

ESTUDO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA DE INVERSORES COM DUAS TOPOLOGIAS DIFERENTES E ANÁLISE DO DESEMPENHO ENERGÉTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM DISTINTOS FATORES DE DIMENSIONAMENTO

Max May¹
Giuliano Arns Rampinelli¹

¹Universidade Federal de Santa Catarina

DOI: 10.47168/rbe.v30i2.875

RESUMO

O aumento da demanda de energia evidencia a necessidade cada vez mais presente na busca por novas fontes energéticas, sobretudo fontes renováveis e com menor impacto ambiental. A energia solar fotovoltaica, tecnologia confiável, eficiente e com uma fonte abundante, ganha papel de destaque entre as novas fontes de energia. Nos últimos anos, o microinversor fotovoltaico, uma tecnologia já conhecida, porém ainda pouco difundida devido ao seu alto custo, passou a ganhar uma parcela significativa do mercado, disputando o espaço com inversores *string*. Porém, a escolha do inversor pode afetar diretamente o desempenho global dos sistemas fotovoltaicos, incluindo a qualidade da energia elétrica gerada e o desempenho do sistema. Assim, este artigo analisa a qualidade da energia elétrica gerada e o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão com inversores de distintas topologias e fatores de dimensionamento. Foram analisados três sistemas fotovoltaicos, localizados em diferentes localidades na região sul do Brasil. O Sistema FV 1 está instalado no telhado de uma edificação na cidade de Santa Rosa do Sul, Santa Catarina, o Sistema FV 2 está instalado no telhado de uma edificação na cidade de Alpestre, Rio Grande do Sul, e por fim o Sistema FV 3, que está instalado no telhado de uma planta piloto bioclimática no campus Araranguá da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Foram coletados dados utilizando um analisador da qualidade da energia elétrica, em diferentes períodos entre 2022 e 2023, para a análise das distorções harmônicas, e também dados de produção diária de energia elétrica, entre 2023 e 2024, obtidos diretamente dos sistemas de monitoramento dos inversores, para a análise do desempenho energético dos diferentes sistemas. Os resultados indicam que, em geral, os sistemas com inversores *string* (SF 1, SF2 e SF 3 (subsistema C)), mantiveram os níveis de distorção harmônica dentro dos limites normativos, enquanto o sistema com microinversor (subsistema D)

apresentou maior variabilidade nos dados, especialmente em potências relativas baixas. Em termos de produtividade, os Sistemas FV 1, FV 2 e o subsistema C demonstraram índices de produtividade satisfatórios, com destaque para o subsistema C, que superou o subsistema D em 3,23%, considerando o mesmo período de análise. Conclui-se que a escolha da topologia do inversor e o fator de dimensionamento dos sistemas influenciam significativamente tanto a qualidade da energia elétrica quanto a produtividade do sistema, sendo, no estudo em análise, os inversores *string* mais estáveis em termos de qualidade de energia.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica; Inversor *string*; Microinversor; Qualidade de energia elétrica; Desempenho de sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

The increase in energy demand highlights the ever-growing need to seek new energy sources, especially renewable sources with lower environmental impact. Photovoltaic solar energy, a reliable and efficient technology with an abundant source, is gaining prominence among new energy sources. In recent years, the photovoltaic microinverter, a technology already known but still not widely adopted due to its high cost, has started to gain a significant share of the market, competing with string inverters. However, the choice of inverter can directly affect the overall performance of photovoltaic systems, including the quality of the generated electricity and system performance. Therefore, this article analyzes the quality of the generated electricity and the performance of photovoltaic systems connected to the low-voltage grid with inverters of different topologies and sizing factors. Three photovoltaic systems located in different locations in the southern region of Brazil were analyzed. Photovoltaic System 1 is installed on the roof of a building in Santa Rosa do Sul, Santa Catarina; Photovoltaic System 2 is installed on the roof of a building in Alpestre, Rio Grande do Sul; and finally, Photovoltaic System 3 is installed on the roof of a bioclimatic pilot plant on the Araranguá campus of the Federal University of Santa Catarina (UFSC). Data was collected using a power quality analyzer during different periods between 2022 and 2023 to analyze harmonic distortions. Additionally, daily electricity production data from 2023 to 2024, obtained directly from the inverters' monitoring systems, was used to analyze the energy performance of the different systems. The results indicate that, in general, systems with string inverters (PV 1, PV 2, and PV 3 (subsystem C)) maintained harmonic distortion levels within normative limits, while the system with a microinverter (subsystem D) showed greater variability in the data, especially at low relative power levels. In terms of productivity, PV Systems 1, 2, and subsystem C

demonstrated satisfactory productivity rates, with subsystem C outperforming subsystem D by 3.23%, considering the same analysis period. It is concluded that the choice of inverter topology and the sizing factor of the systems significantly influence both the quality of electricity and system productivity, with string inverters being more stable in terms of power quality in this study.

Keywords: Photovoltaic energy; String inverter; Microinverter; Power quality; Photovoltaic system performance.

1. INTRODUÇÃO

A forma atual com que o mundo produz energia ainda é fortemente dependente dos combustíveis fósseis, como gás natural, petróleo e carvão. Estas fontes acabam gerando problemas sociais e ambientais, como aquecimento global, poluição do ar e acidificação do ambiente. A escolha de uma estratégia energética inevitavelmente significa escolher uma estratégia ambiental. Sendo assim, a transição gradual para uma combinação mais ampla e sustentável de fontes de energia, com o avanço na tecnologia de fontes renováveis, contribuiria para um futuro mais sustentável (WCED, 1987).

Em 2021, devido à grande escassez hídrica ocorrida ao longo do ano, a matriz elétrica brasileira sofreu mudanças significativas. A redução nos níveis dos reservatórios provocou uma redução na oferta de hidroeletricidade, sendo essa compensada pelo aumento de outras fontes, como a energia solar fotovoltaica, que apresentou um aumento de 79,8% em 2022, em relação ao ano de 2021. A participação da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica nacional, considerando usinas de geração centralizada, passou de 2,5% em 2021, para 4,4% em 2022 (EPE, 2023).

Marco regulatório da energia fotovoltaica no Brasil, a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu condições para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de energia elétrica. No decorrer dos anos, a resolução sofreu atualizações, sendo a mais recente, a Resolução Normativa ANEEL nº 1059 de 07 de fevereiro de 2023. Sendo assim, desde 2012, é possibilitado aos usuários do sistema de energia elétrica produzirem sua própria energia, disponibilizar a mesma para a rede elétrica, e obter abatimentos futuros em suas faturas de energia. Em 2022, a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro, consolidou o marco legal da micro e minigeração distribuída, reforçando os direitos dos consumidores e criando um ambiente ainda mais propício para o investimento em energia solar fotovoltaica por parte dos usuários (BRASIL, 2022).

Ainda de acordo com o Balanço Energético Nacional de 2023,

a microgeração e a minigeração distribuída apresentaram um aumento de 88% no ano de 2022, quando comparado com o ano de 2021. A energia solar fotovoltaica foi a principal responsável por esse aumento, com uma participação de 94,3%. No mês de julho de 2024, de acordo com dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a geração centralizada e geração distribuída com base em geração solar fotovoltaica atingiu 44.397 MW de potência instalada, tendo a geração distribuída uma porcentagem de 68% desse valor. Na geração centralizada, destacam-se os estados de Minas Gerais e Bahia, enquanto que na geração distribuída destacam-se São Paulo e Minas Gerais.

