

BRUNO ELIAS ALVAREZ CASTRO
VITOR NASCIMENTO RESENDE

**DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM COMÉRCIOS E
INDÚSTRIAS E ESTUDO DE CASO REAL
EM FUNCIONAMENTO**

Goiânia

2019

BRUNO ELIAS ALVAREZ CASTRO
VITOR NASCIMENTO RESENDE

**DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
EM COMÉRCIOS E INDÚSTRIAS E ESTUDO DE
CASO REAL EM FUNCIONAMENTO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e
de Computação da Universidade Federal de
Goiás, como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Ministério da Educação
Universidade Federal de Goiás – UFG
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC

Orientador: Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior

Goiânia
2019

Alvarez Castro, Bruno Elias
Nascimento Resende, Vitor

Dimensionamento de geração fotovoltaica em comércios e indústrias e estudo de caso real em funcionamento [manuscrito] / Bruno Elias Alvarez Castro, Vitor Nascimento Resende. - 2019.

106p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Ministério da Educação
Universidade Federal de Goiás – UFG
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC , 2019.

1. Palavra-chave1. 2. Palavra-chave2. 2. Palavra-chave3. I. Orientador. II. Universidade xxx. III. Faculdade de xxx. IV. Título

BRUNO ELIAS ALVAREZ CASTRO
VITOR NASCIMENTO RESENDE

DIMENSIONAMENTO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM COMÉRCIOS E INDÚSTRIAS E ESTUDO DE CASO REAL EM FUNCIONAMENTO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e
de Computação da Universidade Federal de
Goiás, como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado. Goiânia, 04 de julho de 2019:

Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior
Orientador

**Profa. Dra. Ana Cláudia Marques do
Valle**
Convidado 1

Prof. Dr. Marcelo Stehling de Castro
Convidado 2

Goiânia
2019

Agradecimentos

Primeiramente, agradecemos a nossas famílias, e em especial aos nossos pais, por todo o apoio e incentivo ao longo de toda a graduação.

Ao professor Fernando Nunes Belchior, pela paciência e compreensão, pelos ensinamentos, pela orientação e pela disponibilidade.

Às empresas que permitiram o uso de suas informações para a realização deste trabalho.

À Universidade Federal de Goiás, e em especial aos professores da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação, que possibilitaram a realização deste trabalho.

Aos nossos amigos, pela convivência e aprendizado ao longo de nossa trajetória.

A Deus, por abençoar nossos caminhos, e pelas oportunidades que nos foram proporcionadas.

Resumo

Neste trabalho, são abordados aspectos fundamentais que envolvem a geração de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos, desde como ocorre a geração, até as definições especificadas em resoluções normativas da ANEEL. Também é abordada como é feita a cobrança do consumo de energia por consumidores dos Grupos A e B, explicando as diferenças entre as modalidades de tarifação existentes, e inclusive a carga tributária que incide nesta cobrança. É especificado como é realizado o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para ambos consumidores dos Grupos A e B, e em seguida, é exibido um dimensionamento realizado para uma unidade consumidora do Grupo A, feita como exemplo, e outro para uma unidade consumidora do Grupo B, sendo que este segundo dimensionamento possui o intuito de ser um comparativo em relação a um sistema fotovoltaico real e já operacional. Este sistema real possui potência de 13,2 kWp, com um inversor de 12,5 kW, e sobre ele é realizado um estudo, no qual foram avaliados dados de geração mensais e diários. Neste estudo é feita a correlação entre potência, corrente, tensão e fator de potência de saída no inversor do sistema, e ao final, é avaliado se a geração de energia deste sistema estava atendendo ao esperado de acordo com seu dimensionamento.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico; Produção de Energia; Geração Distribuída; Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico.

Abstract

In this work, fundamental aspects about generation of electricity through photovoltaic systems are discussed, covering topics about the generation, to the definitions specified in ANEEL's normative resolutions. It is also addressed how the charging of energy consumption for consumers of Groups A and B are made, explaining the differences between the existing charging modalities, and even the tax burden that this charging has. It is specified how the sizing of on grid photovoltaic systems is carried out for both consumers of Groups A and B, and then a sizing is performed for one consumer unit of Group A, as an example, and the other for a consumer unit of Group B, being that this second dimensioning has the intention to be a comparison in relation to a real and already operational photovoltaic system. This real system has a power of 13.2 kWp, with a electrical inverter of 12.5 kW, and a study is carried out on it, in which monthly and daily generation data were evaluated. In this study the correlation between power, current, voltage and output power factor in the system inverter is evaluated, and in the end, it is evaluated if the power generation of this system was meeting the expected according to its sizing.

Keywords: Photovoltaic System; Production of Energy; Distributed Generation; Photovoltaic System Sizing.

Listas de ilustrações

Figura 2.1 – A geometria Sol-Terra que resulta nas estações do ano	24
Figura 2.2 – Variação do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes.	24
Figura 2.3 – Diminuição do preço de células fotovoltaicas de silício	25
Figura 2.4 – A Matriz Energética Brasileira	26
Figura 2.5 – Potência instalada de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil	27
Figura 2.6 – Geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil por classe de consumo .	27
Figura 2.7 – Estrutura de bandas de energia em (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes	29
Figura 2.8 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício destacando: (1), região tipo N; (2) região tipo P, zona de carga espacial, onde se formou a junção P-N e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antireflexo; (6) contatos metálicos	30
Figura 2.9 – Gráfico de $V \times I$ para a células associadas em série	31
Figura 2.10–Gráfico de $V \times I$ para a células associadas em paralelo	31
Figura 2.11–A curva de potência (cinza claro) e curva $I - V$ (cinza escuro) de um módulo	32
Figura 2.12–Representação de um sistema autônomo	34
Figura 2.13–Representação de um sistema conectado à rede de distribuição	35
Figura 3.1 – Gráfico de diferentes perfis de irradiação e gráfico equivalente em HSP	47
Figura 3.2 – Curva $I - V$ para três casos com 4 módulos conectados em série	49
Figura 3.3 – Trecho da fatura da clínica odontológica referente a setembro de 2018, antes da instalação do sistema fotovoltaico	55
Figura 3.4 – Trecho da fatura da residência referente a setembro de 2018, antes da instalação do sistema fotovoltaico	56
Figura 3.5 – Vista aérea dos módulos fotovoltaicos no telhado da clínica	59
Figura 3.6 – Foto do inversor instalado na clínica	60
Figura 3.7 – Histórico de consumo da indústria analisada	61
Figura 3.8 – Demanda contratada pela indústria	61
Figura 4.1 – Energia gerada mensalmente (kWh)	66
Figura 4.2 – Média diária da geração mensal do sistema e comparativo com geração esperada (kWh)	67
Figura 4.3 – Geração diária do sistema durante o mês de dezembro de 2018	68
Figura 4.4 – Geração diária do sistema durante o mês de janeiro de 2019	68
Figura 4.5 – Geração diária do sistema durante o mês de fevereiro de 2019	68
Figura 4.6 – Geração diária do sistema durante o mês de março de 2019	69
Figura 4.7 – Geração diária do sistema durante o mês de abril de 2019	69

Figura 4.8 – Geração diária do sistema durante o mês de maio de 2019	69
Figura 4.9 – Geração diária do sistema durante o mês de junho de 2019	70
Figura 4.10–Gráfico comparativo entre a geração diária real e o valor médio teórico deste índice	71
Figura 4.11–Comparativo entre módulos empoeirados e limpos	72
Figura 4.12–Foto dos módulos fotovoltaicos após a limpeza	72
Figura 4.13–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em dezembro	74
Figura 4.14–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de menor geração em dezembro	75
Figura 4.15–Gráfico de potência do sistema em um dia no qual a geração alcançou a potência nominal do inversor	75
Figura 4.16–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em dezembro	76
Figura 4.17–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de menor geração em dezembro	76
Figura 4.18–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em dezembro	77
Figura 4.19–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de menor geração em dezembro	78
Figura A.1–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em janeiro de 2019	89
Figura A.2–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em janeiro de 2019	89
Figura A.3–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em janeiro de 2019	90
Figura A.4–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em janeiro de 2019	90
Figura A.5–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em janeiro de 2019	91
Figura A.6–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em janeiro de 2019	91
Figura A.7–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em fevereiro de 2019	92
Figura A.8–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em fevereiro de 2019	92
Figura A.9–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em MaxTensao.png	93

Figura A.10–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em fevereiro de 2019	93
Figura A.11–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em fevereiro de 2019	94
Figura A.12–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em fevereiro de 2019	94
Figura A.13–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em março de 2019	95
Figura A.14–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em março de 2019	95
Figura A.15–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em março de 2019	96
Figura A.16–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em março de 2019	96
Figura A.17–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em março de 2019	97
Figura A.18–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em março de 2019	97
Figura A.19–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em abril de 2019	98
Figura A.20–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em abril de 2019	98
Figura A.21–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em MaxTensao.png	99
Figura A.22–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em abril de 2019	99
Figura A.23–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em abril de 2019	100
Figura A.24–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em abril de 2019	100
Figura A.25–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em maio de 2019	101
Figura A.26–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em maio de 2019	101
Figura A.27–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em maio de 2019	102
Figura A.28–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em maio de 2019	102

Figura A.29–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em maio de 2019	103
Figura A.30–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em maio de 2019	103
Figura A.31–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em junho de 2019	104
Figura A.32–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em junho de 2019	104
Figura A.33–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em junho de 2019	105
Figura A.34–Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em junho de 2019	105
Figura A.35–Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em junho de 2019	106
Figura A.36–Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em junho de 2019	106

Lista de tabelas

Tabela 3.1 – Dados dos sistema fotovoltaico de teste	57
Tabela 3.2 – Comparativos entre o sistema fotovoltaico de teste e o sistema fotovoltaico instalado	58
Tabela 3.3 – Dados dos sistema fotovoltaico industrial	62
Tabela 4.1 – Diferença entre extremos de geração máxima e mínima ao longo do mês.	70
Tabela 4.2 – Quadro comparativo entre valores esperados e reais de geração	73
Tabela 4.3 – Valores das faturas de energia antes e depois da instalação do sistema fotovoltaico na clínica	79

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CIP	Custeio de Iluminação Pública
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
HSP	Horas de Sol Pleno
PIS	Programa de Integração Social
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TD	Taxa de Desempenho
UC	Unidade Consumidora

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Objetivos	21
1.2	Estrutura da Dissertação	22
2	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	23
2.1	Considerações Iniciais	23
2.2	Conceitos básicos sobre energia solar	23
2.3	Contextualização da geração fotovoltaica no Brasil e no mundo	25
2.4	Célula Fotovoltaica	28
2.4.1	Funcionamento de células fotovoltaicas	28
2.4.2	Características das células e módulos	30
2.5	Inversor CC/CA	33
2.6	Sistemas fotovoltaicos	33
2.7	Fornecimento e tarifação de energia elétrica	35
2.8	Micro e minigeração distribuída	39
2.9	Carga tributária sobre a conta de energia e no sistema de geração solar	42
2.10	Considerações finais	43
3	DIMENSIONAMENTO COMERCIAL E INDUSTRIAL DE SISTEMAS CONECTADOS À REDE	45
3.1	Considerações Iniciais	45
3.2	Etapas para dimensionamento de um sistema fotovoltaico <i>on-grid</i>	45
3.2.1	Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação	46
3.2.2	Definição da localização e configuração do sistema	47
3.2.3	Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica	49
3.2.4	Dimensionamento do gerador fotovoltaico	52
3.2.5	Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência	53
3.3	Dimensionamento comparativo para o sistema fotovoltaico referente ao estudo de caso	54
3.3.1	Dimensionamento do sistema fotovoltaico de teste	55
3.3.2	Análise entre o sistema fotovoltaico de teste e o atualmente instalado	58
3.4	Dimensionamento de geração fotovoltaica industrial	59
3.5	Considerações finais	63
4	ANÁLISE DAS MEDIÇÕES EM UMA INSTALAÇÃO COMERCIAL	65

4.1	Considerações iniciais	65
4.2	Análise mensal e de expectativas de geração do sistema fotovoltaico	65
4.3	Análise da geração diária do sistema fotovoltaico	73
4.4	Comparativo entre faturas de energia antes e depois da instalação do sistema	78
4.5	Considerações finais	79
5	CONCLUSÃO	81
	REFERÊNCIAS	83
	ANEXOS	87
	ANEXO A – DADOS REGISTRADOS PELO SISTEMA FOTOVOLTAICO DA CLÍNICA ODONTOLÓGICA ESTUDADA	89

1 Introdução

O crescimento da população mundial e o desenvolvimento tecnológico e industrial impulsionam a demanda por eletricidade. Em meados do século passado, questões socioambientais referente à forma de produção de energia apontavam para a produção de energia barata e limpa (EXAME, 2019).

No Brasil, a matriz energética é composta em sua maior parte por hidrelétricas, mas nos últimos anos houve um crescimento de geração de eletricidade por meio de outras fontes renováveis. Um dos motivos para esta diversificação ocorreu em 2012, após a vigência da Normativa Regulamentadora da ANEEL N° 482 que estabeleceu as regras de geração distribuída no Brasil (JORNAL DA USP, 2019).

Esta normativa possibilitou a instalação de sistemas fotovoltaicos para micro e minigeração distribuídas em unidades consumidoras do grupo A e também do grupo B. Apesar de sua contribuição na matriz energética ainda ser pequena, a geração de eletricidade por módulos fotovoltaicos vêm ganhando atenção devido à quantidade de irradiação solar incidente no país, e vem apresentando crescimento contínuo devido a quedas nos custos dos equipamentos usados em usinas fotovoltaicas (ANEEL, 2019).

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como um de seus principais objetivos, definir como é feito o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para unidades consumidoras dos Grupos A e B, e exemplificar ambos os casos, através da realização de dimensionamentos usando dados reais, sendo que o dimensionamento referente à UC do Grupo B é feito com o intuito de se comparar os dados obtidos pelo dimensionamento, com os dados reais de um sistema fotovoltaico já existente e operacional.

O outro objetivo principal deste trabalho é realizar um estudo dos dados de geração deste sistema existente, sobre o qual foi feito o dimensionamento comparativo. Para isso, é feita a análise mensal e diária da geração deste sistema, é feita a correlação entre potência, corrente, tensão e fator de potência de saída no inversor do sistema, e também é avaliado se a geração de energia deste sistema estava atendendo ao esperado de acordo com seu dimensionamento.

1.2 Estrutura da Dissertação

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

Capítulo 2 – Neste capítulo são expostos os conceitos básicos sobre geração fotovoltaica, a contextualização dela no Brasil e no mundo e a legislação vigente.

Capítulo 3 – Aqui é descrito o processo de dimensionamento de sistemas conectados à rede para consumidores dos Grupos A e B, além de exemplificar o processo em ambos os casos, e especificar os dados do sistema sobre o qual é feito o estudo de caso.

Capítulo 4 – No capítulo 4 é realizado o estudo de caso referente a um sistema fotovoltaico instalado em uma clínica odontológica.

Capítulo 5 – Este capítulo compila as conclusões obtidas no desenvolvimento desta dissertação e traz sugestões para trabalhos futuros.

Referências – Exibe as referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.

Anexo A – Neste anexo estão os gráficos do sistema fotovoltaico estudado, com dados diários de potência ativa, tensão, corrente e fator de potência, complementares à seção 4.3.

2 Geração fotovoltaica

2.1 Considerações Iniciais

A geração de eletricidade por meio de radiação solar não é recente. No entanto, durante esta década, diversos fatores contribuíram para o crescimento vertiginoso na geração fotovoltaica no Brasil. Entre estes fatores se destacam a resolução normativa da ANEEL Nº 482, o barateamento no processo de produção de células fotovoltaicas e a alta incidência de radiação solar no país durante o ano.

Para simplificar a compreensão, este capítulo foi dividido em oito seções. A segunda seção apresenta os conceitos básicos referente ao processo de geração de energia no sol e como as estações do ano, latitude e longitude podem interferir na quantidade de irradiação em diferentes locais. Logo em seguida, na terceira seção, será contextualizado a geração fotovoltaica no Brasil e no mundo destacando a diversificação da matriz energética brasileira por meio de fontes renováveis e a diminuição dos custos na produção de células fotovoltaicas.

Quanto às células fotovoltaicas, a quarta seção mostra um breve resumo da história destas, e uma explicação sobre seu funcionamento e das características técnicas. Em seguida, uma breve seção aborda o funcionamento de um inversor CC/CA para que então, na sexta seção, os dois tipos de sistemas fotovoltaicos, *on grid* e *off grid* sejam detalhados.

Na sétima e oitava seções, serão abordados aspectos da legislação da tarifação de energia elétrica, bem como em que consiste micro e minigeração distribuída. E por último, será apresentado a carga tributária sobre a conta de energia e no sistema de geração solar.

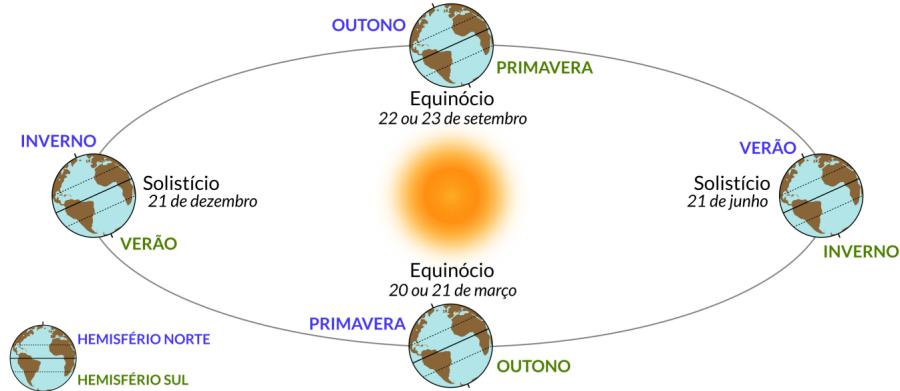
2.2 Conceitos básicos sobre energia solar

O Sol é uma esfera de massa gasosa a altíssimas temperaturas, dentro da qual é suposto que ocorrem diversas reações de fusão nuclear que geram a energia irradiada pelo astro, sendo a principal delas, a fusão de átomos de hidrogênio em átomos de hélio (DUFFIE; BECKMAN, 2013)

A energia gerada no Sol alcança a superfície do planeta Terra na forma de radiação eletromagnética. Essa radiação solar é responsável diretamente e indiretamente por processos físicos e químicos, tanto naturais, quanto artificiais que ocorrem no planeta, por exemplo: a produção de biomassa através de fotossíntese, evaporação e precipitação de água para o ciclo hidrológico resultando no abastecimento do reservatório de usinas hidrelétricas, e entre vários outros, a geração de eletricidade em sistemas fotovoltaicos (PEREIRA et al., 2017).

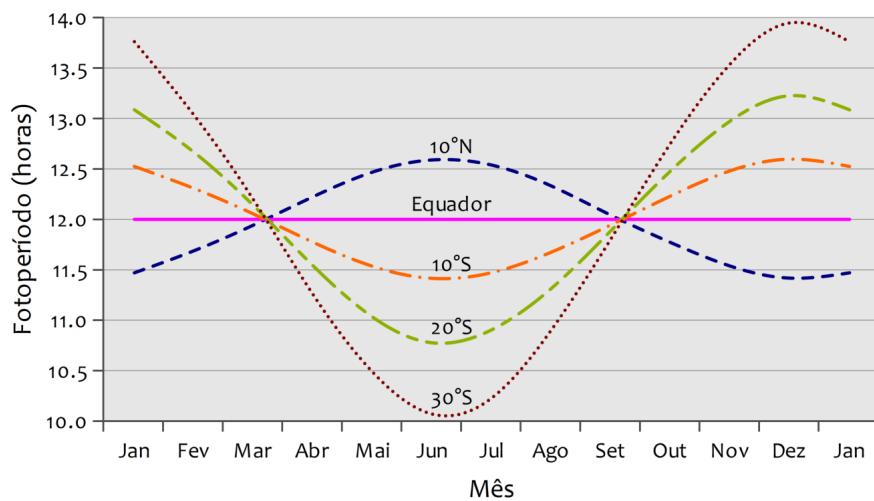
A incidência de radiação solar em uma região varia por motivos astronômicos e atmosféricos. O primeiro sendo devido às estações do ano, que ocorrem por conta da inclinação de $23,45^\circ$ do eixo axial da Terra em relação ao plano orbital do planeta em torno do Sol conforme Figura 2.1, e dependendo da latitude da região em questão, a duração do dia (fotoperíodo) pode variar bastante de acordo com a estação, como mostrado na Figura 2.2 (PEREIRA et al., 2017). Já o segundo está associado aos fatores climáticos e atmosféricos da região, pois a presença de nuvens, material particulado e substâncias como vapor d'água e dióxido de carbono afetam a quantidade de energia que alcança a superfície do planeta (PEREIRA et al., 2017).

Figura 2.1 – A geometria Sol-Terra que resulta nas estações do ano



Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

Figura 2.2 – Variação do fotoperíodo ao longo do ano para diferentes latitudes.

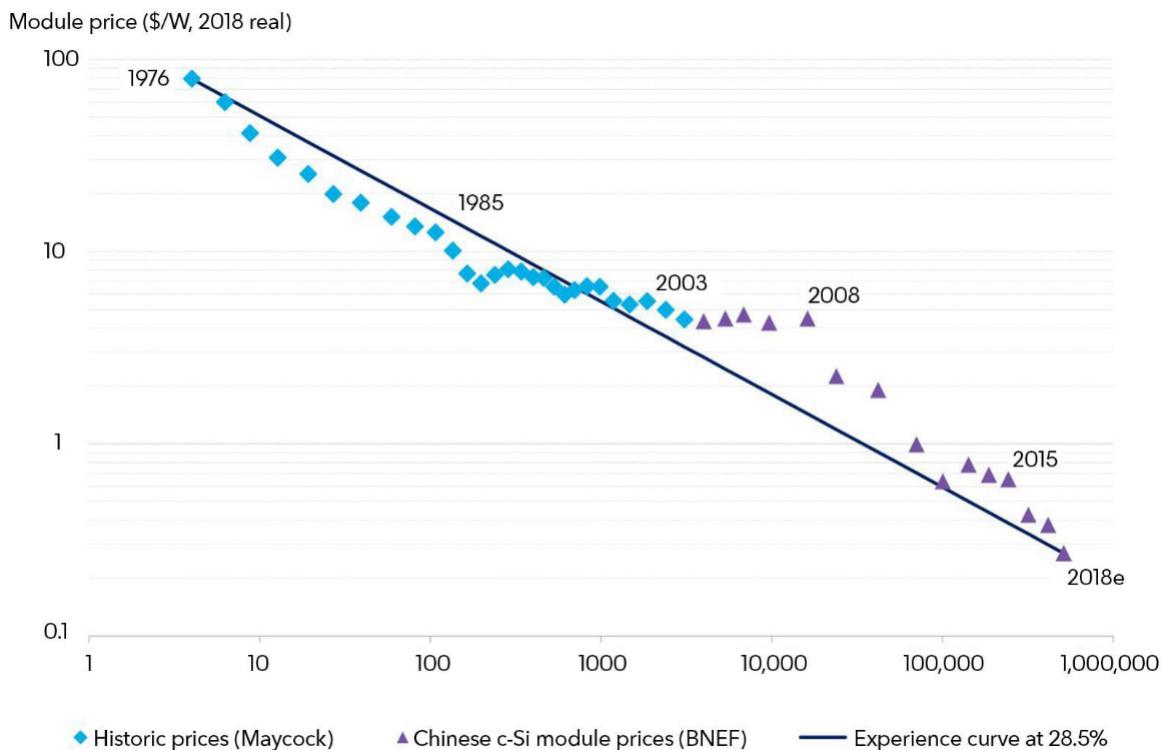


Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

2.3 Contextualização da geração fotovoltaica no Brasil e no mundo

Com o crescimento contínuo da economia mundial, e consequentemente, da demanda por energia elétrica, e além disso, com as pressões cada vez maiores à favor da adoção de fontes energéticas sustentáveis, a geração de eletricidade à partir da energia solar tem se mostrado uma alternativa cada vez mais atrativa, principalmente devido à queda crescente dos preços das células fotovoltaicas de silício, como mostra a Figura 2.3.

Figura 2.3 – Diminuição do preço de células fotovoltaicas de silício



Fonte: (BLOOMBERG NEF, 2018).

Na Figura 2.3 pode-se observar que a previsão de preço do módulo fotovoltaico de silício cristalino em 2018 era de 30 centavos de dólar por Watt gerado. Neste gráfico também é mostrada a curva de experiência para o preço dos módulos fotovoltaicos, esta curva consiste no efeito da indústria tornar seu processo de produção mais eficiente quanto mais se produz, ou seja, quanto maior o volume cumulativo de produção (eixo das abscissas, e neste gráfico, dado em MW), menor será o custo direto por unidade produzida (eixo das ordenadas) (POLICONOMICS, 2017).

É previsto que o custo de uma planta fotovoltaica seja reduzido em até 71% até 2050 e também é estimado que o custo da energia gerada por fontes eólicas seja reduzido em 58% nesse mesmo período. Além disso, com o barateamento do preço de baterias devido ao aprimoramento e desenvolvimentos de novas tecnologias na área, há uma estimativa de

que até 2050, metade da eletricidade global seja gerada à partir de fontes solares e eólicas (BLOOMBERG NEF, 2018).

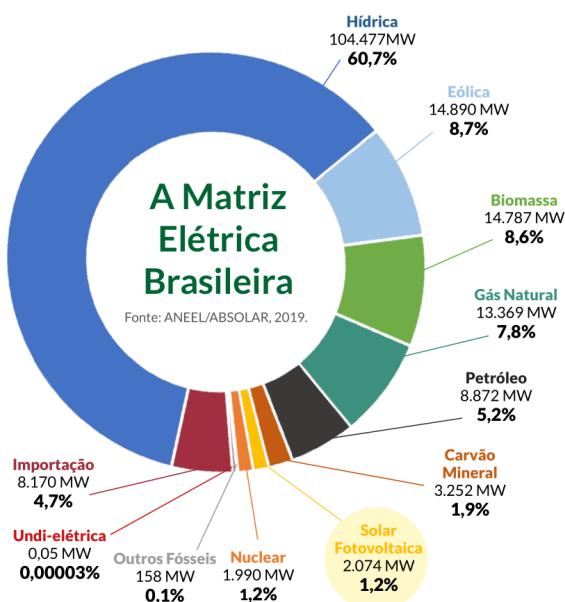
O Brasil apresentou duas quedas consecutivas em seu consumo energético anual devido ao período de instabilidade econômica e política pelo qual passou à partir de 2014, mas de 2016 para 2017 o consumo subiu 1,2% e alcançou 467TWh (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018), e a tendência tem sido de crescimento contínuo, e consequentemente, uma necessidade crescente de novas usinas para a geração de eletricidade.

