro (abaixo do quadro de montagem)



Fonte: O autor

Na maior parte dos casos, para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, como sistemas autônomos ou de micro e minigeração, é suficiente utilizar os dados obtidos de bases solarimétricas já existentes, algumas delas são acessadas gratuitamente, como o Radiasol (que usa o banco de dados do Atlas Solar), Sundata (Cresesb), Swera - NEREL, e outras são pagas, como o PVSyst (que utiliza banco de dados da *Meteonorm* e da Nasa).

Para ter acesso aos dados da estação meteorológica da UFG-EMC, basta acessar o link <https://sites.google.com/site/sfvemcufg/weather-station> e clicar no mês do ano desejado, será aberto uma página web do Google Drive, em seguida clique em “Arquivo”, posicione o mouse sobre fazer “download” e em seguida clique no formato desejado. A Figura 69 apresenta os dados fornecidos e é possível observar que o tempo de integralização dos dados é a cada 1 minuto.

Figura 69 - Planilha com os dados fornecidos pela estação meteorológica.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Instante da medida	Registro	Velocidade do vento	Direção do vento	Temp. Ambiente	Umid. Relat. do Ar	Índice Pluviométrico	Irradiância Solar	Temperatura do Módulo	Press. Atmosférica	
2	Measurement Time	RECORD	Wind Speed	Wind Direction	Air Temperature	Relative Humidity	Precipitation	Solar Irradiance	PV Module Temperature	Atm. Pressure	
3	mm/dd/yy hh:mm	#	m/s	° (0=North, CW)	°C	%	mm	W/m <sup>2</sup> - Global	°C	mBar	
010	13/10/2019	12:07:00	208857	0,071	179,3	34,57	21,96	0	968	53,87	941,2626
011	13/10/2019	12:08:00	208858	0	0	35,01	20,83	0	907	54,66	941,3547
012	13/10/2019	12:09:00	208859	0,517	89	35,24	21,41	0	946	55,39	941,2626
013	13/10/2019	12:10:00	208860	0,058	103,8	35,53	21,38	0	921	55,88	941,2396
014	13/10/2019	12:11:00	208861	0,95	89,2	35,5	20,04	0	985	56,91	941,2396
015	13/10/2019	12:12:00	208862	1,079	125,6	35,17	21,45	0	1020	57,76	941,2396
016	13/10/2019	12:13:00	208863	0,9	112,1	35,27	20,95	0	1050	58,49	941,2396
017	13/10/2019	12:14:00	208864	1,863	65,81	35,42	20,51	0	1064	59,34	941,2396
018	13/10/2019	12:15:00	208865	0,871	56,32	34,9	20,11	0	1081	60,2	941,2396
019	13/10/2019	12:16:00	208866	0,296	154,3	34,86	20,76	0	1001	61,41	941,2396
020	13/10/2019	12:17:00	208867	0,083	59,23	35,5	20,67	0	750,2	62,39	941,2626
021	13/10/2019	12:18:00	208868	1,125	81,4	35,86	19,67	0	860	63,24	941,2396

Fonte: Estação meteorológica UFG/EMC

Para analisar a geração de energia solar fotovoltaica, é necessário obter a irradiação solar, no entanto, a estação coleta somente a irradiância por meio do piranômetro de termopilha, as máximas irradiâncias registradas foram de 1489 W/m<sup>2</sup> e 1442 W/m<sup>2</sup> nos dias 24/10/2019 às 11:53 h e 18/02/2019 às 13 h respectivamente (vale ressaltar, como apresentando no Capítulo 2, na camada da atmosfera a irradiância varia entre 1325 W/m<sup>2</sup> e 1412 W/m<sup>2</sup>, com uma média de 1366 W/m<sup>2</sup>), no entanto, esses valores devem ser desprezados pois são fenômenos conhecidos como efeito borda de nuvem ou efeito lente causados pela geometria Sol/Nuvem/Terra que são irradiância de até 1400W/m<sup>2</sup> em um breve intervalo de tempo, as Figura 70 e Figura 71 apresentam esse efeito. Observe na Figura 70 que o efeito borda é mais perceptível, pois de 1442,437 W/m<sup>2</sup> em 13:00 h cai para 699,5115 W/m<sup>2</sup> no minuto seguinte. No entanto, a estação meteorológica registra irradiância em Goiânia da ordem de 1200 W/m<sup>2</sup> [4]

Para obter os dados de irradiação de sol a pleno, basta realizar a integral da irradiância no tempo. Então realizou-se a média de todas as irradiâncias e multiplicou-se pelas horas de sol. Duas funções no Excel foram utilizadas, *mediase* e *contase*, onde a sintaxe de cada uma é: *mediase*(intervalo; critério; intervalo\_media) e *contase*(intervalo; critério), logo, a fórmula utilizada é *mediase*\**contase*. O critério em cada uma das funções apresentadas acima é quando a irradiância é maior do que 10 W/m<sup>2</sup>.

Figura 70 - Efeito borda de nuvem  
18/02/2019

<i>Instante da medida</i>		<i>Irradiância Solar</i>
Measurement Time		Solar Irradiance
mm/dd/yy hh:mm		W/m <sup>2</sup> – Global
18/02/2019	12:59:00	1278,097
18/02/2019	13:00:00	1442,437
18/02/2019	13:01:00	699,5115

Figura 71 - Efeito borda de nuvem  
24/10/2019

<i>Instante da medida</i>		<i>Irradiância Solar</i>
Measurement Time		Solar Irradiance
mm/dd/yy hh:mm		W/m <sup>2</sup> – Global
24/10/2019	11:52:00	1295
24/10/2019	11:53:00	1489
24/10/2019	11:54:00	1173

Fonte: Estação Meteorológica UFG/EMC      Fonte: Estação Meteorológica UFG/EMC

O tratamento de dados se deu maneira minuciosa, para tirar a média de sol pleno de cada mês, tirou-se a média da irradiância de cada dia no mesmo instante, ou seja, do dia 01 ao 30 ou 31 (dependendo do mês) realizou-se a média no instante 00:00:00, em seguida 00:01:00, posteriormente 00:02:00 até 23:59:00, depois obteve-se a irradiação média do mês.

A estação meteorológica possui dados de medição com anos completos a partir do ano de 2016 (o ano de 2019 está a finalizar). Dados meteorológicos, para serem mais confiáveis devem possuir em seu banco de dados períodos superiores a 10 anos de registro de informações, como é o caso do Radiasol, Sundata e PVSyst, a estação da EMC está caminhando para esse número. No entanto, comparações de irradiação das estações citadas já podem ser feitas, para isso é necessário realizar o cálculo da irradiância média do período de 2016 a 2019, veja essas informações na Tabela 13.

Para fins de comparação, coletou-se os dados de irradiação das estações meteorológicas citadas no parágrafo anterior. A Tabela 14 apresenta em kWh/m<sup>2</sup> o número de sol pleno para cada mês e a irradiação média anual no histórico de cada estação meteorológica.

O erro presente em cada estação no globo terrestre em comparação com a estação da EMC é apresentado na Tabela 15. A equação (26) apresentada o cálculo do erro.

Analisando a Tabela 15, é possível verificar que os dados do Radiasol (banco de dados do Altas Solar) são os que apresentam menores erros em maiores frequências (cinco de treze dados), os dados da SUNDATA vêm em segundo lugar, inclusive com menor erro de irradiação na média anual. A irradiação anual do Radiasol só não foi a menor, porque no mês de setembro apresentou um erro na ordem de 20%, erro muito elevado. Então para fins de projeto é aconselhável que se use os dados do Radiasol e SUNDATA, na falta de uma estação meteorológica no local.

$$\text{Dif}_{\text{kWh/m}^2} = \frac{(H_{\text{est.}} - H_{\text{EMC}})}{H_{\text{est}}} \times 100\% \quad (26)$$

Tabela 13 - Irradiações diárias em médias mensais e anuais no plano horizontal (kWh/m<sup>2</sup>) da Estação Meteorológica da EMC

Meses	2016	2017	2018	2019	Média (2016 - 2019)
<b>Janeiro</b>	4,2	5,4	5,37	6,32	5,32
<b>Fevereiro</b>	5,55	5,07	5,14	5,29	5,26
<b>Março</b>	5,01	5,1	5,15	4,85	5,03
<b>Abril</b>	5,47	4,88	4,49	4,72	4,89
<b>Mai</b>	4,67	4,8	4,78	4,62	4,72
<b>Junho</b>	4,65	4,66	4,61	4,95	4,72
<b>Julho</b>	5,12	5,28	5,09	5,04	5,13
<b>Agosto</b>	5,15	5,66	5,15	5,49	5,36
<b>Setembro</b>	5,9	6,03	5,68	5,99	5,90
<b>Outubro</b>	5,62	5,96	5,09	5,76	5,61
<b>Novembro</b>	5,9	5,05	4,52	*	5,16**
<b>Dezembro</b>	5,62	4,67	5,81	*	5,37**
<b>Média Anual</b>	<b>5,24</b>	<b>5,21</b>	<b>5,07</b>	<b>5,30</b>	<b>5,19</b>

Fonte: O autor e [16]

(\*) sem dados

(\*\*) considerando os anos de 2016 a 2018

O Gráfico 28 apresenta a comparação entre irradiações das estação meteorológica citadas em relação à da EMC. Analisando o gráfico, é possível constatar que as curvas do Radiasol e da SUNDATA segue e tendência da estação da EMC.

Tabela 14 - Irradiações (kWh/m<sup>2</sup>) médias mensais e anual para a Estação Meteorológica da EMC, Radiasol, SUNDATA e PVSyst.

Meses	Est. Met. EMC	Radiasol	SUNDATA	PVSyst Meteororm 7.1	PVSyst Nasa-SSE
<b>Jan</b>	5,32	5,27	5,45	5,47	5,27
<b>Fev</b>	5,26	5,02	5,52	5,67	5,45
<b>Mar</b>	5,03	5,05	5,12	5,71	5,13
<b>Abr</b>	4,89	4,80	5,02	5,37	5,3
<b>Mai</b>	4,72	4,66	4,75	4,87	4,97
<b>Jun</b>	4,72	4,41	4,56	4,99	4,89
<b>Jul</b>	5,13	4,75	4,78	5,21	5,08
<b>Ago</b>	5,36	5,27	5,68	5,79	5,61
<b>Set</b>	5,90	4,88	5,57	6,12	5,67
<b>Out</b>	5,61	5,21	5,61	6,12	5,57
<b>Nov</b>	5,16	5,16	5,39	5,51	5,38
<b>Dez</b>	5,37	5,32	5,51	5,14	5,07
<b>Média Anual</b>	<b>5,19</b>	<b>4,98</b>	<b>5,25</b>	<b>5,50</b>	<b>5,28</b>

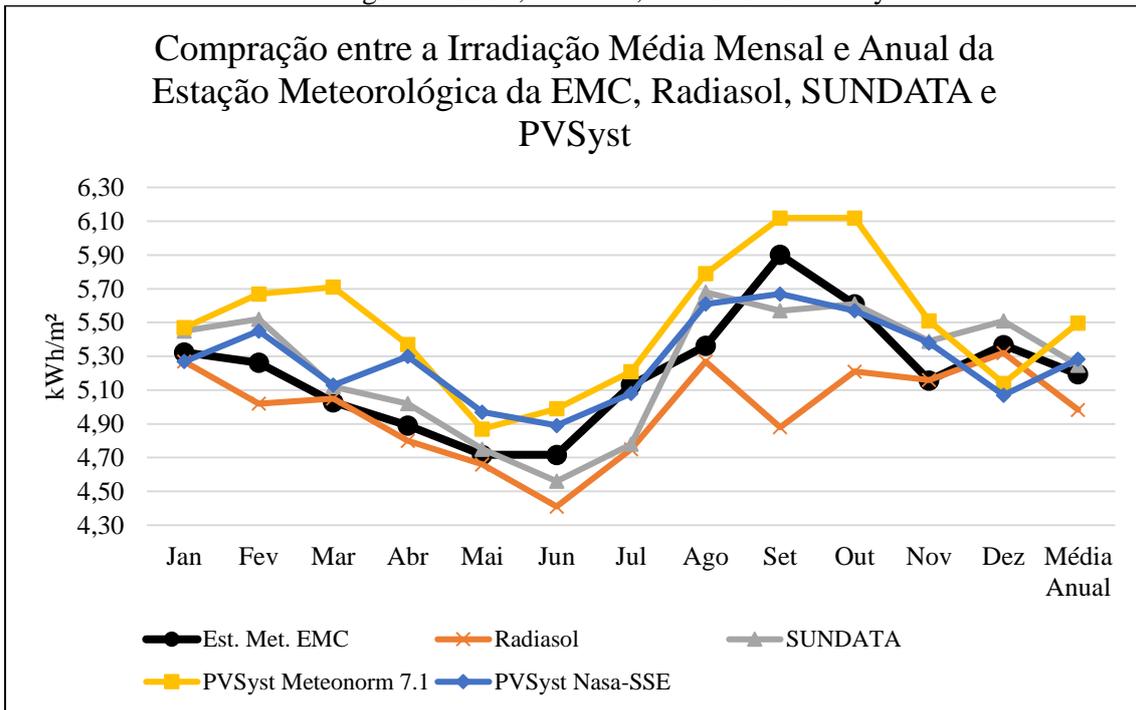
Fonte: O autor

Tabela 15 - Diferenças de irradiação entre a Estação Meteorológica da EMC e Radiasol, SUNDATA e PVSyst

Meses	Radiasol	SUNDATA	PVSyst Meteororm 7.1	PVSyst Nasa-SSE	Menores Diferenças
<b>Jan</b>	-1,01%	2,32%	2,68%	-1,01%	<b>Radiasol e Nasa</b>
<b>Fev</b>	-4,82%	4,68%	7,20%	3,45%	<b>Nasa</b>
<b>Mar</b>	0,43%	1,79%	11,94%	1,98%	<b>Radiasol</b>
<b>Abr</b>	-1,89%	2,58%	8,93%	7,72%	<b>SUNDATA</b>
<b>Mai</b>	-1,21%	0,71%	3,16%	5,11%	<b>SUNDATA</b>
<b>Jun</b>	-6,96%	-3,44%	5,48%	3,54%	<b>SUNDATA</b>
<b>Jul</b>	-8,04%	-7,36%	1,50%	-1,02%	<b>Nasa</b>
<b>Ago</b>	-1,75%	5,60%	7,39%	4,42%	<b>Radiasol</b>
<b>Set</b>	-20,92%	-5,94%	3,58%	-4,07%	<b>Meteororm</b>
<b>Out</b>	-7,65%	0,03%	8,36%	-0,69%	<b>SUNDATA</b>
<b>Nov</b>	0,06%	4,33%	6,41%	4,15%	<b>Radiasol</b>
<b>Dez</b>	-0,88%	2,60%	-4,41%	-5,85%	<b>Radiasol</b>
<b>Média Anual</b>	<b>-4,23%</b>	<b>1,00%</b>	<b>5,52%</b>	<b>1,67%</b>	<b>SUNDATA</b>

Fonte: O autor

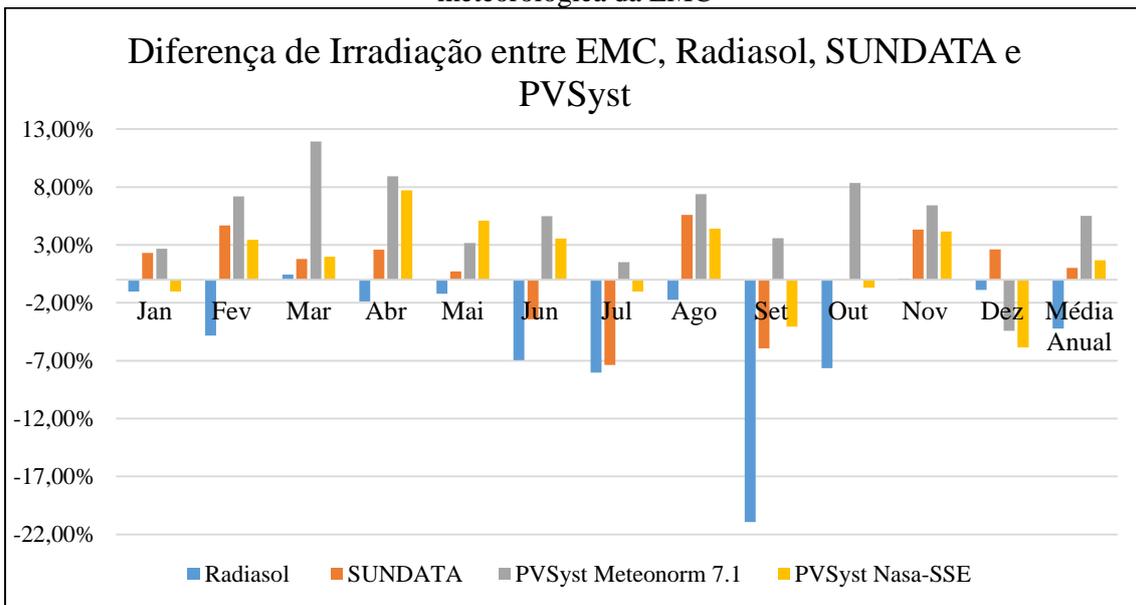
Gráfico 28 - Comparação entre a irradiação (kWh/m<sup>2</sup>) média mensal e anual da estação meteorológica da EMC, Radiasol, SUNDATA e PVSyst



Fonte: O autor

O Gráfico 29 apresenta as diferenças de irradiação entre as estações do Radiasol, SUNDATA e PVSyst com base na estação meteorológica da EMC. É possível observar que no mês de setembro o Radiasol apresentou a maior diferença de todos os outros dados, no entanto, isso não invalida a utilização de dados dessa estação. Perceba também que o banco de dados da SUNDATA apresenta a menor diferença da média anual.