As melhorias técnicas apresentadas nos sistemas fotovoltaicos os tornam viáveis para uso em diversas aplicações. Devido ao desenvolvimento na tecnologia de semicondutores, o custo da tecnologia acaba diminuindo. Além disso, a melhoria na eletrônica de potência ajuda a melhorar a eficiência da energia gerada. O principal dispositivo para converter a energia gerada por módulos fotovoltaicos de Corrente Contínua (CC) para Corrente Alternada (CA) são os inversores, divididos basicamente em três topologias: inversor central, *string/multi-string* e microinversor (DESHPANDE; BHASME, 2017). O diferencial dos microinversores em relação aos inversores central e *string* é a sua modularidade, facilitando assim a expansão, menores perdas por condução, e capacidade de encontrar o ponto de máxima potência para cada módulo, eliminando perdas por *mismatch* (DE HAAN; OLDENKAMP; WILDENBEEST, 1994). O mercado global de microinversores registrou um crescimento exponencial nos últimos anos, com uma previsão de crescimento de 2,87 bilhões de dólares em 2023 para 3,5 bilhões de dólares em 2024, com uma taxa de crescimento de 21,8%. Até 2028, espera-se um crescimento até 7,27 bilhões de dólares (RESEARCHANDMARKETS, 2024).

Um ponto importante relacionado aos inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos diz respeito à qualidade da energia elétrica. Inversores acabam gerando distorções harmônicas, sendo essas fortemente dependentes da energia gerada. Em condições em que a energia gerada é baixa, o conteúdo de harmônicas geradas é alto (CHICCO, 2005). Essas harmônicas acabam tendo uma grande influência na eficiência operacional e confiabilidade do sistema (JAIN; SINGH, 2011). Ao contrário das centrais elétricas convencionais, os sistemas fotovoltaicos estão normalmente conectados a sistemas de baixa e média tensão. Isso leva a novos desafios para um funcionamento seguro e confiável do sistema de distribuição, visto que geralmente sistemas fotovoltaicos podem estar concentrados em algumas áreas, ao invés de estarem uniformemente distribuídos. Problemas técnicos típicos de sistemas de distribuição, como sobretensões locais e sobrecargas de equipamentos, podem ocorrer (BRAUN et al., 2012).

O crescente aumento na instalação e interesse em sistemas fotovoltaicos conectados à rede fez com que topologias até então consideradas não ideais de um ponto de vista econômico, como os microinversores, obtivessem uma maior inserção no mercado. Diferenças na topologia dos inversores e sua forma de conexão aos módulos fotovoltaicos podem influenciar aspectos como a qualidade da energia elétrica e desempenho (CHEPP; KRENZINGER, 2018; DELINE et al., 2012; FAMOSO et al., 2015; HARB et al., 2013; SCHENKEL, 2015).

Partindo desses pressupostos, este artigo tem como objetivo realizar uma avaliação comparativa entre duas topologias de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos, considerando também diferentes fatores de dimensionamento. Foram analisados indicadores da qualidade da energia elétrica e indicadores de desempenho.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Foram analisados três sistemas fotovoltaicos conectados à rede, localizados em diferentes cidades brasileiras, e com diferentes configurações.

A Figura 1 apresenta um fluxograma da metodologia utilizada.

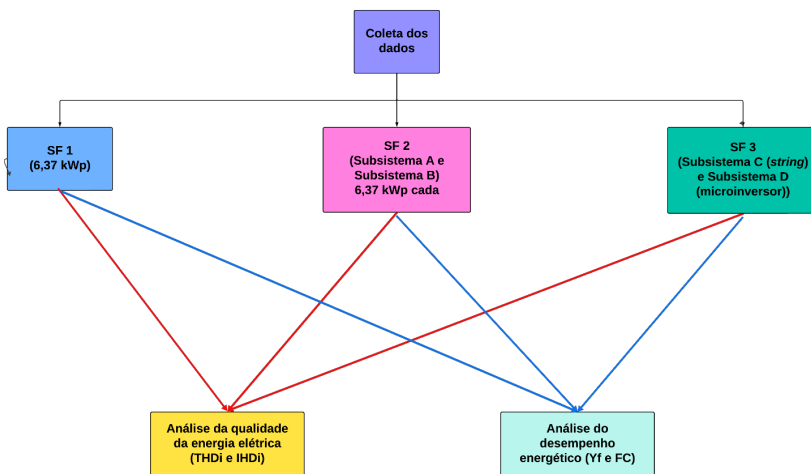


Figura 1 - Fluxograma da metodologia utilizada

O Sistema FV 1 está instalado no telhado de uma edificação na cidade de Santa Rosa do Sul, Santa Catarina (Latitude 29° 8' 15" S e Longitude 49° 42' 45" W), sendo composto por duas *strings* em paralelo, contando cada uma com sete módulos de 455 Wp conectados em série, totalizando 6,37 kWp, e um inversor *string* com potência nominal de 5 kW.

O Sistema FV 2 está instalado no telhado de uma edificação na cidade de Alpestre, Rio Grande do Sul (Latitude 27° 14' 42" S e Longitude 53° 1' 41" W), sendo composto por dois subsistemas idênticos, sendo esses denominados subsistemas A e B, cada um sendo constituído por duas *strings* em paralelo, contando cada uma com sete módulos de 455 Wp conectados em série, totalizando 6,37 kWp, e um inversor *string* com potência nominal de 5 kW.

O Sistema FV 3 está instalado no telhado de uma planta piloto bioclimática no campus Araranguá, da Universidade Federal de Santa Catarina (Latitude 28° 56' 54" S e Longitude 49° 29' 53" W), e é composto por dois subsistemas, denominados subsistemas C e D. O subsistema C, com inversor *string*, apresenta uma potência instalada de 0,99 kWp, sendo composto por três módulos, com potência de 330 Wp cada, conectados em série, e um inversor, com potência de 1,5 kW. O subsistema D, com microinversor, apresenta uma potência instalada de 0,92 kWp, sendo composto por dois módulos com potência de 460 Wp e um microinversor com potência de 2 kW.

Os sistemas FV 1 e 2 apresentam o mesmo modelo de módulo fotovoltaico, inversor, e configuração, sendo diferentes somente na potência total instalada. Sendo assim, os dois apresentam o mesmo valor de Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), 0,78, e o mesmo valor de Fator de Carregamento do Inversor (FCI), 1,27. Os subsistemas C e D apresentam diferentes modelos de módulos fotovoltaicos, inversor e configuração, sendo diferente também o seu FDI. Para o subsistema C, esse valor é de 1,51, e para o subsistema D, o valor é de 2,17. Em relação ao FCI, o subsistema C apresenta um FCI de 0,66, e o subsistema D apresenta um FCI de 0,46.

A Tabela 1 apresenta um comparativo entre as características de cada sistema, a Tabela 2, apresenta as especificações dos módulos fotovoltaicos dos sistemas em estudo, e a Tabela 3 apresentam as especificações dos inversores utilizados.