Quanto à matriz energética brasileira, maior parte da geração nacional advém de usinas hidrelétricas, sendo responsáveis por mais de 60% da geração nacional, sendo seguidas pela geração eólica com 8,7% da matriz nacional, logo em seguida a geração à partir de biomassa ocupa 8,6% da matriz, e posteriormente a geração à partir de gás natural, que ocupa 7,8% da matriz, conforme indicado pela Figura 2.4 (ANEEL/ABSOLAR, 2019).

A geração solar fotovoltaica de usinas centralizadas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), ainda que tenha uma participação de apenas 1,2% da matriz energética brasileira, vem apresentando crescimento contínuo. No Brasil, a previsão de investimentos privados em empreendimentos de usinas fotovoltaicas centralizadas é de R\$21,3 bilhões até 2022 (ANEEL/ABSOLAR, 2019).

Quanto à microgeração e minigeração distribuídas, a fonte solar fotovoltaica lidera o segmento, tendo uma parcela de 77% em maio de 2018 (ABSOLAR, 2019), e sempre mantendo uma tendência de crescimento como mostrado na Figura 2.5.

Figura 2.4 – A Matriz Energética Brasileira



Fonte: (ANEEL/ABSOLAR, 2019).

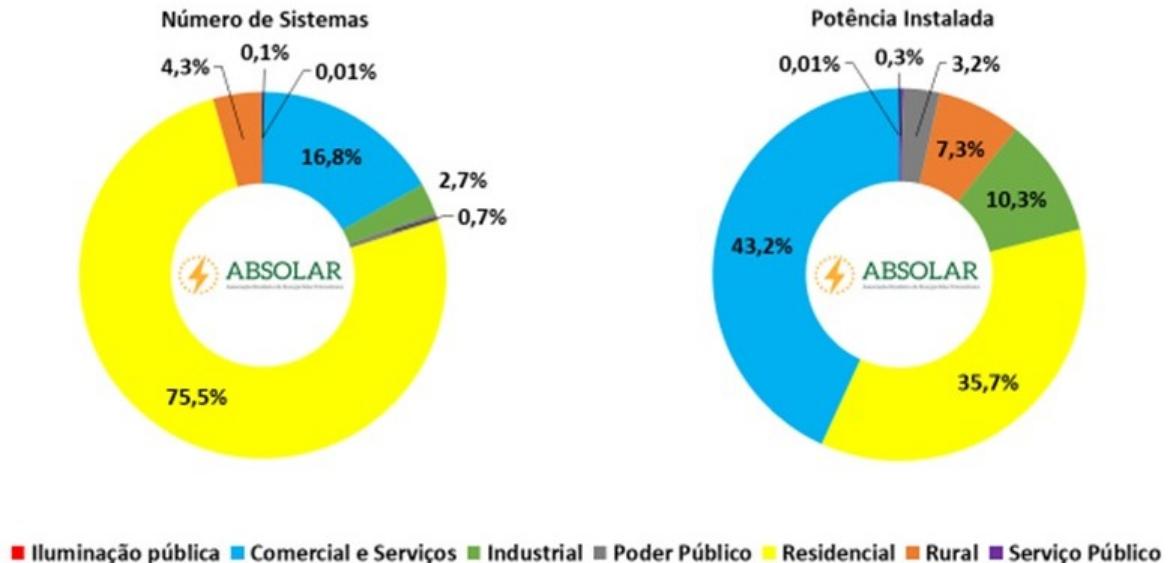
Figura 2.5 – Potência instalada de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: (ABSOLAR, 2019).

Quanto a quem são os maiores consumidores da geração solar distribuída, a Figura 2.6 ilustra bem que o consumo residencial e comercial lideram com folga, enquanto que a potência instalada em indústrias ainda não é tão significativa quanto as duas primeiras.

Figura 2.6 – Geração distribuída solar fotovoltaica no Brasil por classe de consumo



Fonte: (ABSOLAR, 2019).

A geração solar fotovoltaica distribuída é vantajosa por diversos motivos, mas pode-se destacar o aumento da capacidade de geração de energia elétrica próximo à carga e consequente diminuição de perdas elétricas na transmissão e distribuição da energia, além da redução do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica e aumento da participação de energias renováveis na matriz energética brasileira. Também pode-se ressaltar geração de empregos e aquecimento da economia, e a redução do uso do solo na geração de energia elétrica (ABSOLAR, 2019).

2.4 Célula Fotovoltaica

Em 1839, o cientista francês Alexandre-Edmond Becquer, observou que determinados materiais tinham a capacidade de conduzir corrente elétrica quando expostos a radiação luminosa (ZILLES et al., 2012). Ainda no século XIX, o físico Heinrich Rudolf Hertz em um de seus estudos notou, acidentalmente, que a luz emitida por um centelhador interferia no experimento, este fato foi fundamental para a elaboração da teoria do efeito fotoelétrico (TIPLER; LLEWELLYN, 2001).

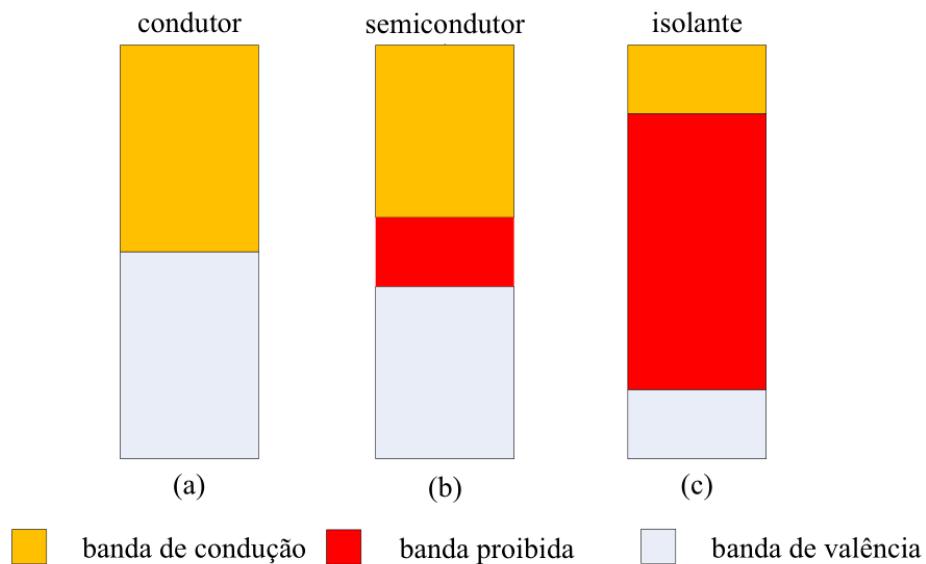
Em meados do século XX, a corrida espacial exigiu pesquisas e inovações tecnológicas em relação ao uso de células fotovoltaicas para o bom desempenho de equipamentos aeroespacial. Outra motivação para o desenvolvimento de pesquisas voltadas para a geração de energia renováveis foi a crise do petróleo na década de 1970 (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.1 Funcionamento de células fotovoltaicas

Os conversores de energia fotovoltaica, geralmente, são formados por elementos semicondutores por serem capazes de absorver a energia proveniente da radiação solar e transferir essa energia aos elétrons. Os semicondutores possuem propriedades de condutores e de isolantes em relação à condução de eletricidade. Nos materiais existem três tipos de classificações de bandas de energia: banda de valência, banda de condução e banda proibida, conforme mostrado na Figura 2.7.

Os materiais condutores caracterizam-se por não precisarem de energia de ativação (gap) pois há a superposição das bandas de valência e de condução o que possibilita a existência de elétrons livres. Os materiais isolantes precisam de muita energia para alcançarem a banda de condução, em comparação, os semicondutores possuem a banda de valência completamente preenchida e requerem aproximadamente 1eV de energia (gap) para que os elétrons saltem para a banda de condução (BRIGATTO, 2016).

Figura 2.7 – Estrutura de bandas de energia em (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes



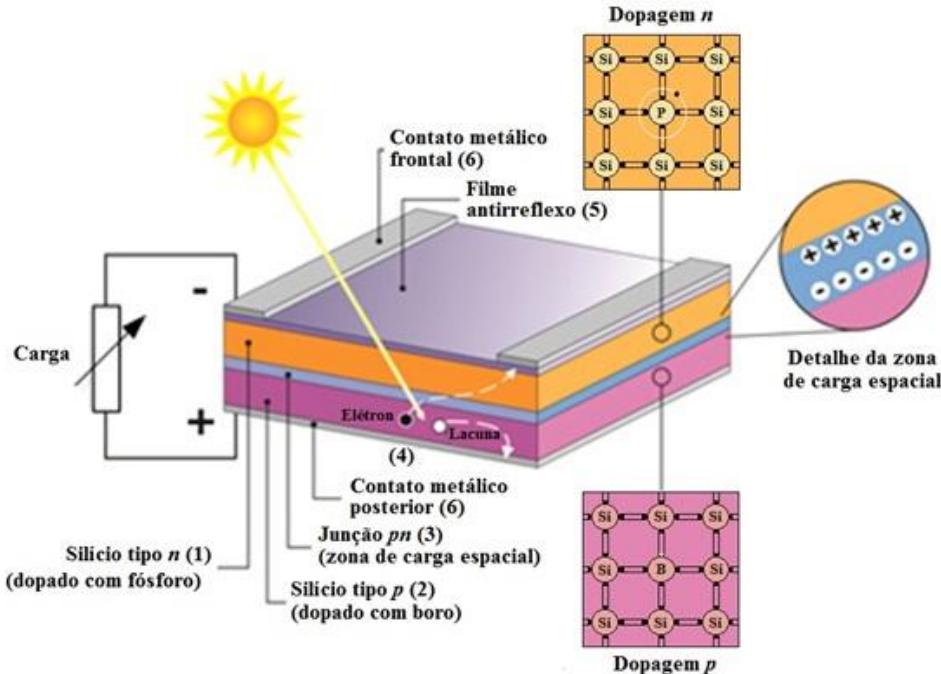
Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014, Adaptado).

Os fótons provenientes da luz solar oferecem aos semicondutores a energia necessária para que seus elétrons sejam excitados da banda de valência para a banda de condução, no entanto, para que as cargas liberadas possam gerar energia, é importante que elas sejam extraídas do semicondutor. O procedimento aplicado para facilitar a extração dos elétrons é conhecido como dopagem. No silício, a dopagem pode ser feita com a adição de impurezas para dotá-los com a característica de um semicondutor do tipo P ou N. Se a dopagem for com um elemento trivalente, o semicondutor será do tipo P, e haverá a existência de elétrons livres. E se a dopagem for do tipo N, a adição de um elemento pentavalente fará com que haja lacunas no semicondutor (ZILLES et al., 2012).

Uma célula fotovoltaica é composta por uma camada do Tipo N em uma junção com uma camada do tipo P, conhecido como junção P-N. As camadas, isoladamente, são neutras. Porém, com a formação da junção, os elétrons livres presente no semicondutor N tendem a fluir para preencher as lacunas no semicondutor do tipo P. Em razão disso, surge um campo elétrico na junção P-N, como demonstrado na Figura 2.8.

O efeito fotovoltaico produz uma diferença de potencial no semicondutor ao ser exposto a fótons com energia maior que o gap, com isso, surge a formação de pares elétron-lacuna, e quando isto ocorre em regiões com campo elétrico diferente de zero, os elétrons são aceleradas e geram uma corrente elétrica através da junção. Se as duas extremidades do semicondutor forem conectadas haverá uma circulação de elétrons (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 2.8 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício destacando: (1), região tipo N; (2) região tipo P, zona de carga espacial, onde se formou a junção P-N e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antireflexo; (6) contatos metálicos

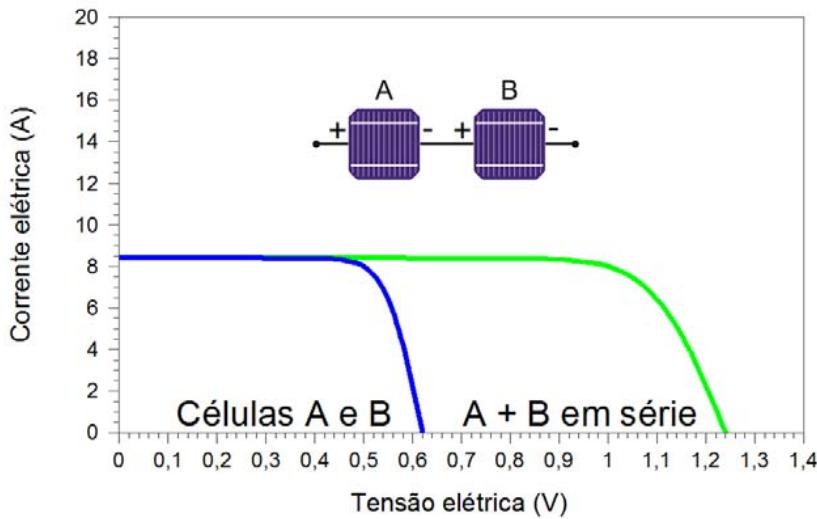


Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2 Características das células e módulos

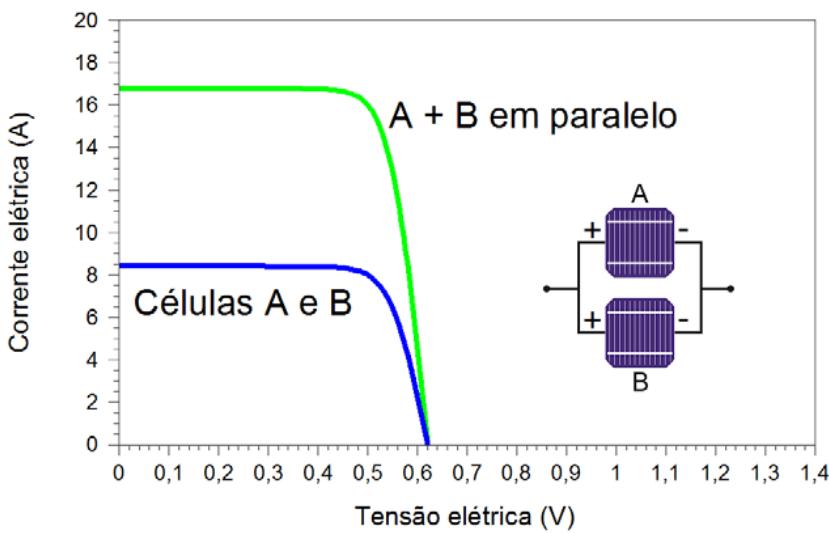
A maior parte das células disponíveis no mercado ocupam uma área de 50cm^2 e 150cm^2 , com espessura de 0,2mm a 0,3mm e são fabricadas com silício, nas formas de monocristalino, policristalino ou amorfo. As células mais comuns podem gerar máxima potência em condições de irradiação solar de 1000W/m^2 e temperatura de 25°C , com tensão entre 0,46V e 0,48V e corrente por volta de 32mA/cm^2 . Para que as células possam gerar eletricidade a nível de aplicação, elas são dispostas em módulos com associações em série e/ou paralelo.

Na associação em série conforme mostrado na Figura 2.9, o terminal positivo de uma célula é conectado ao terminal negativo de uma outra célula e assim sucessivamente, neste tipo de conexão, a tensão em cada dispositivo é somada e a corrente não é alterada.

Figura 2.9 – Gráfico de $V \times I$ para a células associadas em série

Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Na associação em paralelo, Figura 2.10, os terminais positivos dos dispositivos fotovoltaicos são conectados entre si, assim como os terminais negativos, a conexão em paralelo faz com que a corrente produzida por cada componente seja somada enquanto que a tensão permaneça a mesma (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 2.10 – Gráfico de $V \times I$ para a células associadas em paralelo

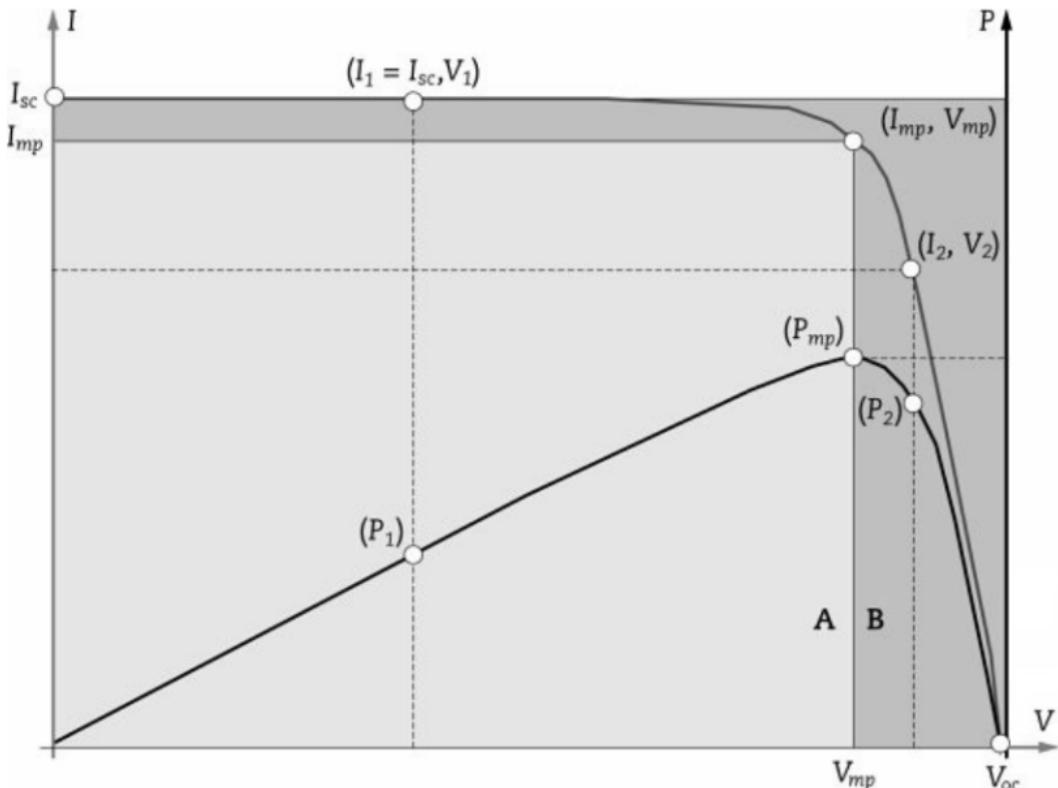
Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Os módulos são componentes unitários de um sistema fotovoltaico, e eles podem produzir correntes e tensões nominais de acordo com a disposição e características das células que o compõem.

O módulo fotovoltaico é identificado pela potência elétrica de pico capaz de gerar (W_p). A potência de pico de um módulo é definida nas condições de ensaio (STC, em inglês, *Standard Test Conditions*), que considera a irradiação solar de 1 kW/m^2 sob uma distribuição espectral padrão de Massa de Ar igual a 1,5 a uma temperatura de 25°C .

Todavia, outras características são analisadas, tais como: A tensão de circuito aberto (V_{oc}), ela é encontrada quando o seu circuito está aberto; A corrente de curto circuito (I_{sc}) é mensurada quando o módulo é conectado a uma carga com resistência nula; Na curva característica $V \times I$, para cada nível de tensão há um valor de corrente, a Potência máxima ($P_{máx}$) é o produto da Corrente Máxima ($I_{máx}$) pela Tensão Máxima ($V_{máx}$) conforme exibido na Figura 2.11 (ZILLES et al., 2012).

Figura 2.11 – A curva de potência (cinza claro) e curva $I - V$ (cinza escuro) de um módulo



Fonte: (ZILLES et al., 2012).

O fator de forma (FF) do módulo é a razão entre a Máxima potência com o produto entre tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito. Quanto mais próximo de um retângulo a curva $V \times I$ for, melhor será a tecnologia aplicada na célula. Analogamente, a eficiência é o quociente entre a Máxima Potência e a potência de radiação solar que incide sobre a mesma.

2.5 Inversor CC/CA

Os módulos fotovoltaicos geram energia em corrente contínua (CC), porém a maior parte das cargas utilizadas em uma instalação elétrica são alimentadas em corrente alternada (CA). Por esse motivo, é necessário o uso de inversores para que seja realizada essa conversão.

Existem diversos tipos de inversores, mas neste trabalho será dada ênfase aos inversores *grid-tie*, que além de realizar a conversão da energia elétrica, são responsáveis por adequar esta energia às características da linha de transmissão (amplitude, frequência e harmônicos adequados à carga). (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma das principais funções do inversor *grid-tie* é ajustar o ponto de máxima potência (MPP) do sistema para se obter o maior rendimento possível, mas também pode-se destacar o registro de operação do sistema, e sua atuação com mecanismos de proteção contra curtos-circuitos, inversão de polaridade, sobrecargas e sobretensões.

2.6 Sistemas fotovoltaicos

Um sistema fotovoltaico é um conjunto de elementos, que em conjunto, convertem radiação solar em eletricidade adequada para o uso. Existem diferentes classificações para sistemas fotovoltaicos que são adequados para diferentes situações, mas pode-se destacar os sistemas isolados, os sistemas híbridos, e aqueles conectados à rede de energia.

Um sistema isolado (*off-grid*), é aquele que não tem acesso à rede de distribuição de energia das concessionárias. Como os períodos de consumo de eletricidade na maioria das vezes não coincide com os momentos em que o sistema fotovoltaico está gerando eletricidade, sistemas isolados geralmente são autônomos, ou seja, possuem elementos de acumulação de eletricidade (geralmente baterias) (SOUZA, 2017). A Figura 2.12 ilustra um sistema autônomo genérico.

Mesmo sistemas isolados também podem ser sem armazenamento, por não possuírem nenhum elemento para o armazenamento de eletricidade. Um uso comum para esse tipo de sistema é o de acionar uma bomba d'água enquanto houver irradiação suficiente sobre os módulos fotovoltaicos do sistema (SOUZA, 2017).

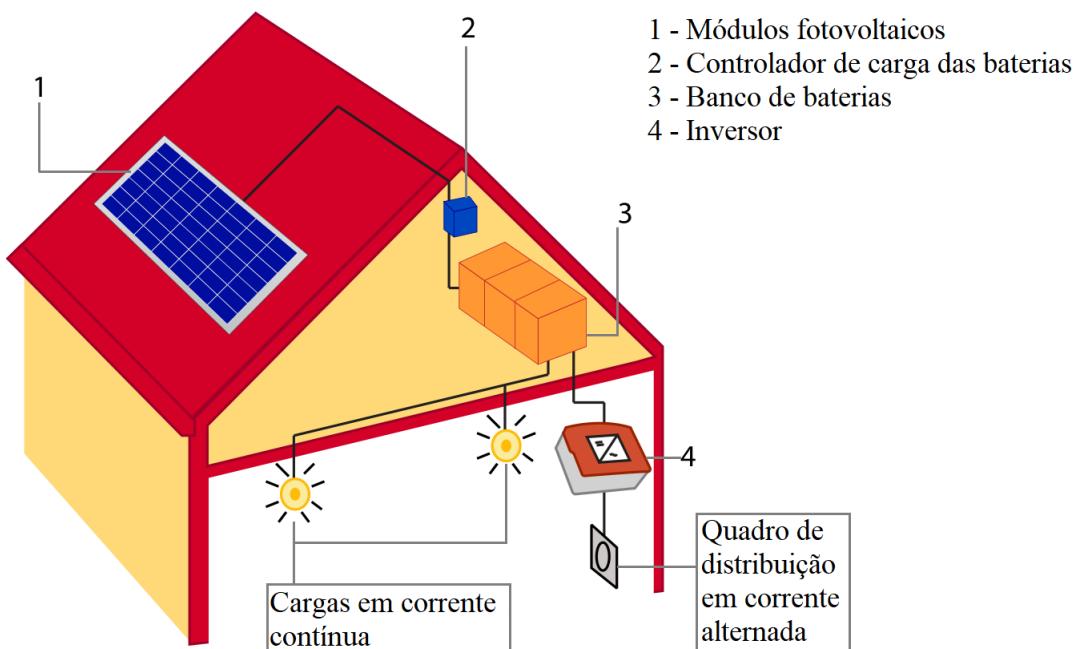
Os sistemas híbridos possuem esse nome pois envolvem mais de uma fonte de geração além da solar fotovoltaica, como por exemplo, geradores eólicos ou a diesel. Sistemas híbridos podem ser isolados ou conectados à rede, e também, podem possuir elementos de armazenamento de energia, ou não (SOUZA, 2017). Estes sistemas são mais complexos, e consequentemente mais caros, pois precisam de um controle capaz de integrar diferentes formas de geração a um mesmo circuito.

Os sistemas conectados à rede, também chamados de *on-grid* ou *grid-tie*, são aqueles conectados à rede de distribuição local. A grande maioria dos sistemas *on-grid* não possuem baterias ou quaisquer elementos de armazenamento de energia justamente pois são conectados à rede. A ausência de um sistema de armazenamento implica em maior eficiência e menos perdas (SOUZA, 2017).

Esse tipo de sistema é projetado de forma que quando o sistema fotovoltaico não estiver gerando a energia demandada pela carga a ele conectada, este consumo é atendido pela rede de distribuição (no caso de geração distribuída). Já quando o sistema estiver gerando um excedente de energia, esta escoa para a rede, que atua como uma carga, absorvendo a energia (SOUZA, 2017). A Figura 2.13 ilustra um sistema fotovoltaico conectado à rede.