Gráfico 29 - Diferença de Irradiação do Radiasol, SUNDATA e PVSyst em relação à estação meteorológica da EMC



Fonte: O autor

## 4.3. Módulos Fotovoltaicos

### 4.3.1. Tipos de células fotovoltaicas

Atualmente existem diversas tecnologias para a fabricação de células e módulos fotovoltaicos. As tecnologias mais difundidas no mercado atual são o silício monocristalino, policristalino e de filme fino.

O silício utilizado na fabricação dos módulos fotovoltaicos é extraído do mineral quartzo. O Brasil é um dos principais produtores desse minério, no entanto, a purificação do silício não é feita no país e nem a fabricação dos módulos. [14]

#### 4.3.1.1. Silício monocristalino

Blocos de silício ultrapuro são aquecidos em elevadas temperaturas e submetidos a um processo de formação de cristal chamado método de Czochralski. O resultado desse processo é o ligote de silício monocristalino, conforme mostrado na Figura 72.

Figura 72 - Ligote de silício monocristalino



Fonte: Pinterest

O ligote de silício monocristalino é constituído de uma estrutura cristalina única e possui organização molecular homogênea, lhe dando uma aparência brilhante e uniforme. O ligote é serrado e cortado para produzir *wafers*, que são finas bolachas de silício puro. Os *wafers* ainda não possuem as propriedades de uma célula fotovoltaica, elas são submetidas a processos químicos onde recebem impurezas em ambas as faces, formando as camadas de silício tipo P e N que são a base para o funcionamento da célula fotovoltaica. [14]

Por fim, a célula semiacabada recebe uma película metálica em uma das faces, uma grade metálica na outra face e uma camada de material antirreflexivo na face onde

haverá a incidência de luz, a Figura 73 apresenta o resultado final. A célula monocristalina é uniforme, de coloração azulada ou preto, podendo assumir alguma coloração diferente dependendo do tipo de tratamento antirreflexivo que recebe. A célula monocristalina são as mais eficientes do mercado, no entanto, tem um custo de produção superior quando comparado aos outros tipos de células.

#### 4.3.1.2. Silício policristalino ou multicristalino

O silício policristalino é fabricado por um processo mais barato do que o do empregado na fabricação do monocristalino. O ligote de silício policristalino é formado por um aglomerado de pequenos cristais, com tamanhos e orientações diferentes, veja a Figura 74.

Da mesma maneira que ocorre com as células monocristalinas, os ligotes são serrados e produzem *wafers* que posteriormente se transformam em células fotovoltaicas. Essas células possuem aspecto heterogêneo e normalmente são encontradas na cor azul, porém suas colorações podem diferir em função do tratamento antirreflexivo empregado. [14]

Figura 73 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino



Fonte: Solar-energia.net

Figura 74 - Ligote de silício policristalino



Fonte: Solar-energia.net

Os módulos apresentam manchas em sua coloração devido ao tipo de silício empregado em sua fabricação, veja a Figura 75. As células policristalina apresentam eficiências ligeiramente inferior às das células monocristalinas, no entanto, seu custo de

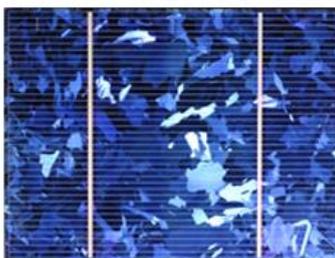
fabricação é menor do que as das células monocristalinas e por essa razão compensa a redução de eficiência. [14]

#### 4.3.1.3. Filmes Finos

As células de filmes finos são a tecnologia mais recente, tendo início em período posterior às células cristalinas já bem desenvolvidas. Os dispositivos de filmes finos são fabricados através de deposição de finas camadas de materiais sobre uma base que pode ser rígida ou flexível. O processo de deposição, que pode acontecer por vaporização ou através de outro método, faz com que pequenas quantidades de matéria primas sejam empregadas para fabricar os módulos, evitando o desperdício de silício que ocorre no processo de serragem e *wafers* cristalinos e consumindo menos energia no processo de fabricação, impactando em menores custos. [14]

Os dispositivos de filmes finos possuem baixa eficiência e necessitam a maior área de módulos para produzir a mesma energia que produzem as tecnologias cristalinas. Uma vantagem dos filmes finos é o melhor aproveitamento da luz solar para baixos níveis de radiação e para radiações difusas, o coeficiente de temperatura é mais favorável, ou seja, a diminuição da geração de energia com o aumento da temperatura é menor do que a verificada com outras tecnologias, assim os módulos de filmes finos são mais indicados para locais que possuem elevadas temperaturas. Outra vantagem dos módulos de filmes finos, reside no fato deles serem menos susceptível a sombreamentos parciais, por serem formados por células mais longas. Os módulos de filmes finos sofrem degradação de maneira mais acelerada do que os cristalinos. [14]

Figura 75 - Célula fotovoltaica de silício policristalino



Fonte: Solar-energia.net

O nome filme fino é utilizado para diferentes tecnologias que existem no mercado, como o silício amorfo (aSi), o silício microcristalino ( $\mu$ Si), a tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) e a tecnologia CIGS (cobre-índio-gálio-selênio).

As Tabela 16 e Tabela 17 apresentam dados das tecnologias fotovoltaicas atuais e produção em 2013.

Tabela 16 - Dados das tecnologias FV atuais.

Tecnologia celular		Produção FV em 2013
Multi c-Si		54,9%
Mono c-Si		36,0%
Filmes Finos	a-Si	2,0%
	CdTe	5,1%
	CIGS	2,0%

Fonte: Usina Fotovoltaica Jaíba Solar

Tabela 17 - Produção de tecnologia celular (2013)

Tecnologia FV atuais	Si Cristalino		Película Fina		
	mono c-Si	poli c-Si	a-Si	CdTe	CIGS
Eficiência de módulo máx., % (2014)	22,9	18,5	11	17,5	15,7
Eficiência de módulo comercial, %	15-19	11-15	7-9	10-13	7-14
Vida útil, em anos	25-30	25-30	25	25	25
Tempo de retorno de energia, em anos	< 2	1-1,5	1-1,5	~0,6	< 1

Fonte: Usina Fotovoltaica Jaíba Solar

#### 4.3.2. Curvas características de corrente, tensão e potência e Características STC

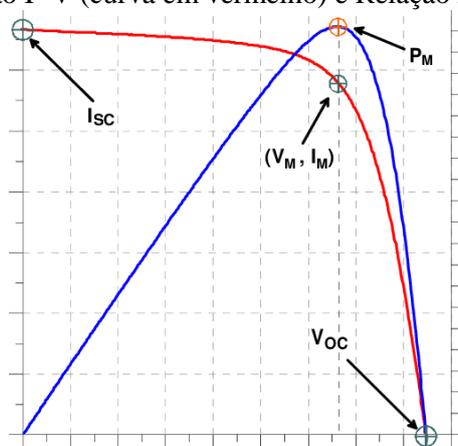
O módulo fotovoltaico não se comporta como uma fonte elétrica convencional. O módulo fotovoltaico apresenta uma tensão de saída constante nos seus terminais, a tensão depende da corrente e vice-versa. Os módulos fotovoltaicos são fontes de corrente. O ponto de operação do módulo, ou seja, o valor de tensão e da corrente nos seus terminais vão depender do que está conectado aos seus terminais.

A relação entre tensão e corrente (I - V) e potência e tensão (P - V) de saída do módulo fotovoltaico é mostrado na Figura 76, onde para cada curva I - V existe uma curva P-V correspondente. Todos os módulos fotovoltaicos possuem uma característica semelhante. [14]

As folhas de dados dos módulos fotovoltaicos apresentam características elétricas STC (*Standard Test Conditions*) e refere-se a condições padronizadas de teste do módulo. Todos os fabricantes de módulos fotovoltaicos fazem testes sobre as mesmas condições,

que recebem padronização dos órgãos internacionais. A condição padrão de teste (STC) considera a irradiância de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  e a temperatura de  $25^\circ\text{C}$  da célula solar.

Figura 76 - Relação I-V (curva em vermelho) e Relação P-V (curva em azul)



Fonte: Researchgate

Na Figura 76 é possível verificar 5 pontos em destaque, que são: corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), ponto de máxima potência ( $P_m$  ou  $P_{mpp}$  ou ainda  $P_{mp}$ ), ponto de máxima tensão ( $V_m$  ou  $V_{mpp}$  ou ainda  $V_{mp}$ ) e ponto de máxima corrente ( $I_m$  ou  $I_{mpp}$  ou ainda  $I_{mp}$ ).

Quando os terminais do módulo são curto circuitado ainda sobre irradiação, surgirá uma corrente de curto ( $I_{sc}$ ). Nessa situação não existe tensão elétrica e a corrente do módulo alcança o máximo valor, dependendo da intensidade da luz. Esse curto não é prejudicial aos módulos. A informação que a corrente de curto circuito carrega é útil para dimensionar o sistema fotovoltaico, pois indica a máxima corrente que o módulo pode fornecer quando recebe  $1000\text{W}/\text{m}^2$  de radiação solar. A  $I_{sc}$  é a corrente máxima que em qualquer hipótese o módulo irá fornecer. [14]

Quando o módulo é desconectado do sistema, a tensão que surge em seus terminais é a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), essa é a máxima tensão que o módulo pode fornecer. A informação sobre a tensão de circuito aberto é importante para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, pois o projeto de um sistema deve respeitar as tensões máximas dos inversores, baterias, controladores de carga e outros componentes que são ligados aos módulos fotovoltaicos.

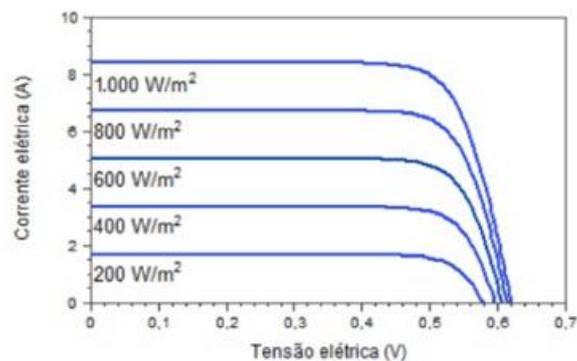
Existe um ponto, também chamada de joelho da curva que garante a produção máxima de energia solar, essa produção máxima está relacionada à tensão máxima ( $V_m$ ) e corrente máxima ( $I_m$ ) que por consequência produzem a energia máxima ( $P_m$ ). Idealmente esse é o ponto em que o módulo deve operar na maior parte do tempo. [14]

### 4.3.3. Influências da radiação solar e da temperatura

A intensidade da radiação solar sobre as células da face de um módulo, está diretamente relacionado com a intensidade de corrente elétrica que o módulo pode produzir. Com uma irradiância solar de  $1000\text{W/m}^2$  o módulo é capaz de fornecer a corrente máxima informada no catálogo do fabricante nas condições STC.

A máxima corrente que o módulo pode fornecer varia proporcionalmente à irradiância. Com pouca luz a corrente fornecida pelo módulo é muito pequena e sua capacidade de gerar energia é muito reduzida, veja a Figura 77. [14]

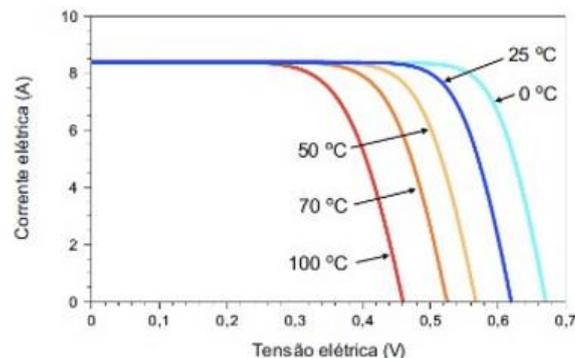
Figura 77 - Influências da irradiância na produção de corrente elétrica



Fonte: Researchgate

Outro fator que diminui a capacidade de geração é a influência da temperatura. A temperatura tem influências na tensão que o módulo fornece em seus terminais e conseqüentemente na potência fornecida. Em temperatura mais amenas as tensões são maiores e em temperaturas elevadas as tensões são menores, essa variação de tensão deve ser analisada para dimensionar o projeto, onde para a tensão de circuito aberto deve-se coletar a menor temperatura histórica do local. A temperatura não influencia na corrente fornecida pelos módulos, veja a Figura 78. [14]

Figura 78 - Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico



Fonte: Researchgate

#### 4.3.4. Características elétricas em NOCT e térmica

Os módulos fotovoltaicos apresentam em seu *datasheet* a tabela de características elétricas na condição de NOCT (*Normal Operation Cell Temperatura*), que representa a temperatura normal de operação da célula. No *datasheet* indica as tensões, correntes e potências do módulo em condições reais de operação, com temperatura da célula de 45°C e taxa de radiação solar de 800W/m<sup>2</sup>. Os valores na condição NOCT são mais próximos do funcionamento real do módulo fotovoltaico e mostram quanta energia o módulo realmente irá produzir.

As características térmicas apresentadas no *datasheet* apresentam como o módulo se comporta diante de variações de temperatura. Os parâmetros apresentados são: gama de temperaturas operacionais, coeficiente de temperatura Pmpp, coeficiente de temperatura Voc e Coeficiente de temperatura Isc. [14]

#### 4.4. Inversores

Os inversores CC-CA conectados à rede são considerados fontes de correntes. Na ausência ou falha no fornecimento de energia elétrica da distribuidora, o inversor fica fora de operação por duas razões: a primeira delas é que o inversor não foi projetado para funcionar sem a rede elétrica e não deve de maneira alguma continuar injetando corrente elétrica na instalação e a segunda é para proteção de equipamentos e pessoal na rede no momento da manutenção.

##### 4.4.1. Características dos inversores

###### 4.4.1.1. Faixa útil de tensão contínua na entrada

O range ou faixa útil de tensão é o intervalo de valores de tensão de entrada onde o inversor consegue operar, essa também é a mesma faixa em que o sistema MPPT (rastreamento do ponto máximo de potência) consegue maximizar a produção de energia dos módulos fotovoltaicos. [14]

A associações dos módulos em série pode ser chamada de *strings* (fileiras de módulos), o range de tensão útil irá determinar a quantidade de módulos associados em série. Cada inversor pode ter um ou mais de um MPPT por um conjunto de entradas. *Strings* fora do range de operação do inversor ocasiona em perda de eficiência do inversor.