Tabela 1 – Comparativo entre as características de cada sistema analisado

Sistemas		Módulos (Wp)	Potência total (kWp)	Potência nominal inversor (kW)	FDI	FCI
Sistema FV 1		455	6,37	5,0	0,78	1,27
Sistema FV 2	Subsistema A	455	6,37	5,0	0,78	1,27
	Subsistema B	455	6,37	5,0	0,78	1,27
Sistema FV 3	Subsistema C	330	0,99	1,5	1,51	0,66
	Subsistema D	460	0,92	2,0	2,17	0,46

Tabela 2 – Comparativo entre os módulos fotovoltaicos de cada sistema analisado

Especificação	Sistemas FV 1 e 2	Subsistema C	Subsistema D
Fabricante	Canadian Solar	BYD	Jinko Solar
Modelo	CS3W-455MS	330 P6C-36	JKM460-60HL4
Pmax	455 Wp	330 Wp	460 Wp
Vmp	41,30 V	37,16 V	34,20 V
Imp	11,02 A	8,88 A	13,45 A
Voc	49,03 V	46,98 V	41,48 V
Isc	11,66 A	9,31 A	14,01 A
Eficiência	20,60%	17,00%	21,32%
Tipo de Células	Silício monocristalino	Silício policristalino	Tipo P Monocristalino
Número de Células	144 [2x (12 x 6)] unidades	72 (6 x 12) unidades	120 (6 x 20) unidades
Dimensões	2108 x 1048 x 40 mm	1962 x 992 x 35 mm	1903 x 1134 x 30 mm

Tabela 3 – Comparativo entre os inversores de cada sistema analisado

Especificação	Sistemas FV 1 e 2	Subsistema C	Subsistema D
Fabricante	Growatt	PHB Solar	Deye
Modelo	MIN 5000TL-X	PHB1500-SS	SUN-2000G
Potência Nominal de Saída	5000 W	1500 W	2000 W
Corrente Máxima de Saída	22,7 A	8,00 A	9,6 A
Tensão Nominal/Range	230 V/(180-280 V)	220 V/(176-242 V)	220 V/(176-242 V)
Frequência Nominal	60 Hz	60 Hz	50/60 Hz
Fator de Potência	Unitário	Unitário	> 0,99
THD	< 3%	< 5%	< 3%
Eficiência Máxima	98,40%	97%	96,50%
Eficiência Europeia	97,50%	-	95%
Eficiência MPPT	100%	> 99,5%	99%
Topologia	<i>Transformerless</i>	<i>Transformerless</i>	<i>Transformerless</i>

2.1 Qualidade da energia elétrica

Em relação a qualidade da energia elétrica, foram utilizados analisadores da qualidade de energia elétrica do fabricante IMS, modelo PowerNET P-600 G4. O equipamento está em conformidade com as normas International Electrotechnical Commission (IEC 61000-4-7), Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT NBR 14519) e ABNT NBR 14520, fornecendo, entre outros, dados de tensão, corrente, frequência, fator de potência, harmônicas de tensão e de corrente. Todas as medidas foram obtidas com intervalos de um minuto. Para o SF 1, foram coletados dados entre janeiro de 2023 e março de 2023. Para o

SF 2, foram coletados dados em novembro de 2022. Em relação ao SF 3, os dados coletados correspondem aos meses de janeiro de 2023, maio de 2023 e agosto de 2023. Em todos os casos, foram realizadas análises pontuais, com períodos compreendidos entre 8 e 18 horas, em dias com grande produção de energia elétrica, buscando comparar períodos em que a energia gerada pelos sistemas foi a máxima, com altas taxas de irradiação, com períodos em que a produção é baixa. Assim, foi possível analisar a produção de distorções harmônicas de corrente em diferentes condições de carregamento dos inversores.

No Brasil, a qualidade da energia elétrica é regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021, que estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. No seu módulo 8, o PRODIST aborda os fenômenos associados à qualidade da energia elétrica, sendo divididos em fenômenos de regime permanente e fenômenos de regime transitório. Os fenômenos de regime permanente incluem variações de tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência. Os fenômenos de regime transitório incluem as variações de tensão de curta duração (ANEEL, 2021).

A Norma ABNT NBR 16149: 2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, estabelece os parâmetros que devem ser observados em relação à qualidade de energia elétrica, sendo eles a tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência. A mesma apresenta as faixas de valores em que o sistema pode operar.

À medida que a capacidade dos sistemas fotovoltaicos aumenta significativamente, o impacto desses módulos na rede elétrica se torna mais evidente. Com uma maior penetração da geração distribuída nas redes elétricas existentes, problemas como variação de tensão, instabilidade, interferências, cintilação e sobretudo harmônicos se tornam mais acentuados. Em condições de baixa radiação solar, os inversores operam com uma grande não linearidade, gerando assim uma saída com maior conteúdo harmônico (SUNNY; ANTO, 2013). É necessário que a tensão de saída seja sincronizada com o sinal de tensão da rede, de modo a gerar uma corrente o mais próxima possível de uma onda senoidal, com baixa distorção harmônica. Porém, isso acaba não ocorrendo de maneira ideal, e em baixas potências há o aparecimento de harmônicas (URBANETZ, 2010).

AABNT NBR 16149:2013 estabelece que a distorção harmônica total de corrente para sistemas fotovoltaicos deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Logo, os valores das harmônicas individuais devem estar limitados aos valores da Tabela 4, conforme especificado na ABNT NBR 16149: 2013.

Tabela 4 – Limites de distorção harmônica de corrente

Harmônicas Ímpares	Limite de Distorção
3ª a 9ª	< 4,0%
11ª a 15ª	< 2,0%
17ª a 21ª	< 1,5%
23ª a 33ª	< 0,6%
Harmônicas Pares	Limite de Distorção
2ª a 8ª	< 1,0%
10ª a 32ª	< 0,5%

A análise das distorções harmônicas foi realizada com o auxílio de indicadores, sendo utilizados neste trabalho a Distorção Harmônica Total de Corrente (THD_i) e Distorção Harmônica de Corrente Individual (IHD_i). As Equações 1 e 2 apresentam esses indicadores (ARRILLA-GA; WATSON, 2003).

$$THD_i = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}{I_1^2}} \cdot 100\% \quad (1)$$

$$IHD_i = \frac{I_h}{I_i} \cdot 100\% \quad (2)$$

onde h é a ordem harmônica, h_{max} é a ordem harmônica máxima, V_h é o valor eficaz da tensão de ordem “ h ”, I_h é o valor eficaz da corrente de ordem “ h ”, V_1 é o valor eficaz da tensão fundamental e I_1 é o valor eficaz da corrente fundamental.

A THD_i é definida como a razão entre o valor eficaz das componentes harmônicas de corrente e o valor eficaz da componente fundamental da corrente (RAMPINELLI et al., 2015).

2.2 Desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Para as análises referentes ao desempenho dos sistemas fotovoltaicos foram utilizados dados dos sistemas de monitoramento dos inversores, em que podem ser obtidos os dados relativos à geração-fotovoltaica de cada sistema. Para os sistemas FV 1 e 2, foram utilizados dados relativos à produção diária. Para o sistema FV 3, foram obtidos dados diários, com intervalos de cinco minutos, tanto para o subsistema C como para o subsistema D. Nos dois casos, os dados são apresentados através de planilhas no formato .xlsx. Para o subsistema C, foi possível obter dados de monitoramento durante 12 meses

completos (fevereiro de 2023 a janeiro de 2024), podendo assim verificar as variações na produção de energia elétrica ao longo do ano, e analisar possíveis influências, conforme as estações do ano. Para o subsistema D, devido à problemas na transmissão dos dados, foi possível obter a produção mensal de somente oito meses (março a agosto de 2023, dezembro de 2023 e janeiro de 2024). Sendo assim, foi realizada uma análise comparativa de desempenho entre o subsistema C e D para um período de oito meses.