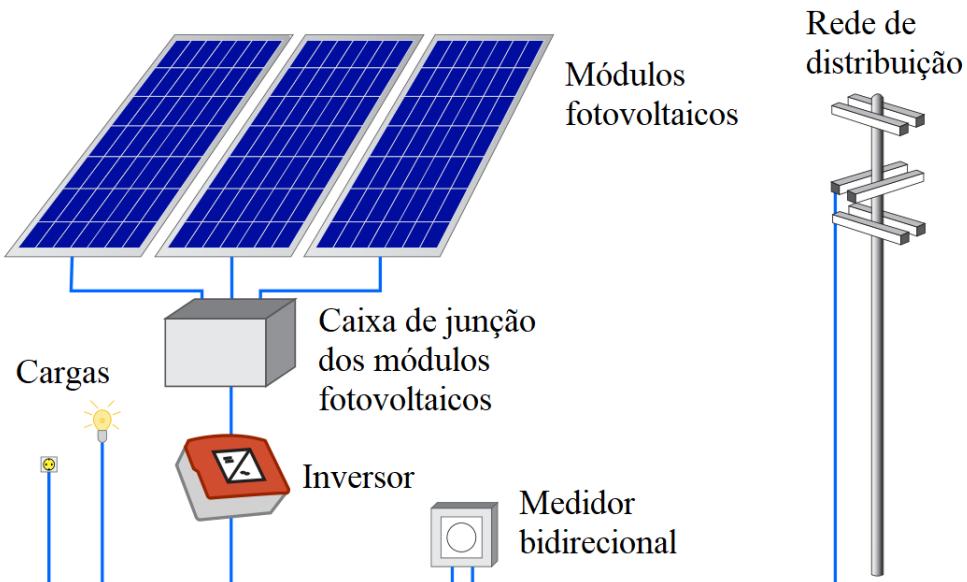
Devido a este duplo sentido de fluxo de potência, em unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos *on-grid*, são instalados medidores bidirecionais que são capazes de medir tanto a energia absorvida da rede, quanto a injetada nela (SOUZA, 2017). E justamente por conta dessa injeção de energia na rede, existem regulamentações e legislação definidas no Brasil quanto a essa prática, as quais serão abordadas à frente.

Figura 2.12 – Representação de um sistema autônomo



Fonte: (SOUZA, 2017, Adaptado).

Figura 2.13 – Representação de um sistema conectado à rede de distribuição



Fonte: (SOUZA, 2017, Adaptado).

2.7 Fornecimento e tarifação de energia elétrica

De acordo com a ANEEL, os consumidores de energia elétrica são divididos em 2 grupos principais: Grupos A e B, os quais possuem subgrupos. Essa divisão é feita de acordo com tensão de fornecimento e potência total instalada na unidade consumidora (ANEEL, 2010).

Unidade consumidora é definida como “conjunto composto por instalações, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único consumidor e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas” (ANEEL, 2010).

Pela definição da Resolução Normativa Nº 414, Grupo A envolve consumidores que são atendidos em tensão primária (acima de 2,3 kV). Este grupo é caracterizado pela tarifa binômia e é subdividido em:

- Subgrupo A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2: tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- Subgrupo A3: tensão de fornecimento de 69 kV;
- Subgrupo A3a: tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- Subgrupo A4: tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;

- f) Subgrupo AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Já os consumidores do Grupo B, são os que são atendidos em tensão secundária (até 2,3 kV), e também, este grupo é caracterizado pela tarifa monômia (ANEEL, 2010). São divididos em:

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

Consumidores com fornecimento de energia em tensão primária podem adotar modalidade tarifária do grupo B caso atendam ao menos um entre alguns critérios definidos na Resolução Normativa Nº 414. Dentre eles destacam-se:

- I) A soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;
- II) A soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;

Quanto às diferenças de tarifação entre os grupos, a tarifação monômia sobre unidades consumidoras do Grupo B considera o consumo total de energia em kWh, no mês de referência, e também é adicionado um custo relacionado a iluminação pública quando válido (ANEEL, 2010). A Equação 2.1 é usada para o cálculo da conta de energia nesta modalidade.

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

Onde:

V = Valor a ser pago;

C = Consumo em kWh;

T = Tarifa por kWh;

CIP = Custo de iluminação pública.

Já a modalidade binômia considera uma cobrança sobre potência demandada pela unidade consumidora além da cobrança sobre o consumo de energia. Mas a modalidade binômia possui três diferentes tipos de faturamento: convencional, horária verde e horária azul (ANEEL, 2010).

Na modalidade convencional, é definida previamente entre concessionária e consumidor uma demanda de potência em kW para a unidade consumidora em questão. A cobrança será feita sobre o valor da demanda contratada pelo consumidor, sobre a energia consumida, e também será considerado um custo de iluminação pública (ANEEL, 2010). O valor a ser pago é dado pela Equação 2.2 a seguir.

$$V = C \times T + D_m \times T_d + CIP \quad (2.2)$$

Onde:

V = Valor a ser pago;

C = Consumo em kWh;

T = Tarifa por kWh;

D_m = Maior demanda medida no período do faturamento;

T_d = Tarifa de demanda;

CIP = Custo de iluminação pública.

Contudo, tanto para a modalidade tarifária convencional quanto para ambas as modalidades horárias, caso haja uma ultrapassagem do consumo de demanda em relação ao valor inicialmente contratado, é cobrada uma multa de ultrapassagem. Há uma tolerância de ultrapassagem de 5% em relação à demanda contratada, caso a demanda consumida ultrapasse essa margem, haverá multa (ANEEL, 2010).

O cálculo da multa é feito levando em conta a demanda ultrapassada e o dobro da tarifa normal de demanda. No caso das modalidades horárias, pode haver multa tanto para a ultrapassagem da demanda de ponta quanto para a fora de ponta (ANEEL, 2010). A Equação 2.3 mostra como é feito esse cálculo. A multa é um custo extra a ser pago, além da tarifação padrão referente à modalidade tarifária contratada pelo consumidor.

$$V_u = (D_m - D_c) \times 2 \times T_d \quad (2.3)$$

Em que,

V_u = Valor a ser pago referente à demanda de ultrapassagem;

D_m = Demanda medida no período do faturamento;

D_c = Demanda contratada;

T_d = Tarifa de demanda seja ela para horário de ponta ou fora de ponta.

É possível notar que a modalidade convencional não considera nenhuma distinção quanto ao horário do dia em que houve o consumo da energia ou da demanda. Já as modalidades horárias levam em conta o que é chamado de horário de ponta e horário fora de ponta.

Horário de ponta é o período composto por três horas diárias consecutivas (exceto aos sábados domingos e feriados especificados pela ANEEL), definidas pela distribuidora de energia, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, enquanto que o horário fora de ponta é o período composto pelas outras 21 horas não referentes ao horário de ponta (ANEEL, 2010). Para a Enel Distribuição Goiás, o período de horário de ponta é das 18:00 às 21:00 (ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS, 2019).

A modalidade horária (ou horo-sazonal) azul considera duas partes no cálculo do valor a ser pago, uma para os horários de ponta, e outra para os horários fora de ponta, cada uma delas sendo feita de forma análoga ao cálculo de custo da modalidade convencional. Desta forma, também é necessária a contratação de duas demandas diferentes por parte do consumidor, uma para horário de ponta e outra para horário fora de ponta (ANEEL, 2010). A Equação 2.4 especifica como é feito o cálculo da conta para essa modalidade.

$$V = (C_p \times T_p + D_p \times T_{dp}) + (C_{fp} \times T_{fp} + D_{fp} \times T_{dfp}) + CIP \quad (2.4)$$

Onde:

V = Valor a ser pago;

C_p = Consumo em kWh no horário de ponta;

T_p = Tarifa por kWh no horário de ponta;

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

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

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

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

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

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

CIP = Custeio de iluminação pública.

A modalidade horária verde é bastante semelhante à azul, com a diferença de que apenas umas demanda é contratada tanto para horários de ponta quanto fora de ponta (ANEEL, 2010). A Equação 2.5 descreve o cálculo do valor a ser pago nesta modalidade.

$$V = C_p \times T_p + C_{fp} \times T_{fp} + D \times T_d + CIP \quad (2.5)$$

Onde:

V = Valor a ser pago;

C_p = Consumo em kWh no horário de ponta;

T_p = Tarifa por kWh no horário de ponta;

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

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

D = Maior demanda medida durante o período do faturamento;

T_d = Tarifa de demanda;

CIP = Custeio de iluminação pública.

Além da multa sobre ultrapassagem de demanda, deve-se levar em conta que uma unidade consumidora pode ter outras cobranças por parte da concessionária, como por exemplo, sobre a injeção de reativos na rede elétrica. Caso o fator de potência da unidade consumidora seja menor do que 0,92 indutivo no período das 6:30 às 23:30, ou menor do 0,92 capacitivo nas outras horas do dia, esta estará sujeita a cobranças pelos reativos gerados (ANEEL, 2010).

2.8 Micro e minigeração distribuída

A geração distribuída consiste na instalação de centrais geradoras de pequeno porte próximos a centros de consumo de energia elétrica, conectados à rede de distribuição por meio de instalações da própria unidade consumidora. Essa geração normalmente é feita a partir de fontes renováveis ou de cogeração qualificada (ANEEL, 2016).

A presença de geração distribuída ao longo da rede elétrica possui vantagens como por exemplo, menos perdas de energia, melhoria no nível de tensão da rede e postergação de investimentos em expansão na infraestrutura de distribuição e transmissão. Contudo,

essa presença também possui desvantagens como o aumento da complexidade de operação da rede, e isso condiciona à necessidade de regulamentação (ANEEL, 2016).

Assim, à partir da Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL, de 2012, foram estabelecidas condições para que sistemas de micro e minigeração tivessem acesso às redes de distribuição de energia, e também foi criado o sistema de compensação de energia elétrica correspondente, viabilizando a implementação de sistemas de geração distribuída fotovoltaica (ANEEL, 2012).

Em 2015 foi publicada a Resolução Normativa Nº 687 da ANEEL, que revisava a Resolução Normativa Nº 482 e estabeleceu vários critérios, os quais são utilizados até o momento da criação deste trabalho. Dentre as definições e regulamentações estabelecidas pela Resolução Normativa Nº 687, vale destacar as definições de micro e minigeração distribuídas:

Microgeração distribuída: “central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” (ANEEL, 2015).

Minigeração distribuída: “Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” (ANEEL, 2015).

Além disso, a Resolução Normativa Nº 687 também define o sistema de compensação de energia elétrica como sendo aquele “no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa”.

Nesse sistema, o consumidor pagará seu consumo líquido de energia, e caso o sistema de sua unidade consumidora injete mais energia na rede do que foi consumido ao longo do mês, o titular da unidade consumidora em questão irá receber créditos referentes à energia injetada na rede (em kWh), que poderão ser usados para abater o consumo em sua fatura em um período de até 60 meses corridos à partir do mês de geração (ANEEL, 2015).

Contudo, é importante destacar que mesmo que o consumo faturado seja de 0 kWh, a conta não terá custo nulo. Para consumidores do Grupo B, ainda haverá a cobrança de custo de disponibilidade, que pode ser considerado um consumo mínimo (custo em reais para os valores de 30kWh, 50kWh e 100kWh, que correspondem respectivamente a conexões monofásicas, bifásicas e trifásicas), além também do custeio de iluminação

pública (ANEEL, 2015).

Para consumidores do Grupo A, além do custeio de iluminação pública, deve-se levar em conta o custo da(s) demanda(s) contratadas, dependendo da tarifa binômia adotada.

Outros pontos importantes regulamentados na Resolução Normativa Nº 482 e reiterados na Resolução Normativa Nº 687 são os que dizem referência a situações nas quais existem mais de uma unidade consumidora pertencentes ao mesmo titular. É definido que os créditos podem ser divididos entre elas conforme solicitado pelo consumidor (ANEEL, 2015).

Além disso, também foi definido que é possível que o consumidor utilize esses créditos em unidades previamente cadastradas dentro da sua área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada, ou ainda integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do ponto da geração distribuída (ANEEL, 2015).

Da Resolução Normativa Nº 687, tem-se as seguintes definições:

Autoconsumo remoto: “caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.”

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

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: “caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.”

2.9 Carga tributária sobre a conta de energia e no sistema de geração solar

As tarifas na conta de energia elétrica são necessárias para que a distribuidora de energia cumpra com o compromisso de fornecer energia elétrica de qualidade e também tenha condições de arcar com custos operacionais e inclusive realizar investimentos necessários para expandir sua capacidade, garantindo o atendimento da população (ANEEL, 2017b).

As tarifas usadas pelas concessionárias são calculadas pela ANEEL, que considera três elementos: os custos de geração da energia, os custos de transporte dessa energia (transmissão e distribuição), e os encargos setoriais. Além da tarifa, na conta de energia também são cobrados o PIS(Programa de Integração Social) /COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) pelo Governo Federal, o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) pelo Governo Estadual, e a Contribuição para Iluminação Pública por parte do Governo Municipal (ANEEL, 2017b).

O pagamento dos tributos na conta de energia elétrica é obrigatório de acordo com a ANEEL. Quanto à atualização e correção dos valores tarifários das concessionárias, é definido em contratos entre União e distribuidoras a frequência e condições sob as quais essas mudanças são feitas (ANEEL, 2017b).

Desde 2015 foi adicionado às contas de energia o Sistema de Bandeiras Tarifárias, o qual apresenta as modalidades verde, amarela e vermelha (patamares 1 e 2). Essas bandeiras estão associadas às condições de geração de eletricidade, e indicam se será repassado acréscimo no valor da energia ao consumidor final de acordo com tais condições (ANEEL, 2017a). Cada bandeira possui as seguintes características:

- a) Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- b) Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 por kWh consumidos;
- c) Bandeira vermelha - Patamar 1: condições desfavoráveis de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 por kWh consumido;
- d) Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais desfavoráveis de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 por kWh consumido.

O governo brasileiro promove incentivos fiscais a fim de incentivar consumidores a investirem em energias renováveis. No âmbito estadual, o governo federal deixou ao cargo dos estados isentar ou não de ICMS a energia gerada por sistemas fotovoltaicos, e no caso de Goiás, há a isenção (SUNERGIA, 2017).

Para exemplificar, em um estado onde não há a isenção, a alíquota do ICMS incide diretamente sobre os créditos de energia que o usuário injeta na rede. Se uma unidade consumidora gera 1kW e a alíquota do ICMS de seu estado é de 18%, ele terá creditado à sua conta 0,82 kW (SUNERGIA, 2017).

Já no âmbito federal, haverá a incidência de PIS e COFINS apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada na rede por uma mesma unidade consumidora (ANEEL, 2016).

2.10 Considerações finais

Este capítulo apresentou conceitos básicos sobre o recurso solar e como ele varia em diferentes regiões, dependendo de fatores atmosféricos e astronômicos. Em seguida, foi feita uma contextualização à respeito da situação do setor fotovoltaico no Brasil e no mundo, e também, de sua perspectiva de crescimento, ilustrando o quanto promissora é essa área.

Seguiu-se com uma explicação simplificada à respeito da teoria de como funcionam células fotovoltaicas, sobre características dos principais elementos que compõem um sistema fotovoltaico e quanto às principais características de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos.

Por fim, foi feito um resumo de definições da ANEEL que são relevantes para o setor fotovoltaico, incluindo as diferenças entre as principais modalidades tarifárias para Grupos A e B, as características e principais aspectos que envolvem micro e minigeração distribuídas, e a carga tributária e possíveis isenções ao se instalar um sistema fotovoltaico.

Todas as informações abordadas no Capítulo 2 são importantes para compreender o tema tratado no capítulo posterior: Dimensionamento comercial e industrial de sistemas conectados à rede.

3 Dimensionamento comercial e industrial de sistemas conectados à rede

3.1 Considerações Iniciais

Para se realizar um dimensionamento fotovoltaico, é preciso levar em conta alguns aspectos fundamentais, e esse é o principal objetivo deste capítulo.

Na seção 3.2 serão explicados os principais passos a serem seguidos para se realizar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, para consumidores do grupo B, no qual se enquadram grande parte dos estabelecimentos comerciais, e também, para consumidores do grupo A, do qual a maioria das indústrias fazem parte.

Em seguida, na seção 3.3 será realizado um dimensionamento usando as informações abordadas na seção 3.2. Esse dimensionamento será feito com base em uma fatura de energia da clínica odontológica sobre a qual será feito um estudo de caso no Capítulo 4.

Neste capítulo também serão compilados os dados do sistema fotovoltaico real, já instalado na clínica, e ambos os dados do sistema real e do sistema aqui dimensionado serão comparados, para em seguida, analisar possíveis razões de diferenças consideráveis entre eles.

E finalmente, na seção 3.4 será realizado um dimensionamento teórico para uma unidade consumidora do grupo A. Este dimensionamento será realizado com base nos dados de uma indústria localizada no município de Anápolis.

3.2 Etapas para dimensionamento de um sistema fotovoltaico *on-grid*

Como já foi citado no capítulo anterior, existem diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos, mas este trabalho terá ênfase no dimensionamento de sistemas conectados à rede elétrica de distribuição, que atuam em corrente alternada, com a mesma frequência da rede existente.

Deve-se atentar que nesses tipos de sistema, os inversores devem possuir o que é chamado proteção anti-ilhamento, ou seja, em situações nas quais a rede de distribuição for desenergizada, eles se desconectam automaticamente da rede, mesmo na presença de irradiação solar sobre os módulos. Isso deve ocorrer por motivos de segurança, já que a desenergização da rede de distribuição pode ser devido a manutenções (PINHO; GALDINO, 2014).

Ao iniciar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico *on-grid*, é preciso se atentar a diversos fatores, como por exemplo: Disponibilidade de área e alterações estéticas no local onde será instalado o sistema, orientação dos módulos, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida pela geração, entre outros (PINHO; GALDINO, 2014).

Assim, pode-se definir as etapas principais para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico como sendo (PINHO; GALDINO, 2014):

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

3.2.1 Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação

O intuito de realizar este levantamento é quantificar a energia solar que incide sobre os painéis fotovoltaicos a serem instalados. Como a irradiação solar varia por motivos atmosféricos e astronômicos, esse levantamento é uma estimativa que busca totalizar o valor acumulado de energia que incide sobre os módulos fotovoltaicos ao longo de um dia.

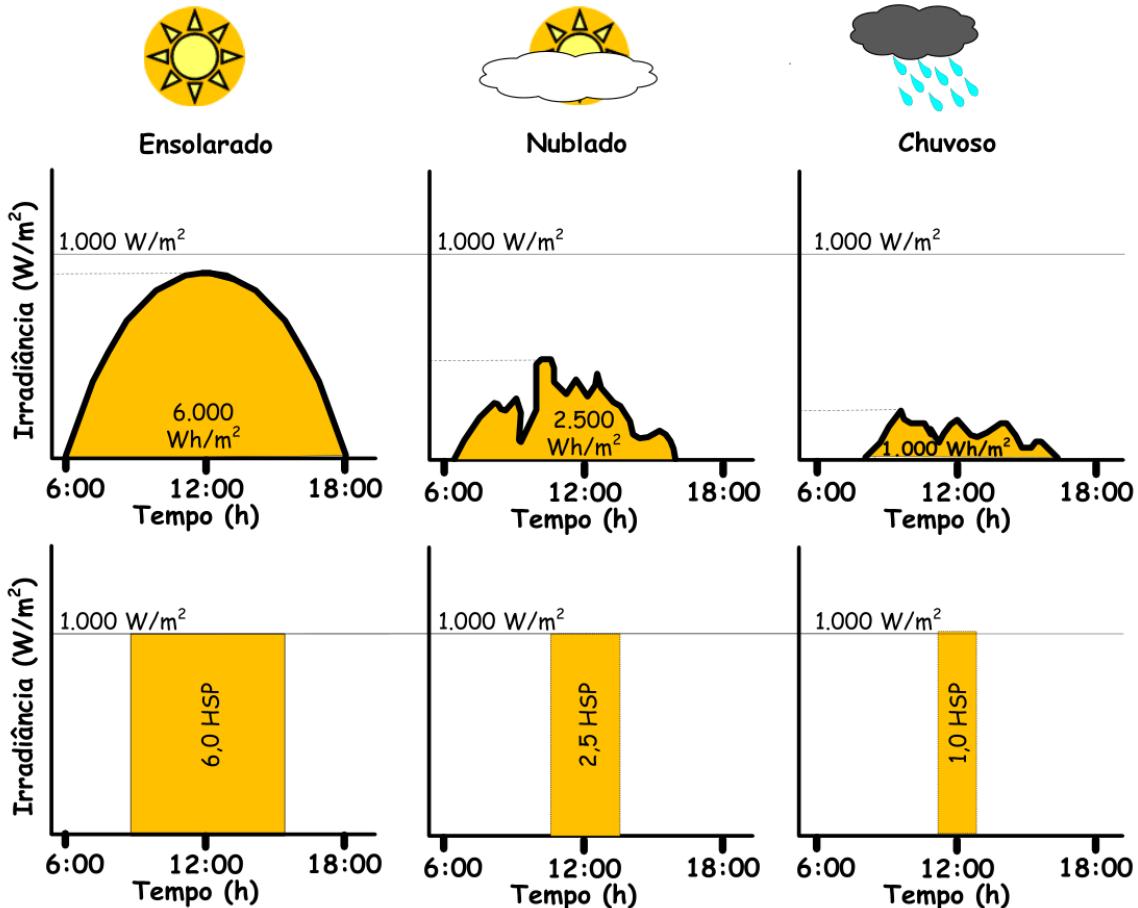
Ao se realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, o valor em HSP usado já deve considerar a latitude onde será instalado o sistema, e também a inclinação e o ângulo dos módulos, conforme será abordado na subseção seguinte. A Figura 3.1 ilustra como é feita a equivalência entre a irradiação solar ao longo do dia e a irradiação em Horas de Sol Pleno.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos informam a capacidade de geração de seus painéis de acordo com condições padrão de teste. Essas condições são: Irradiância solar de 1000 W/m², distribuição espectral padrão de massa de ar de 1,5 e temperatura da célula de 25 °C (PINHO; GALDINO, 2014). Assim, para facilitar o dimensionamento do sistema, usa-se o conceito de HSP.

Para se obter a disponibilidade do recurso solar em uma determinada coordenada, o ideal seria analisar dados de uma estação meteorológica próxima ao local onde será instalado o sistema. Quanto mais extenso o histórico de medições, mais preciso seria o valor encontrado para essa estimativa. Contudo, são poucos os casos onde existem dados para realizar este tipo de estimativa.

Uma forma de obter a disponibilidade do recurso solar em uma determinada coordenada é através do programa *SunData*, disponível no portal *online* do Centro de

Figura 3.1 – Gráfico de diferentes perfis de irradiação e gráfico equivalente em HSP



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB). Este programa compila informações da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar, disponibilizando-as de forma refinada e de mais fácil compreensão, como por exemplo, exibindo uma média anual da irradiação diária sobre a coordenada consultada (CRESESB, 2018).

3.2.2 Definição da localização e configuração do sistema

Ao se realizar a escolha da configuração de um sistema, esta deve ser feita de acordo com as características da carga e da disponibilidade de energia elétrica no local da instalação. Então será decidido se o sistema será isolado ou conectado à rede, com armazenamento ou sem armazenamento. Como já foi citado, neste trabalho, será dado o enfoque à sistemas conectados à rede, e sem elementos de armazenamento.

Já quanto à localização onde um sistema fotovoltaico será instalado, deve-se analisar a área disponível para a instalação dos módulos, podendo este ser um fator limitante da potência do sistema. Também, deve-se analisar se existem condições de sombreamento dos

módulos, qual será a inclinação dos módulos, e também, o ângulo azimutal destes, pois todos esses fatores influenciam na produção de energia do sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

Para geração máxima do sistema ao longo do ano, o ângulo de inclinação dos módulos deve ser igual à latitude no local onde o sistema for instalado. Contudo, pequenas mudanças na inclinação (de até 10°) não irão resultar em alterações significativas na energia gerada anualmente. Por isso, em latitudes próximas ao Equador, se recomenda um inclinação mínima de 10° para favorecer o efeito autolimpante dos módulos pela ação da água da chuva (PINHO; GALDINO, 2014).

Para maximizar a geração de energia, existem sistemas de rastreamento de movimento solar, que rotacionam os módulos de acordo com a posição do sol ao longo do dia, contudo esses sistemas na maioria das vezes elevam muito o preço de implantação do sistema, e consequentemente acabam por ter uma relação baixa de custo-benefício. Com isso, para se obter a maior geração possível sem aumento de preço, é adotado que caso o sistema esteja no hemisfério sul, os módulos devem apontar para o norte geográfico, e analogamente, caso estejam no hemisfério norte, devem apontar para o sul geográfico (PINHO; GALDINO, 2014).

Como já foi citado, módulos de silício cristalino possuem várias células associadas em série, e quando uma delas recebe menos radiação do que as outras, é responsável por limitar a corrente de todo o conjunto série. Assim, em condições nas quais uma parcela de um módulo sofre sombreamento, todo o módulo tem sua geração reduzida, e analogamente, quando um módulo é sombreado, ele afeta a geração dos outros módulos ligados a ele em série.

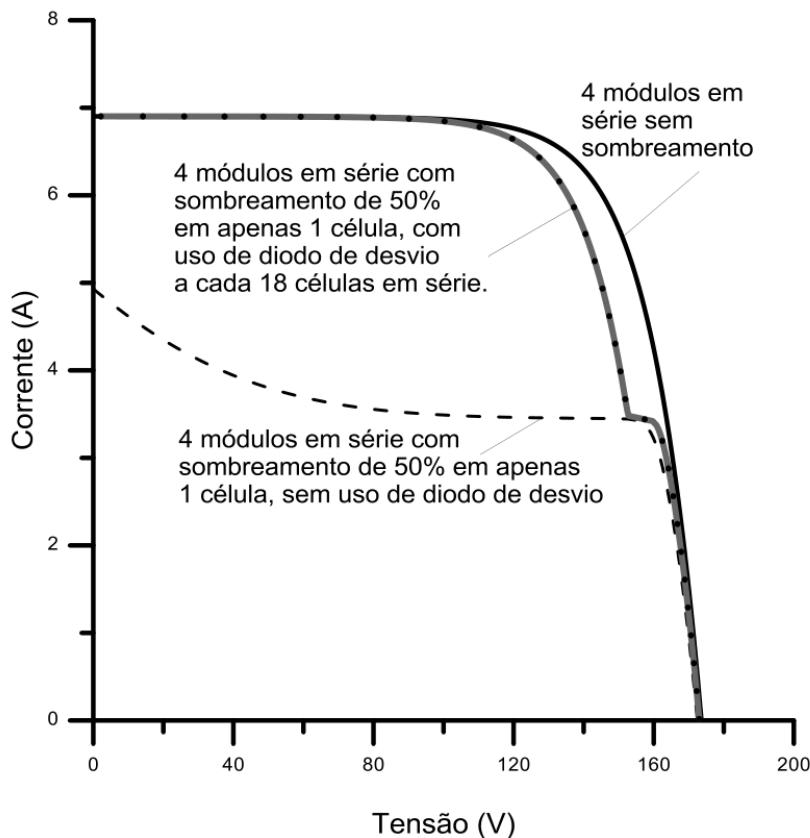
Outro problema decorrente de sombreamento de módulos, é o aparecimento de *hotspots* (pontos quentes) na célula, o que pode ocasionar danos ao módulo. Esse fenômeno ocorre pois em caso de sombreamento, a potência elétrica que é gerada mas não entregue, é dissipada no módulo afetado.