#### 4.4.1.2. Tensão contínua máxima na entrada

Essa é máxima tensão contínua suportada na entrada do inversor. O que se deve observar no *datasheet* dos módulos para fins de projeto é a tensão de circuito aberto (Voc), pois na ausência de luz, irá surgir nos terminais do módulo essa tensão e por consequência no inversor. O valor de tensão máxima suportada pelo inversor limita o número de módulos por *string*.

#### 4.4.1.3. Número máximo de *strings* na entrada

Quando se projeta um sistema fotovoltaico, primeiramente os módulos são associados em série formando as *strings* para propiciar a tensão adequada de entrada. Para aumentar a potência do sistema acrescenta-se *strings* em paralelo, formando um conjunto fotovoltaico de várias *strings*. O fator que irá determinar a quantidade de *strings* em paralelo é a máxima corrente CC suportada pelo inversor. [14]

#### 4.4.1.4. Número de entradas independentes com MPPT

Os inversores podem ser fabricados com um ou mais de um sistema de MPPT. Todos os inversores com conexão à rede possuem MPPT, o que significa que são preparados para maximizar a potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos, fazendo-os funcionar constantemente em seu ponto de máxima potência. Inversores com mais de uma entrada MPPT tem a capacidade de otimizar a produção de energia de maneira independente para vários conjuntos de módulos fotovoltaicos. Esse fator é positivo pois caso haja uma *string* sombreada, as demais não são prejudicadas e continuam a injetar potência na rede normalmente. Inversores com múltiplas entradas MPPT tornam os sistemas fotovoltaicos mais eficientes.

#### 4.4.1.5. Grau de proteção

Os inversores fotovoltaicos para a conexão à rede são desenvolvidos para operar em ambientes agressivos, expostos ao tempo. Apesar de os inversores poderem operar em locais fechados, os inversores normalmente são instalados próximos aos módulos. Apesar de possuir elevado grau de proteção, não quer dizer que os inversores podem ser instalados a céu aberto. Recomenda-se que os inversores sejam instalados em local abrigado e protegido da radiação direta do sol e protegido da chuva, o aquecimento excessivo do equipamento reduz sua vida útil e a eficiência da geração. [14]

#### 4.4.1.6. Potência CC de entrada e CA de saída

O *datasheet* dos inversores apresenta duas potências, uma é a potência de entrada (CC) e outra é a potência de saída (CA). A potência de entrada é a indicação da potência de pico em que o conjunto fotovoltaico pode ser ligado a esse inversor. A potência de saída especificada pelo fabricante é a máxima potência que o inversor pode injetar na rede elétrica. Essa potência CA está ligeiramente associada ao ponto máximo de tensão e corrente que o inversor consegue ajustar.

#### 4.4.1.7. Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)

O MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), ou rastreamento de máxima potência é um recurso presente em todos os inversores para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica.

O sistema MPPT tem a função de garantir instantaneamente a operação no ponto máximo de potência independentemente das condições de operação, seja com pouca irradiação e temperaturas excessivas. Devido a fatores meteorológicos mudarem constantemente, a estratégia de MPPT é necessária nos sistemas fotovoltaicos para maximizar a produção de energia, proporcionando o maior rendimento possível do sistema. [14]

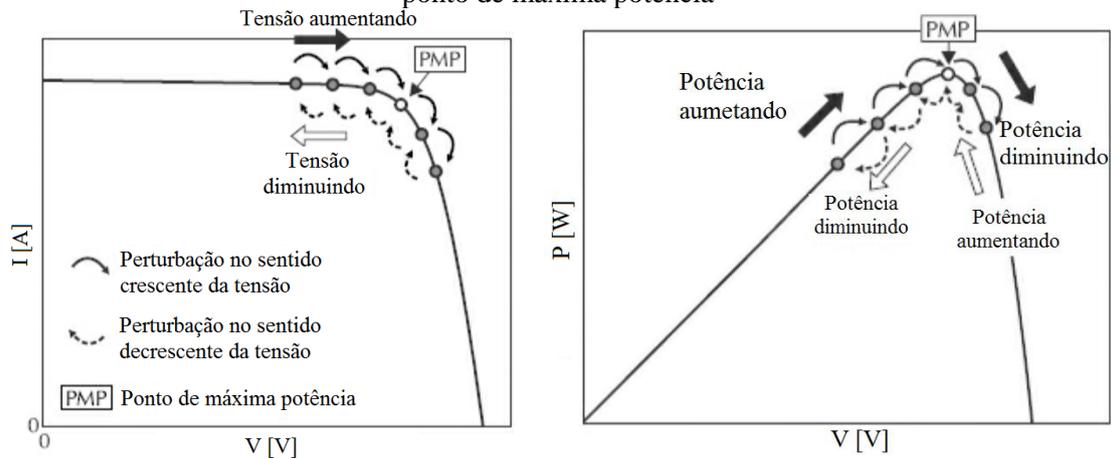
Todos os inversores comerciais utilizam variação de método de MPPT, mas todos eles têm nas suas primícias perturbar e observar, veja a Figura 79. O MPPT funciona com um algoritmo simples, que consiste em perturbar a operação dos módulos, alterando propositalmente a tensão em seus terminais e observando o que acontece com a potência fornecida.

### 4.5. Requisitos para a conexão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

#### 4.5.1. Tensão de operação

O inversor conectado à rede realiza somente o controle de corrente fornecida, não devendo exercer nenhum controle sobre a tensão da rede. Os parâmetros de tensão apresentados em normas especificam as tensões máxima e mínima no qual os inversores devem funcionar. O inversor deve sair de operação quando condições anormais de tensão são identificadas, com diferentes tempos de desconexão para faixas distintas de tensão.

Figura 79 - Funcionamento do sistema MPPT com o algoritmo de perturbação e observação. A tensão dos módulos fotovoltaicos é perturbada, sendo aumentada e diminuída, em busca do ponto de máxima potência



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

As normas IEEE 1547 (norte americana), IEC 61727 (internacional) e VDE 0126-1-1 (alemã) possuem diferentes operações de valores de tensão e tempo de desconexão quando o inversor identifica condição anormal, veja a Tabela 18, Tabela 19 e Tabela 20. A Tabela 21 apresenta a norma brasileira para faixa de operação normal.

Tabela 18 - Tempos de desconexão do inversor da rede elétrica na ocorrência de distúrbios de tensão - norma IEC 61727

Faixa de tensão (% do valor nominal)	Tempo de desconexão (s)
$V < 50$	0,1
$50 \leq V < 85$	2,0
$85 \leq V \leq 110$	Operação normal
$110 < V < 135$	2,0
$V \geq 135$	0,05

Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

Tabela 19 - Tempos de desconexão do inversor da rede elétrica na ocorrência de distúrbios de tensão - norma IEEE 1547

Faixa de tensão (% do valor nominal)	Tempo de desconexão (s)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V \leq 88$	2,0
$88 < V < 110$	Operação normal
$110 \leq V \leq 120$	1,0
$V > 120$	0,16

Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

Tabela 20 - Tempos de desconexão do inversor da rede elétrica na ocorrência de distúrbios de tensão - norma VDE 026-1-1

Faixa de tensão (% do valor nominal)	Tempo de desconexão (s)
$V \leq 85$ ou $V \geq 110$	0,2

Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

Tabela 21 - Tempos de desconexão do inversor da rede elétrica na ocorrência de distúrbios de tensão - norma ANBT NBR 16149/13

Faixa de tensão (% do valor nominal)	Tempo de desconexão (s)
$V < 80$	0,4
$80 \leq V \leq 110$	Operação normal
$V > 110$	0,2

Fonte: ABNT

#### 4.5.2. Frequência de Operação

A corrente que o inversor injeta na rede deve ser sincronizada com a frequência da rede local, o que quer dizer que a frequência de operação do inversor é rigorosamente a mesma da rede da concessionária, ou seja, 60 Hz.

Quando a rede apresenta frequências fora dos limites máximo e mínimo que o inversor deve operar, este deve desconectar-se, pois variações de frequência são alertas de falha na rede ou de ilhamento do sistema fotovoltaico. A constatação de variação de frequência da tensão da rede é o primeiro indicativo (necessário, porém não suficiente) para detecção de condição de ilhamentos de sistemas fotovoltaicos.

A norma internacional IEC aceita desvios máximos de frequência de  $\pm 1$ Hz, enquanto o padrão norte americano IEEE aceita operação no intervalo de 59,3 Hz a 60,5 Hz. As variações de frequência são permitidas em normas de diferentes países, no entanto, essa variação é pequena.

Segundo a norma brasileira NBR 16149, quando a frequência cai a valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema fotovoltaico de interromper o fornecimento de corrente em até 0,2s e deve retornar somente quando a frequência for 59,9 Hz, respeitando o tempo de reconexão de 20 a 300 segundos. Se a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação abaixo:

$$\Delta P = [f_{\text{rede}} - (f_{\text{nominal}} + 0,5)] \times R \quad (1)$$

Onde

$\Delta P$  é a variação da potência ativa injetada, expressa em porcentagem, em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5Hz ( $P_M$ )

$f_{rede}$  é a frequência da rede

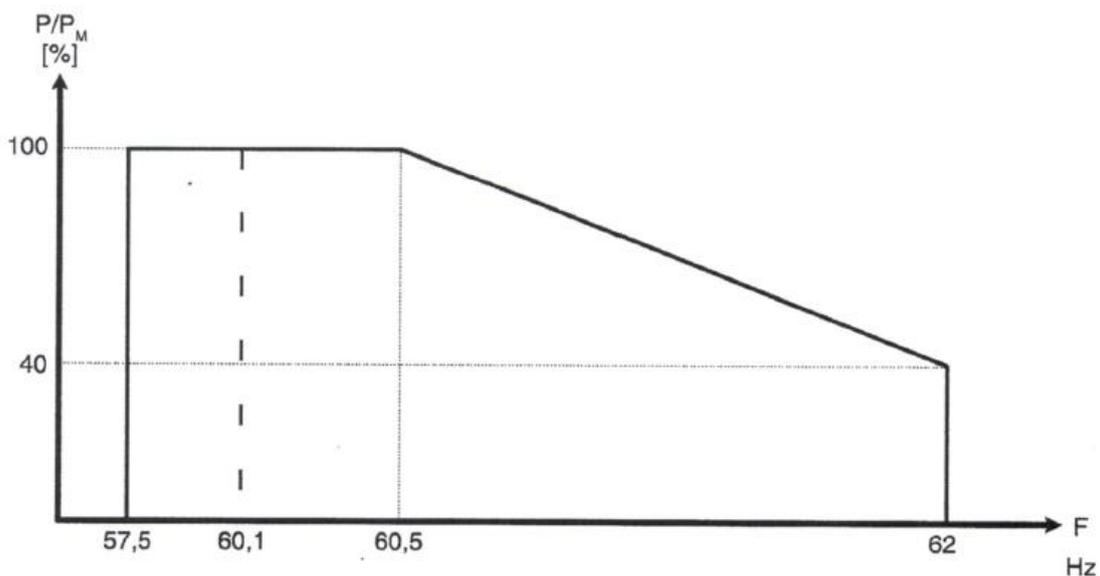
$f_{nominal}$  é a frequência nominal

R é a taxa de redução desejada da potência ativa injetada, expressa em porcentagem por Hertz, ajustada em -40%/Hz.

Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema fotovoltaico deve sustentar o menor valor de potência ativa atingido ( $P_M - \Delta P_{máximo}$ ) durante o aumento da frequência. O sistema fotovoltaico poderá aumentar a potência ativa injetada somente quando a frequência voltar para a faixa  $60 \pm 0,05$  Hz por no mínimo 300 segundos. [17]

Quando a frequência da rede superar 62 Hz, o SFV deve interromper o fornecimento de energia em até 0,2 segundos. O sistema deverá retornar à operação normal somente quando a frequência voltar para o valor de 60,1 Hz, por um intervalo de 20 a 300 segundos. A apresenta a curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por sobre/subfrequência. [17]

Figura 80 - Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação de frequência



Fonte: NBR 16149

### 4.5.3. Minimização da injeção de corrente contínua na rede elétrica

A injeção de corrente contínua pelo inversor pode ocorrer devido à assimetria entre os ciclos positivo e negativo da corrente produzida pelo inversor. O padrão IEEE 1547 prevê um limite de corrente contínua de 0,5% da corrente nominal do inversor, enquanto a norma IEC 61727 é de 1%. A norma alemã VDE 0126-1-1 não regulamenta o limite em termos de porcentagem da corrente nominal, o que ela especifica é o limite absoluto de 1A com um tempo de desconexão máximo de 0,2 segundos.

### 4.5.4. Atuação na detecção do ilhamento

De acordo com as normas para a conexão à rede elétrica, o inversor deve ser capaz de desconectar-se da rede quando o sistema fotovoltaico fica ilhado. As normas IEE 1574, 929, IEC 62116 (adotado no Brasil), VDE 0126-1-1 possuem recomendações a esse respeito e elaboram procedimentos de teste usados na verificação do desempenho do sistema anti-ilhamento.

Um dos parâmetros verificados para a detecção de ilhamento é o desvio de frequência, no entanto, não é a única maneira de verificar a existência de ilhamento. A normas IEEE 1574, 929 e IEC 62116 forçam a desconexão do inversor 2 segundos após a identificação do ilhamento. A norma VDE 0126-1-1 estabelece a desconexão em 5 segundos. Após o estabelecimento de energia, a reconexão é imediata, exceto para a IEC 61727 que acrescenta um intervalo de 3 minutos, veja a

Tabela 22 - Condições para reconexão do inversor após a ocorrência do ilhamento

<b>Norma</b>	<b>IEEE 1574</b>	<b>IEC 61727</b>
Tensão (%)	$88 < V < 110$	$85 < V < 110$
Frequência	$59,3 < f < 60,5$	$f_n - 1 < f < f_n + 1$
Intervalo	-	3 minutos

Fonte: Energia Solar Fotovoltaica

## 5. Sistemas Fotovoltaicos da Universidade Federal de Goiás no Centro de Aulas das Engenharias

A instalação do sistema fotovoltaico no Centro de Aulas das Engenharias se deu através de um edital de eficiência energética aberto pela concessionária local (ENEL-GO) cujo a Escola de Engenharia Elétrica Mecânica e de Computação foi contemplada, o projeto recebe o seguinte título, Projeto P&DI 656: Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégica de P&D: Eficiência Energética e Minigeração na UFG.

Este projeto de P&D teve início em 18 de dezembro de 2017 e tem previsão de término em 22 de agosto de 2020. Este projeto executou ações de troca de 24.870 lâmpadas fluorescentes por LED, instalação de 4 usinas fotovoltaicos (Centro de Eventos, Escola de Música e Artes Cênicas, Biblioteca Central e Centro de Aula as Engenharias, totalizando 817 kWp), instalação de mais uma estação meteorológica (localizada no Campus Samambaia), melhoramentos da estação meteorológica da Praça Universitária, instalação de sistema supervisorio de consumo de energia elétrica em 120 pontos da Universidade e conscientização acompanhada de mudanças de hábitos quanto ao uso de energia elétrica para professores, alunos e funcionários da instituição de ensino superior.

A Tabela 23 apresenta a produção anual, a potência instalada e o número de módulos e inversores instalados nos prédios da UFG. De acordo com a resolução 482/2018 da ANEEL que trata das condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e outras providências, estabelece: um sistema fotovoltaico será enquadrado como microgeração se a potência instalada for menor ou igual a 75kW (redação alterada pela Resolução 687/2015) e será enquadrado como minigeração se a potência instalada for superior a 75kW e menor ou igual a 5MW (redação alterada pela Resolução 786/2017). Assim, somente o CAE é enquadrado como microgração, os demais prédios são enquadrados como minigeração.