Para análise e comparativo entre diferentes sistemas, com diferentes potências, foram utilizados indicadores de desempenho. A Norma IEC 61724-1 (1998) estabelece esses indicadores para quantificar o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Para a análise de desempenho dos sistemas apresentados neste artigo, foi calculado o índice de produtividade (Y_f).

O índice de produtividade (Y_f) é calculado pela razão entre a potência total produzida pelo sistema pela potência instalada. Representa a geração de energia elétrica em um dado período, considerando cada kWh gerado para kWp instalado. Com o auxílio deste indicador, é possível comparar sistemas com diferentes tamanhos. A Equação 3 apresenta o índice de produtividade:

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0} \quad (3)$$

onde E_{out} é a energia gerada, em kWh, e P_0 é a potência instalada, em kWp.

Outro indicador calculado para as análises referentes ao desempenho foi o Fator de Capacidade (FC), que é definido pela razão entre a produção atual de energia elétrica e a produção teórica se o sistema operasse 24 horas por dia em sua potência nominal na condição padrão (Irradiância de 1000 W/m² e temperatura de 25°C). O Fator de Capacidade é calculado pela Equação 4 (RAMPINELLI et al., 2023):

$$FC = \frac{E_{AC}}{E_{STD}} \quad (4)$$

onde E_{AC} é a energia elétrica entregue para a rede, e E_{STD} é a energia elétrica que seria entregue para a rede se o sistema operasse 24 horas por dia em sua potência nominal na condição padrão.

Um parâmetro importante relacionado ao desempenho de sistemas fotovoltaicos é o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que representa a relação entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico. Essa relação é dada pela Equação 5.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(W_p)} \quad (5)$$

onde P_{Nca} é a potência nominal em corrente alternada do inversor e P_{FV} é a potência de pico do gerador fotovoltaico.

De acordo com estudos realizados na década de 1990, inversores dimensionados com uma capacidade inferior à capacidade do gerador fotovoltaico geralmente levam a um melhor desempenho do sistema, principalmente em locais com pouca irradiação solar. Também, o dimensionamento correto do inversor influencia a eficiência e os níveis de distorção harmônica de corrente do inversor, sendo menos adequados quando esses operam abaixo de 50% da potência nominal (MACÊDO, 2006). Estudo realizado por Deschamps (2018), mostrou que para os carregamentos normalmente utilizados em sistemas fotovoltaicos, em torno de 1,2, as perdas por sobrecarregamento variam de 0,3 a 2,4%, dependendo da tecnologia. Para as tecnologias mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos, o FCI ótimo foi estimado em cerca de 1,26.

O FDI é dependente do inversor, da tecnologia do módulo, da orientação e inclinação do sistema, da temperatura e da radiação. Estudos mostram que valores recomendados de FDI variam de 0,75 a 0,85, sendo o limite superior 1,05 (PINHO; GALDINO, 2014).

Outro parâmetro importante para análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos é o Fator de Carregamento do Inversor (FCI), definido como a relação entre a potência de pico do gerador fotovoltaico e a potência nominal do inversor. Essa relação é dada pela Equação 6.

$$FCI = \frac{P_{FV}(W_p)}{P_{Nca}(W)} \quad (6)$$

onde P_{Nca} é a potência nominal em corrente alternada do inversor e P_{FV} é a potência de pico do gerador fotovoltaico.

Ao realizar o dimensionamento de um sistema, o mesmo deve ser projetado para que o inversor não seja pouco utilizado, nem muito sobrecarregado. Logo, segundo Nascimento (2013), utilizando-se um inversor de menor capacidade do que o arranjo fotovoltaico, sem impactar na qualidade da energia e na energia gerada, o custo por kWh será menor.

3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Nesta seção será apresentada uma análise referente à qualidade da energia elétrica dos sistemas em estudo, assim como uma

análise do desempenho energético dos mesmos. São apresentados dados da THD_i e componentes harmônicas dos sistemas analisados, bem como dados do índice de produtividade e fator de capacidade, obtidos a partir de grandezas medidas com o analisador da qualidade de energia elétrica, e também grandezas obtidas dos sistemas de monitoramento dos inversores.

3.1 Análise da qualidade da energia elétrica

3.1.1 Sistema fotovoltaico 1

A Figura 2 apresenta os valores médios de THD_i em função da potência relativa do inversor para o sistema FV 1 para o dia 8 de fevereiro de 2023. Para o sistema em questão, valores com potência relativa acima de 97,5% foram considerados como potência nominal, levando em consideração dados de especificação de potência do inversor. Para potências relativas superiores a 20%, os valores de THD_i ficaram abaixo de 4%, e para potências relativas superiores a 50% os valores de THD_i ficaram abaixo de 2%. Com o inversor operando em potência nominal, os valores de THD_i também ficaram abaixo de 2%. Todos os valores ficaram dentro do estabelecido pela norma técnica ABNT NBR 16149: 2013.

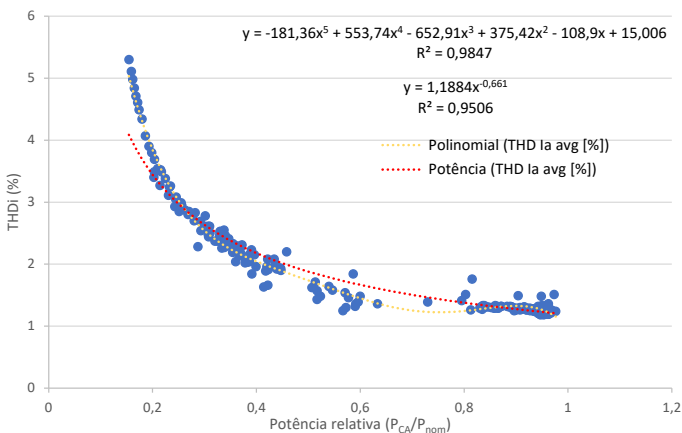


Figura 2 – THD_i em relação a potência relativa para o Sistema FV 1

Na Figura 2 foi utilizada uma linha de tendência polinomial de ordem 5, com objetivo de modelar com mais precisão as pequenas flutuações ao longo da curva e uma linha de tendência de potência, que fornece uma visão de geral de como a THD_i diminui com o aumento da potência relativa.

A Figura 3 apresenta as médias das componentes harmônicas

para potências relativas de 100%, 50% e 20%. As componentes harmônicas com maior influência na distorção total são as de ordem 3 e 5. Com o inversor operando em potência nominal, a principal componente harmônica que mais contribui para a distorção harmônica total é a de ordem 3, chegando a um valor de 0,85%, seguida pela de ordem 5, com um valor de 0,56%. Em potências relativas de 50%, o mesmo padrão é seguido, com a predominância da harmônica de ordem 3, seguida pela harmônica de ordem 5. Em potências relativas de 20%, ocorre uma inversão na predominância das componentes harmônicas com maior participação na distorção harmônica total. A harmônica com maior predominância passa a ser a de ordem 5, com um valor de 2,54%, seguida pela harmônica de ordem 3, com um valor de 1,44%. Todas as componentes, em todas as potências relativas analisadas, ficaram dentro dos limites estabelecidos em norma. Estudo realizado por Vinayagam et al. (2019) mostrou que, em baixas potências, as harmônicas predominantes foram as de ordem 3, 5, 7, 9, 11 e 13. No sistema em análise, como mencionado, as harmônicas predominantes foram as de ordem 3 e 5, seguidas pelas de ordem 2, 7, 9, 11 e 17. Em estudo realizado por Beliski et al. (2011), também foi demonstrado que, independentemente do carregamento do inversor, a componente harmônica que apresenta o maior valor é a de ordem 5, seguida pelas de ordem 2 e 3. Segundo Rampinelli et al. (2023), inversores atuais, com topologia *transformerless*, apresentam uma distorção harmônica total de corrente em potência nominal na faixa de 1%, diferentemente de inversores antigos, com transformadores de alta e baixa frequência, que apresentam valores entre 3 e 4%, em potência nominal (RAMPINELLI et al., 2023). Mesmo com todos os valores estando dentro dos limites estabelecidos pela norma técnica ABNT NBR 16149:2013, é importante frisar que os limites são estabelecidos para situações em que o inversor opera em potência nominal.