Para evitar a ocorrência de *hotspots*, são incluídos diodos de desvio nos módulos, que oferecem um caminho alternativo para a corrente em caso de sombreamento, limitando a dissipação de potência no próprio módulo. A presença desse dispositivo reduz a perda de energia e também o risco de danos à células afetadas. Mas ainda assim, sombreamento é uma situação a qual deve-se sempre buscar evitar no dimensionamento de novos sistemas fotovoltaicos.

A Figura 3.2 mostra a curva $I - V$ que ilustra três situações envolvendo 4 módulos fotovoltaicos conectados em série. Na primeira delas, nenhum dos módulos sofre sombreamento, na segunda, um dos módulos passa a receber 50% da irradiância original, e na terceira, uma delas recebendo novamente 50% da irradiância, mas dessa vez com a

presença de diodos de desvio.

Figura 3.2 – Curva $I - V$ para três casos com 4 módulos conectados em série



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

3.2.3 Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica

Dispondo de irradiação solar e área suficientes para a instalação do sistema, deve-se realizar uma estimativa de quanta energia o sistema fotovoltaico deverá gerar. Como a principal motivação para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é reduzir o consumo mensal de eletricidade da unidade consumidora (UC), esse levantamento é feito de formas diferentes para consumidores dos Grupos A e B.

Um ponto a se destacar quanto à necessidade deste levantamento, é que pelo sistema de compensação de energia elétrica estabelecido pela Resolução Normativa N° 482 da ANEEL, caso o sistema gere mais eletricidade do que a unidade consumidora consome e o excedente de créditos não seja usado, os créditos irão expirar. Isso é um indicativo de que o sistema foi superdimensionado, ou seja, teve um custo acima do necessário e obteve menor retorno financeiro do que poderia.

Para se realizar o levantamento da energia que precisará ser gerada por um sistema

fotovoltaico em uma unidade consumidora, deve-se analisar o histórico de faturas mensais de consumo de energia elétrica desta UC, e com as informações obtidas, encontrar um consumo médio mensal. Essa média deve ser feita preferencialmente usando-se as informações relativas a um ano inteiro de consumo (PINHO; GALDINO, 2014).

Para unidades consumidoras do Grupo B com tarifação monômia, deve-se levar em conta o custo de disponibilidade da concessionária de acordo com o tipo de conexão no local (monofásico, bifásico ou trifásico). Esse custo de disponibilidade pode ser entendido como uma taxa mínima de consumo de energia a ser paga, pois mesmo quando o consumo de uma unidade consumidora for nulo, haverá a cobrança referente ao valor em kWh especificado para o tipo de conexão da UC (PINHO; GALDINO, 2014).

A Equação 3.1 pode ser usada para calcular a energia média mensal a ser compensada pelo sistema fotovoltaico em unidades consumidoras com tarifação monômia.

$$E_m = \frac{\sum_{n=1}^{12} (C_n - C_{disp})}{12} \quad (3.1)$$

E_m = Energia média mensal a ser compensada pelo sistema fotovoltaico;

C_n = Consumo de energia referente ao mês n em kWh;

C_{disp} = Custo de disponibilidade referente ao tipo de conexão da UC, em kWh.

Já para unidades consumidoras do Grupo A, um fator importante a ser levado em conta é que a potência instalada de microgeração e minigeração distribuídas deve ser igual ou inferior à demanda contratada pela unidade consumidora (ANEEL, 2015).

Além disso, deve-se levar em conta que em modalidades do Grupo A, é considerado o consumo de energia reativa, devendo-se respeitar um fator de potência de 0,92 ou superior, como já mencionado.

Desta forma, uma unidade consumidora que mantenha um fator de potência de 0,92 indutivo durante o dia inteiro não seria faturada por excedente de reativos. Contudo, ao se adicionar um gerador fotovoltaico com fator de potência 1 nessa mesma unidade, em momentos com irradiação solar, a potência ativa que estaria sendo consumida pela UC seria compensada pelo gerador, mas a potência reativa drenada da rede se manteria, o que resultaria em um fator de potência abaixo de 0,92 e consequentemente, faturamento por excedente de reativos.

Existem formas de contornar essa situação, como por exemplo, o uso de um inversor que possa trabalhar com uma saída que possua fator de potência capacitivo. Assim, supondo um inversor cuja saída tenha fator de potência 0,92 avançado, este avanço iria

compensar a potência indutiva absorvida pelo sistema. Contudo, a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico seria 8% menor, e consequentemente, a economia referente à energia ativa compensada pelo sistema também seria 8% menor (ANEEL, 2017c).

Outra maneira de evitar a tarifação por excedente de reativos é usar banco de capacitores, de forma a realizar a compensação de reativos em momentos nos quais o sistema fotovoltaico estivesse gerando energia ativa com fator de potência unitário. Contudo, essa solução iria necessitar de um maior investimento inicial. Cabe aos projetistas realizarem estudos comparativos e encontrar a solução com maior custo-benefício.

Agora, quanto à estimativa de quanta energia o sistema fotovoltaico deverá gerar para um consumidor do Grupo A, como não há custo de disponibilidade, pode-se estimar que a energia a ser gerada pelo sistema fotovoltaico em um mês é igual ao consumo médio mensal desta unidade consumidora.

Para UCs com modalidade tarifária convencional, a energia média mensal a ser compensada é dada pela Equação 3.2

$$E_m = \frac{\sum_{n=1}^{12} C_n}{12} \quad (3.2)$$

E_m = Energia média mensal a ser compensada pelo sistema fotovoltaico;

C_n = Consumo de energia referente ao mês n em kWh.

Já para unidades consumidoras com modalidade tarifária horária, há a diferenciação entre o consumo no horário de ponta e o consumo no horário fora de ponta. O sistema fotovoltaico irá gerar energia majoritariamente no horário fora de ponta, e pelo sistema de compensação, a energia compensada será contabilizada no horário em que a compensação ocorreu. Com isso, pode-se fazer uma estimativa para compensar apenas a energia consumida em horários fora de ponta, ou para se compensar toda a energia consumida na unidade consumidora (VINICIUS AYRÃO, 2016).

Mas para se compensar toda a energia consumida na unidade consumidora, é preciso realizar uma equivalência entre o consumo em horários de ponta e fora de ponta. Essa equivalência pode ser compreendida pela Equação 3.3 (VINICIUS AYRÃO, 2016).

$$T_{fp} \times C_{fp} = T_p \times C_p \quad (3.3)$$

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

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

T_p = Tarifa por kWh no horário de ponta;

C_p = Consumo em kWh no horário de ponta.

Com isso, a energia a ser gerada pelo sistema fotovoltaico para se realizar a total compensação do consumo médio mensal de uma unidade consumidora com modalidade tarifária horária pode ser encontrada pela Equação 3.4.

$$E_m = \frac{\sum_{n=1}^{12} C_{fp} + \left(C_p \times \frac{T_p}{T_{fp}} \right)}{12} \quad (3.4)$$

E_m = Energia média mensal a ser compensada pelo sistema fotovoltaico;

C_{fp} = Consumo de energia no horário fora de ponta referente ao mês n em kWh;

C_p = Consumo de energia no horário de ponta referente ao mês n em kWh;

T_p = Tarifa por kWh no horário de ponta;

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

Mas um detalhe importante a se destacar, é que muitas vezes, quando o sistema fotovoltaico é dimensionado para compensar todo o consumo de uma unidade consumidora do Grupo A, a potência deste sistema pode, por vezes, ultrapassar a demanda contratada pela UC. Essa situação e possíveis formas de contorná-la serão abordadas na subseção seguinte.

3.2.4 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Tendo um valor médio de horas de sol pleno diárias referente à localização onde será instalado o sistema, e conhecendo o consumo médio mensal da unidade consumidora, é possível determinar a potência de geração do sistema fotovoltaico. Para isso, basta dividir o consumo de energia médio mensal da unidade consumidora por 30, para encontrar o consumo médio diário, e estimar uma taxa de desempenho (TD) para o sistema.

A taxa de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede é definida como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico deste mesmo sistema. A taxa de desempenho é utilizada de forma a considerar todas as perdas envolvidas em um sistema, como por exemplo, perdas devido à temperatura na superfície dos módulos, por queda de tensão no cabeamento e conectores, devido à eficiência do inversor, pelo acúmulo de sujeira sobre os módulos, e também por sombreamento (PINHO; GALDINO, 2014).

Para sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil, bem ventilados e sem sombreamento, normalmente se adota uma taxa de desempenho entre 70% e 80%. Para se encontrar uma estimativa da TD mais precisa, são utilizados *softwares* de dimensionamento (PINHO; GALDINO, 2014). A potência de geração do sistema fotovoltaico pode ser obtida através da Equação 3.5.

$$P_{FV} = \frac{E}{HSP_M \times TD} \quad (3.5)$$

P_{FV} = Potência de geração máxima do sistema fotovoltaico, em kWp;

E = Consumo médio diário de energia pela unidade consumidora, em kWh;

HSP_M = Média diária anual das HSP sobre o plano dos painéis, em horas;

TD = Taxa de desempenho do sistema.

Conhecendo qual deve ser a potência de geração do sistema, pode-se definir qual a potência e o modelo das placas fotovoltaicas a serem utilizadas. Cabe aos projetistas analisar entre diferentes possibilidades, qual melhor atende o caso estudado.

Contudo, para unidades consumidoras do Grupo A, ocorre várias vezes a situação na qual a potência estimada para seu sistema fotovoltaico seja maior do que a demanda contratada. Nesses casos, uma alternativa é limitar a potência do sistema à demanda contratada. Com isso, o consumo da UC não seria totalmente compensado, mas não haveria tarifação extra pelo aumento da demanda contratada (BLUE SOL, 2017).

Outra alternativa nesta situação é aumentar a demanda contratada, de forma que o sistema dimensionado possa ser implementado. Contudo, essa abordagem aumenta o valor mensal da fatura de energia devido ao aumento da tarifação sobre a demanda, e aumenta também o investimento inicial para a implantação do sistema fotovoltaico (BLUE SOL, 2017). Novamente, cabe aos projetistas realizar a análise das situações, para que o cliente tome a decisão que considerar mais vantajosa.

3.2.5 Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência

Depois de definidos quais módulos fotovoltaicos serão usados na instalação, deve-se definir qual inversor (ou inversores) serão mais apropriados para o sistema fotovoltaico levantado. Geralmente são utilizados inversores centrais, mas existem casos onde se usam microinversores, que são destinados a atender sistemas fotovoltaicos com poucos módulos (PINHO; GALDINO, 2014).

Devido ao seu alto custo, busca-se otimizar o máximo possível o dimensionamento de inversores, de forma que este não trabalhe em potências muito abaixo da nominal, e

nem seja sobrecarregado, situações as quais influem em maiores perdas. Como são poucas as situações nas quais os módulos fotovoltaicos geram sua potência de pico, costuma-se dimensionar o inversor com uma potência abaixo da dos módulos fotovoltaicos que nele serão conectados. Com isso, é usado o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) dado pela Equação 3.6 (PINHO; GALDINO, 2014).

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

FDI = Fator de Dimensionamento de Inversores;

P_i = Potência nominal em corrente alternada do inversor, dado em kW;

P_{fv} = Potência de pico dos módulos fotovoltaicos associados ao inversor, em kWp.

Analizando recomendações de fabricantes e da literatura existente, é definido que uma faixa de valores adequada para FDI é entre 0,75 e 0,85, e também, é estabelecido um limite de 1,05 para o FDI, pois inversores sobredimensionados também terão perda de eficiência, além de um maior custo (PINHO; GALDINO, 2014).

É recomendado que além da FDI, deve-se levar em conta a qualidade e confiabilidade do inversor, pois o aparelho de uma marca confiável e com um histórico de qualidade terá maior chance de ter maior eficiência no condicionamento de energia.

3.3 Dimensionamento comparativo para o sistema fotovoltaico referente ao estudo de caso

No Capítulo 4 será feita a análise dos dados de um sistema fotovoltaico instalado em um estabelecimento comercial do grupo B, no caso, uma clínica odontológica chamada Orthodontic. Com isso, nesta seção será feito o dimensionamento de um sistema fotovoltaico de teste, que atenda a demanda desta clínica, usando os passos definidos na seção anterior. Contudo, um detalhe importante a se levar em conta neste dimensionamento é que este foi feito com o intuito de também compensar o consumo de uma residência por meio de autoconsumo remoto.

Em seguida, será realizada uma avaliação comparativa entre este sistema de teste, e o sistema que foi realmente instalado na clínica, verificando-se o quanto próximos estão as potências de ambos os sistemas, e caso os valores encontrados apresentem uma diferença significativa, analisando as possíveis razões para isso.

3.3.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico de teste

Para realizar este dimensionamento, o primeiro passo é definir o recurso solar disponível no local. A clínica odontológica a ser estudada se localiza na cidade de Itumbiara, em Goiás. As coordenadas geográficas registradas no programa *SunData* para a cidade são: 18°3'24" sul e 49°14'56" oeste (ou 18,401 sul e 49,249 oeste em graus decimais).

Para essas coordenadas, a irradiação solar diária média, em kWh/m₂, é de 5,47 para um plano inclinado no mesmo ângulo da latitude local, direcionado para o norte, e de 5,24 no plano horizontal. Esses valores significam o mesmo que a média diária, avaliada ao longo de um ano, de horas de sol pleno nessas coordenadas. Supondo que há a possibilidade de as placas não serem montadas com uma inclinação ou ângulo adequados devido a limitações no local da instalação, usaremos o valor de irradiação para o plano horizontal (CRESES, 2018).

Quanto à configuração e localização, será considerado que os módulos fotovoltaicos estão instalados em um local onde não ocorrerá sombreamento. Assim, a próxima etapa é definir o consumo médio de ambas as unidades consumidoras, com base em suas faturas de energia. Na fatura de energia ilustrada pela Figura 3.3, pode-se notar que o consumo mensal dessa unidade consumidora varia显著mente ao longo de um ano, e justamente por isso, a média considerada é aquela analisada ao longo de 12 meses.

Figura 3.3 – Trecho da fatura da clínica odontológica referente a setembro de 2018, antes da instalação do sistema fotovoltaico

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA FATURAMENTO / FORNECIMENTO		
ATIVIDADE		
4789-0/99 COMERCIO VAREJISTA DE OUTROS PRODUTOS NAO CLASSE / TIPO DE LIGAÇÃO		
03 01 COMERCIAL NORMAL TRIFÁSICO (26 KW EM DIANTE)		
VENCIMENTO BASE BANCO AGÊNCIA CONTA CORRENTE		
02/10/2018		
DADOS DA MEDIDAÇÃO		
LEITURA ATUAL	94209	
LEITURA ANTERIOR	92812	
DIFERENÇA LEITURA	1397	
FM	1.000	
TOTAL CONSUMO	1397	
MEDIDOR kWh	10581326-5	
MÊS DE REFERÊNCIA	09/2018	
DATA DE LEITURA ATUAL	17/09/2018	
DATA DA LEITURA ANTERIOR	15/08/2018	
DATA DA PRÓXIMA LEITURA	17/10/2018	
DATA DA APRESENTAÇÃO	17/09/2018	
NUMERO DE DIAS FATURADO	33	
MÉDIA / DÍA	42,3333	
MÉDIA TRIMESTRAL	1085,0000	
MÉDIA ANUAL	1359,2500	
HISTÓRICO DE CONSUMO		
REFERÊNCIA	HISTÓRICO CONSUMO	ENERGIA FATURADA
SET / 2018	1397,00	LIDA
AGO / 2018	1035,00	LIDA
JUL / 2018	823,00	LIDA
JUN / 2018	871,00	LIDA
MAI / 2018	1204,00	LIDA
ABR / 2018	1811,00	LIDA
MAR / 2018	1653,00	LIDA
FEV / 2018	1458,00	LIDA
JAN / 2018	1428,00	LIDA
DEZ / 2017	1364,00	LIDA
NOV / 2017	1759,00	LIDA
OUT / 2017	1508,00	LIDA

Fonte: Os autores.

Pela Figura 3.3, tem-se que o consumo médio mensal ao longo de um ano é de 1359,25 kWh. Também pode-se observar que a unidade consumidora em questão possui uma ligação trifásica, ou seja, possui um custo de disponibilidade referente a 100 kWh.

Quando se deseja compensar o consumo apenas da UC geradora, o custo de disponibilidade é descontado do consumo médio para se realizar o dimensionamento, pois mesmo quando a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida for inferior ao custo de disponibilidade, este será cobrado.

Contudo, como neste caso se deseja realizar a compensação de energia também na residência, será preciso compensar todo o consumo desta unidade consumidora. Isso é necessário pois na modalidade de autoconsumo remoto, a compensação em outra UC apenas ocorrerá nos meses em que a UC geradora tiver produzido mais energia do que o seu próprio consumo. Essa compensação também ocorre de acordo com percentuais pré-definidos, mas neste caso, como ocorrerá a compensação apenas na UC da residência, não será necessário realizar a divisão desses percentuais (BLUESOL, 2018).

Logo, também é preciso considerar a fatura da residência, a qual é exibida na Figura 3.4. Neste caso, também será considerada a média anual, da mesma forma que foi feito para a clínica.

Figura 3.4 – Trecho da fatura da residência referente a setembro de 2018, antes da instalação do sistema fotovoltaico

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA			
FATURAMENTO / FORNECIMENTO			
ATIVIDADE	100	RESIDENCIAL	
CLASSE / TIPO DE LIGAÇÃO	01 01	RESIDENCIAL NORMAL	TRIFÁSICO (26 KW EM DIANTE)
VENCIMENTO BASE	BANCO	AGÊNCIA	CONTA CORRENTE
20/09/2018			
DADOS DA MEDIÇÃO			
LEITURA ATUAL	75991		
LEITURA ANTERIOR	75597		
DIFERENÇA LEITURA	394		
FM	1,000		
TOTAL CONSUMO	394		
MEDIDOR kWh	2510406-3		
MÊS DE REFERÊNCIA	09/2018		
DATA DE LEITURA ATUAL	10/09/2018		
DATA DA LEITURA ANTERIOR	08/08/2018		
DATA DA PRÓXIMA LEITURA	09/10/2018		
DATA DA APRESENTAÇÃO	10/09/2018		
NUMERO DE DIAS FATURADO	33		
MÉDIA / DIA	11,9394		
MÉDIA TRIMESTRAL	399,3330		
MÉDIA ANUAL	424,1670		
HISTÓRICO DE CONSUMO			
REFERÊNCIA	HISTÓRICO CONSUMO	ENERGIA FATURADA	
SET / 2018	394,00	LIDA	
AGO / 2018	362,00	LIDA	
JUL / 2018	442,00	LIDA	
JUN / 2018	411,00	LIDA	
MAI / 2018	440,00	LIDA	
ABR / 2018	475,00	LIDA	
MAR / 2018	339,00	LIDA	
FEV / 2018	410,00	LIDA	
JAN / 2018	399,00	LIDA	
DEZ / 2017	444,00	LIDA	
NOV / 2017	607,00	LIDA	
OUT / 2017	367,00	LIDA	

Fonte: Os autores.

Já no caso da residência, deve-se levar em conta o custo de disponibilidade, pois como o valor referente a esse consumo será cobrado de qualquer forma, não é preciso compensá-lo. Com isso, obtém-se um consumo médio mensal de 1359,25 kWh na clínica, somado com 324,17 kWh na residência. Assim, o consumo médio a ser considerado é de 1683,42 kWh.

Convertendo para valores diários o valor obtido acima, referente à energia que o sistema fotovoltaico deve gerar em média ao longo de um mês, e considerando que o mês tenha 30 dias, é obtido um consumo médio diário de 56,114 kWh. Usando esse valor, a média diária de horas de sol pleno encontrada para a coordenada em questão, que é de 5,24 horas, e considerando a taxa de desempenho do sistema como sendo de 75%, um valor apropriado para sistemas conectados à rede no Brasil, pode-se calcular a potência de geração máxima do sistema usando a Equação 3.5.

Com as informações definidas acima, a potência máxima de geração calculada foi $P_{FV} = 14,278 \text{ kWp}$. Para módulos fotovoltaicos de 330 Wp, serão necessários 43,27 módulos. Esse valor será arredondado para baixo por não se desejar ter um saldo positivo de créditos ao final do período de um ano, já que isso significaria acumular créditos que não seriam utilizados a princípio.

Assim, define-se que este sistema terá 43 módulos de 330 Wp, e consequentemente, uma potência máxima de geração de 14,19 kWp. Finalmente, para se dimensionar o inversor deve-se considerar que existem inversores com potências definidas no mercado. Os valores comerciais de potência de inversores que estão mais próximos da potência de geração dos módulos são: 12,5 kW e 15 kW. Esses valores foram baseados em modelos de inversores disponibilizados pela Fronius, a mesma fabricante do modelo utilizado no sistema que foi instalado na clínica odontológica, como será visto à frente (FRONIUS, 2019).

Para realizar a decisão de qual modelo usar, é preciso levar em conta o fator de dimensionamento de inversores dado pela Equação 3.6, e que é preferível que esse valor esteja entre 0,75 e 0,85. Com isso, o modelo de inversor preferível é o de 12,5 kW, com o qual se obtém um FDI de 0,88.

Havendo sido definido qual o inversor utilizado, o dimensionamento deste sistema foi finalizado. A Tabela 3.1 compila os dados do sistema dimensionado nesta subseção.

Tabela 3.1 – Dados dos sistema fotovoltaico de teste

Parâmetro	Valor
Potência de geração máxima (kWp)	14,19
Número de módulos	43
Potência de cada módulo (kWp)	0,33
Potência do inversor (kW)	12,50

3.3.2 Análise entre o sistema fotovoltaico de teste e o atualmente instalado

O sistema fotovoltaico atualmente instalado na clínica odontológica, sobre a qual será feito o estudo de caso no Capítulo 4, apresentou valores nominais próximos, mas um pouco mais baixos do que aqueles definidos no dimensionamento de teste. A Tabela 3.2 contém as informações de ambos os sistemas atualmente instalado, e do sistema fotovoltaico de teste dimensionado na subseção anterior.

Tabela 3.2 – Comparativos entre o sistema fotovoltaico de teste e o sistema fotovoltaico instalado

Parâmetro	Dados do sistema fotovoltaico de teste	Dados do sistema fotovoltaico instalado
Potência de geração máxima (kWp)	14,19	13,20
Número de módulos	43	40
Potência de cada módulo (kWp)	0,33	0,33
Potência do inversor (kW)	12,50	12,50

O provável motivo para a diferença encontrada, foi o uso de valores diferentes para a taxa de desempenho do sistema. Se fosse adotado o valor de 0,8 para essa taxa, a potência de geração diária encontrada seria de 13,386 kWp, e para esse valor, seriam necessários 40,56 módulos fotovoltaicos de 330 Wp.

Mesmo com a geração sendo “desperdiçada” pelo custo de disponibilidade na clínica, superdimensionar o sistema fotovoltaico para atender outra unidade consumidora pode ser bastante vantajoso. Algumas vantagens válidas de serem destacadas são: O melhor aproveitamento da área disponível para a instalação do sistema fotovoltaico, e uma proporcional minimização de custos.

Como já iriam haver custos de projeto e instalação do sistema fotovoltaico, realizar um projeto um pouco maior, para ocupar melhor a área disponível, resultaria em um custo menor do que contratar uma empresa para realizar um novo projeto, e posterior instalação, referentes a essa mesma expansão. A Figura 3.5 mostra uma vista aérea de como ficaram dispostos os módulos no telhado da clínica odontológica.

Caso não fosse a intenção do proprietário compensar os créditos gerados em outra unidade consumidora, e também não houvesse expectativa de aumento do consumo na UC onde ocorre a geração, haveria um contínuo superávit de créditos que acabariam por vencer sem ser utilizados. Nesta situação, o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi feito de forma errônea, diminuindo o benefício financeiro do cliente.

Figura 3.5 – Vista aérea dos módulos fotovoltaicos no telhado da clínica



Fonte: Os autores.

Outro fator financeiro importante a ser levado em conta é o fato do inversor ser o equipamento mais caro em um sistema fotovoltaico conectado à rede. Assim, dimensionar um sistema que utilize o inversor de forma eficiente é sempre o mais adequado. O modelo do inversor utilizado na clínica é o Fronius Symo 12.5-3-M, com potência nominal de 12,5 kW. Entre os modelos avaliados, é o que possui um FDI mais próximo do adequado.

Esse modelo de inversor permite que seja configurado qual o fator de potência em sua saída de acordo com o desejado pelo usuário, mas neste caso, sendo que esta é uma unidade consumidora do grupo B, e com isso não havendo a taxação sobre fator de potência abaixo de 0,92, prefere-se manter este valor como 1, para o maior aproveitamento da energia gerada pelo sistema.

A Figura 3.6 ilustra o inversor instalado na clínica, e também a string box e o quadro de distribuição no local. String box é um equipamento de proteção que isola o sistema de produção de energia fotovoltaica para impedir o risco de propagação de acidentes elétricos (SOLARVOLT, 2016).

3.4 Dimensionamento de geração fotovoltaica industrial

Como mostra a Figura 2.6, embora a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados em indústrias seja pequena, a potência instalada nestes sistemas ocupam mais de um terço da produção total de eletricidade por meio de geração distribuída fotovoltaica no país. Por serem geralmente alimentadas com tensões acima de 2,3 kV, as indústrias se enquadram como consumidoras do Grupo A, e por haverem diferenças em relação a unidades consumidoras do grupo B, é interessante apresentar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico industrial. Nesta seção será feito o dimensionamento para uma

Figura 3.6 – Foto do inversor instalado na clínica



Fonte: Os autores.

indústria no município de Anápolis-GO pertencente ao Grupo A2 e com modalidade tarifária Azul.