### 5.1.1. Sistema Fotovoltaico no Centro de Aulas das Engenharias (CAE)

O sistema fotovoltaico do CAE é composto por 120 (cento e vinte) módulos solares da GCL Solar modelo GCL-P6/72330 e por um inversor HUAWEI - SUN2000-33KTL-A.

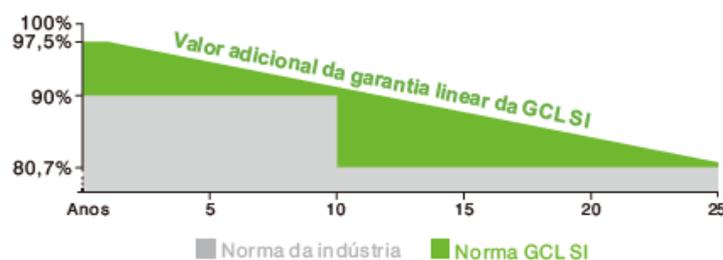
Tabela 23 - Sistemas Fotovoltaicos instalados na UFG

Dados do Sistema				
Local	Produção Anual (MWh)	Número de Módulos	Potência Instalada (kWp)	Número de Inversores
<b>Centro de Eventos</b>	562,3	1160	382,8	10
<b>EMAC</b>	242,7	490	161,7	4
<b>Biblioteca Central</b>	348,5	703	232	6
<b>CAE</b>	59,51	120	41,3	1
<b>Total</b>	<b>1213,01</b>	<b>2473</b>	<b>817,8</b>	<b>21</b>

Fonte: Banner - Prof. Dr. Marcelo Stehling

Os módulos utilizados no CAE são policristalino (ou multicristalino) de 330 Wp de saída, eficiência de 17% e 72 células. Módulos com bom desempenho e confiáveis trazem em seu *datasheet* a garantia de desempenho linear e o CGL Solar traz esse gráfico para o usuário, veja na Figura 81. Os dados elétricos do módulo é apresentado na Tabela 24 e o coeficiente de temperatura do módulo é apresentado na Tabela 25. Para mais informações, veja o *datasheet* do módulo GCL-P6/72330 no Anexo I.

Figura 81 - Garantia de desempenho linear



Fonte: Datasheet CGL

O inversor trifásico da marca Huawei é apresentado na Figura 82, possui eficiência máxima de 98,6%. As características de entrada CC e saída CA do inversor é apresentado na Tabela 26 e Tabela 27. Para mais detalhes veja o *datasheet* do inversor no Anexo II.

Figura 82 - Inversor Huawei Sun2000 33KTL-A



Fonte: Datasheet Huawei

Tabela 24 - Especificação do módulo GCL-P6/72330 com dados STC e NOCT

<b>Tipo</b>	<b>Especificação Elétrica (STC)</b>	<b>Dados Elétricos (NOCT)</b>
<b>Potência Máxima Pmax (W)</b>	330	237,71
<b>Tensão de Potência Máxima Vm (V)</b>	37,8	34,5
<b>Corrente de Potência Máxima Im (A)</b>	8,73	6,89
<b>Tensão de Circuito Aberto Voc (V)</b>	46,2	42,9
<b>Corrente de Curto Circuito Isc (A)</b>	9,33	7,58
<b>Eficiência do Módulo (%)</b>	17	*
<b>Tolerância da Saída de Potência Pm (W)</b>	0~+5	*

Fonte: Datasheet CGL

Tabela 25 - Classificação de temperatura do módulo GCL-P6/72330

<b>Classificação de Temperatura</b>	
<b>Célula Operacional Nominal Temperatura (NOCT)</b>	45±2°C
<b>Coefficiente de Temperatura de Pmax</b>	-0,41%/°C
<b>Coefficiente de Temperatura de Voc</b>	-0,32%/°C
<b>Coefficiente de Temperatura de Isc</b>	+0,055%/°C

Fonte: Datasheet CGL

Tabela 26 - Características de entrada CC do inversor Huawei

<b>Máxima tensão de entrada (V)</b>	1100
<b>Máxima corrente por MPPT (A)</b>	22
<b>Máxima corrente de curto circuito por MPPT (A)</b>	30
<b>Menor tensão de inicialização/operação</b>	250
<b>Faixa de operação por MPPT (V)</b>	200 - 1000
<b>Tensão nominal de entrada (V)</b>	620
<b>Número de entradas</b>	8
<b>Número de rastreadores MPP</b>	4

Fonte: Datasheet Huawei

Tabela 27 - Características de saída CA do inversor Huawei

<b>Potência nominal ativa (W)</b>	30.000
<b>Potência aparente máxima (VA)</b>	33.000
<b>Potência máxima ativa (W)*</b>	30.000
<b>Tensão nominal de saída (V)</b>	230/400; 3F+(N)**+PE
<b>Frequência de rede adaptada (Hz)</b>	50/60
<b>Corrente nominal de saída (A)</b>	43,3
<b>Máxima corrente de saída (A)</b>	48 A (400V)
<b>Fator de Potência</b>	0,8 capacitivo ou indutivo
<b>DHT máxima</b>	< 3%

Fonte: Datasheet Huawei

(\*) O inversor pode ser configurado no Mode 1, nesse modo a potência ativa se iguala à potência aparente.

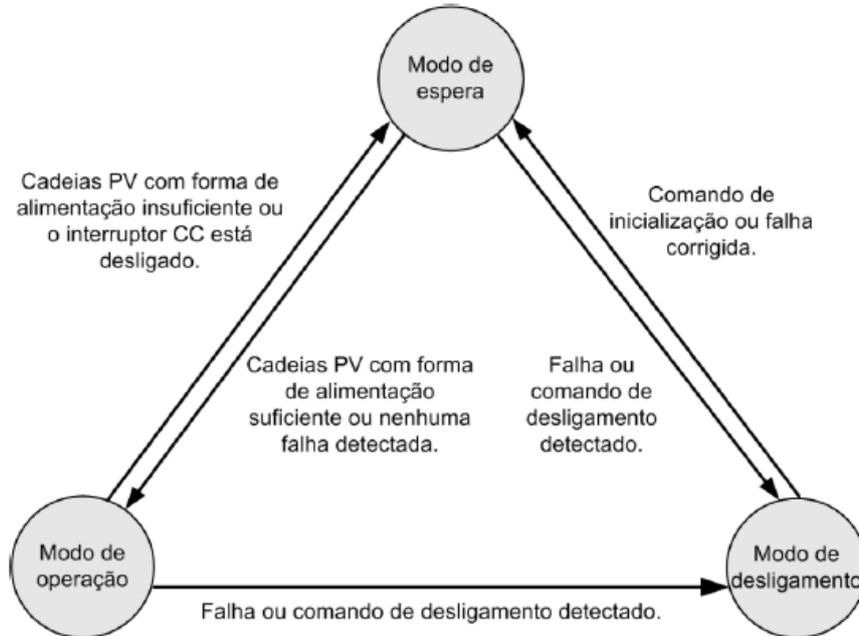
(\*\*) A instalação do fio neutro na saída do inversor é facultativa, sendo informar ao inversor a maneira da associação.

O inversor Huawei Sun2000 possui 3 modos de funcionamento (veja a Figura 83), entre eles são: modo de desligamento, modo de espera e modo de operação.

- Desligamento: em modo de espera ou operação, o inversor entra no modo de desligamento após a detecção de uma falha ou comando de desligamento proveniente de operação anormal ou fora dos requisitos mínimos. No modo de desligamento, o inversor entra no modo de espera após a detecção de um comando de inicialização ou após a correção da falha.
- Espera: o inversor entra no modo de espera quando o ambiente externo não atende aos requisitos para iniciar o SUN2000. Em modo de espera o inversor verifica continuamente o status e entra no modo operacional depois que os requisitos operacionais são cumpridos ou entra no modo de desligamento após a detecção de um comando de desligamento ou de uma falha após a inicialização.
- Operacional: no modo operacional o inversor converte a energia elétrica CC dos módulos FV em energia elétrica CA e fornece energia para rede elétrica. O SUN2000 rastreia o ponto de máxima potência. O inversor entra no modo de desligamento após a detecção de uma falha ou de um

comando de desligamento e entre no modo de espera depois de detectar que a energia de saída dos módulos FV não atende aos requisitos de geração de eletricidade liga à rede elétrica.

Figura 83 - Modos de funcionamento do SUN2000



Fonte: Datasheet

Os modos de funcionamento do inversor SUN2000 apresentados na Figura 83 e é traduzido por indicadores de LED na porta do compartimento do inversor apresentado na Figura 84. A Tabela 28 descreve o significado de operação de cada LED.

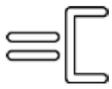
Figura 84 - Indicador LED na porta do compartimento de manutenção



Fonte: O autor

O SFV instalado no CAE encontra-se no terraço e foi instalado sobre telhas sanduiche. A cobertura é formada por duas águas, o prédio foi construído voltado para o norte verdadeiro com angulação de 12° para oeste, onde esta consiste na primeira água e a outra água voltada para o sul. A água voltada para o norte recebeu maior número de módulos fotovoltaicos, 80 módulos, pois nesta água há maior aproveitamento da irradiação do sol, a outra água recebeu 40 módulos pois a irradiação solar é ligeiramente menor.

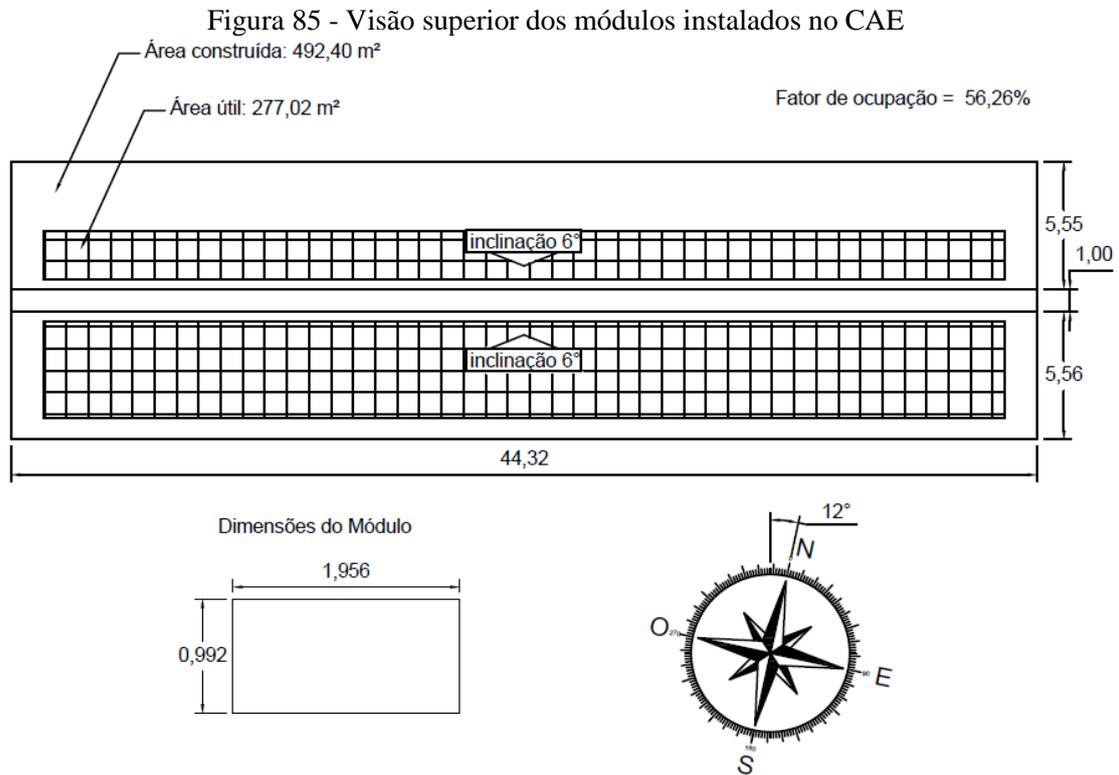
Tabela 28 - Descrição dos indicadores LEDs para a operação do inversor SUN2000

<b>Indicador</b>	<b>Status</b>	<b>Significado</b>
<b>Conexão FV</b> 	Verde (aceso)	Pelo menos uma cadeia FV está conectada corretamente e a tensão de entrada CC do circuito MPPT correspondente é maior ou igual a 200 V
	Verde (apagado)	O inversor desconecta todas as cadeias FV, ou tensão de entrada CC de cada circuito de MPPT é inferior a 200 V
<b>Ligação com a rede elétrica</b> 	Verde (aceso)	O inversor está conectado à rede elétrica
	Verde (apagado)	O inversor não está conectado à rede elétrica
<b>Comunicação</b> 	Verde piscando em intervalos curtos (ligado por 0,5 s e, em seguida, desligado por 0,5 s)	
	Verde (apagado)	O inversor não recebeu dados via comunicação RS485/PLC/FE por 10 segundos
<b>Alarme/ manutenção</b> 	Vermelho piscando em intervalos longos (ligado por 1 s e, em seguida, desligado por 4 s)	Um alarme de aviso é gerado
	Vermelho piscando em intervalos curtos (ligado por 0,5 s e, em seguida, desligado por 0,5 s)	Um alarme secundário é gerado
	Vermelho constante	Um alarme importante é gerado
	Verde piscando em intervalos longos (ligado por 1 s e, em seguida, desligado por 1 s)	Manutenção local em andamento
	Verde piscando em intervalos curtos (ligado por 0,125 s e, em seguida, desligado por 0,125 s)	Falha na manutenção local
	Verde constante	Manutenção local realizada com êxito

Fonte: Datasheet Huawei

Os módulos foram instalados acompanhando a inclinação da cobertura que possui 6° de declividade. Estudos apresentam que a inclinação ideal para os módulos corresponde à latitude da região, ou seja, os módulos teriam maior aproveitamento no CAE se fossem instalados a 17°, no entanto, a estrutura que iria compor a cobertura para o ganho de inclinação seria mais cara, seria necessário realizar perfurações nas telhas e um reforço no terraço.

Os 120 módulos instalados no CAE ocupam uma área de 277,02m<sup>2</sup> (contando com espaçamento entre os módulos) e a cobertura tem 492,40m<sup>2</sup> de área construída, a ocupação dos módulos corresponde a 56,26%, no entanto, deve-se guardar uma área destinada aos cabos e eletrocalhas. A Figura 85 apresenta o que foi dito nos últimos 2 parágrafos e a Figura 86 apresenta os módulos instalados no CAE.



Fonte: O autor

Figura 86 - Módulos Fotovoltaico do CAE

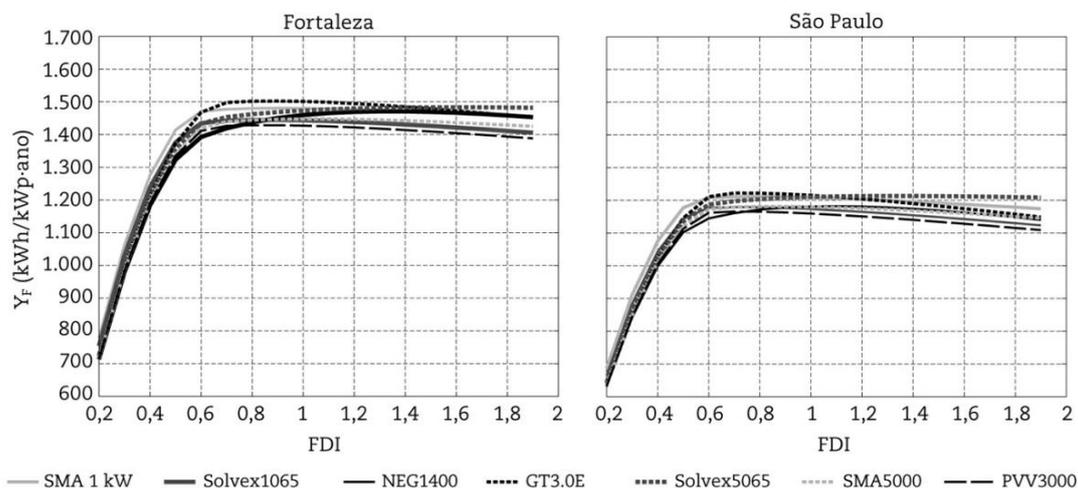


Fonte: O autor

A princípio há espaço para instalação de mais módulos, no entanto, seria necessário a utilização de mais um inversor, porém, este iria ficar subdimensionado ou poderia dividir os módulos em cada inversor, no entanto, agora ambos iriam ficar subdimensionados. De acordo com o FDI (fator de dimensionamento do inversor) de

algumas cidades, o inversor pode ser dimensionado com 80% da potência dos módulos, veja a Figura 87, valores acima de 80% não haveria ganhos na produção de eletricidade. No CAE o FDI foi de 75,76%. [18]

Figura 87 - Produtividade de SFV em função do tamanho relativo do inversor (FDI) para Fortaleza e São Paulo.