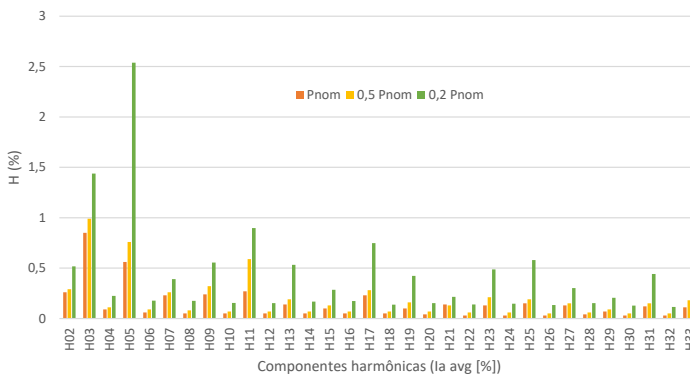


Figura 3 – Componentes harmônicas individuais em relação a potência relativa para o Sistema FV 1

3.1.2 Sistema fotovoltaico 2

O sistema FV 2 é dividido em dois sistemas idênticos e cada um foi analisado separadamente. Os dois subsistemas apresentam os mesmos valores de *FDI* e *FCI* do sistema FV 1. A Figura 4 apresenta a *THD_i* em função da potência relativa para o dia 10 de novembro de 2022. Como no caso do Sistema FV 1, potências relativas acima de 97,5% também foram consideradas como potência nominal. De acordo com a Figura 4, para potências relativas superiores a 20% da potência nominal os valores de *THD_i* ficaram abaixo de 4%, dentro dos limites estabelecidos em norma. Com potências relativas acima de 50%, os valores de *THD_i* ficaram abaixo de 2%, com algumas exceções ultrapassando 2% com potência relativa próxima a nominal, porém ainda dentro dos limites estabelecidos pela norma técnica ABNT NBR 16149: 2013.

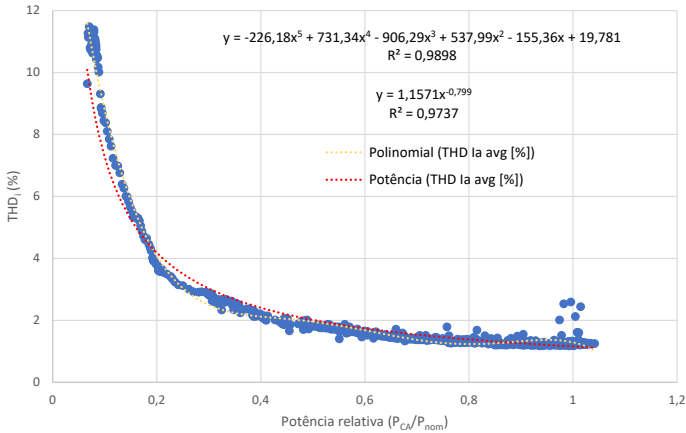


Figura 4 – *THD_i* em relação a potência relativa para o subsistema A do Sistema FV 2

Assim como foi mostrado na Figura 2, na Figura 4 também foram utilizadas uma linha de tendência polinomial e uma de potência.

Com a Figura 5 é possível analisar as médias das componentes harmônicas para as potências relativas de 100%, 50% e 20%. Com o inversor operando em sua potência nominal, as harmônicas com maior participação na distorção total são as de ordem 3 e 9, com a harmônica 3 apresentando um valor de 0,80%, enquanto que a harmônica 9 apresenta um valor de 0,49%. Outras harmônicas com um valor considerável na distorção harmônica total em potência nominal são as de ordem 2, 9 e 19. Em potência relativa de 50%, a harmônica de ordem 3 aparece novamente com a maior participação, 0,99%, seguida pela de ordem 9, com 0,83%. Em potências relativas de 20%, é possível notar

o mesmo padrão apresentado no Sistema FV 1, com uma predominância da harmônica de ordem 5 na distorção harmônica total.

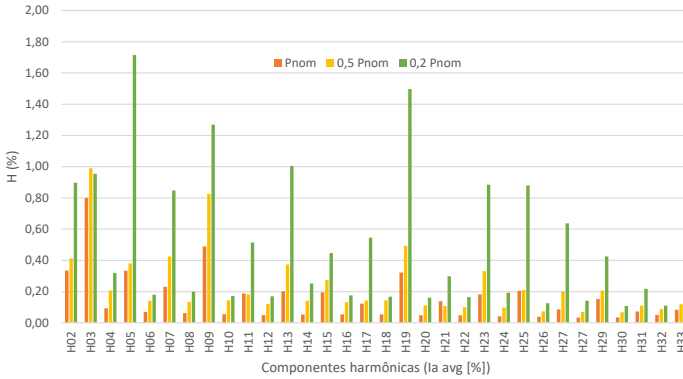


Figura 5 – Componentes harmônicas individuais em relação a potência relativa para o subsistema A do Sistema FV 2

O subsistema B tem exatamente as mesmas especificações que o subsistema A, e está instalado no mesmo local, com as mesmas condições de inclinação e orientação. A Figura 6 apresenta a sua curva THD_i em função da potência relativa também para o dia 10 de novembro de 2022, conforme realizado na análise anterior. Potências relativas acima de 0,975 foram consideradas como potência nominal. Analisando a figura, para potências relativas superiores a 20% da potência nominal, todos os valores de THD_i ficaram abaixo de 4%, dentro dos limites estabelecidos em norma. Para potências relativas superiores a 50%, os valores de THD_i ficam abaixo de 2%.

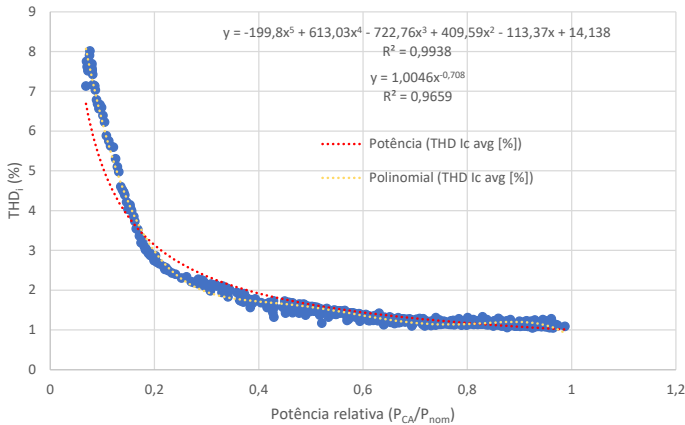


Figura 6 – THD_i em relação a potência relativa para o subsistema B do Sistema FV 2

Como mostrado na Figura 2, na Figura 6 também foram utilizadas uma linha de tendência polinomial e uma de potência.