Para realizar o dimensionamento, primeiramente, é necessário encontrar o valor do recurso solar disponível no local. As coordenadas geográficas registradas no programa *SunData* próximo da indústria são 16°24'4" sul e 48°56'56" oeste (ou 16,401 sul e 48,949 oeste em graus decimais). Para estas coordenadas a quantidade média anual de HSP para o plano inclinado a 16° N é de 5,40 kWh/m².dia e para o plano horizontal é de 5,20 kWh/m².dia.

Será considerada a média anual de HSP para o plano inclinado, pois como esse sistema será grande, espera-se que os módulos serão instalados em um local adequado, onde não ocorre sombreamento, com inclinação de 16°, e devidamente direcionados para o norte geográfico. O próximo passo será realizar o cálculo do consumo médio diário , a Figura 3.7 contém os valores do consumo mensal da indústria durante um período de 12 meses.

Inicialmente, será feito o dimensionamento apenas para o horário fora de ponta. Com isso, o consumo médio mensal para esta modalidade é de 1.920.350,67 kWh no horário fora de ponta. Então, o consumo médio diário será de 64.011,69 kWh/dia. Em seguida, com o auxílio da Equação 3.5, calcula-se o valor da potência máxima de geração P_{FV} , considerando que a taxa de desempenho, TD = 75%.

Após a aplicação da equação, a potência instalada necessária para atender este consumo deve ser de 15.805,35 kWp. Porém, a Figura 3.8 informa que a demanda contratada para o horário fora de ponta é de 6500 kW, e para o horário de ponta, de 3000 kW, e

Figura 3.7 – Histórico de consumo da indústria analisada

HISTÓRICO

PERÍODO	CONSUMO FATURADO TOTAL (kWh)	CONSUMO LIDO (kWh)	
		PONTA	FORA PONTA
MAI / 19	2521909,00	145015,00	2376894,00
ABR / 19	2332234,00	145562,00	2186672,00
MAR / 19	2401040,00	136646,00	2264394,00
FEV / 19	2286502,00	131992,00	2154510,00
JAN / 19	2566556,00	149903,00	2416653,00
DEZ / 18	2284615,00	134252,00	2150363,00
NOV / 18	1955400,00	134342,00	1821058,00
OUT / 18	1904085,00	150703,00	1753382,00
SET / 18	1690437,00	118330,00	1572107,00
AGO / 18	1659904,00	134421,00	1525483,00
JUL / 18	1049443,00	98511,00	950932,00
JUN / 18	2001111,00	129351,00	1871760,00

Fonte: Os autores.

como visto na subseção 3.2.4, o dimensionamento do sistema fotovoltaico é limitado pela demanda contratada, e no caso da modalidade horária azul, a limitação se dá pela menor demanda contratada.

Figura 3.8 – Demanda contratada pela indústria

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA / MEDAÇÃO / CONTRATO

ATIVIDADE

CLASSE / TIPO DE LIGAÇÃO

INDUSTRIAL TRIFÁSICO (26 kW EM DIANTE)

VENCIMENTO BASE

15/06/2019

DADOS DA MEDAÇÃO

MÊS DE REFERÊNCIA	05/2019	Nº MEDIDOR KWh/KW	DEMANDA P LIVRE	3000
DATA DA LEITURA ATUAL	31/05/2019	Nº MEDIDOR KVárt/Hq	DEMANDA FP LIVRE	6500
DATA DA LEITURA ANTERIOR	30/04/2019	Nº MEDIDOR ELETRÔNICO		
DATA DA PRÓXIMA LEITURA	30/06/2019		NÚMERO	
DATA DA APRESENTAÇÃO	05/06/2019	FM	TIPO	
NÚMERO DE DIAS	31	IND PERDA	VALIDADE	
MÉDIA/DIAS	81351,9032			

Fonte: Os autores.

E também, a Resolução Normativa Nº 687 da ANEEL, limita a potência instalada nos sistemas de minigeração distribuída a 5MW. Sendo assim, este sistema poderá ter

potência instalada máxima de 5 MWp, mas para alcançar esta potência, é preciso aumentar a demanda do horário de ponta para 5000 kW. Esta decisão depende do cliente.

Assim, para prosseguir o dimensionamento, será considerado que a demanda de ponta foi aumentada para 5000 kW e que o sistema dimensionado será de 5MWp. Este valor é bastante abaixo do calculado para que fosse realizada a compensação total do consumo nos horários fora de ponta, mas é o máximo possível para que ainda se enquadre em minigeração distribuída.

Para um sistema de 5MWp, serão necessários 15.151 módulos fotovoltaicos de 330 Wp, sendo que esse valor foi arredondado para baixo de forma a respeitar a limitação da ANEEL. Utilizando a Equação 3.5, encontra-se que a quantidade de energia gerada para este sistema, ainda considerando 5,4 horas de sol pleno e taxa de desempenho de 0,75, é de 20.249,31 kWh/dia. Devido à alta potência instalada deste sistema, o projetista deve analisar qual a melhor solução quanto aos inversores.

A WEG dispõe de uma possível solução: O Eletrocentro Solar, que é um equipamento com vários inversores centrais integrados com outros equipamentos de forma a oferecer um produto modular de mais fácil instalação (WEG, 2019).

O eletrocentro de modelo ESW750-4.0 possui potência nominal de 4 MVA. O modelo com potência nominal maior mais próxima possui 5 MVA (WEG, 2019). Com isso, utilizando o modelo de 4MVA obtém-se uma FDI de 0,8, o qual é um valor aceitável.

Um outro fator a ser levado em conta é a cobrança por excesso de reativos, e como já foi citado na seção anterior, é possível modificar o fator de potência de saída de inversores, e neste caso, se necessário, poderia-se alterar o fator de potência do inversor para não haver excesso de reativos. Contudo, nesta análise foi considerado que o fator de potência é unitário, e caso haja a necessidade de correção de fator de potência para evitar a cobrança de reativos, esta correção foi feita usando-se bancos de capacitores.

O resultado do dimensionamento para este sistema é exibido na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Dados dos sistema fotovoltaico industrial

Parâmetro	Valor
Potência de geração máxima (MWp)	5,00
Número de módulos	15.151
Potência de cada módulo (kWp)	0,33
Potência de cada inversor (MVA)	2,00

3.5 Considerações finais

Neste capítulo primeiramente foram abordados os principais aspectos a serem levados em conta para se realizar o dimensionamento fotovoltaico tanto para consumidores do grupo A quanto para os do grupo B.

Em seguida, foi realizado o dimensionamento de um sistema fotovoltaico de teste, utilizando os passos explicitados anteriormente, para que se realizasse um comparativo entre este sistema de teste, e o sistema que foi realmente instalado na clínica, analisando possíveis motivos pelos quais os sistemas não possuem valores próximos de potência.

E por último, foi realizado o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma indústria, podendo analisar as limitações e diferenças entre o dimensionamento de um sistema para o grupo A, e outro para o grupo B.

Este capítulo foi fundamental para definir os dados do sistema fotovoltaico da clínica odontológica sobre o qual será realizado o estudo de caso no próximo capítulo: Análise das medições em uma instalação comercial.

4 Análise das medições em uma instalação comercial

4.1 Considerações iniciais

Neste capítulo serão analisados os dados de geração da clínica odontológica Orthodontic, ao longo do período de funcionamento do sistema, desde sua ativação até o momento de escrita deste trabalho.

Nesta análise será considerada principalmente a potência ativa sendo gerada no inversor, mas outros dados também serão analisados. São eles as correntes e tensões trifásicas de saída do inversor, e o fator de potência deste.

Na seção 4.2 será analisada a geração mensal do sistema fotovoltaico, ressaltando detalhes ao longo desta análise. Nesta seção também é realizada uma estimativa de quanta energia o sistema deve gerar em média, com base nos dados do capítulo anterior, e em seguida é feito um comparativo entre geração real e esperada.

Em seguida, na seção 4.3 será analisada a geração ao longo de alguns dias os quais atingiram valores de geração máxima ou mínima em um mês. Nesta análise também serão considerados outros dados além da energia gerada.

E finalmente, na seção seção 4.4, foi adicionado um comparativo simples entre as cobranças nas faturas de energia das unidades consumidoras da clínica e da residência, antes da instalação do sistema, e após a instalação deste.

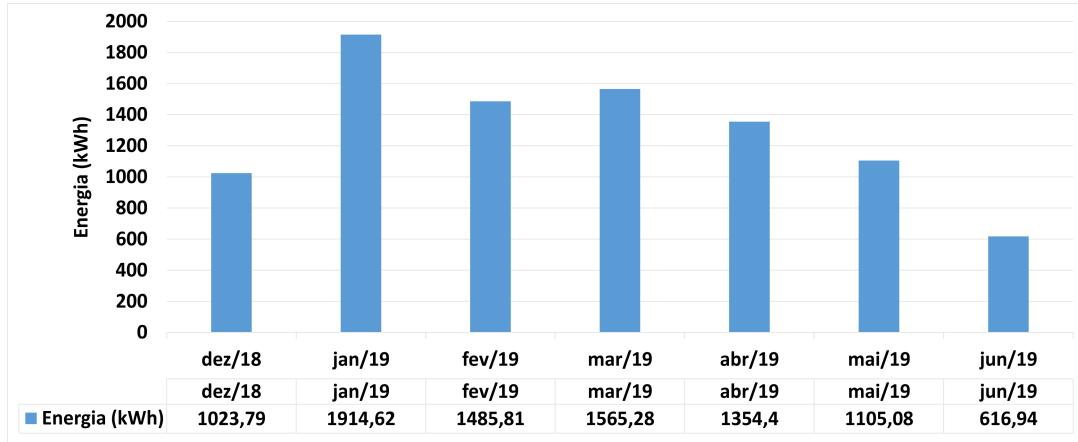
4.2 Análise mensal e de expectativas de geração do sistema fotovoltaico

Como já são conhecidos os dados de geração do sistema fotovoltaico da clínica odontológica Orthodontic, nesta seção será feita a avaliação dos dados de geração mensais deste sistema, desde quando o sistema entrou em operação, no dia 14/12/2018, até o dia 15/06/2019. Nesta análise, também será avaliado se o sistema está gerando energia conforme foi planejado através de seu dimensionamento.

A Figura 4.1 ilustra a geração de energia mensal total do sistema. À partir deste gráfico, pode-se notar que a geração varia consideravelmente ao longo dos meses. Isso se deve principalmente à mudança de estações, e consequente variação de horas de irradiação sobre os módulos ao longo do dia, mas fatores climáticos também interferem, pois o sombreamento causado por nuvens em dias nublados afeta consideravelmente a geração

dos módulos.

Figura 4.1 – Energia gerada mensalmente (kWh)



Fonte: Os autores.

Pode-se notar na Figura 4.1 que mesmo o sistema tendo gerado por apenas 18 dias no mês de dezembro, a geração total foi próxima da do mês de maio, que gerou durante 31 dias. Isso é facilmente explicável pela diminuição de horas de sol durante o dia, devido à proximidade do mês de maio ao solstício de inverno no hemisfério sul.

Para avaliar se a geração de energia do sistema está de acordo com o esperado, é preciso encontrar o valor médio esperado de energia a ser gerada diariamente. Pelas informações disponíveis na seção 3.3, usando a potência do sistema instalado, de 13,2 kWp, o valor de horas de sol pleno adotado de 5,24, e uma taxa de rendimento de 75%, usando a Equação 3.5 encontra-se que a energia média a ser gerada pelo sistema diariamente é de 51,88 kWh.

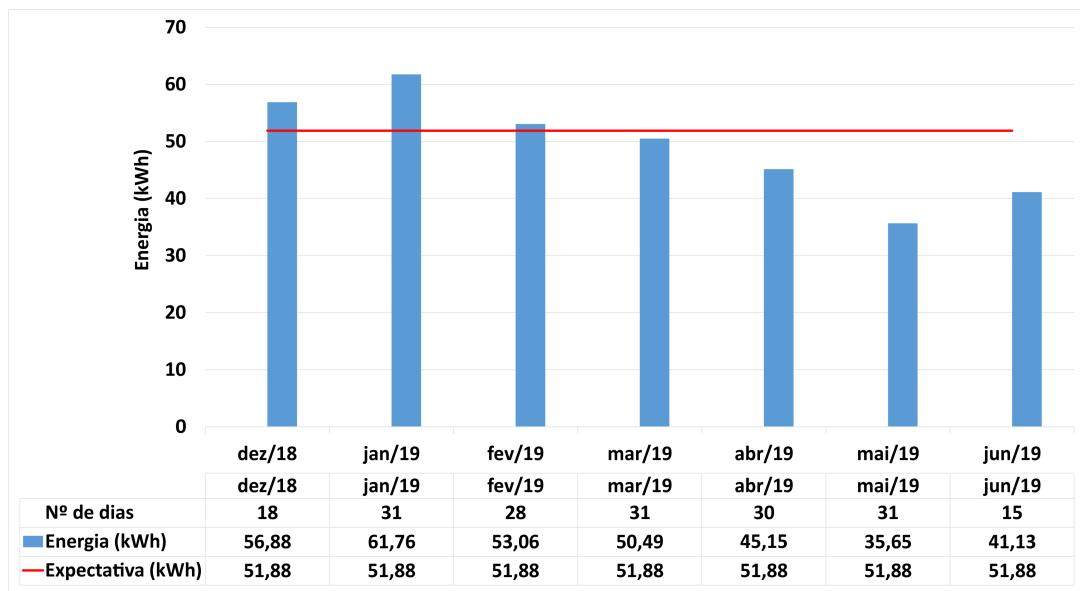
Quanto à avaliação mensal, não é válido considerar a soma da geração total ao longo do mês pois dois dos meses avaliados não foram considerados integralmente, já que a análise foi iniciada no dia 14 de dezembro de 2018 e abrangeu até o dia 15 de junho de 2019.

Por conta disso, o gráfico ilustrado na Figura 4.2 exibe a média diária de geração para cada um dos meses avaliados, de acordo com o número de dias de geração no mês em questão, permitindo uma melhor avaliação do desempenho do sistema a cada mês. A Figura 4.2 também ilustra quais meses tiveram uma geração total superior ao valor médio esperado, por meio de uma reta referente ao valor médio diário de geração esperada.

Assim, pode-se ver que dezembro, janeiro e fevereiro apresentaram os melhores desempenhos de geração, mesmo estando em um período com incidência de chuvas, o que resulta em dias nublados ou com mais nuvens, e consequentemente, sombreamento nos

módulos fotovoltaicos. E além disso, esses meses costumam ser mais quentes, o que resulta em um menor rendimento do sistema fotovoltaico.

Figura 4.2 – Média diária da geração mensal do sistema e comparativo com geração esperada (kWh)



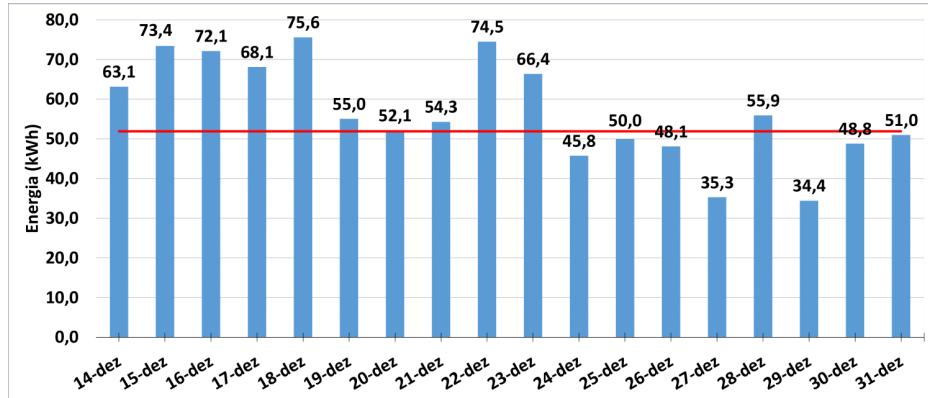
Fonte: Os autores.

Através desse gráfico pode-se supor que o sistema se equilibra de acordo com as estações do ano, ou seja, nos meses mais próximos do solstício de verão, a geração superior à média compensa a geração abaixo da média nos meses próximos ao solstício de inverno.

Como os dados de geração deste sistema ainda são limitados, não se pode tirar conclusões certeiras, mas com o que foi observado nos gráficos, supõe-se que a quantidade de horas de irradiação solar durante um dia tem um peso maior na quantidade de energia gerada pelo sistema ao longo de um mês, do que a incidência de chuvas no local onde foi instalado o sistema. Com isso, pode-se supor que o sistema se equilibra de acordo com as estações do ano, ou seja, nos meses mais próximos do solstício de verão, a geração superior à média compensa a geração abaixo da média nos meses próximos ao solstício de inverno.

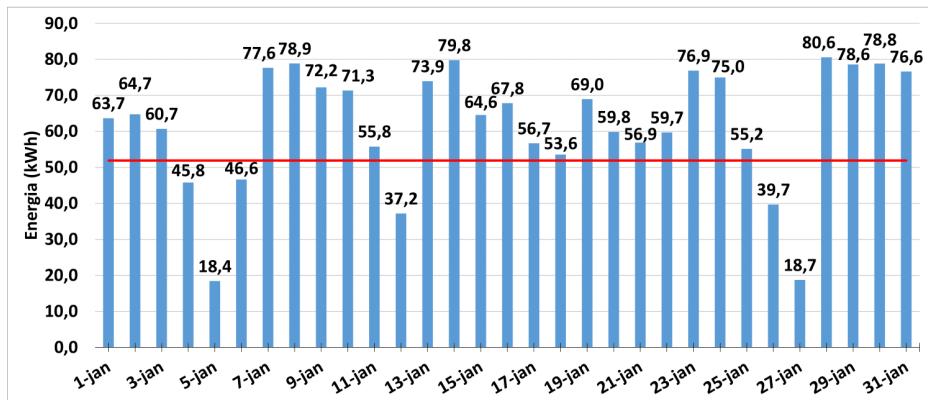
Para ilustrar como a geração fotovoltaica é incerta e apresenta grandes variações diariamente, os gráficos ilustrados a seguir exibem a geração do sistema em cada dia do mês, em kWh, e novamente é levado em conta a média diária de geração esperada de 51,88 kWh. A Figura 4.3 é referente ao mês de dezembro de 2018, a Figura 4.4 é referente ao mês de janeiro de 2019, a Figura 4.5 é referente ao mês de fevereiro de 2019, a Figura 4.6 é referente ao mês de março de 2019, a Figura 4.7 é referente ao mês de abril de 2019, a Figura 4.8 é referente ao mês de maio de 2019, e a Figura 4.9 é referente ao mês de junho de 2019.

Figura 4.3 – Geração diária do sistema durante o mês de dezembro de 2018



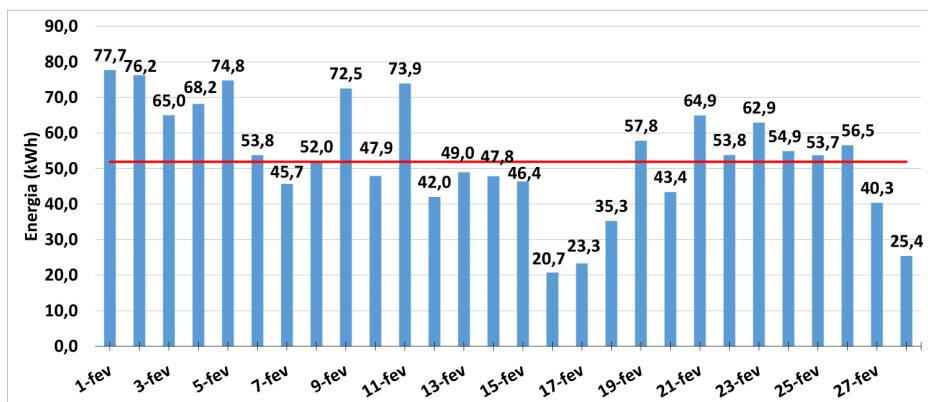
Fonte: Os autores.

Figura 4.4 – Geração diária do sistema durante o mês de janeiro de 2019



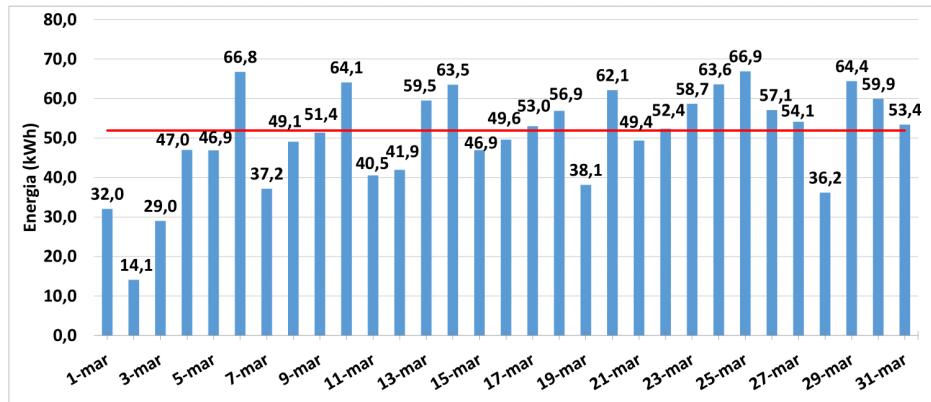
Fonte: Os autores.

Figura 4.5 – Geração diária do sistema durante o mês de fevereiro de 2019



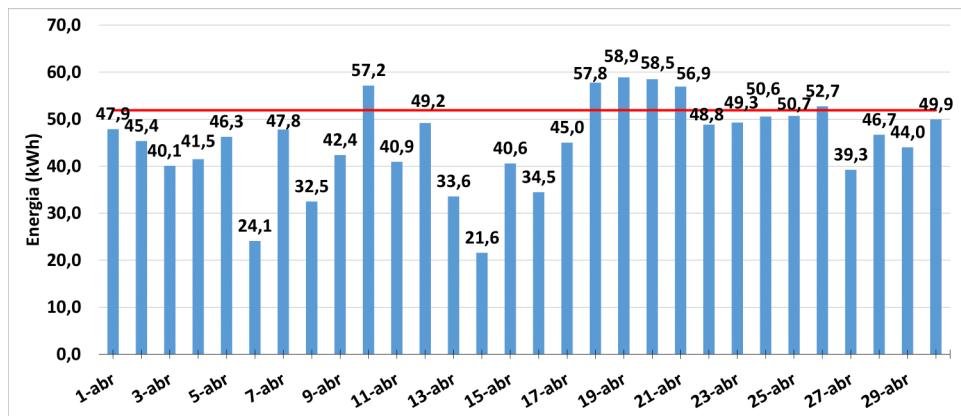
Fonte: Os autores.

Figura 4.6 – Geração diária do sistema durante o mês de março de 2019



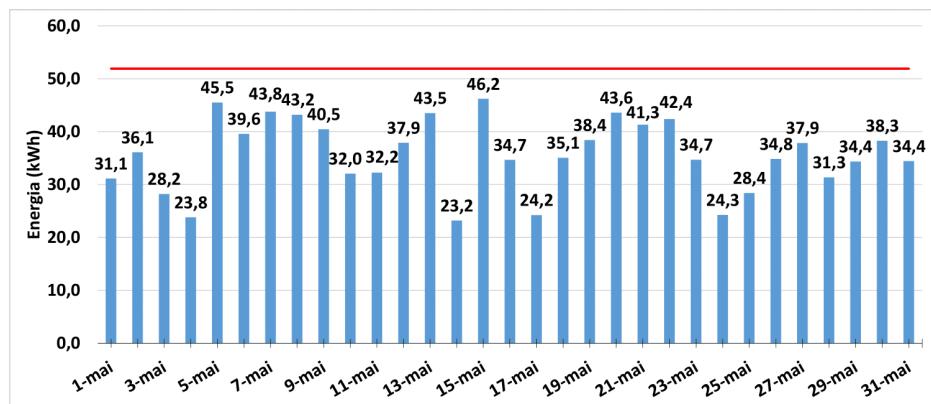
Fonte: Os autores.

Figura 4.7 – Geração diária do sistema durante o mês de abril de 2019



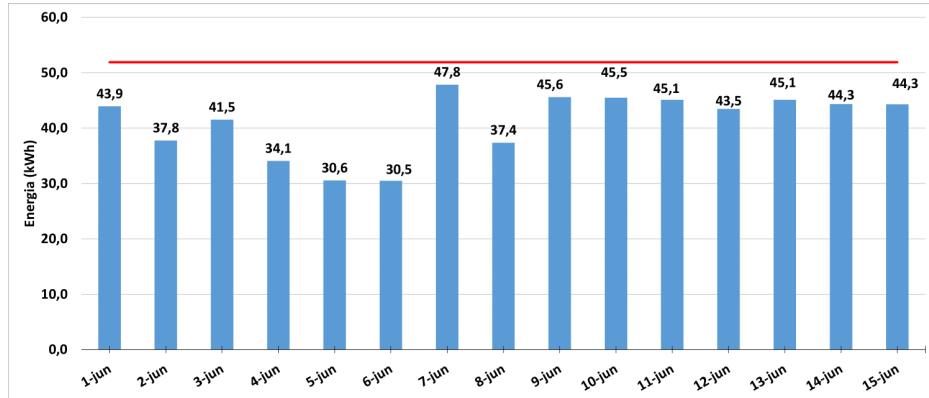
Fonte: Os autores.

Figura 4.8 – Geração diária do sistema durante o mês de maio de 2019



Fonte: Os autores.

Figura 4.9 – Geração diária do sistema durante o mês de junho de 2019



Fonte: Os autores.

Através dos gráficos de geração diária ao longo de cada mês, pode-se notar que mesmo em maio, um mês comumente marcado como o início do período de estiagem em Goiás, e consequentemente, um mês com poucas nuvens no céu (WEATHER SPARK, 2019), ainda ocorrem variações significativas na geração diária do sistema ao longo do mês.

Mas ainda assim, os meses referentes ao período de chuva (dezembro, janeiro, fevereiro e março) foram os que apresentaram maiores variações entre dias com maior geração e dias com menor geração de energia (WEATHER SPARK, 2019).

Para exemplificar, a Tabela 4.1 compila a variação entre os extremos de geração ao longo do mês, ou seja, a diferença entre os valores de geração diária máxima e mínima.