Fonte: Sistemas Fotovoltaico Conectados à Rede Elétrica

### 5.1.2. Projeto

Como já dito anteriormente, o CAE é composto por 120 módulos. Com o *datasheet* dos módulos e inversor, é necessário associa-los de modo a atender as características elétricas de cada equipamento. O sistema de geração é composto por 6 *strings* de 20 módulos em paralelo. Agora veremos as condições de projeto. Veja a Tabela 29. Um fator que deve ser analisado, é a tensão de circuito aberto em dias frios, idealmente a menor temperatura histórica.

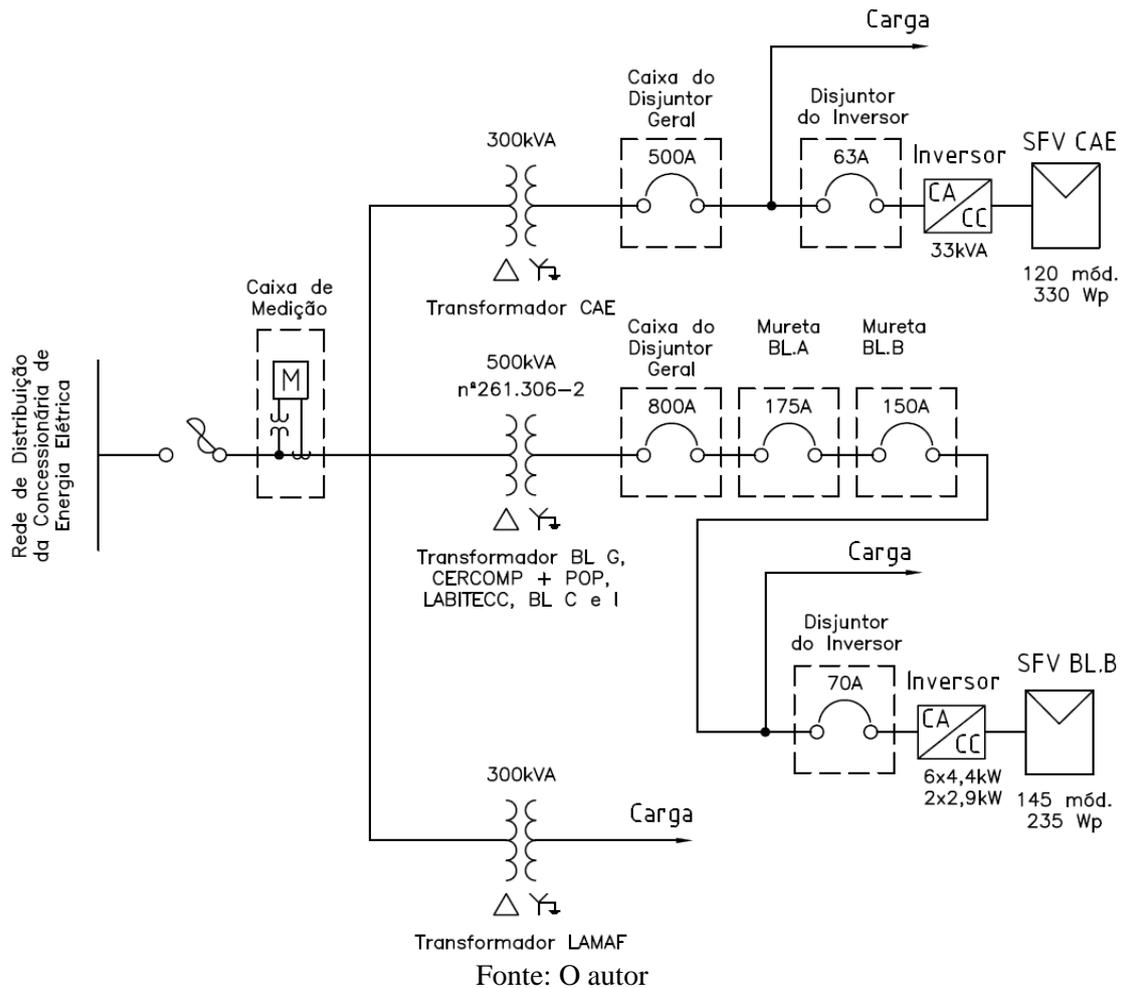
Tabela 29 - Associação dos módulos no inversor

Parâmetros	Entradas	Especificação do módulo	Característica da associação	Limite do Inversor
Módulos em série	20 módulos	Voc = 46,2 V	924 V	200 V ~ 1000 V
MPPT 1	2 strings	Im = 8,73 A Isc = 9,33 A	17,46 A 18,66 A	Im = 22 A Isc = 30 A
MPPT 2	2 strings	Im = 8,73 A Isc = 9,33 A	17,46 A 18,66 A	Im = 22 A Isc = 30 A
MPPT 3	1 string	Im = 8,73 A Isc = 9,33 A	Im = 8,73 A Isc = 9,33 A	Im = 22 A Isc = 30 A
MPPT 4	1 string	Im = 8,73 A Isc = 9,33 A	Im = 8,73 A Isc = 9,33 A	Im = 22 A Isc = 30 A
Strings	6			8 entradas

Fonte: O autor

No projeto apresentado no Anexo III e na Tabela 29, vemos que há duas entradas MPPT com 1 string somente, isso é feito para maximizar a eficiência do inversor, pois assim isolam entradas diferentes, caso haja sombreamento, somente uma entrada é prejudicada e as demais continuam gerando normalmente. No Diagrama Unifilar 1 é apresentado o diagrama unifilar da quadra da Escola de Engenharia com os sistemas fotovoltaicos da quadra.

Diagrama Unifilar 1 - Diagrama unifilar da Escola de Engenharia com SFV do CAE e BL B



### 5.1.3. Comparação de Geração

Para realizar a comparação entre a geração teórica e a que ocorreu na prática, é necessário coletar a irradiação de cada mês a acrescentar a inclinação dos módulos ( $6^\circ$ ) e a orientação do prédio. Realizando essa operação no Radasol, foi coletado a irradiação da água norte e da água sul com base na irradiação tratada exposta na Tabela 13 na coluna 2019. Na Tabela 30 é possível verificar que a irradiação na inclinada na água Norte foi maior que a inclinação da água Sul e no plano horizontal, como reflexo disso, a média da

irradiação inclinada Norte também foi maior com uma oscilação entre a irradiação máxima e mínima menor.

Tabela 30 - Irradiação no CAE considerando a inclinação dos módulos, a orientação do prédio e as duas águas

Meses	Global (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Inclinada (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	
	Plano horizontal	N; O (12°)	S; E (12°)
<b>Jan</b>	6,32	6,19	6,37
<b>Fev</b>	5,29	5,29	5,29
<b>Mar</b>	4,85	4,94	4,76
<b>Abr</b>	4,72	4,91	4,55
<b>Mai</b>	4,62	4,86	4,31
<b>Jun</b>	4,95	5,27	4,46
<b>Jul</b>	5,04	5,33	4,64
<b>Ago</b>	5,49	5,75	5,13
<b>Set</b>	5,99	6,15	5,81
<b>Out</b>	5,76	5,8	5,72
<b>Nov</b>	*	*	*
<b>Dez</b>	*	*	*
<b>Média</b>	5,30	5,45	5,10
<b>Delta</b>	1,70	1,33	2,06

Fonte: O autor

(\*) meses sem dados

Para simular a geração é necessário seguir a equação (27).

$$P_{\text{GERAÇÃO}} = P_{\text{SFV}} \times \text{PR} \times H_{\text{G}\beta\text{dia}} \quad (27)$$

onde:

$P_{\text{GERAÇÃO}}$  - é a potência gerada

PR - é o power rate

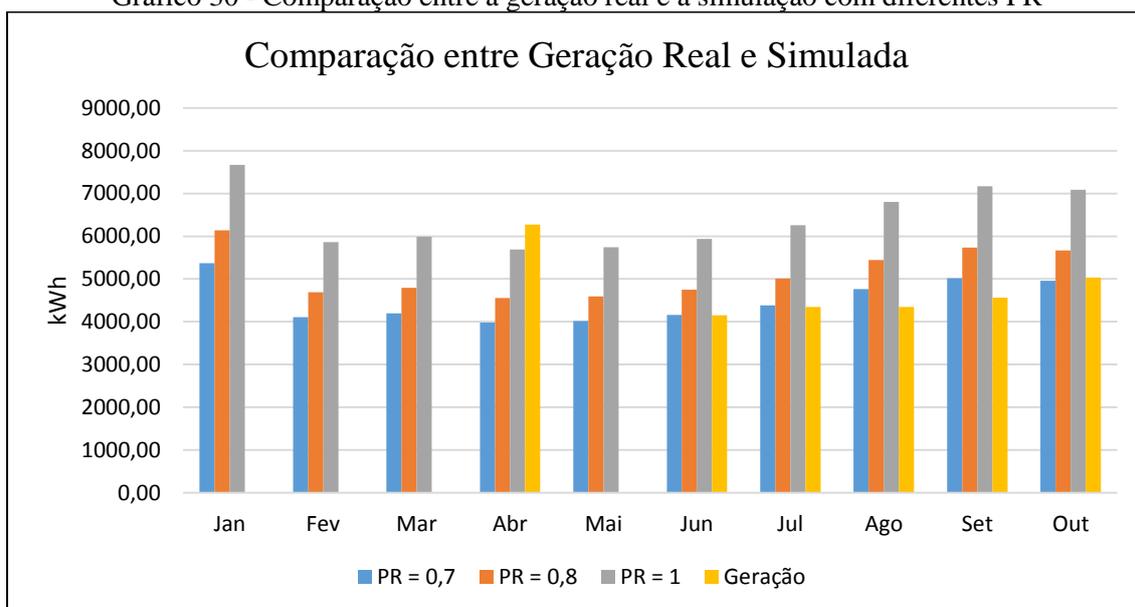
$H_{\text{G}\beta\text{dia}}$  - é a irradiação por dia

PR (*power rate*) ou ainda Taxa de Desempenho (TD) é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado SFV, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo

(diferenças entre as suas potências máximas), resposta espectral, temperatura operacional e outras. Os SFV bem ventilados e não sombreados possuem uma PR entre 70 e 80% em condições de irradiação solar no Brasil. No entanto, o desempenho do módulos é diretamente influenciado pela temperatura ambiente. [3]

No Gráfico 30 é possível verificar a geração simulada (com PR iguais a 0,7 em azul, 0,8 em alaranjado e 1,0 em cinza) e a geração real (Geração em amarelo), os dados da geração real foram coletados por meio da plataforma da CCK com analisadores de energia deste fabricante. A simulação foi realizada para os meses que foi possível coletar dados de irradiação, ou seja, de janeiro a outubro de 2019. Nos meses de junho a outubro a geração real aproximou-se da simulação para PR igual a 0,7, no mês de abril a geração real superou a simulada com PR igual a 1,0, esse dado deve ser descartado pois havia erro na relação do transformador de corrente (TC) no cadastro da configuração do medidor, veja o Gráfico 31

Gráfico 30 - Comparação entre a geração real e a simulação com diferentes PR



Fonte: O autor, 2019

Observando o Gráfico 31 é possível concluir que a taxa de desempenho para o CAE é de aproximadamente 70%. Nos meses de agosto e setembro a taxa de desempenho ficou na faixa de 63%, como dito anteriormente, a temperatura influi diretamente no desempenho dos módulos, veja as equações (28) e (29), onde a primeira apresenta a potência real dos módulos em função da temperatura da célula e a segunda apresenta a equação da temperatura da célula. Um fator que melhorou o desempenho dos módulos no

mês de outubro decorre do fato de ter chovido no início do mês de outubro e apesar da chuva não limpar de maneira efetiva os módulos, foi suficiente para aumentar a geração.

$$P_{\text{real}} = P_{\text{max}} \times \frac{G_i}{1000} \times [1 - \lambda \times (T_{\text{célula}} - 25)] \quad (28)$$

$$T_{\text{célula}} = T_{\text{ambiente}} + \frac{G_i}{800} \times (T_{\text{NOCT}} - 20) \quad (29)$$

onde:

$P_{\text{real}}$  - é a potência real dos módulos

$P_{\text{max}}$  - é a potência do módulo informado no datasheet do fabricante

$G_i$  - é a irradiância ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

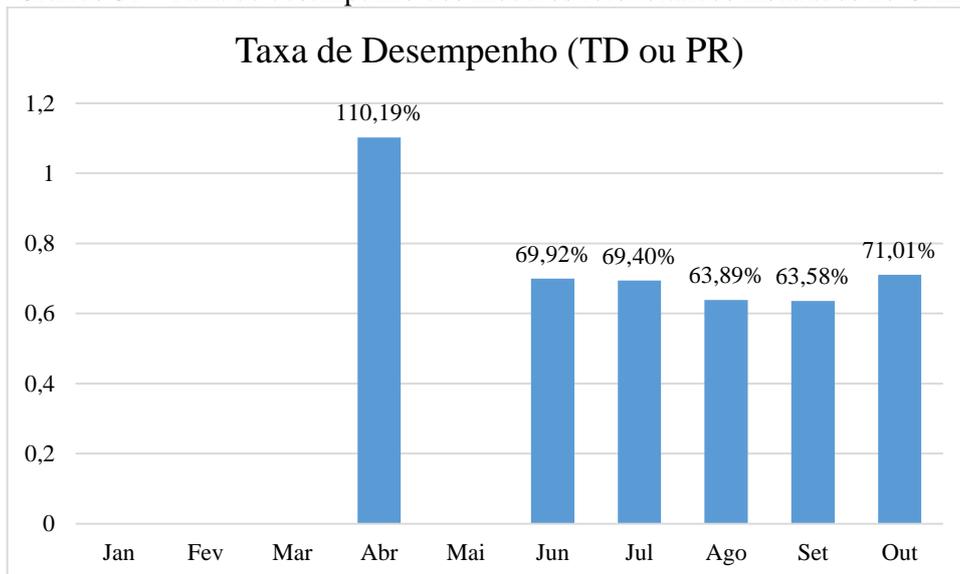
$\lambda$  - é o coeficiente de temperatura da célula, também informado no datasheet do fabricante

$T_{\text{célula}}$  - é a temperatura da célula

$T_{\text{ambiente}}$  - é a temperatura ambiente

$T_{\text{NOCT}}$  - é a temperatura em operação normal informada no datasheet do fabricante