A Figura 7 apresenta graficamente as médias das componentes harmônicas para potências relativas de 100%, 50% e 20%. As componentes harmônicas com maior influência na distorção total são as de ordem 3, 7 e 9, com o inversor trabalhando em potência nominal. A harmônica de ordem 3 apresenta um valor de 0,84%, e as de ordem 7 e 9 apresentam um valor de 0,28%. Em potência relativa de 50%, a harmônica de ordem 3 aparece novamente com a maior participação, de 0,95%, seguida pela de ordem 9, com 0,53%. Em baixas potências, de 20%, pode-se notar novamente que a componente harmônica com maior participação na distorção total é a de ordem 5.

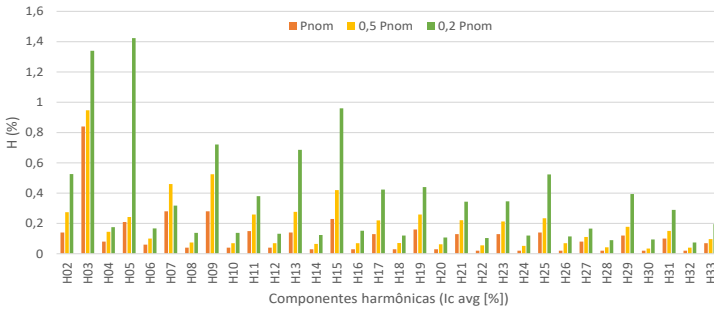


Figura 7 – Componentes harmônicas em relação a potência relativa para o subsistema B do Sistema FV 2

3.1.3 Sistema fotovoltaico 3

O sistema FV 3 é dividido em dois subsistemas com diferentes características, denominados subsistema C e subsistema D, sendo cada um analisado separadamente. A Figura 8 apresenta a THD_i em função da potência relativa para o subsistema C para o período de 20 a 22 de maio de 2023. O subsistema C apresenta um alto FDI (1,51) e um baixo FCI (0,66). O máximo valor de potência registrado foi de 798,6 W, correspondendo a 53,2% da potência nominal. De acordo com o a Figura 8, pode-se perceber que a potência gerada fica na faixa de 20 a 50% da potência nominal do inversor. De acordo com estudos anteriores (BOGILA et al., 2018; RAMPINELLI, KRENZINGER, 2011; SCHENKEL, 2015; LEITE et al., 2018; OLIVEIRA et al., 2016; CHICCO et al., 2005), inversores operando em baixa potência, acabam gerando maiores distorções harmônicas por dificuldades de encontrar o ponto de máxima potência. O valor de R^2 obtido com a curva de tendência exponencial foi de 0,8054. Com a curva de tendência de potência o va-

lor de R^2 foi bem próximo, sendo este 0,8006. Com o inversor operando na máxima potência obtida, citada anteriormente, o valor de THD_i apresentado foi de 7,38%. Novamente, é importante frisar que este valor de THD_i foi registrado com o inversor operando com 53,2% da sua potência nominal, e a norma ABNT NBR 16149:2013 estabelece limites de 5% para THD_i com inversores operando em potência nominal. Através da curva de tendência exponencial traçada, foi possível extrapolar valores de THD_i para diferentes potências relativas. Para o sistema operando em 20% da potência nominal, o valor de THD_i seria de 13,75%. Já para o sistema operando com 100% da sua potência nominal, este valor seria de 2,01%, dentro dos limites estabelecidos em norma.

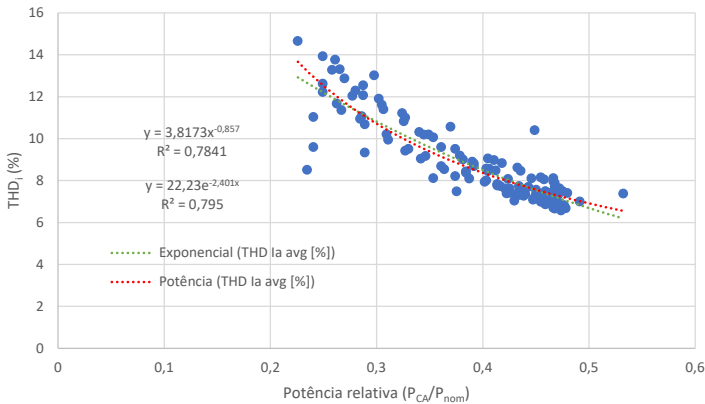


Figura 8 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema C do Sistema FV 3

Na Figura 8, a adoção de duas linhas de tendência permite uma análise comparativa, ajudando a identificar qual modelo descreve melhor o comportamento da THD_i em diferentes faixas de potência relativa.

A Figura 9 apresenta as médias das componentes harmônicas para a máxima potência obtida, e para as potências relativas de 50 e 30%. Com o inversor operando em a máxima potência encontrada (798,6 W), as componentes harmônicas com maior participação na distorção total foram as de ordem 3, 5, 7 e 9, com valores respectivos de 2,15%, 4,32%, 4,93% e 1,52%. Com o inversor operando com 50% da potência nominal, as componentes harmônicas com maior participação na distorção total foram as de ordem 3, 5 e 7, com valores respectivos de 1,99%, 4,12% e 4,65%. Já com o inversor operando com 30% da

sua potência nominal, as componentes harmônicas com maior participação na distorção total foram as de ordem 3, 5, e 7, com valores respectivos de 3,79%, 6,67% e 8,81%. Nas três condições de potência analisadas, a harmônica de grau 3 ainda ficou dentro dos limites estabelecidos, mesmo com o inversor não operando na sua potência nominal.

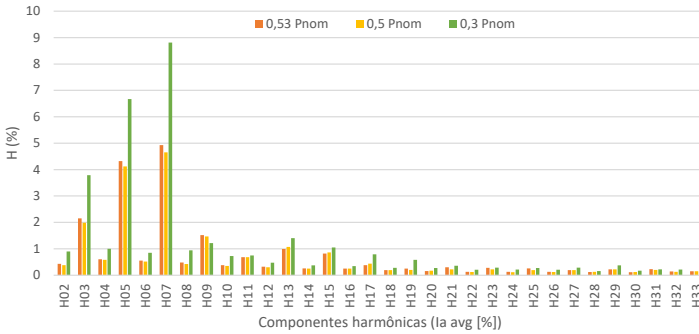


Figura 9 – Componentes harmônicas em relação a potência relativa para o subsistema C do Sistema FV 3

O subsistema D apresenta o maior *FDI* (2,17) e o menor *FCI* (0,46) entre os sistemas analisados. Foram realizadas medidas de *THD_i* em diferentes períodos do ano, e em todos eles não foi possível encontrar uma tendência entre os valores de distorção harmônica medidos. A Figura 10 mostra os valores de *THD_i* relativos ao período de 03 de janeiro de 2023 a 06 de janeiro de 2023. Pela Figura 10 é possível perceber que os valores são bem dispersos, mostrando inclusive uma tendência de aumento nos valores de *THD_i* com o aumento da potência relativa. Segundo Chicco (2009), inversores trabalhando em baixa potência, com a potência gerada sendo aproximadamente 20% da nominal, acabam gerando maiores distorções harmônicas devido ao MPPT do inversor não conseguir encontrar o ponto de máxima eficiência para produzir uma forma de onda de saída senoidal. Também segundo Macêdo (2006), a eficiência e os níveis de distorção harmônica de corrente de um inversor variam com o carregamento, sendo menos adequados quando os mesmos operam abaixo de 50% da potência nominal.