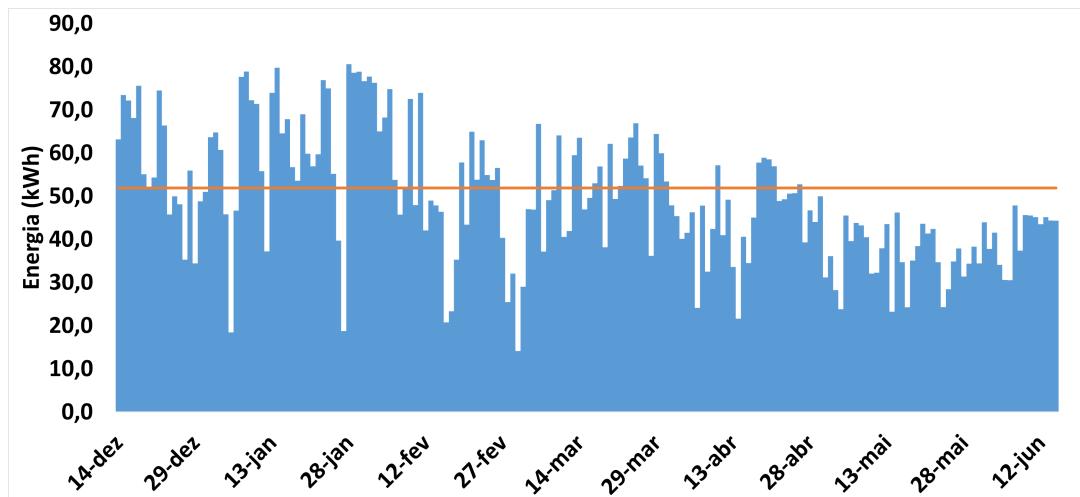
Tabela 4.1 – Diferença entre extremos de geração máxima e mínima ao longo do mês.

Mês	Diferença entre geração diária máxima e mínima ao longo do mês (kWh)
Dezembro de 2018	41,2
Janeiro de 2019	62,2
Fevereiro de 2019	57,0
Março de 2019	52,8
Abril de 2019	37,3
Maio de 2019	23,0
Junho de 2019	17,3

Pelos dados da Tabela 4.1, mesmo que no período de estiagem ainda ocorram variações significativas de geração ao longo dos dias, a intensidade desta variação está de acordo com o esperado para cada mês, sendo que as variações mais intensas são aquelas que ocorrem nos meses correspondentes ao período de chuvas no estado.

Para um comparativo geral, Figura 4.10 ilustra todos os dias contabilizados nesta análise, e novamente a reta referente à média diária de geração de 51,88 kWh. Neste gráfico fica clara a tendência de que quanto mais próximo de junho, menor a geração diária neste sistema.

Figura 4.10 – Gráfico comparativo entre a geração diária real e o valor médio teórico deste índice



Fonte: Os autores.

Um evento o qual deve-se destacar foi a limpeza dos módulos que ocorreu no dia 30 de maio de 2019. Pela foto exibida na Figura 4.11, pode-se observar que os módulos estavam empoeirados, e com certeza tinham uma perda de desempenho devido à poeira.

Contudo, com os dados dos gráficos da Figura 4.8 e da Figura 4.9, não é possível avaliar o aumento de desempenho em relação às leituras antes e após a limpeza, devido ao desconhecimento das condições climáticas no local nessas datas.

É possível exemplificar como uma simples comparação entre a geração antes e depois da limpeza é inadequada ao se comparar a geração no dias 15 de maio, que foi de 46,2 kWh, e 15 de junho, que foi de 44,3 kWh. Em condições idênticas, a geração após a limpeza com certeza seria maior. A Figura 4.12 mostra uma foto dos módulos após a limpeza.

Para encerrar a análise comparativa entre geração real e geração esperada, a Tabela 4.2 informa a quantidade de dias cuja geração diária foi maior do que a média esperada em cada mês, a proporção desses dias em relação ao total de dias no mês em questão, a energia gerada ao longo de cada mês, e também a energia esperada para o respectivo mês, considerando o valor médio de geração diária e a quantidade de dias neste. Ao final, todos esses dados foram avaliados levando em conta todo o período de geração, desde o ligamento do sistema.

Figura 4.11 – Comparativo entre módulos empoeirados e limpos



Fonte: Os autores.

Figura 4.12 – Foto dos módulos fotovoltaicos após a limpeza



Fonte: Os autores.

Como mostra a Tabela 4.2, a geração no período analisado ficou abaixo do esperado, contudo, para tirar conclusões à respeito do atendimento ou não das expectativas de geração para este sistema fotovoltaico, é preciso ter no mínimo o intervalo de um ano de geração.

Tabela 4.2 – Quadro comparativo entre valores esperados e reais de geração

Mês	Dias com geração acima da média no período		Razão entre dias com geração acima da média e total de dias no período	Energia gerada pelo sistema no período (kWh)	Expectativa de geração para o período (kWh)	Razão entre geração real e esperada no período
	Total de dias no período	dias com geração acima da média no período				
Dez.	11	18	61,31%	1023,79	933,84	109,63%
Jan.	25	31	80,65%	1914,62	1608,28	119,05%
Fev.	16	28	57,14%	1485,81	1452,64	102,28%
Mar.	16	31	51,61%	1565,28	1608,28	97,33%
Abr.	6	30	20,00%	1354,40	1556,40	87,02%
Mai.	0	31	0%	1105,08	1608,28	68,71%
Jun.	0	15	0%	616,94	778,20	79,28%
Total	74	184	40,22%	9065,92	9545,92	94,97%

4.3 Análise da geração diária do sistema fotovoltaico

Nesta seção serão analisados alguns dados de geração diárias do sistema fotovoltaico instalado na clínica odontológica. Esta análise terá enfoque nos seguintes dados de saída do inversor: Tensões e correntes trifásicas, potência ativa de geração, e fator de potência.

A Figura 4.13 ilustra o gráfico referente à potência e à corrente de saída na fase A ao longo do dia de maior geração no mês de dezembro de 2018, enquanto que a Figura 4.14 ilustra os mesmos dados, mas referentes ao dia de menor geração neste mês.

As curvas mostradas nos gráficos são geradas à partir de valores registrados pelo inversor a cada 5 minutos. Pelos dois gráficos, é possível perceber principalmente que a corrente é diretamente proporcional à potência, já que a intensidade desta varia de acordo com a intensidade da potência. Também é possível notar que a potência do sistema fotovoltaico pode oscilar bastante ao longo de um dia, devido principalmente a condições climáticas e atmosféricas. Mas principalmente, pode-se concluir que um dia com irradiação o mais constante possível é o que faz a diferença na quantidade de energia produzida.

Um ponto importante que pode-se notar analisando os gráficos da Figura 4.13 e da Figura 4.14 é que no dia com menor geração, a potência alcançou um valor bastante próximo da capacidade nominal do inversor, enquanto que no dia de maior geração, isto não aconteceu. A maior potência alcançada no dia com menor geração provavelmente se deve a uma menor temperatura dos módulos devido a uma chuva recente, enquanto que no dia com irradiação majoritariamente constante, os módulos alcançaram uma maior temperatura e por isso, um menor rendimento.

A Figura 4.15 ilustra um dia em que a potência de saída do inversor alcançou seu valor nominal. No gráfico, potência padronizada é a razão entre a potência de geração

do sistema e a potência nominal do inversor, e desta forma, ocorre um “desperdício” de geração.

Quando os módulos fotovoltaicos produzem uma potência maior ou igual à potência nominal do inversor, a potência é limitada pelo inversor ao seu valor nominal. Contudo, esses momentos são raros, e quando ocorrem, são de curta duração. Por isso, pode-se considerar essas perdas como sendo desprezíveis.

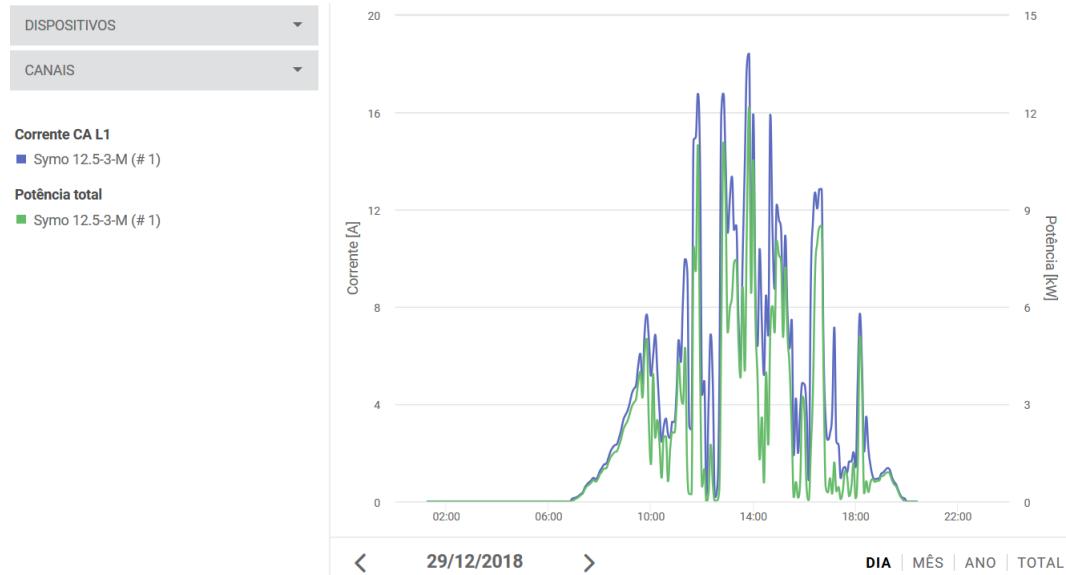
Pelos gráficos ilustrados nesta seção, é possível identificar que são poucos os momentos em que a geração é limitada por excesso de potência. Esse é o principal motivo pelo qual inversores são subdimensionados em relação aos módulos.

Figura 4.13 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em dezembro



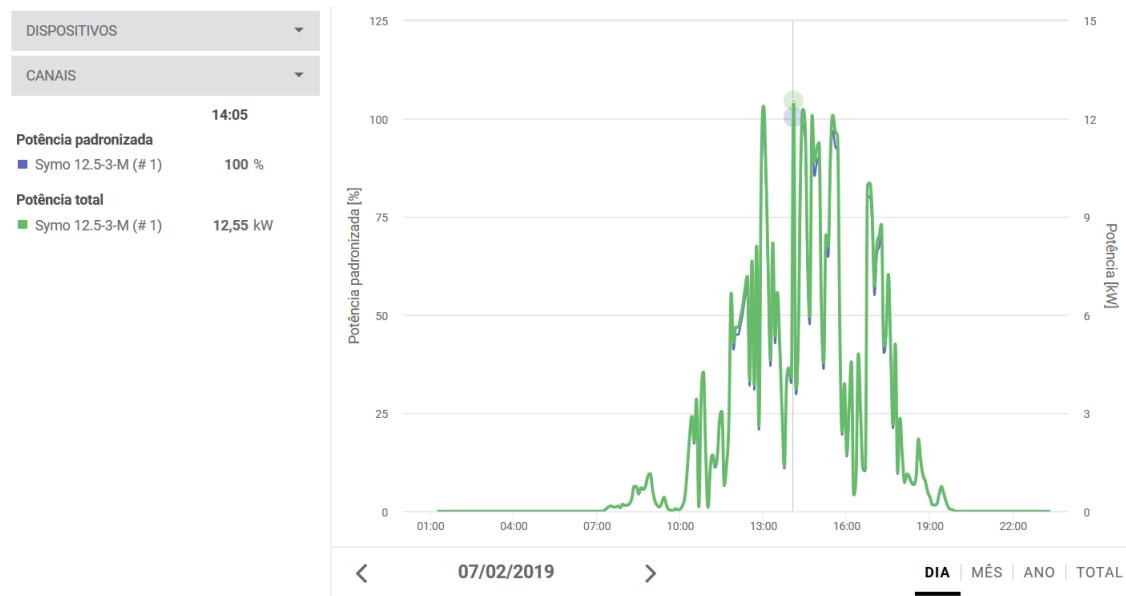
Fonte: Os autores.

Figura 4.14 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de menor geração em dezembro



Fonte: Os autores.

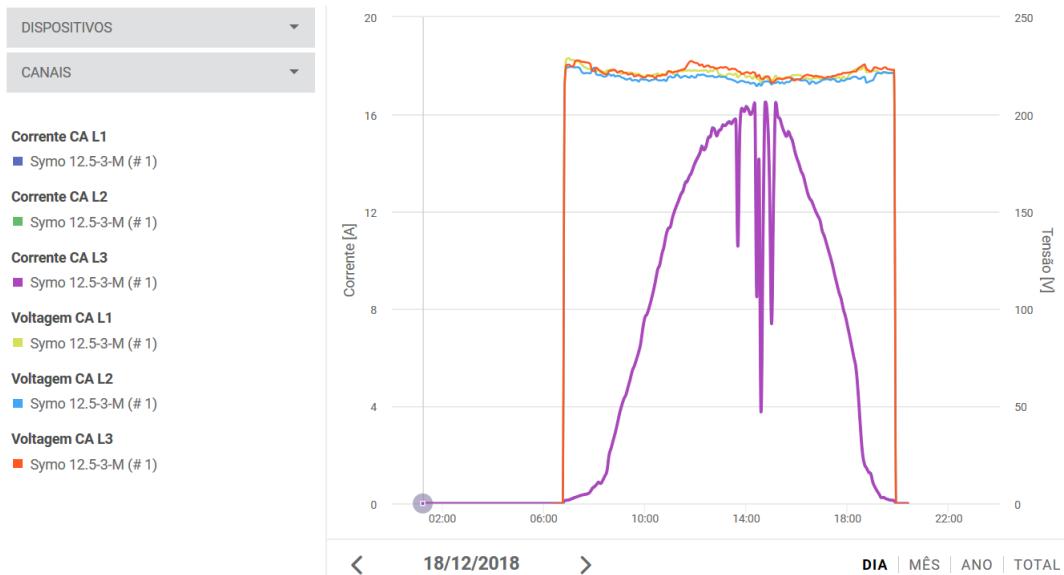
Figura 4.15 – Gráfico de potência do sistema em um dia no qual a geração alcançou a potência nominal do inversor



Fonte: Os autores.

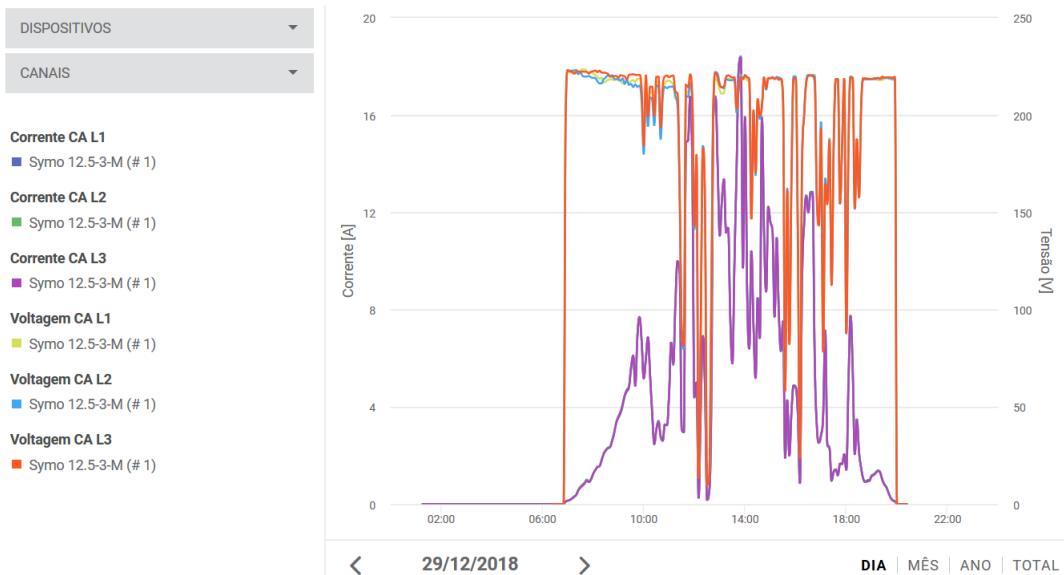
A Figura 4.16 ilustra o gráfico com tensões e correntes de saída no inversor, ao longo do dia de maior geração no mês de dezembro de 2018, enquanto que a Figura 4.17 ilustra os mesmos dados, mas referentes ao dia de menor geração neste mês.

Figura 4.16 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em dezembro



Fonte: Os autores.

Figura 4.17 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de menor geração em dezembro



Fonte: Os autores.

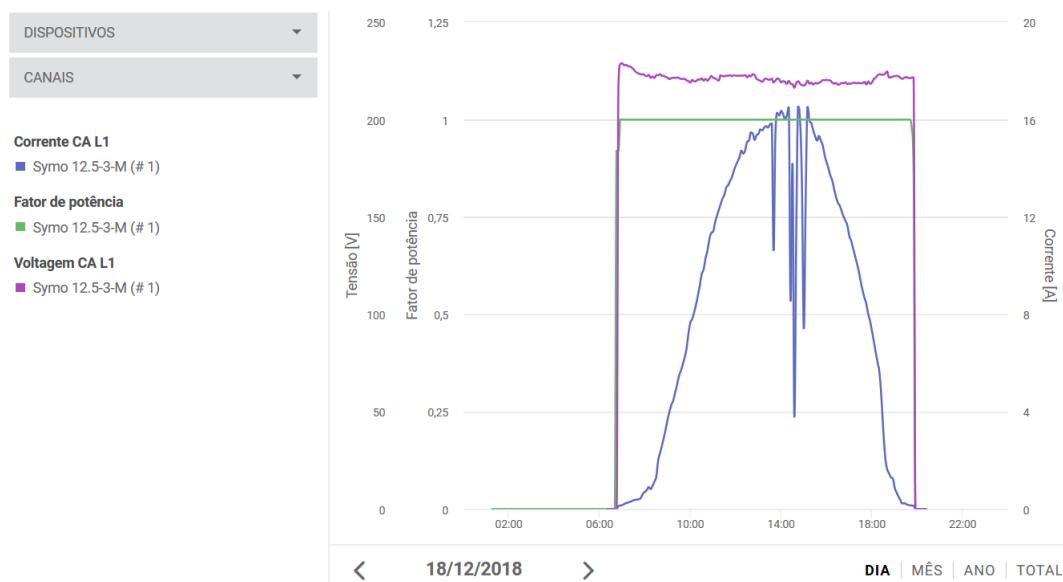
Pelos gráficos de tensão e corrente trifásicos, pode-se notar que correntes são mantidas quase que perfeitamente balanceadas tanto em dias com produção de energia mais constante, quanto naqueles dias com muita variação.

Já quanto às tensões, em momentos com geração suficiente, verifica-se que há uma

variação entre elas, mas que é pequena e que as três fases mantêm-se próximas de 220 V. Contudo, em momentos onde a geração cai consideravelmente, os valores das tensões também cai. Nestes momentos, o inversor deixa de gerar energia.

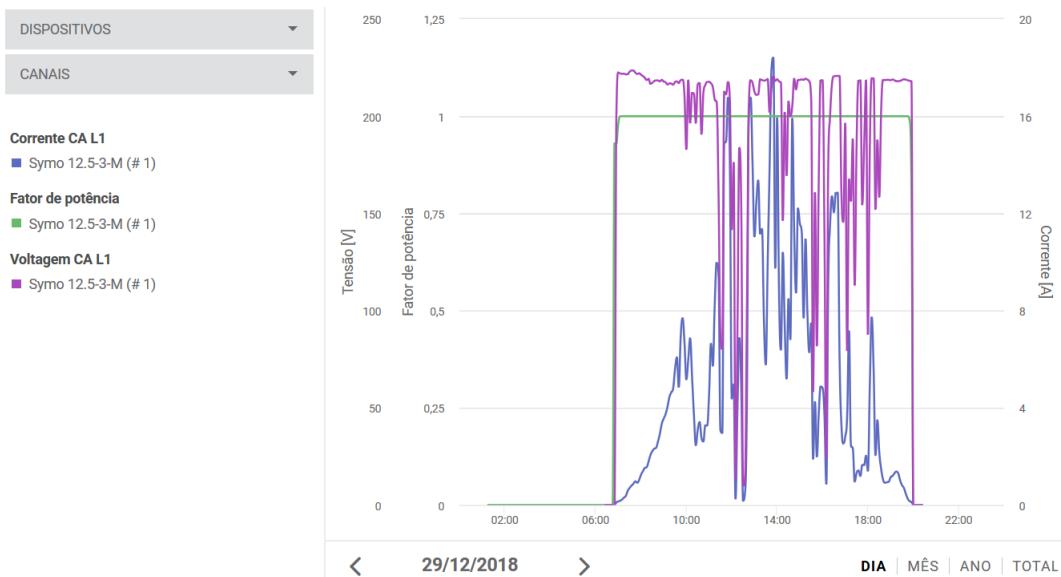
A Figura 4.18 ilustra o gráfico com fator de potência, tensão de saída do inversor na fase A e corrente de saída deste, também na fase A, ao longo do dia de maior geração no mês de dezembro de 2018, enquanto que a Figura 4.19 ilustra os mesmos dados, mas referentes ao dia de menor geração neste mesmo mês. Por estas figuras, verifica-se que o fator de potência da potência de saída do inversor se mantém unitário enquanto o sistema estiver gerando.

Figura 4.18 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em dezembro



Fonte: Os autores.

Figura 4.19 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de menor geração em dezembro



Fonte: Os autores.

Caso se deseje analisar os gráficos referentes aos dias de máxima e mínima geração de cada um dos demais meses não citados nesta seção, estes estarão disponíveis no anexo A.

4.4 Comparativo entre faturas de energia antes e depois da instalação do sistema

Para se ter uma breve noção de quanto foi a economia após a instalação do sistema fotovoltaico, a Tabela 4.3 compila os valores das faturas dos meses de janeiro, fevereiro, março, abril e maio, tanto do ano de 2018, antes da instalação do sistema, quando de 2019, após a instalação deste, em ambas as unidades consumidoras da residência e da clínica Orthodontic. Nesta tabela também é apresentada a diferença entre a soma dos valores das faturas antes da instalação do sistema, e a soma destas após a instalação.

Tabela 4.3 – Valores das faturas de energia antes e depois da instalação do sistema fotovoltaico na clínica

Mês	Antes da instalação do sistema		Após a instalação do sistema		Economia aparente após a instalação do sistema
	Fatura da residência	Fatura da clínica	Valor da fatura da residência	Valor da fatura da clínica	
Janeiro	R\$ 345,12	R\$ 1.184,71	R\$ 376,43	R\$ 90,65	R\$ 1.062,75
Fevereiro	R\$ 346,12	R\$ 1.174,13	R\$ 552,46	R\$ 0,00	R\$ 967,79
Março	R\$ 295,87	R\$ 1.342,28	R\$ 202,72	R\$ 54,93	R\$ 1.380,50
Abril	R\$ 402,92	R\$ 1.462,29	R\$ 308,09	R\$ 282,59	R\$ 1.274,53
Maio	R\$ 371,03	R\$ 988,04	R\$ 404,40	R\$ 457,32	R\$ 497,35
Total	R\$ 1.761,06	R\$ 6.151,45	R\$ 1.844,10	R\$ 885,49	R\$ 5.182,92

Pode-se ver na Tabela 4.3 que há uma economia significativa, mas para se avaliar o quanto bom são esses valores economicamente, seria necessário realizar um estudo de indicadores econômicos deste empreendimento, e para isso também seria adequado um espaço amostral maior, ou seja, dados de mais meses. Esse tipo de análise foge do escopo deste trabalho, e por isso, será feita apenas esta análise, a qual é bastante superficial.

Deve-se destacar que em fevereiro de 2019, o valor da fatura da clínica foi nulo, contrariando definições de normas, as quais foram citadas em capítulos anteriores. Uma explicação para essas cobranças anômalas nas tarifas é que durante esses primeiros meses, pelo fato do sistema fotovoltaico haver sido instalado a pouco tempo, a unidade consumidora da clínica ainda estaria em um período de “transição”.

Observando detalhes das faturas da residência e da clínica, o primeiro mês em que todas as cobranças foram realizadas conforme as especificações teóricas, foi em maio, mas novamente, para confirmar se a partir deste mês as cobranças realmente começaram a seguir as definições citadas, seriam necessárias mais faturas posteriores.

4.5 Considerações finais

Neste capítulo foi possível visualizar a variação de desempenho de um sistema fotovoltaico causado pela variação das estações do ano por meio de dados reais de geração. Além disso, pode-se visualizar o quanto a variação pode oscilar não apenas ao longo de um mês, mas também ao longo de um dia.

Foi verificado como se comportam diferentes dados de geração quando ocorre a variação da intensidade de irradiação solar por meio de suas curvas ao longo de diferentes dias. Também foi observado e analisado o quanto um sistema fotovoltaico pode atender ou não à expectativa de geração sobre a qual foi realizado o dimensionamento do sistema. E

ao final, foi adicionada um comparativo simples entre as cobranças antes da instalação do sistema, e após a instalação deste. Todas estas, informações bastante importantes para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico.

5 Conclusão

Neste trabalho foi abordado o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras dos grupos A e B, tendo enfoque no estudo de um sistema existente e em funcionamento, em uma unidade consumidora do grupo B.

Antes de se realizar o estudo, foi feito um dimensionamento comparativo para o sistema a ser estudado, com o intuito de avaliar se o método de dimensionamento descrito neste trabalho estaria de acordo com métodos usados comercialmente por empresas especializadas.

Usando faturas de energia da unidade consumidora em questão, e conhecendo o local onde seria realizada a instalação, pode-se realizar o cálculo de dimensionamento. A potência de geração máxima do sistema real é de 13,2 kWp, enquanto que a encontrada no dimensionamento de teste foi de 14,19 kWp. Esses valores foram próximos, mas caso fosse considerada uma taxa de desempenho de 0,8 ao invés de 0,75, a potência encontrada no dimensionamento de teste ficou em 13,4 kWp, ou seja, ainda mais próximo do valor real.