Gráfico 31 - Taxa de desempenho dos módulos fotovoltaicos instalados no CAE

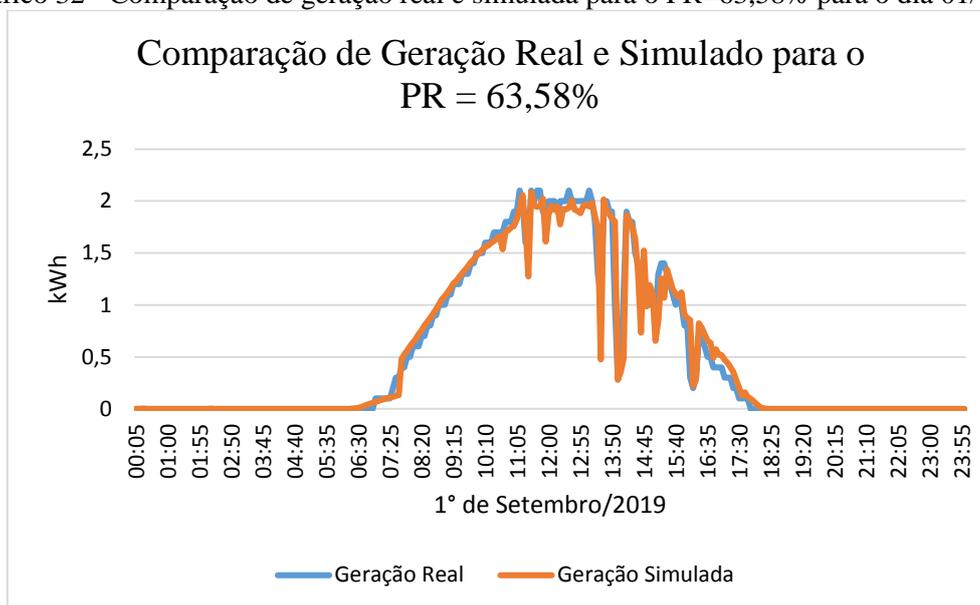


Fonte: O autor

Para verificar a geração do CAE simulada para dias específicos, utilizou-se a taxa de desempenho de 63,58% calculada acima. Assim, os Gráfico 32 e Gráfico 33

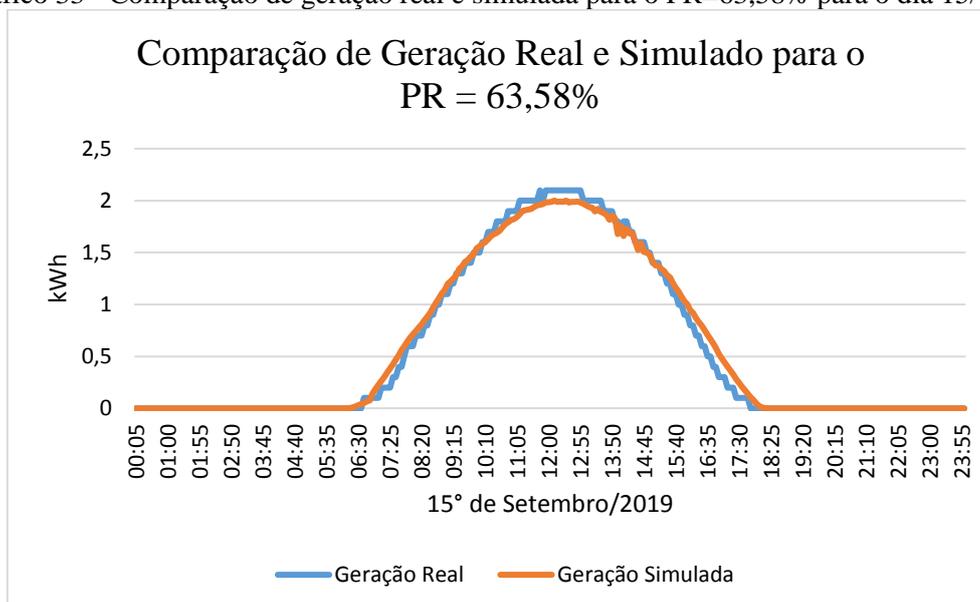
apresentam a geração real do SFV em comparação com a simulada para os dias 01 e 15 de setembro de 2019, respectivamente.

Gráfico 32 - Comparação de geração real e simulada para o PR=63,58% para o dia 01/09/19



Fonte: O autor

Gráfico 33 - Comparação de geração real e simulada para o PR=63,58% para o dia 15/09/19

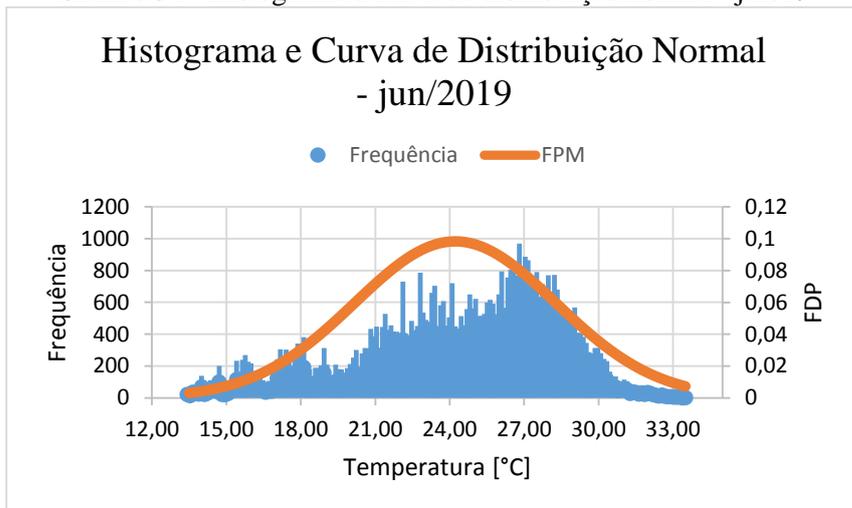


Fonte: O autor

#### 5.1.4. Influência da Temperatura na Geração

Nos Gráfico 34 ao Gráfico 38 é possível ver o histograma de temperatura e distribuição normal dos meses de junho à outubro, as Tabela 31 à Tabela 35 estão apresentados os parâmetros de temperatura dos meses de junho à outubro.

Gráfico 34 - Histograma e curva de distribuição normal - jun/19



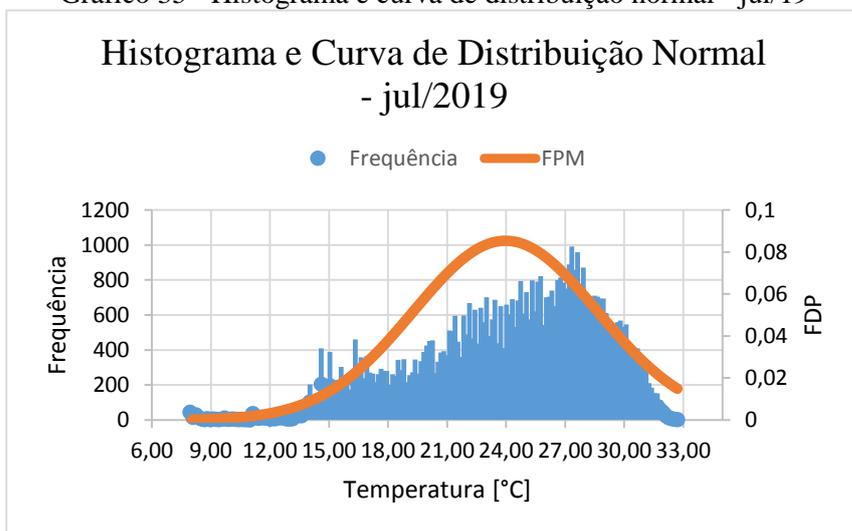
Fonte: O autor

Tabela 31 - Parâmetros de temperatura para jun/19

Parâmetro	[°C]
Mínimo	13,60
Máximo	33,40
Média	24,22
Des. Pad.	4,05

Fonte: O autor

Gráfico 35 - Histograma e curva de distribuição normal - jul/19



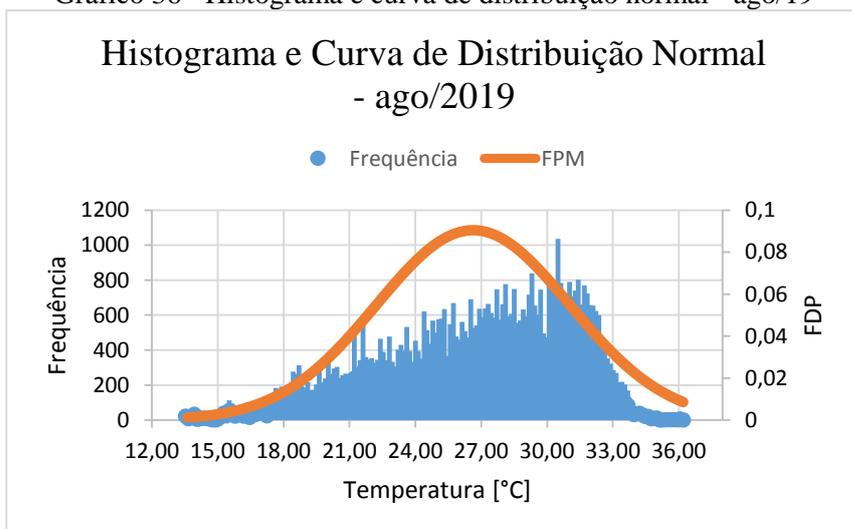
Fonte: O autor

Tabela 32 - Parâmetros de temperatura para jul/19

Parâmetro	[°C]
Mínimo	7,80
Máximo	32,70
Média	23,97
Des. Pad.	4,68

Fonte: O autor

Gráfico 36 - Histograma e curva de distribuição normal - ago/19



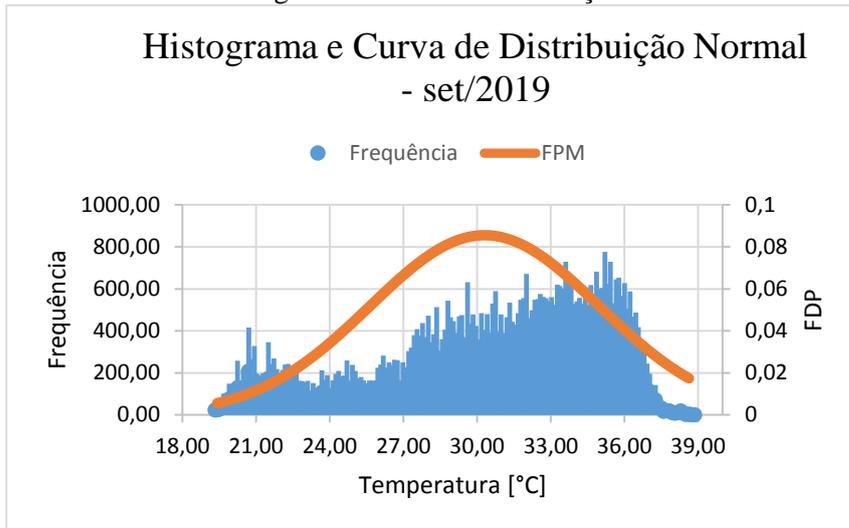
Fonte: O autor

Tabela 33 - Parâmetros de temperatura para ago/19

Parâmetro	[°C]
Mínimo	13,40
Máximo	36,20
Média	26,63
Des. Pad.	4,41

Fonte: O autor

Gráfico 37 - Histograma e curva de distribuição normal - set/19



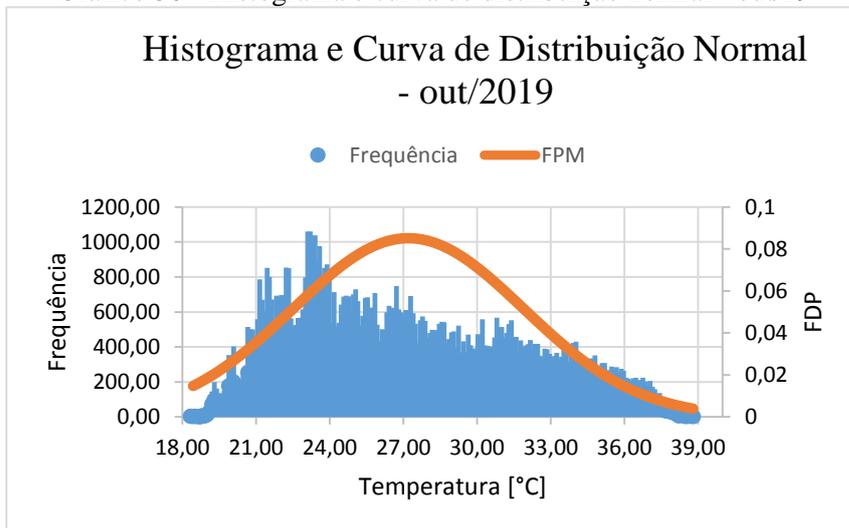
Fonte: O autor

Tabela 34 - Parâmetros de temperatura para set/19

Parâmetro	[°C]
Mínimo	19,22
Máximo	38,63
Média	30,31
Des. Pad.	4,67

Fonte: O autor

Gráfico 38 - Histograma e curva de distribuição normal - out/19



Fonte: O autor

Tabela 35 - Parâmetros de temperatura para set/19

Parâmetro	[°C]
Mínimo	18,23
Máximo	38,80
Média	27,20
Des. Pad.	4,69

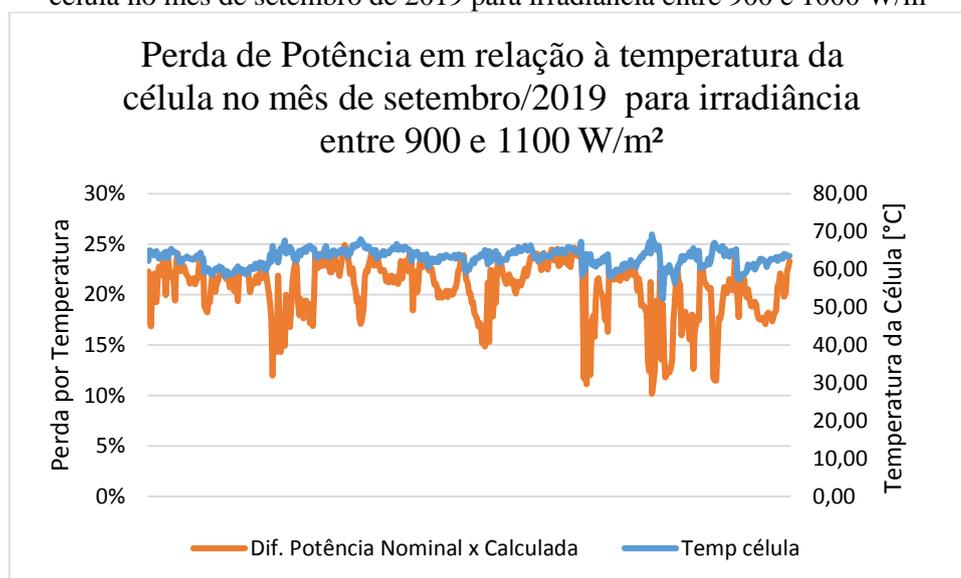
Fonte: O autor

Observando os gráficos e tabelas referentes aos meses de junho, julho e outubro é possível verificar que esses meses a temperatura apresentou valores inferiores aos meses de agosto e setembro. No mês de junho a temperatura que mais se repetiu está na faixa de 28°C, no mês de julho a temperatura que mais se repetiu está na faixa de 27°C, no mês de agosto a temperatura que mais se repetiu está na faixa de 31°C, no mês de setembro a temperatura que mais se repetiu está na faixa de 36°C e por fim em outubro a temperatura que mais se repetiu está na faixa de 24°C, com isso, vê-se que a taxa de desempenho em agosto e setembro foi prejudicada pelas elevadas temperaturas.

O Gráfico 39 apresenta a perda de potência em relação à temperatura do módulo para o mês de setembro onde o critério para calcular a dependência foi em relação à irradiância no intervalo de 900 e 1100 W/m<sup>2</sup>. Encontrou-se a temperatura do módulo

(célula) através da equação (29), com a temperatura do módulo encontrou-se a potência real utilizando a equação (28). Analisando o Gráfico 39 é possível concluir que a perda de potência do módulo é influenciado pela temperatura de 10 à 25% no mês de setembro.

Gráfico 39 - Perda de potência (nominal - simulada) em relação à temperatura (simulada) da célula no mês de setembro de 2019 para irradiância entre 900 e 1000 W/m<sup>2</sup>



Fonte: O autor

## 5.2. Análise Financeira

Antes de realizar o *payback* do investimento realizado no CAE, é necessário compreender as formas de compensação de energia elétrica que o mundo tem praticado e como o Brasil está encaixado nesse cenário, veja a seção a seguir.