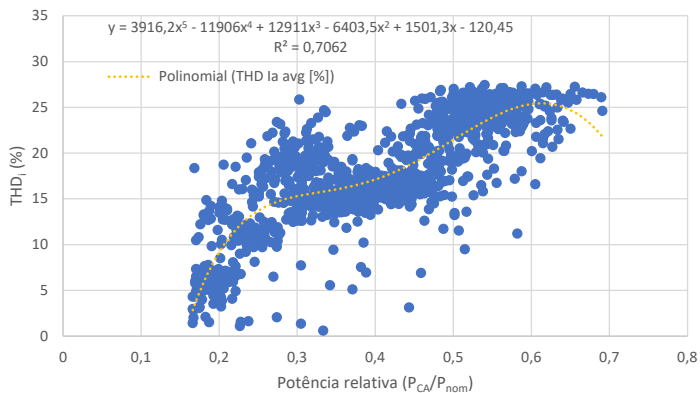


Figura 10 – THDi em relação a potência relativa para o subsistema D do Sistema FV 3 para o período de 03 à 06 de janeiro de 2023

Por fim, a Figura 11 apresenta um gráfico de barras comparando a THD_i para todos os sistemas em análise em relação a potência nominal, e potências relativas de 50%, 30% e 20%. No caso do Sistema FV 3, a análise foi realizada somente em relação ao subsistema C, visto a falta de padrão encontrada nos valores de THD_i do subsistema D. Os dados relativos a potência nominal e potência relativa de 20% para o subsistema C foram extrapolados utilizando as curvas de tendência obtidas na Figura 7. Nos sistemas FV 1 e 2, mesmo em baixas potências relativas, os valores de THD_i não ultrapassaram 4%. Já para o Sistema FV 3, neste caso analisando especificamente o subsistema C, que apresenta um baixo FCI e alto FDI , os valores de THD_i se mostraram mais elevados. Para o valor extrapolado, com o sistema operando em potência nominal, o valor de THD_i ficou dentro do estabelecido em norma. Em potências relativas mais baixas, os valores de THD_i acabaram sendo superiores aos limites tolerados. Conforme mencionado anteriormente, isso pode ocorrer devido à dificuldade dos inversores encontrarem o MPPT quando operam em baixa potência, principalmente em potências relativas abaixo de 50% (CHICCO, 2009).

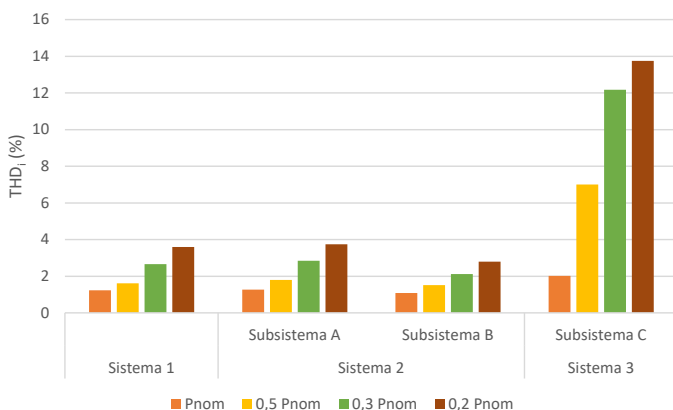


Figura 11 – Comparação entre a THDi dos sistemas analisados (SF 1, SF 2 (A e B) e SF 3 (C))

3.2 Análise do desempenho energético

Além das análises já realizadas, cada sistema foi analisado individualmente também em relação ao desempenho energético. A Tabela 5 apresenta os valores mensais de energia gerada, índice de produtividade, geração média diária mensal e fator de capacidade para o Sistema FV 1. A maior geração de energia elétrica ocorre nos meses de verão, no caso, sendo registrados os maiores valores no mês de fevereiro de 2023, no qual os níveis de irradiação são maiores, com uma geração total de 740,90 kWh, e uma média de 26,46 kWh/dia. O mês de menor geração de energia elétrica foi outubro de 2023, um mês chuvoso, e com menores valores de irradiação, registrando uma geração de 449,10 kWh, e uma média de 14,49 kWh/dia. Isso representa uma queda de 39,38% na energia elétrica gerada entre os dois meses. O mês de agosto, apesar de ser um mês de inverno, apresentou um valor superior de geração de energia elétrica, com 637,1 kWh. Considerando todo o período analisado, a geração total de energia elétrica foi de 7199,70 kWh, com uma média de 19,76 kWh/dia. Em relação ao Índice de Produtividade (Y_f), o mês que apresentou o maior valor foi o mês de fevereiro de 2023, com um valor de 116,31 kWh/kWp, e o mês com o menor valor foi o mês de outubro de 2023, com um valor de 70,50 kWh/kWp. Considerando todo o período analisado, de fevereiro de 2023 a janeiro de 2024, o índice de produtividade total foi de 1130,25 kWh/kWp. O Fator de Capacidade (FC) médio de todo o período analisado foi de 12,93%.

Tabela 5 – Energia gerada, índice de produtividade, geração mensal média diária e fator de capacidade para o Sistema FV 1

Mês	Energia gerada (kWh)	Y _f (kWh/kWp)	Geração Média Diária Mensal (kWh/dia)	CF (%)
fev/23	740,90	116,31	26,46	17,31
mar/23	707,70	111,10	22,83	14,93
abr/23	627,20	98,46	20,91	13,68
mai/23	622,00	97,65	20,06	13,12
jun/23	520,40	81,70	17,35	11,35
jul/23	535,70	84,10	17,28	11,30
ago/23	637,10	100,02	20,55	13,44
set/23	457,70	71,85	15,26	9,98
out/23	449,10	70,50	14,49	9,48
nov/23	565,80	88,82	18,86	12,34
dez/23	710,60	111,55	22,92	14,99
jan/24	625,50	98,19	20,18	13,20
Total	7199,70	1130,25	-	-
Média	599,98	94,19	19,76	12,93
Desvio Padrão	96,10	15,09	3,40	2,23

Como já mencionado, o Sistema FV 2 é composto por dois subsistemas, denominados A e B. Os dados de geração de energia e índice de produtividade foram calculados considerando a totalidade dos dois sistemas. Logo, a Tabela 6 apresenta os valores de energia gerada mensal, índice de produtividade, geração média diária mensal e fator de capacidade para o Sistema FV 2. O mês com maior geração de energia elétrica foi o mês de março de 2023, com uma geração total de 1673,10 kWh e uma média de 53,97 kWh/dia. O mês com menor geração de energia elétrica foi o mês de junho de 2023, com 915,80 kWh gerados, e uma média de 30,53 kWh/dia. Isso representa uma queda de 45,26% na energia elétrica gerada. Os meses de maior produção também foram os meses de verão, e menor produção nos meses de inverno. Como no sistema anterior, vale destacar o mês de agosto, que apesar de estar no período de inverno, registrou também um valor superior de geração de energia elétrica, com 1258,90 kWh. Considerando todo o período analisado, a geração total de energia elétrica foi de 15041,50 kWh, com uma média de 41,21 kWh/dia. Também foi calculado o índice de produtividade para o sistema. O maior índice de produtividade foi no mês de março de 2023, com um valor de 131,33 kWh/kWp. Já o mês de junho apresentou o menor valor, 71,88 kWh/kWp. O índice de produtividade total, considerando todo o período analisado, foi de 1180,65 kWh/kWp. O Fator de Capaci-

dade médio de todo o período analisado foi de 13,48%.