Também foi realizado um dimensionamento para uma UC do grupo A, pelo qual pode-se exemplificar os tipos de dificuldades encontradas neste dimensionamento. No caso avaliado, a potência necessária para suprir apenas o consumo em horários fora de ponta já seria quase três vezes a potência limite de 5 MW para geração distribuída. Com isso, pode-se concluir que casos de grandes consumidores do grupo A requerem uma análise muito mais profunda do que os casos de consumidores do grupo B.

Quanto ao caso do sistema instalado na UC do grupo B, sobre o qual foi feito o estudo de caso, foi possível visualizar que a geração é maior nos meses próximos ao solstício de verão, e vai reduzindo quanto mais próximo se está do solstício de inverno. Com isso, concluiu-se que o tempo de exposição dos módulos à luz solar é muito mais significativo do que fatores climáticos que podem interferir, como por exemplo, chuvas constantes e dias nublados.

Também foi possível verificar que quanto mais próximo do período de estiagem, menor é a diferença da geração diária entre os dias de máxima e mínima geração em um mês. Isso se deve devido à redução e posterior ausência de chuvas.

Ao se analisar a geração diária, foi verificado que as correntes trifásicas são quase que perfeitamente equilibradas, e que ao longo de um dia, estas possuem a mesma curva que a potência ativa de geração, indicando que uma é diretamente proporcional à outra.

Também foi verificado que as tensões trifásicas são bastante próximas de equilibradas, sempre mantendo valores próximos de 220V, exceto em casos quando a irradiação

sobre os módulos fica muito baixa, inviabilizando a produção de energia. Além disso, foi visto que o fator de potência deste sistema permanece sempre unitário enquanto o inversor estiver gerando.

Outro aspecto avaliado neste estudo foi se a energia gerada por este sistema estava atendendo ao que era esperado de acordo com o dimensionamento feito. Foi estimado que a energia diária média que o sistema deve produzir de acordo com seus dados, é de 51,88 kWh. Com base nesse valor, quatro dos sete meses avaliados geraram menos que a média. Os meses que respeitaram essa média, coincidentemente, são aqueles próximos ao solstício de verão.

Ao longo de todo o período avaliado, do total de 184 dias, 74 deles tiveram geração acima da média, resultando em um percentual de 40,22%. Em relação à energia, foi gerado 94,97% da energia esperada em média para esse intervalo.

Pode-se explicar a geração ter sido abaixo do esperado devido ao fato de não se ter considerado um período de 12 meses integralmente. Com isso, pode-se concluir que é provável que o sistema vá compensar este déficit energético até o fim do período de 1 ano completo, mas só é possível tirar conclusões com maior clareza quando este sistema tiver completado um ano operacional.

Sugere-se como temas para trabalhos futuros: Análise financeira deste projeto; Análise da qualidade de energia na instalação elétrica onde foi instalado este sistema; Estudo de um sistema fotovoltaico em funcionamento em uma unidade consumidora do Grupo A.

Referências

- ABSOLAR. *Energia Solar Fotovoltaica atinge marca histórica de 500 MW em microgeração e minigeração distribuída no Brasil*. 2019. Disponível em: <<http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-fotovoltaica-atinge-marca-historica-de-500-mw-em-microgeracao-e-minigeracao-distribuid.html>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado 3 vezes nas páginas 26, 27 e 28.
- ANEEL. Resolução normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010. *Brasília: ANEEL*, 2010. Citado 5 vezes nas páginas 35, 36, 37, 38 e 39.
- ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. *Brasília: ANEEL*, 2012. Citado na página 40.
- ANEEL. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. *Brasília: ANEEL*, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 40, 41 e 50.
- ANEEL. *Bandeiras tarifárias*. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 42.
- ANEEL. *Como é composta a tarifa* 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fconteudo-educativo%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_vE6ahPFxsWHt%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 42.
- ANEEL. *Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/100/contribuicao/aime_pinto_ap100_2012.pdf>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 51.
- ANEEL. *Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída*. 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 21.
- ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. sistema de compensação de energia elétrica. *Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação-Cedoc*, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 39, 40 e 43.
- ANEEL/ABSOLAR. *Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR*. 2019. Disponível em: <<http://absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 26.
- BLOOMBERG NEF. *Bloomberg New Energy Outlook 2018*. 2018. Disponível em: <<http://web.archive.org/web/20080207010024/http://www.808multimedia.com/winnt/kernel.htm>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

BLUE SOL. *Energia Solar Industrial*. 2017. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-industrial/>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 53.

BLUESOL. *Geração de Autoconsumo Remoto: As Informações Absurdamente Essenciais que Você Não Pode Perder*. 2018. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/autoconsumo-remoto/>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 56.

BRIGATTO, G. A. A. Apostila da disciplina materiais elétricos. *Goiânia*, 2016. Citado na página 28.

CRESESB. *CRESESB SunData*. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 55.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar engineering of thermal processes*. 4. ed. Hoboken: John Wiley and Sons, 2013. Citado na página 23.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018*. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publicacao-anuario-estatistico-de-energia-eletrica-2018>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 26.

ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS. *Entenda sua Conta*. 2019. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/go/documentos/EntendaSuaContaCorpGovGoi%C3%A1s.pdf>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 38.

EXAME. *Renováveis vão responder por 50% da eletricidade global até 2050*. 2019. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/economia/renovaveis-vao-responder-por-50-da-eletrecidade-global-ate-2050/>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 21.

FRONIUS. *Fronius Produtos e Soluções*. 2019. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 57.

JORNAL DA USP. *Fontes renováveis de energia têm potencial de crescimento*. 2019. Disponível em: <<https://jornal.usp.br/atualidades/fontes-renovaveis-de-energia-tem-potencial-de-crescimento/>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 21.

PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. ISBN 978-85-17-00089-8. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro*, 2014. Citado 14 vezes nas páginas 28, 29, 30, 31, 33, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 52, 53 e 54.

POLICONOMICS. *Experience Curve*. 2017. Disponível em: <<https://policonomics.com/experience-curve/>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 25.

SOLARVOLT. *String Box: o que é e como funciona?* 2016. Disponível em: <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/string-box-o-que-e-e-como-funciona/>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 59.

SOUZA, R. d. Os sistemas de energia solar fotovoltaica. *São Paulo: Blue Sol*, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 33, 34 e 35.

SUNERGIA. *Como funciona a tributação sobre Energia Fotovoltaica* 2017. Disponível em: <<https://sunergia.com.br/blog/como-funciona-a-tributacao-sobre-energia-solar-fotovoltaica/>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 43.

TIPLER, P. A.; LLEWELLYN, R. A. *Física Moderna*. 3. ed. Rio de Janeiro: Editora LTC, 2001. Citado na página 28.

VINICIUS AYRÃO. *Como calcular FV para cliente do Grupo A*. 2016. Disponível em: <<https://viniciusayrao.com.br/como-calcular-fv-para-clientes-do-grupo-a/>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 51.

WEATHER SPARK. *Condições meteorológicas médias de Itumbiara*. 2019. Disponível em: <<https://pt.weatherspark.com/y/29959/Clima-caracter%C3%ADstico-em-Itumbiara-Brasil-durante-o-ano>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 70.

WEG. *ESW Eletrocentro Solar*. 2019. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/he3/h21/WEG-eletrocentro-solar-ESW-50058614-pt.pdf>>. Acesso em: 24 junho 2019. Citado na página 62.

ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 28, 29 e 32.

Anexos

ANEXO A – Dados registrados pelo sistema fotovoltaico da clínica odontológica estudada

Figura A.1 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em janeiro de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.2 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em janeiro de 2019



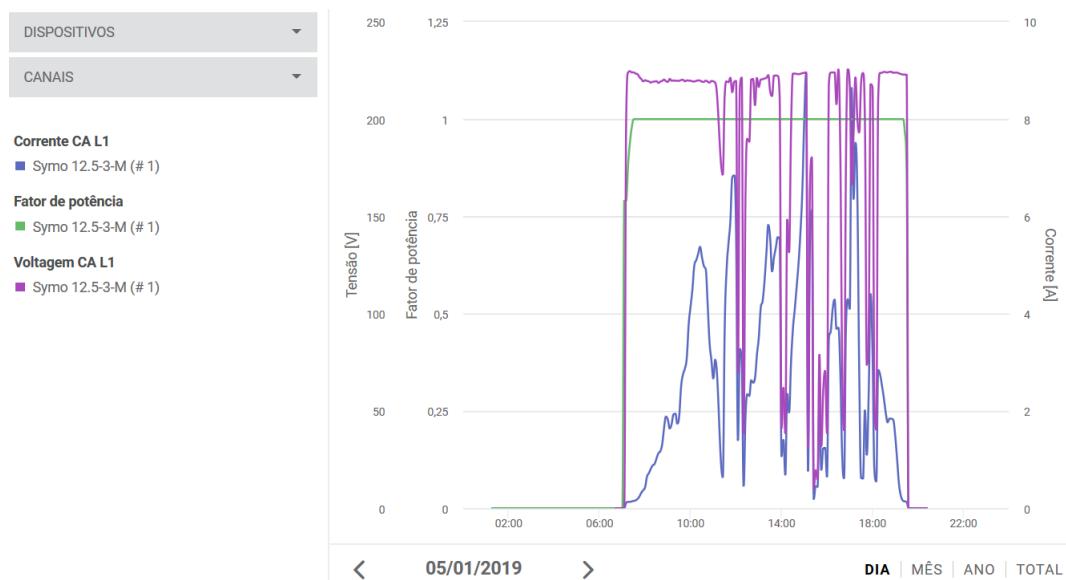
Fonte: Os autores.

Figura A.3 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em janeiro de 2019



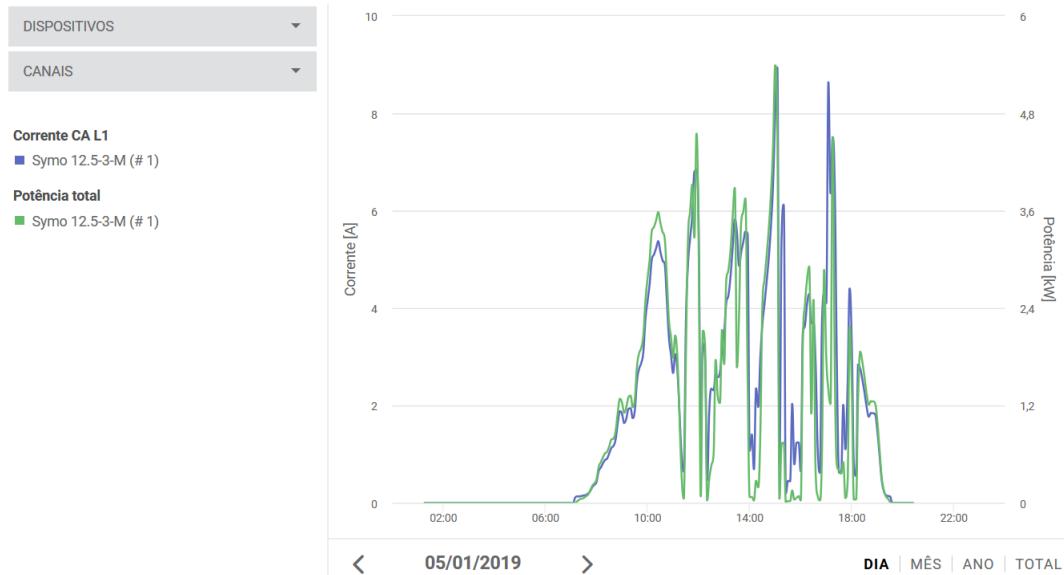
Fonte: Os autores.

Figura A.4 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em janeiro de 2019



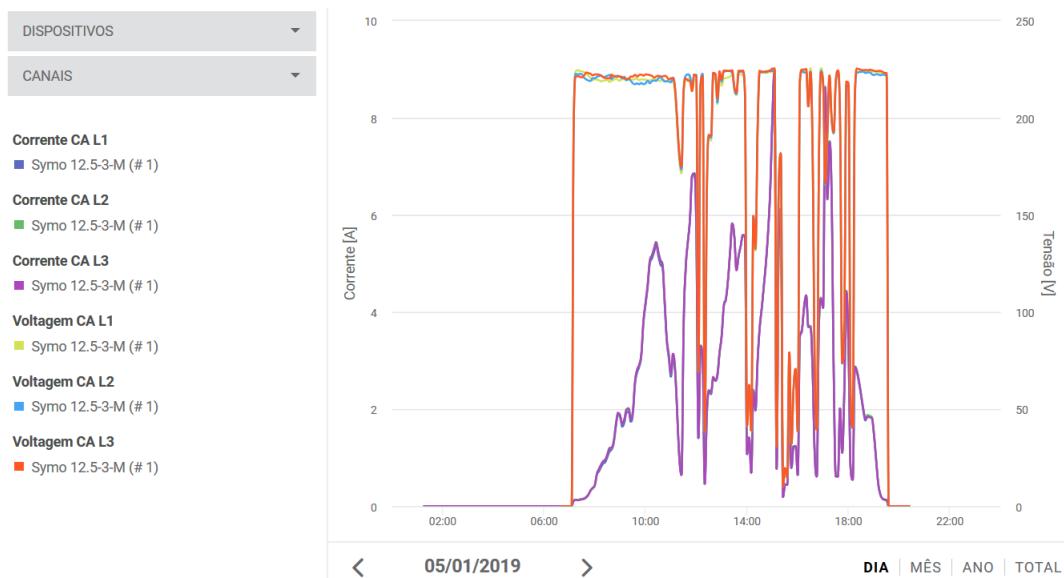
Fonte: Os autores.

Figura A.5 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em janeiro de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.6 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em janeiro de 2019



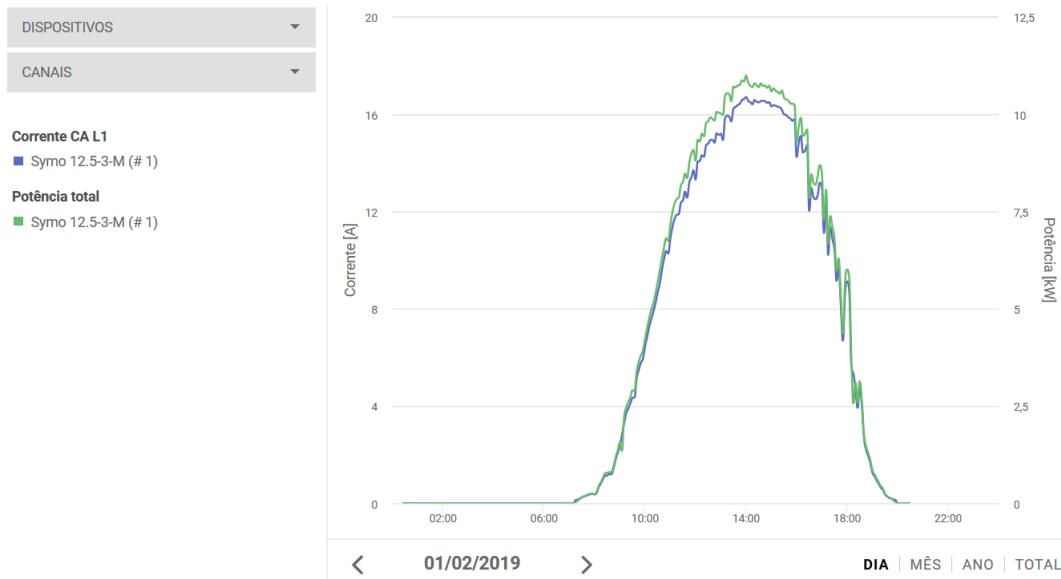
Fonte: Os autores.

Figura A.7 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em fevereiro de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.8 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em fevereiro de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.9 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em Max-Tensao.png



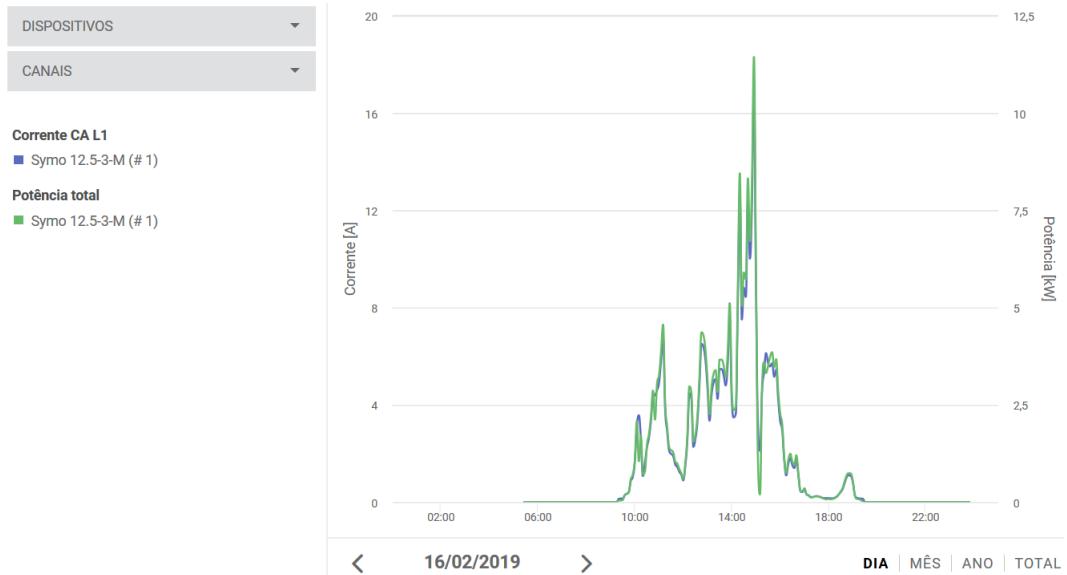
Fonte: Os autores.

Figura A.10 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em fevereiro de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.11 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em fevereiro de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.12 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em fevereiro de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.13 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em março de 2019



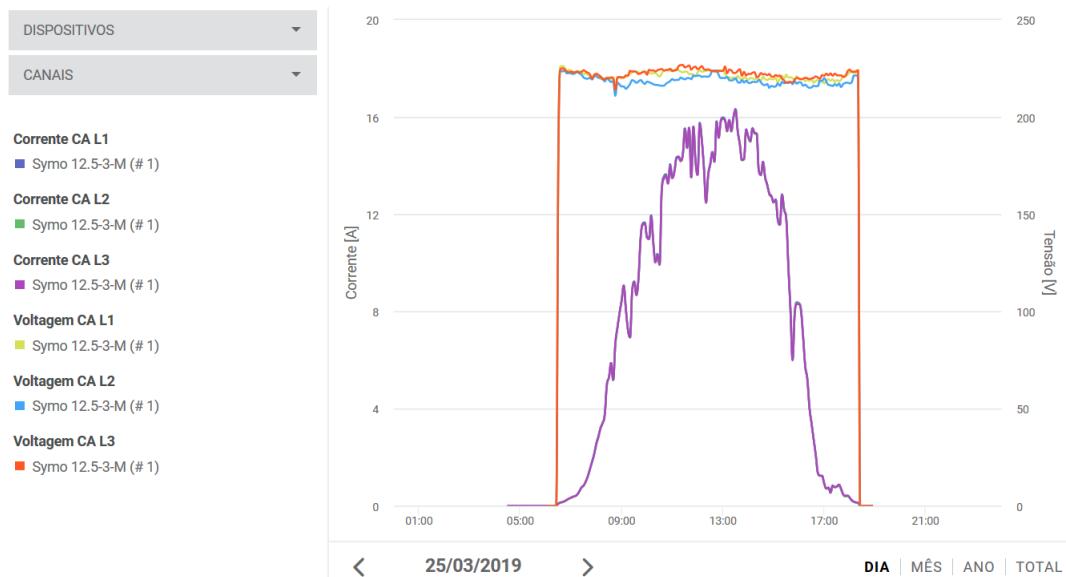
Fonte: Os autores.

Figura A.14 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em março de 2019



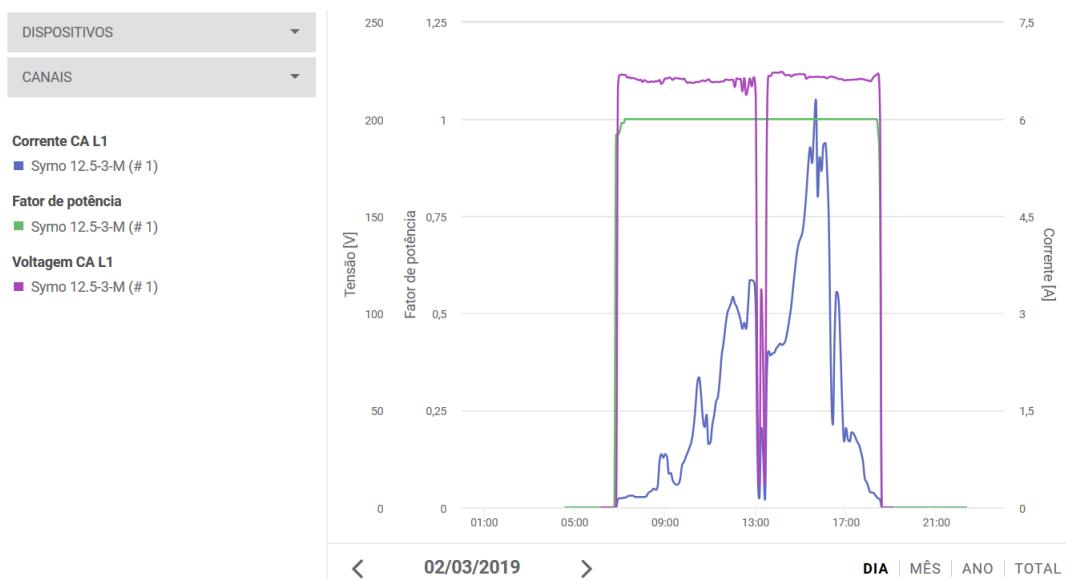
Fonte: Os autores.

Figura A.15 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em março de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.16 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em março de 2019



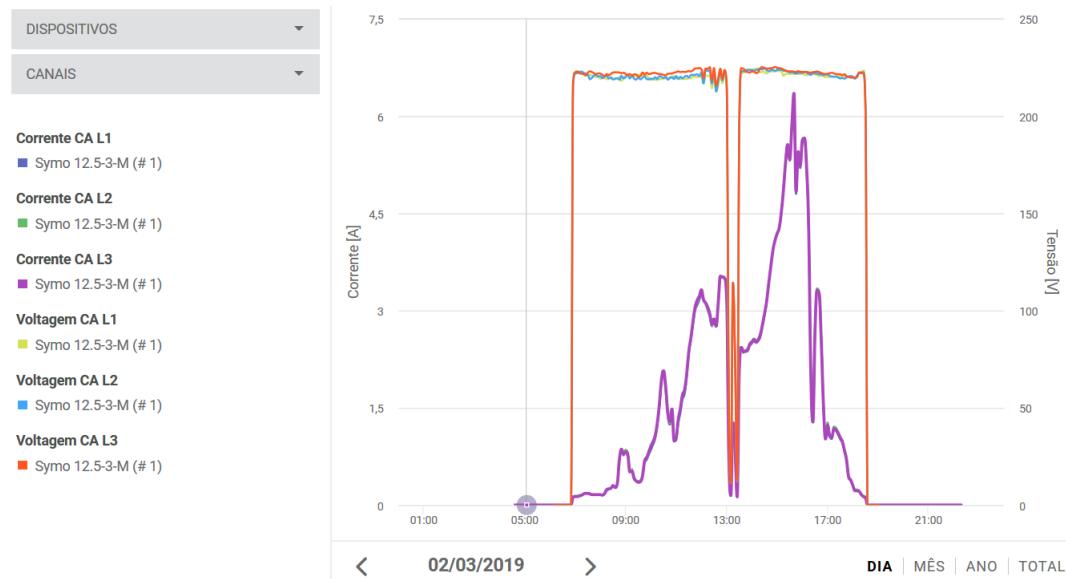
Fonte: Os autores.

Figura A.17 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em março de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.18 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em março de 2019



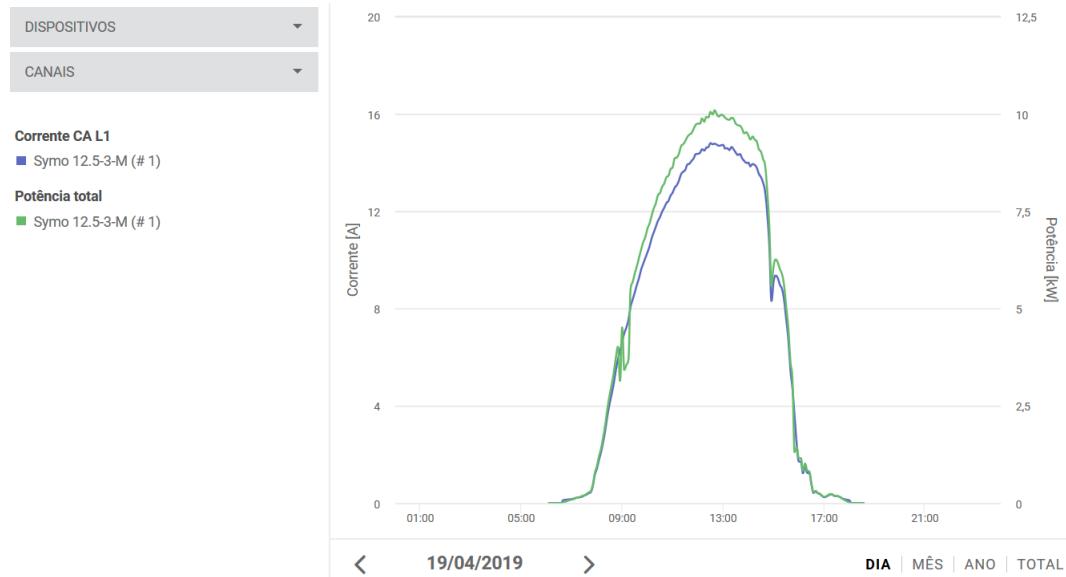
Fonte: Os autores.