### 5.2.1. Sistemas de Tarifação

No panorama mundial, existem alguns tipos de mecanismos para incentivar a geração de energia a partir de fontes renováveis conectados à rede, entre os existentes pode-se destacar: *Feed-in*, *Quotas*, *Net Metering*, *Certificados de Energia Renovável*.

#### 5.2.1.1. Tarifa *Feed-in*

O sistema *Feed-in* consiste em um pagamento de tarifa mais atrativa a centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia, quando comparada com a fontes tradicionais. O objetivo é viabilizar a implementação de tais gerações, que possuem custos mais elevados de produção.

Esse incentivo se trata de política pública focada para a diversidade da matriz energética com o uso de fontes renováveis, portanto, este benefício foi implementado

pelos governos dos países, e não pelos órgãos reguladores. Tais tarifas são garantidas por um período especificado entre 10 e 20 anos, que seria o tempo necessário para permitir o desenvolvimento das fontes alternativas, com consequentes redução de custo. [19]

Esse modelo de tarifação foi desenvolvido na Europa, o pagamento da energia exportada é maior do que o preço da energia elétrica consumida da concessionária local. Com o aperfeiçoamento de alguns governos, os sistemas conectados à rede passaram a ser premiados por toda energia gerada por fontes alternativas e não somente pela energia injetada no sistema. Dessa maneira o sistema torna-se ainda mais rentável, pois o governo torna a eletricidade mais barata para o consumidor, que recebe dinheiro pela eletricidade que o próprio consome, a única exigência é a fonte que deve ser renovável. Existem três tipos de tarifas para o *Feed-in*. [14]

- Tarifa de geração: o dono do sistema fotovoltaico recebe por kWh gerado a partir da fonte renovável, independe se a energia é consumida localmente ou injetada na rede.
- Tarifa de exportação: se o local de geração mais exportar do que consumir, o dono recebe um valor adicional pelo kWh injetado na rede elétrica.
- Tarifa de consumo: a energia consumida da rede elétrica, que é a diferença entre o que foi gerado e o que foi injetado na rede, é tarifado pelo preço normal de energia, é o mesmo preço que a unidade consumidora pagaria se não tivesse um sistema de energia fotovoltaica.

#### 5.2.1.2. Quotas

Neste tipo de sistema, é determinada uma quota de energia a ser compulsoriamente adquirida pelas concessionárias para cada fonte de energia que se deseja estimular, repassando os custos de compra dessa fonte mais cara aos consumidores. [19]

#### 5.2.1.3. *Net Metering*

Consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bi-direcionais, ou medidores de quatro quadrantes. Dessa maneira, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que o consumo, o consumidor recebe um crédito em

energia ou em dinheiro na próxima fatura. Senão, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada. [19]

#### 5.2.1.4. Certificados de Energia Renovável

As centrais geradoras recebem certificados que comprova a expectativa de energia renovável ser produzida, não possuindo relação com os contratos de compra e venda de energia assinados pelo proprietário. Desse modo, acaba se tornando uma renda adicional ao investidor, pois se trata de reconhecimento do benefício ambiental proporcionado pela usina, que por ser comercializado em mercado especialmente originado para tais certificados, onde os interessados são grandes empresas que buscam atender as metas ambientais de cada país. [19]

#### 5.2.1.5. O Sistema de medição adotado no Brasil

O *Net Metering* foi o sistema de compensação adotado no Brasil através da resolução REN 482/2012. De acordo com a nota técnica nº 04/2011, que analisou as contribuições da consulta pública sobre micro e minigeração de energia nº 15/2010, escolheu o sistema *net metering* por depender somente da avaliação realizada, sem envolver circulação de moeda e conseqüentemente intervenção da Receita Federal, e por ser um sistema mais simples e menos oneroso frente aos demais modelos. Veja o resumo a comparação dos tipos de tarifação empregados no mundo na Tabela 36.

Tabela 36 - Incentivos para a geração distribuída

País	Feed-in	Quota	Net metering	Certificados Energia Renovável	Leilões públicos de energia	Incentivos Fiscais	Investimento público/ financiamentos
Alemanha	X			X		X	X
Argentina	X		X				X
Austrália	X	X	X	X			X
<b>Brasil</b>			<b>X</b>		<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Canada	X	X	X			X	X
China	X	X				X	X
Dinamarca	X		X	X	X	X	X
Espanha			X		X	X	X
Estados Unidos	X	X	X	X		*	*
Índia	X	X	X	X		X	X
Itália	X		X		X	X	X
Japão	*			X	X	X	X
Portugal	X	X		X		X	X
Reino Unido	*	X		X	X	X	X
Uruguai			X		X		X

Fonte: Renewables 2019 - Global Status Report

O campo assinalado com (\*) significa que alguns estados/províncias desse país adotaram esse sistema e outros não.

### 5.2.2. Payback do SFV instalado no CAE

Para realizar o *payback* no SFV do CAE, primeiramente é necessário coletar a irradiação média com base no histórico dos anos anteriores. Utilizando os dados dos últimos quatro anos da estação meteorológica da EMC apresentado na Tabela 13, novamente realizou-se a correção da irradiação conforme a orientação do prédio e inclinação dos módulos, em seguida, o cálculo da geração foi possível ser calculado, o resultado é apresentado na Tabela 37.

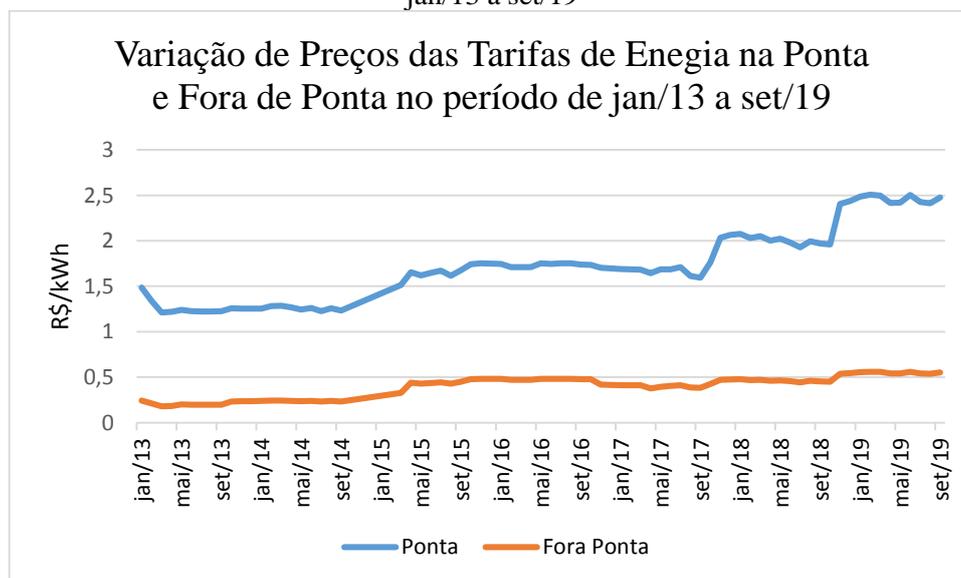
Em seguida, para obter uma assertividade maior nos cálculos, calculou-se o crescimento das tarifas de energia no período de ponta (18:00 h até 22:59 h) e fora de ponta (06:00 h até 17:59 h e das 21:00 h às 21:30 h). Os dados coletados da tarifa foram retirados de contas de energia da UFG do período de janeiro de 2013 a setembro de 2019 (o Gráfico 40 apresenta esse crescimento), calculou-se o a diferença de tarifa de um mês para o outro, posteriormente, calculou-se taxa de crescimento acumulada relativa ao período de 6 anos e em seguida a taxa de crescimento acumulada ao ano e ao mês, veja a Tabela 38.

Tabela 37 - Geração do SFV do CAE considerando o histórico de 4 anos de medição da estação meteorológica da EMC

Meses	Dias	Global	Inclinada		Irradiação (kWh)		
		Plano horizontal	N; O (12°)	S; E (12°)	Água N	Água S	PR = 0,7
Jan	31	5,32	5,22	5,37	2990,43	1538,18	4528,62
Fev	28	5,26	5,26	5,26	2721,73	1360,87	4082,60
Mar	31	5,03	5,13	4,92	2938,87	1409,28	4348,16
Abr	30	4,89	5,09	4,66	2821,90	1291,75	4113,65
Mai	31	4,72	4,96	4,34	2841,48	1243,15	4084,63
Jun	30	4,72	5,04	4,25	2794,18	1178,10	3972,28
Jul	31	5,13	5,42	4,59	3105,01	1314,76	4419,77
Ago	31	5,36	5,62	4,98	3219,59	1426,47	4646,06
Set	30	5,90	6,06	5,69	3359,66	1577,27	4936,93
Out	31	5,61	5,66	5,57	3242,50	1595,47	4837,97
Nov	30	5,16	5,1	5,2	2827,44	1441,44	4268,88
Dez	31	5,37	5,26	5,45	3013,35	1561,10	4574,45
Média		5,21	5,35	4,96	3003,54	1393,53	52813,99

Fonte: O autor

Gráfico 40 - Variação do preço das tarifas de energia na ponta e fora de ponta no período de jan/13 a set/19



Fonte: o autor

Tabela 38 - Taxa de crescimento acumulada na Ponta e Fora de ponta no período de jan/13 a set/19

	Fora Ponta	Ponta
6 anos	62,76%	66,59%
ao ano	8,46%	8,88%
ao mês	0,68%	0,71%

Fonte: O autor

Devido o fator do Brasil se adequar no sistema *net metering*, o *payback* estimado será baseado somente no período de geração (das 6 h as 18h aproximadamente, varia de mês a mês) e como o SFV está instalado há pouco mais de um ano aproximadamente, os valores de instalação total foram corrigidos com propostas comerciais da MTEC, a Tabela 39 apresenta os valores da proposta. O dado importante na Tabela 39 é o valor unitário dos kits, onde o kit corresponde ao valor de **18,48 kWp**. Utilizando o pior caso, adotou-se o valor de R\$ 64.944,25. Como o sistema de geração do CAE é de 39,6 kWp, fazendo uma regra de três simples, o valor da usina do CAE corrigida a valores atuais seria de **R\$ 139.273,39**.

Utilizando a taxa mínima de atratividade igual a TJLP (taxa de juros a longo prazo) que tem o parâmetro de meta de inflação baseada nas metas fixadas pelo Conselho Monetário Nacional e prêmio de risco, onde, no ano de 2019 corresponde a uma taxa de 5,57% ao ano ou 0,45% ao mês. [20]

Tabela 39 - Proposta comercial da empresa MTEC

Item	Órgão/Instituição	Qtd. Kits	Valor unitário	Valor Global
11	IFMS	32	R\$ 64.944,25	R\$ 2.079.816,00
12	IF GOIANO	21	R\$ 63.767,94	R\$ 1.339.126,74
14	IFMT	67	R\$ 64.944,25	R\$ 2.079.816,00
15	IFTO	42	R\$ 63.797,94	R\$ 2.679.513,48
21	IF Sertão Pernambucano	53	R\$ 61.928,48	R\$ 3.282.209,44
22	IFRN	72	R\$ 61.928,48	R\$ 3.282.209,44

Fonte: MTEC Energia

A perda de rendimento dos módulos foi levada em consideração para o cálculo do retorno do investimento. A Figura 81 apresenta a perda de rendimento em função do ano, a equação da reta para este módulo apresenta-se na equação(30).

$$\eta = (-5,8\bar{3} \times 10^{-4})t + 0,975 \quad (30)$$

onde

$\eta$  - é o rendimento

t - é o tempo em meses

Assim, utilizando o reajuste de energia de 0,68%, a taxa de 0,45%, o rendimento acima, e o investimento estimado e a taxa de desempenho de 70%, o tempo de retorno de

investimento irá ocorrer com **57 meses ou 4,75 anos** e se não considerarmos a perda de rendimento, o *payback* irá ocorrer com **54 meses ou 4,5 anos**, uma diferença de apenas 3 meses de uma análise para a outra. A Tabela 40 apresenta o momento que ocorre o *payback* (linha destacada em amarelo).

Tabela 40 - *Payback* da instalação do SFV no CAE. Em amarelo ocorre a compensação financeira

n	mês	Geração [kWh]	$\eta$	Geração ( $\eta$ ) [kWh]	R\$/kWh	Economia	VP	Acumulado
55	mar/24	4348,16	94,29%	4.099,95	0,79751	R\$ 3.269,76	R\$ 2.550,48	R\$ 136.320,15
56	abr/24	4113,65	94,23%	3.876,43	0,80293	R\$ 3.112,48	R\$ 2.416,86	R\$ 138.737,01
57	mai/24	4084,63	94,18%	3.846,70	0,80838	R\$ 3.109,58	R\$ 2.403,72	R\$ 141.140,74
58	jun/24	3972,28	94,12%	3.738,57	0,81386	R\$ 3.042,69	R\$ 2.341,41	R\$ 143.482,15
59	jul/24	4419,77	94,06%	4.157,16	0,81939	R\$ 3.406,33	R\$ 2.609,43	R\$ 146.091,58

Fonte: O autor

## 6. Conclusão

Analisando parâmetros de qualidade de energia como tensão em regime permanente, índices de duração de transgressão para tensão, fator de potência, distorção harmônica total, distorção harmônica de corrente total e desequilíbrio de tensão para o mês de setembro, pode-se afirmar que tais parâmetros ficaram dentro dos especificado pelo módulo 8 do PRODIST.

A tensão entre fases permaneceu dentro do limite adequada [ $(350 \leq TL \leq 399)$  /  $(202 \leq TL \leq 231)$ ], os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária e crítica (DRP e DRC) foram zero. O fator de potência na saída do inversor do sistema fotovoltaico apresentou-se acima de 0,92 em todo o mês de setembro no período onde há geração de energia, ou seja, das 6h às 18 h, fora desse horário, o inversor permanece desligado, pois é necessário a tensão mínima de 250V para iniciar a injeção de potência na rede elétrica local. As distorções harmônicas totais de tensão permaneceram abaixo de 5%, uma vez que o limite é de 10%, as distorções harmônicas totais de corrente apresentam índices abaixo de 3% na maior parte do tempo, exceções ocorrem quando há sombreamento nos módulos, onde há picos de distorções. Pelo mesmo motivo apresentado logo acima, fora das 6h às 18 h, há medições espúrias na pinça de corrente que devem ser desconsideradas pois o inversor não está em pleno funcionamento devido não satisfazer a condição de tensão mínima. Vale ressaltar ainda que, no amanhecer ou entardecer ocorrem picos de distorções da ordem de 85% a 100%, momento em que o inversor começa a injetar corrente (amanhecer) e cessa o fornecimento (entardecer), no entanto, nesses períodos a corrente é muito pequena e não gera distorções significativas no prédio. O desequilíbrio de tensão não ultrapassou os valores de 0,6%, uma vez que seu limite é de 3%.

Do exposto das condições de geração, a cidade de Goiânia recebe intensa radiação solar, no verão os dias são maiores que anoite, no outono e na primavera o dia a noite possuem iguais durações e no inverno o dia é menor que a noite. No verão tem-se a maior altura solar e no inverno a menor delas. Baseado na estação meteorológica instalado na Escola de Engenharia, o SFV do CAE recebe uma irradiação média calculada nos últimos 4 anos de 5,19 kWh/m<sup>2</sup>/dia. Estações meteorológicas instaladas no Brasil, como o da CRECESB SUNDATA e Atlas/Radiasol apresentam a maior aproximação da irradiação local. O CAE tem 120 módulos cujo a potência de cada um é de 330Wp com um inversor

de 33kVA, os módulos apresentam queda de rendimento linear e o inversor possui 3 modos de funcionamento (operação, espera e desligamento). Realizando o estudo de geração própria, conclui-se que a microgeração possui uma taxa de desempenho de aproximadamente 70%, valores inferiores da ordem de 63% foram alcançados nos meses de agosto e setembro devido as altas temperaturas e a sujeira nos módulos. No mês de setembro, a temperatura influenciou na queda de 10% a 25% da perda de potência, sendo o principal indicador da queda da taxa de desempenho. Baseado no aumento das tarifas de consumo ponta e fora de ponta e propostas comerciais apresentadas recentemente, calculou-se o *payback* dos módulos. Tal investimento é de baixo risco, uma vez que o SFV se paga em 57 meses (4,75 anos) frente aos 25 anos de garantia de funcionamento dos módulos e 10 anos de garantia do inversor.