Figura A.19 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em abril de 2019



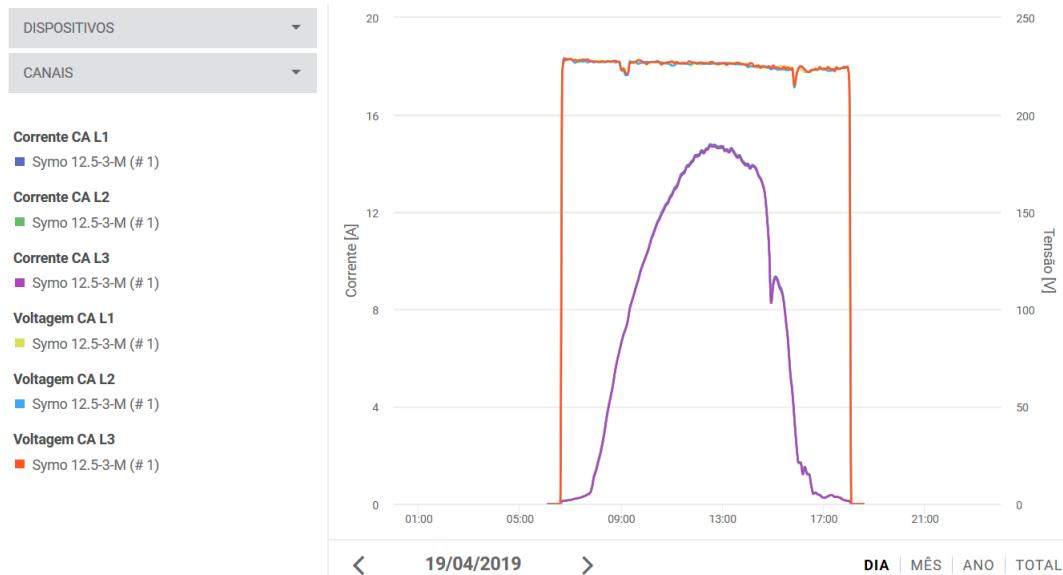
Fonte: Os autores.

Figura A.20 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em abril de 2019



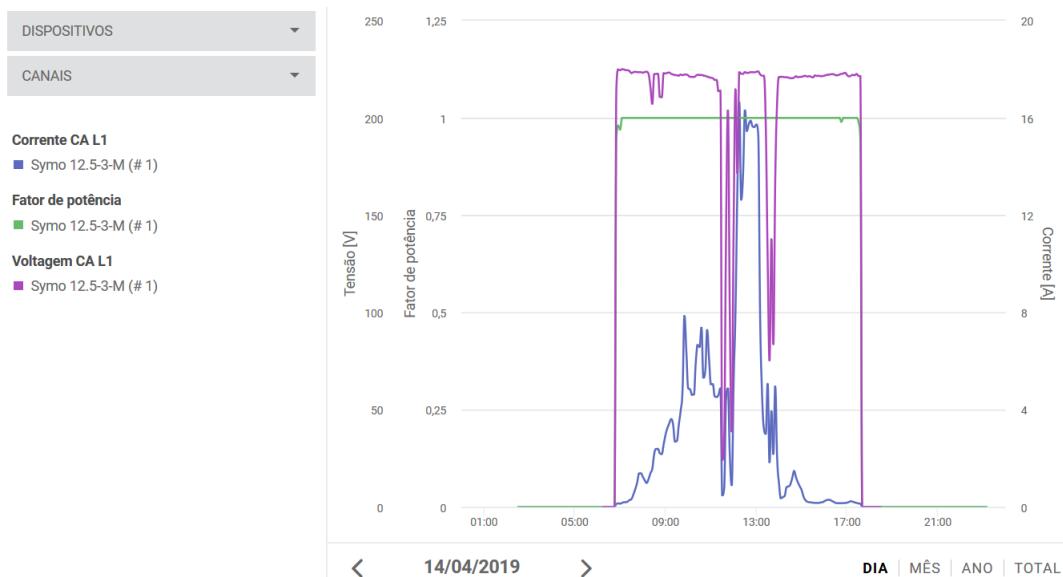
Fonte: Os autores.

Figura A.21 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em Max-Tensao.png



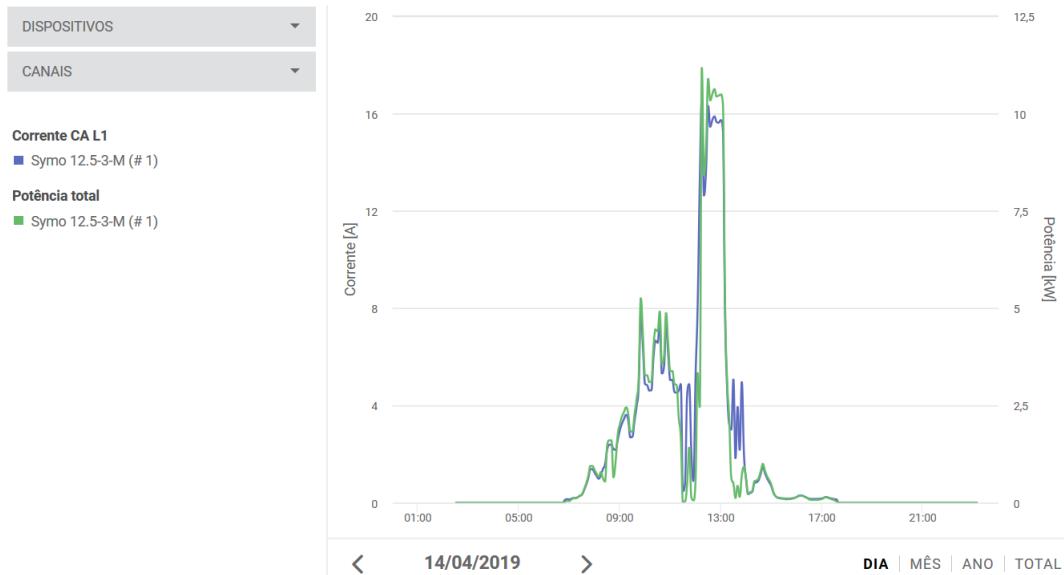
Fonte: Os autores.

Figura A.22 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em abril de 2019



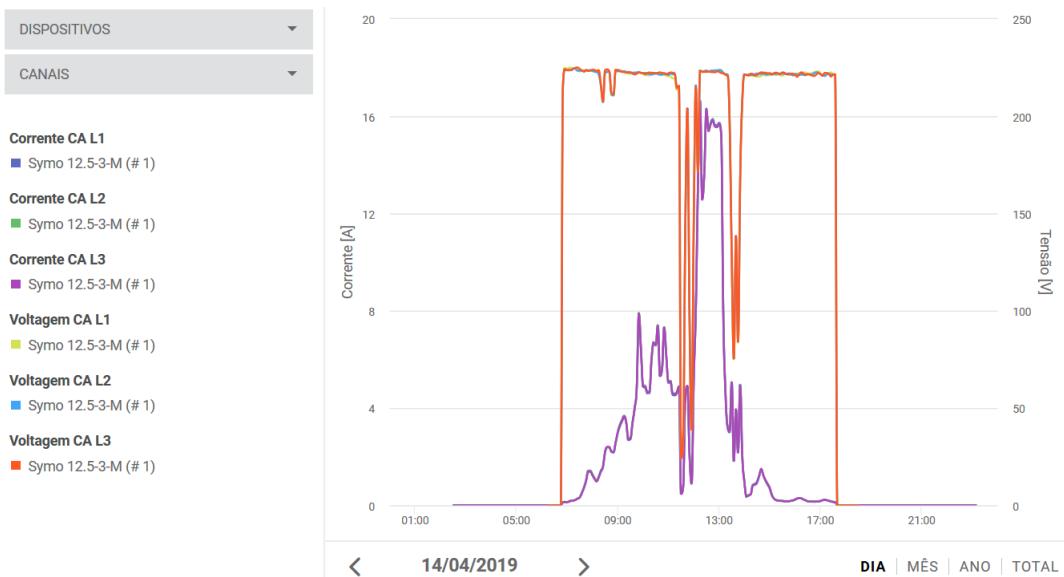
Fonte: Os autores.

Figura A.23 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em abril de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.24 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em abril de 2019



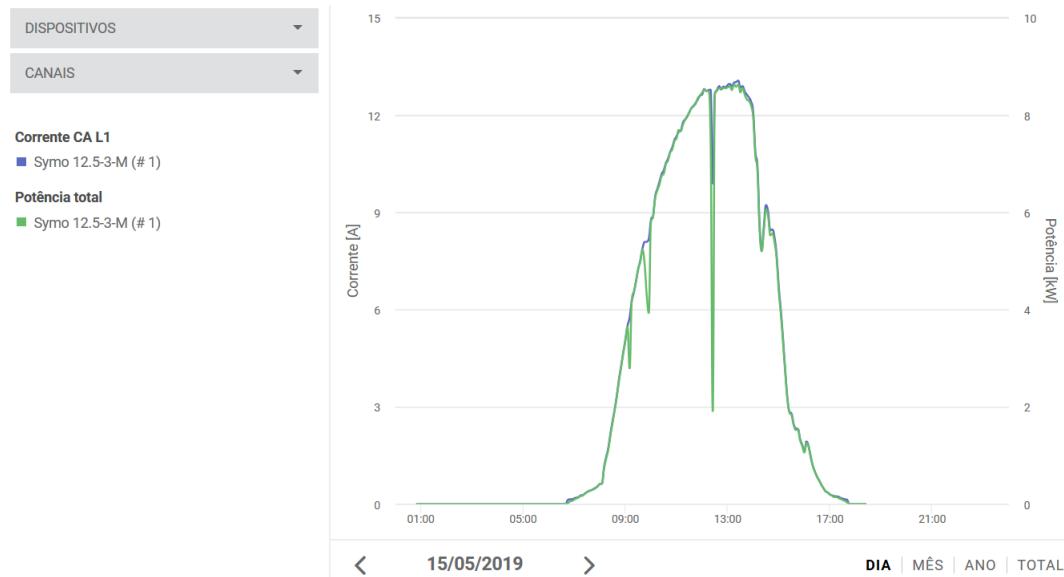
Fonte: Os autores.

Figura A.25 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em maio de 2019



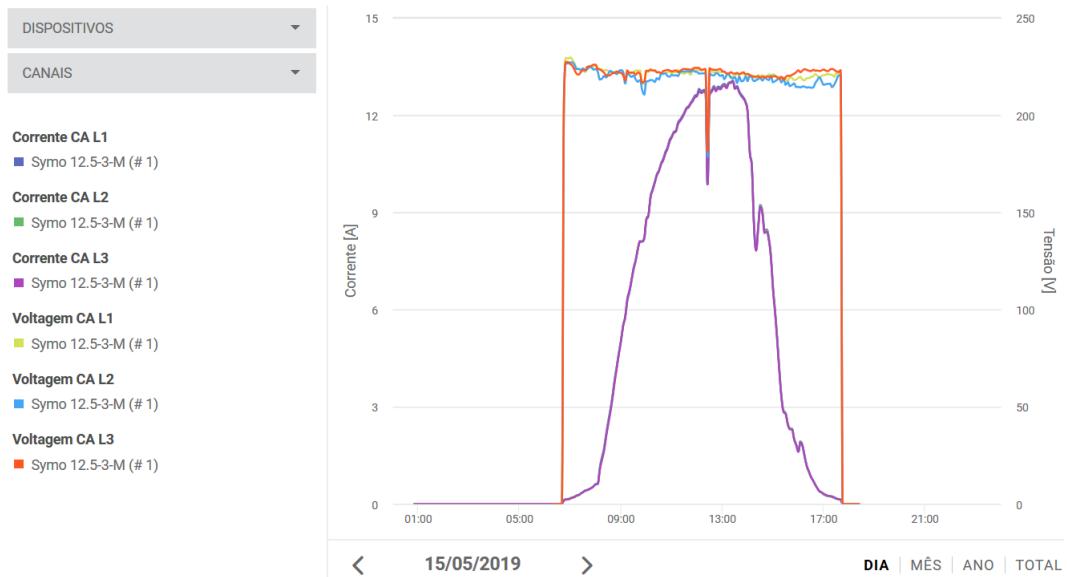
Fonte: Os autores.

Figura A.26 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em maio de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.27 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em maio de 2019



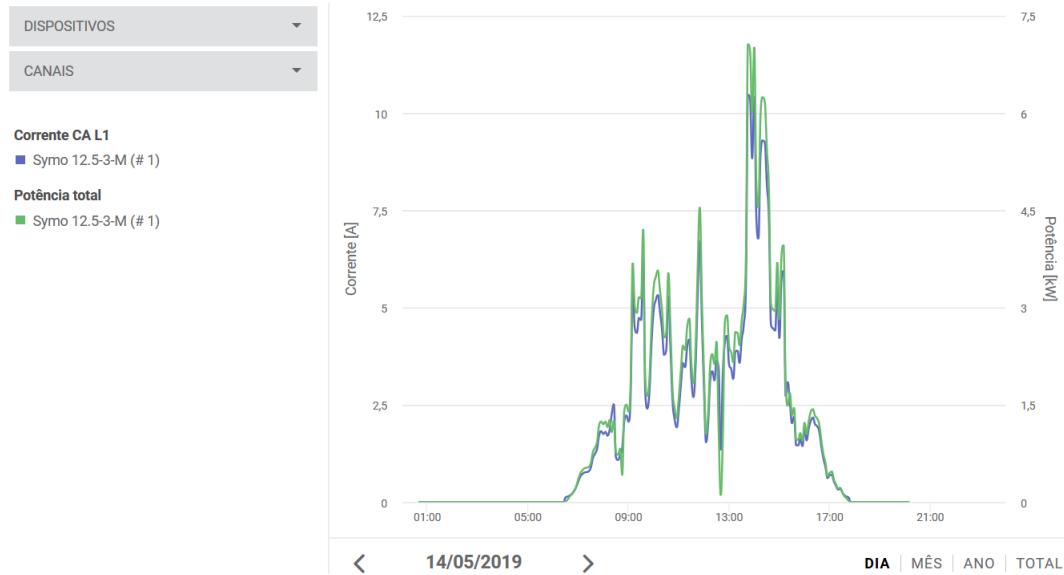
Fonte: Os autores.

Figura A.28 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em maio de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.29 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em maio de 2019



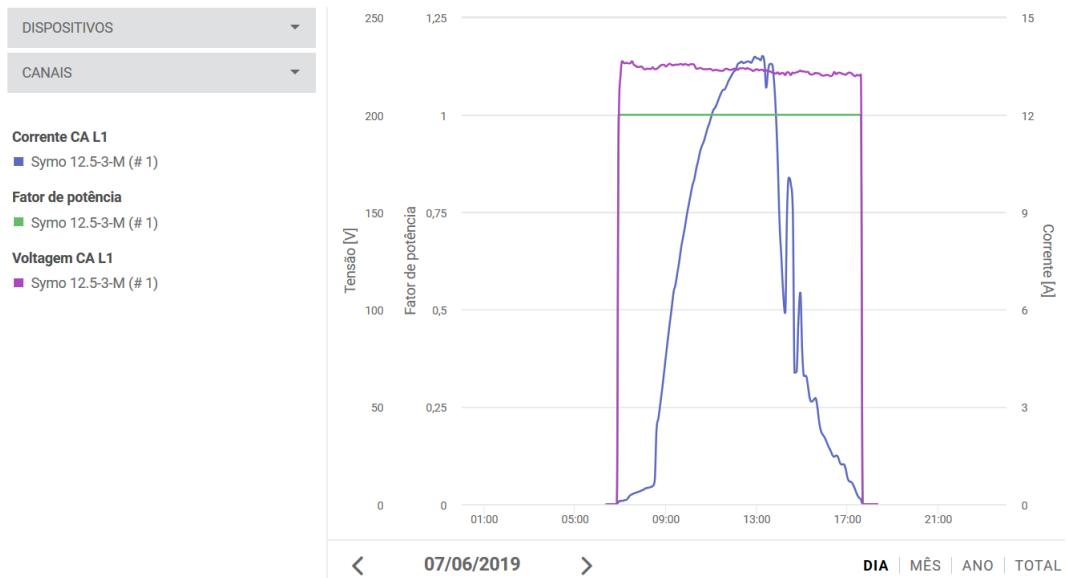
Fonte: Os autores.

Figura A.30 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em maio de 2019



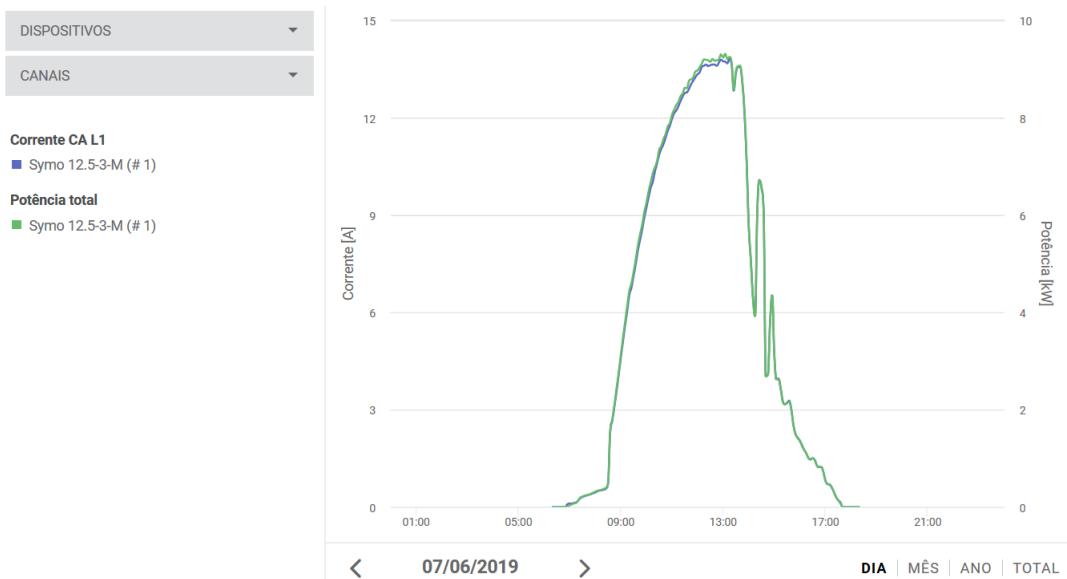
Fonte: Os autores.

Figura A.31 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em junho de 2019



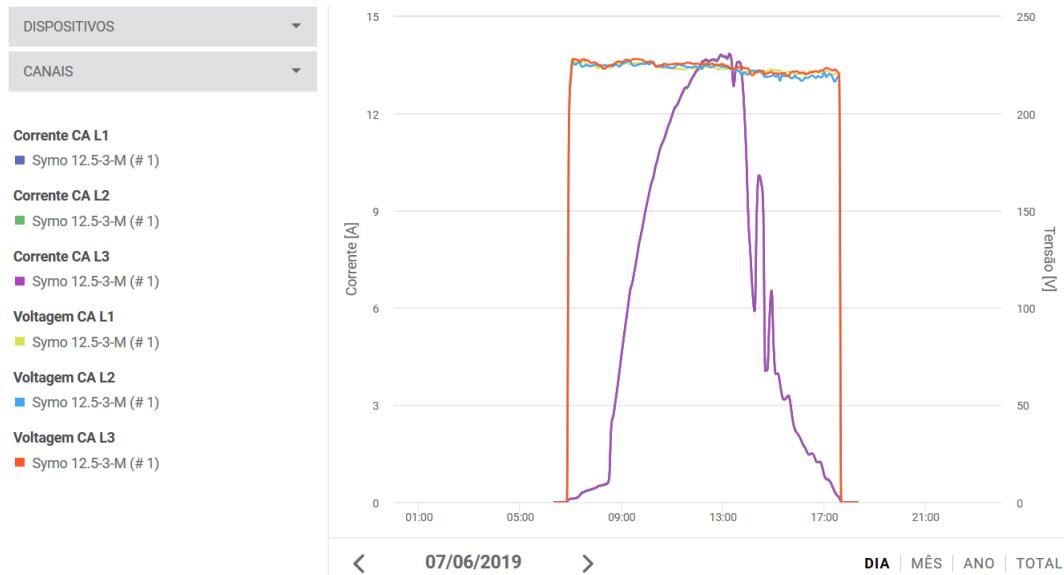
Fonte: Os autores.

Figura A.32 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em junho de 2019



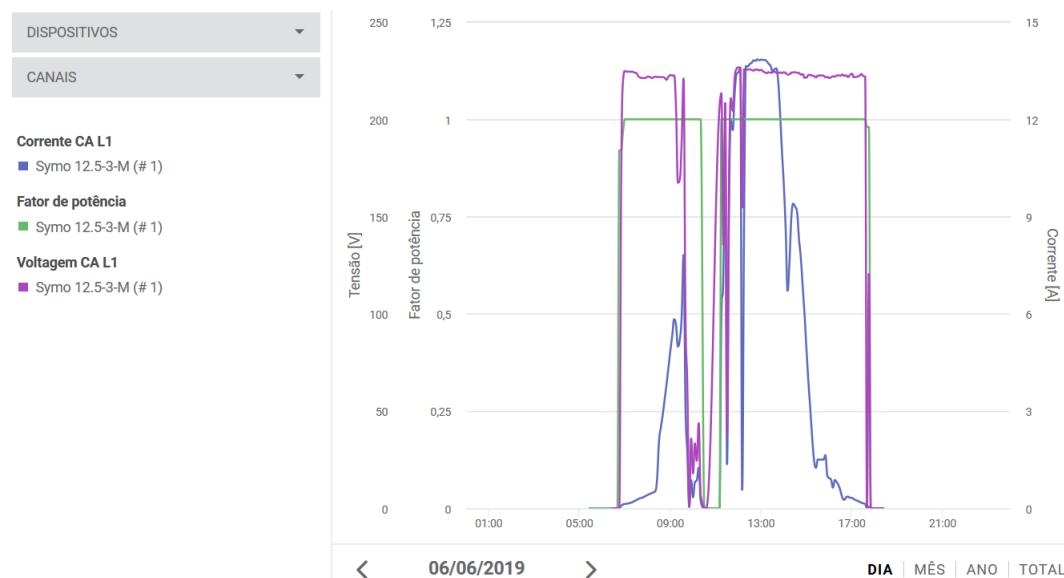
Fonte: Os autores.

Figura A.33 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em junho de 2019



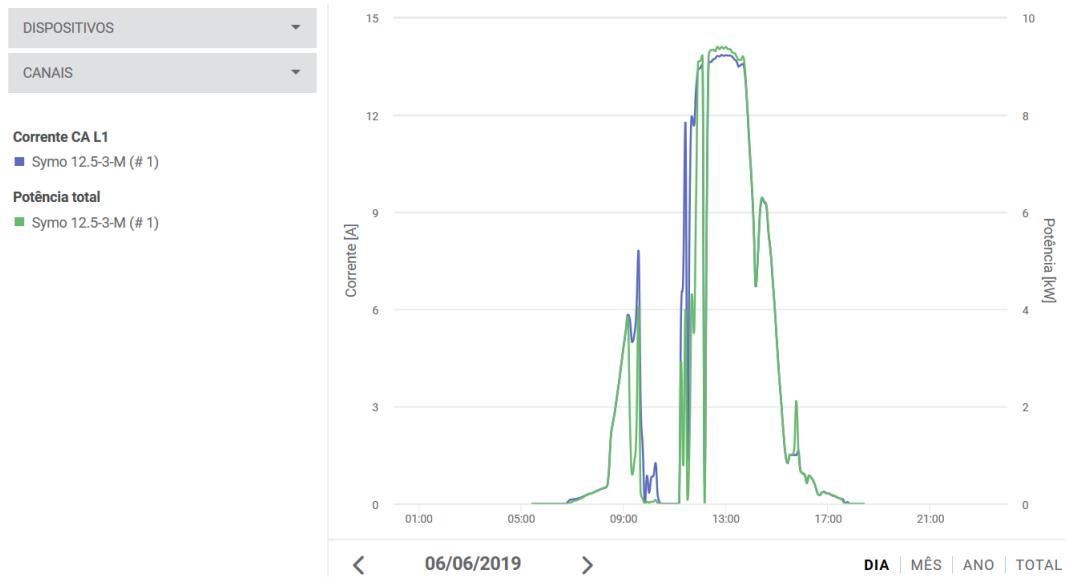
Fonte: Os autores.

Figura A.34 – Gráfico de fator de potência, e tensão e corrente na fase A, no dia de maior geração em junho de 2019



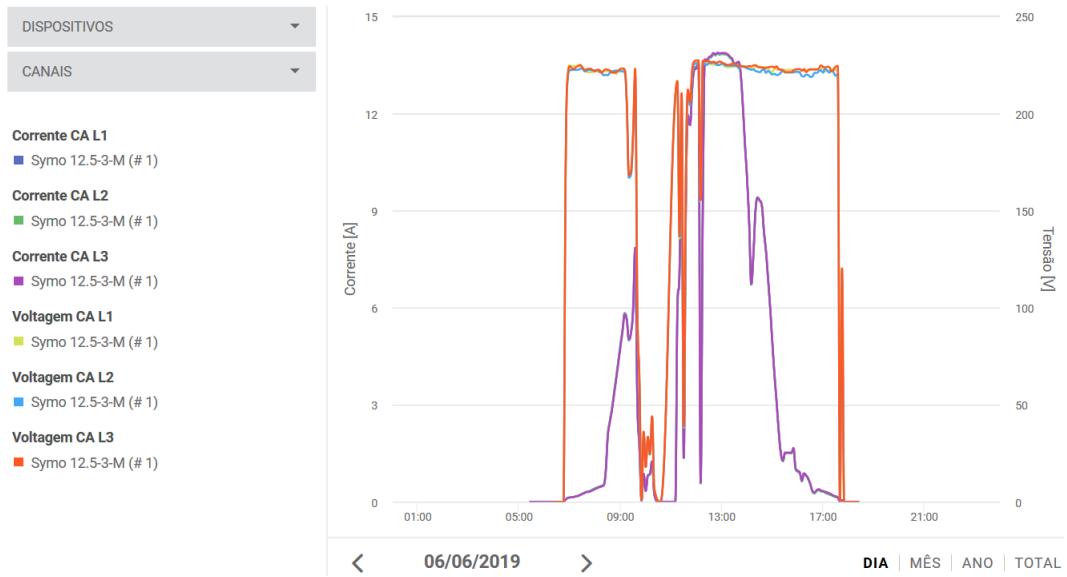
Fonte: Os autores.

Figura A.35 – Gráfico de potência ativa e corrente na fase A, no dia de maior geração em junho de 2019



Fonte: Os autores.

Figura A.36 – Gráfico de tensões e correntes trifásicas, no dia de maior geração em junho de 2019



Fonte: Os autores.