Assim, a instalação de sistemas solares fotovoltaicos é bastante atrativa, onde é possível perceber a popularização dessa tecnologia e a queda de preços para a aquisição destes, no entanto, essa solução de engenharia pode estar ameaçada devido a novas legislações que estão em discussão, deixando setor instável e causando retrocesso no país. Cabe aos consumidores e profissionais da área lutar para o barateamento da energia para o progresso do país e a manutenção dessa fonte de energia.



# GCL-P6/72

ALTA EFICIÊNCIA  
MÓDULO MULTICRISTALINO

**GCL-P6/72 310-330 Watt**

**330<sup>W</sup>**

SAÍDA DE POTÊNCIA MÁXIMA

**17,0%**

MÁXIMA EFICIÊNCIA DO MÓDULO

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

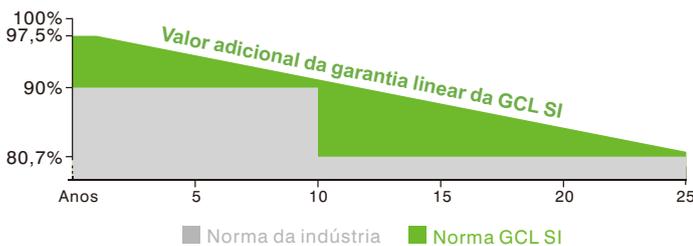
GARANTIA DE SAÍDA DE POTÊNCIA

## Painéis GCL garantem desempenho confiável ao longo do tempo

- Fabricante de classe mundial de módulos fotovoltaicos de silício cristalino
- Facilidade total automática e tecnologia de nível mundial
- Controle de qualidade rigoroso para cumprir os padrões mais elevados:  
ISO9001:2008, ISO 14001: 2004 e OHSAS: 18001 2007
- Testado em ambientes agressivos (teste à névoa salina, corrosão por amônia e à areia trazida pelo vento: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)
- Testes de fiabilidade para longo prazo
- 2\*100% Inspeção de EL assegurando módulos sem defeitos

## GARANTIA DE DESEMPENHO LINEAR

10 ANOS DE GARANTIA DO PRODUTO GARANTIA DE POTÊNCIA LINEAR DE 25 ANOS



Escolha ideal para instalações em terrenos de larga escala



Eficiência de conversão elevada devido a pastilhas de silício de elevada qualidade e tecnologia de células avançada



Controle rigoroso do processo de produção de material de encapsulamento selecionado assegurar um produto PID altamente resistente e livre de rastros de caracol.



Teste de jato de areia, teste de nevoeiro salino e de amoníaco aprovados, flexíveis para ambientes rigorosos



Desempenho otimizado do sistema por seleção da corrente de nível do módulo



Processo especial da célula assegura um desempenho ótimo em ambiente de radiação fraca



Rendimento adicional e fácil manutenção com vidro de autolimpeza altamente transparente

Seguro adicional suportado pela Swiss RE



Em conformidade com UL1703



Dando Vida à Energia Verde

# GCL-P6/72

ALTA EFICIÊNCIA MÓDULO MULTICRISTALINO

## ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS (STC)

TIPO (STC)	GCL-P6/72 310	GCL-P6/72 315	GCL-P6/72 320	GCL-P6/72 325	GCL-P6/72 330
Potência Máxima P <sub>max</sub> (W)	310	315	320	325	330
Tensão de Potência Máxima V <sub>m</sub> (V)	37	37,2	37,4	37,6	37,8
Corrente de Potência Máxima I <sub>m</sub> (A)	8,38	8,47	8,56	8,64	8,73
Tensão de Circuito Aberto Voc(V)	45,4	45,6	45,8	46	46,2
Corrente de Curto-circuito I <sub>sc</sub> (A)	8,99	9,08	9,17	9,24	9,33
Eficiência do Módulo (%)	16,0	16,2	16,5	16,7	17,0
Tolerância da Saída de Potência P <sub>m</sub> (W)	0~+5				

Valores em Condições de Teste Normalizadas STC (Massa de Ar AM1,5, Irradiação 1000 W/m<sup>2</sup>, Temperatura da Célula 25°C).

## DADOS ELÉTRICOS (NOCT)

Potência Máxima P <sub>max</sub> (W)	224,45	227,14	231,2	234,61	237,71
Tensão de Potência Máxima V <sub>m</sub> (V)	33,6	33,8	34,1	34,3	34,5
Corrente de Potência Máxima I <sub>m</sub> (A)	6,68	6,72	6,78	6,84	6,89
Tensão de Circuito Aberto Voc(V)	42,2	42,4	42,5	42,7	42,9
Corrente de Curto-circuito I <sub>sc</sub> (A)	7,19	7,30	7,38	7,46	7,58

NOCT: Irradiância em 800 W/m<sup>2</sup>, Temperatura Ambiente 20°C, Força do Vento 1/s

## DADOS GERAIS

Células Solares	Poly 156×156 mm (6 polegadas)
Orientação das Células	72 Células (6×12)
Dimensões do Módulo	1956×992×40 mm (77 × 39,05 × 1,57 polegadas)
Peso	22,5 kg/26 kg
Vidro	Vidro solar de alta transparência 3,2 mm (0,13 polegadas) ou 4 mm (0,16 polegadas)
Placa Traseira	Branca
Estrutura	Prata, Liga de alumínio anodizado
Caixa de Junção	Certificação Ip67
Cabos	4,0 mm <sup>2</sup> (0,006 polegadas <sup>2</sup> ), 1200 mm (47,2 polegadas)
Conector	MC4 Original ou Compatível
Força do vento/Sobrecarga de neve	2400 Pa/5400 Pa*

\*Para mais detalhes, consultar o manual de instalação da GCLSI

## CLASSIFICAÇÕES DE TEMPERATURA

Célula Operacional Nominal Temperatura (NOCT)	45 ± 2°C
Coefficiente de Temperatura de P <sub>max</sub>	-0,41%/°C
Coefficiente de Temperatura de V <sub>oc</sub>	-0,32%/°C
Coefficiente de Temperatura de I <sub>sc</sub>	+0,055%/°C

## AVALIAÇÕES MÁXIMAS

Temperatura Operacional	-40 ~ +85°C
Tensão Máxima do Sistema	1000V DC (IEC)
Classificação Máxima dos Fusíveis das Séries	15A

## GARANTIA

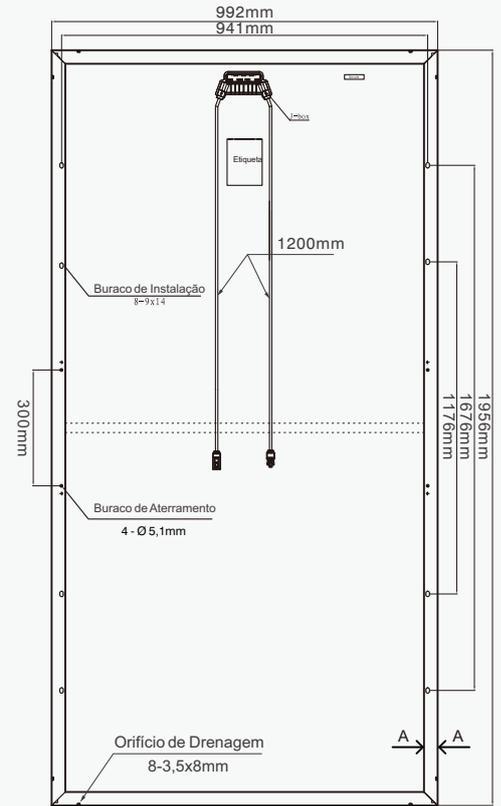
10 anos de Garantia do Produto
25 anos de Garantia de Potência linear

(Deve consultar a garantia padrão da GCL para detalhes)

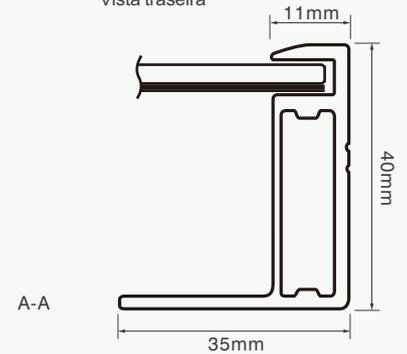
## CONFIGURAÇÃO DA EMBALAGEM

Módulos por caixa: 26 peças
Módulos por 40'HD recipientes: 624 peças

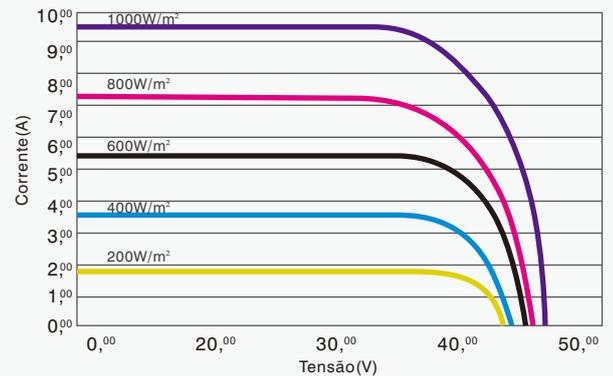
## DIMENSÃO DO MÓDULO



Vista traseira



## CURVAS I-V DO MÓDULO (330W)



Desempenho excelente sob condições de luz fracas: a uma intensidade de irradiação de 200 W/m<sup>2</sup> W/m (AM 1,5, 25 °C), 96,5% ou mais da eficiência sob STC (1000 W/m<sup>2</sup>) é conseguida.



Dando Vida à Energia Verde

<http://en.gclsi.com>

GCL-EN-P6/72-2016-V2.0  
 CUIDADO: LEIA O MANUAL DE INSTALAÇÃO ANTES DE UTILIZAR O PRODUTO  
 ©2016 GCL System Intergration Technology Co., Ltd. Todos os direitos reservados.  
 As especificações constantes desta folha de dados estão sujeitas a alteração sem aviso prévio.

# Anexo II

## SUN2000-33KTL-A

### Smart String Inverter



#### Smart

8 strings intelligent monitoring



#### Efficient

Max. efficiency 98.6%



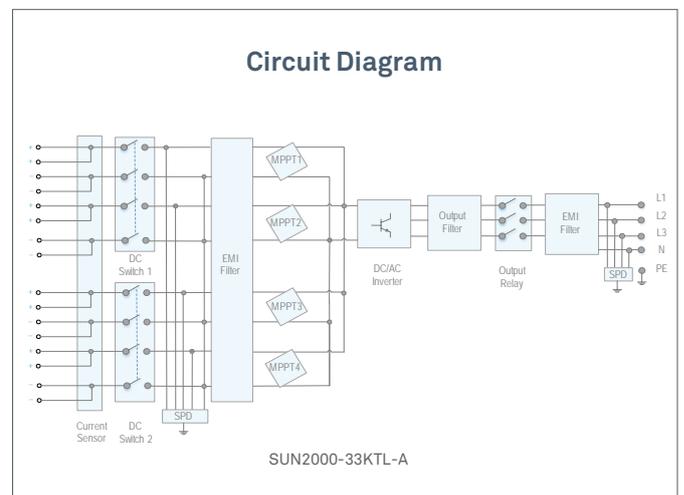
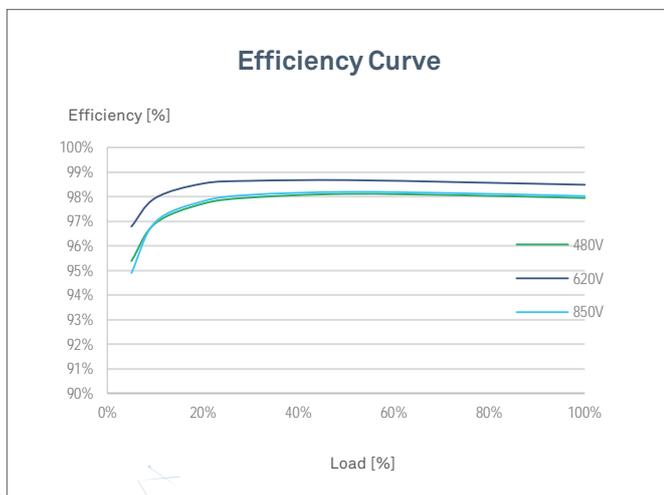
#### Safe

Fuse free design



#### Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



Technical Specification	SUN2000-33KTL-A
<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	30,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	30,000 W
Rated Output Voltage	230 V / 400 V, 3W + N + PE;
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	43.3 A
Max. Output Current	48 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
<b>Communication</b>	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes
<b>General Data</b>	
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, C10/11, EN 50438-Turkey, ABNT



## Bibliografia

1. ELÉTRICA, A. N. D. E. ANEEL. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 2019 dezembro 2019.
2. FOTOVOLTAICA, A. B. D. E. S. ABSOLAR. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/>>. Acesso em: 01 dezembro 2019.
3. PINHO, J. T.; GALDINO, A. M. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, Março 2014.
4. PEREIRA, B. E. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos - Brasil: INPE, 2º Edição - 2017.
5. VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações**. [S.l.]: Saraiva, 2º Edição Revisada e Atualizada 2018.
6. FROTIN, S. D. O. et al. **Usina Fotovoltaica JAÍBA SOLAR - Planejamento e Engenharia**. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 1º Edição - 2017.
7. MELO, A. D. O. **Qualidade da Energia Elétrica**. Goiânia - GO: [s.n.], 2018.
8. NOGUEIRA MENDES, C.. Consumo de Energia e Crescimento Econômico: Uma Relação em Estudo com Foco nos Países Componentes do BRICS. In: \_\_\_\_\_ **Tese de Mestrado**. Santa Maria RS: Universidade Federal de Santa Maria, 2014.
9. ROCHA, J. E. **Qualidade da Energia Elétrica**. Curitiba: Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.
10. DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. Campinas - SP: Universidade Estadual de Campinas, 2017.
11. DUGAN, ROGER C.; MCGRANAGHAN, MARK F.; SANTOSO, SURYA; BEATY, H. WAYNE. **Electrical Power Systems Quality, Second Edition**. [S.l.]: McGraw Hill, 2003.

- 12 KENNEDY, B. **Power Quality Primer**. [S.l.]: McGraw-Hill, . September 26, 2000.
- 13 ANEEL, A. N. D. E. E. –. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.]. 2018.
- 14 VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações**. [S.l.]: Saraiva, 2º Edição Revisada e Atualizada.
- 15 SOCIETY, I. P. A. E. **IEEE Recommended Practice and**. New York . - USA. 2014 - Revision of IEEE Std 519-2014.
- 16 ALVES DA SILVA, J. A. **Tratamento de Dados Meteorológicos e Análise de Desempenho do Sistema Fotovoltaico da EMC/UFG**. Goiânia: Universidade Federal de Goiás - Escola de Engenharia, Mecânica e Computação, 2019.
- 17 TÉCNICAS, A. B. D. N. **Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. ANBT NBR 16149**, 2014.
- 18 ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- 19 NOTA Técnica nº 0043 - SRD/ANEEL. [S.l.]: [s.n.], 2010.  
.
- 20 BNDES , 2019. Disponível em: . <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-juros-longo-prazo-tjlp>>. Acesso em: 05 dezembro 2019.
- 21 BLOOMING, THOMAS M.; CARNOVALE, DANIEL J. **Application of IEEE Std 519-1992 Harmonic Limits**. Conference Record of the 2006 IEEE IAS Pulp and Paper Conference. [S.l.]: [s.n.].
- 22 HIBBARD, J. F.; LOWENSTEIN, M. Z. **Meeting IEEE 519-1992 Harmonic Limits**. IEEE.

23            MELO, A. D. O. **Medidas para Mitigar os Problemas na QEE.**  
 . Goiânia - GO: [s.n.], 2018.