Tabela 6 – Energia gerada, índice de produtividade, geração média diária mensal e fator de capacidade para o Sistema FV 2

Mês	Energia gerada (kWh)	Y _r (kWh/kWp)	Geração Média Diária Mensal (kWh/dia)	CF (%)
fev/23	1388,90	109,02	49,60	16,22
mar/23	1673,10	131,33	53,97	17,65
abr/23	1266,20	99,39	42,21	13,80
mai/23	1098,30	86,21	35,43	11,59
jun/23	915,80	71,88	30,53	9,98
jul/23	963,10	75,60	31,07	10,16
ago/23	1258,90	98,81	40,61	13,28
set/23	969,30	76,08	32,31	10,57
out/23	1198,90	94,11	38,67	12,65
nov/23	1201,90	94,34	40,06	13,10
dez/23	1601,00	125,67	51,65	16,89
jan/24	1506,10	118,22	48,58	15,89
Total	15041,50	1180,65	-	
Média	1253,46	98,39	41,22	13,48
Desvio Padrão	250,10	19,63	8,18	2,67

A Tabela 7 apresenta os valores de energia mensal gerada, índice de produtividade, geração mensal média diária e fator de capacidade para o subsistema C. O mês de maior geração de energia elétrica foi março de 2023, com uma geração total de 137,32 kWh, e uma geração média de 4,43 kWh/dia. Já o mês com menor geração de energia elétrica foi o mês de julho de 2023, com uma geração total de 78,34 kWh, e uma média de 2,53 kWh/dia. Isso representa uma queda de 42,96% na energia elétrica gerada entre os dois meses. Considerando todo o período analisado, a geração média foi de 3,33 kWh/dia, com uma geração total de 1213,44 kWh. Para o subsistema C, vale ressaltar que para os meses de fevereiro e março de 2023, e janeiro de 2024, não foi possível obter os valores diários de geração para o mês completo. Para alguns dias, os valores de geração tiveram que ser extrapolados. Para isso, foram utilizados os dados de geração dos dias disponíveis, com dados de radiação global obtidos da plataforma do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Foram traçadas linhas de tendência, e então obtidos os dados de geração para os dias faltantes. Todas as curvas de tendência traçadas apresentaram um valor de R² acima de 0,9.

Também foram realizadas análises relativas ao índice de produtividade do subsistema C. O maior índice de produtividade foi no mês

de março de 2023, com um valor de 138,71 kWh/kWp. Já o mês de julho apresentou o menor valor, sendo este de 79,13 kWh/kWp. O índice de produtividade total, considerando todo o período analisado, foi de 1225,69 kWh/kWp. O Fator de Capacidade médio de todo o período analisado foi de 14,02%.

Tabela 7 – Energia gerada, índice de produtividade, geração média diária mensal e fator de capacidade para o subsistema C

Mês	Energia gerada (kWh)	Y _f (kWh/kWp)	Geração Média Diária Mensal (kWh/dia)	CF (%)
fev/23	121,45	122,68	4,34	18,26
mar/23	137,32	138,71	4,43	18,64
abr/23	110,30	111,41	3,68	15,47
mai/23	95,90	96,87	3,09	13,02
jun/23	84,81	85,67	2,83	11,90
jul/23	78,34	79,13	2,53	10,64
ago/23	113,70	114,85	3,67	15,44
set/23	82,40	83,23	2,75	11,56
out/23	80,70	81,52	2,60	10,96
nov/23	96,70	97,68	3,22	13,57
dez/23	119,00	120,20	3,84	16,16
jan/24	92,81	93,75	2,99	12,60
Total	1213,44	1225,69	-	-
Média	101,12	102,14	3,33	14,02
Desvio Padrão	18,96	19,15	0,65	2,74

A Tabela 8 apresenta os valores de energia gerada mensal, índice de produtividade, geração média diária mensal e fator de capacidade para o subsistema D, compreendendo os meses de março de 2023, abril de 2023 à agosto de 2023, dezembro de 2023, e janeiro de 2024. Conforme já mencionado, devido à problemas na transmissão dos dados da plataforma do inversor, não foi possível coletar dados de todos os meses do ano. Para o subsistema em questão, também é importante frisar que para os meses de março de 2023, dezembro de 2023 e janeiro de 2024, não foi possível obter os valores diários de geração para o mês completo. Sendo assim, os valores de geração para alguns dias desses meses tiveram que ser extrapolados. Foram utilizados os dados de geração dos dias disponíveis, juntamente com dados de radiação global obtidos da plataforma do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), sendo então traçadas linhas de tendência, e obtidos os dados de geração para os dias faltantes. Todas as curvas de tendência traçadas apresentaram um valor de R² acima de 0,9.

Tabela 8 – Energia gerada, índice de produtividade, geração média diária mensal e fator de capacidade para o subsistema D

Mês	Energia gerada (kWh)	Y _f (kWh/kWp)	Geração Média Diária Mensal (kWh/dia)	CF (%)
mar/23	119,14	129,50	3,84	17,40632
abr/23	96,20	104,57	3,21	14,52
mai/23	86,40	93,91	2,79	12,62
jun/23	79,50	86,41	2,65	12,00
jul/23	71,70	77,93	2,31	10,48
ago/23	99,20	107,83	3,20	14,49
dez/23	103,50	112,50	3,34	15,12
jan/24	93,52	101,65	3,02	13,66
Total	749,16	814,30	-	
Média	93,64	101,79	3,04	13,79
Desvio Padrão	14,73	16,01	0,47	2,12

Como mostrado na Tabela 8, dentre os meses analisados, o de maior geração de energia elétrica foi o mês de março de 2023, com uma geração total de 119,14 kWh, e uma média de 3,84 kWh/dia. O mês que apresentou a menor geração de energia elétrica foi o mês de julho de 2023, com um total de 71,70 kWh, e uma média de 2,31 kWh/dia. Considerando todo o período analisado, a geração mensal média diária foi de 3,04 kWh, com uma geração total de energia elétrica 749,16 kWh. Também foram realizadas análises relativas ao índice de produtividade do subsistema D. O maior índice de produtividade registrado ocorreu no mês de março de 2023, com um valor de 129,50 kWh/kWp. O mês de julho apresentou o menor valor, sendo este de 77,93 kWh/kWp. Considerando todo o período analisado, o índice de produtividade total foi de 814,30 kWh/kWp. O Fator de Capacidade médio do período analisado foi de 13,79%.

Os subsistemas C e D, como comentado anteriormente, fazem parte do Sistema 3, estando portanto instalados lado a lado, com as mesmas condições de inclinação e orientação, recebendo a mesma quantidade de radiação. Sendo assim, foi possível realizar um comparativo de performance entre os dois. A Figura 12 apresenta o comparativo graficamente, e a Tabela 9 apresenta os valores do índice de produtividade entre os meses de março a dezembro de 2023 e janeiro de 2024 dos dois subsistemas. Pelos resultados, é possível perceber que o subsistema C teve uma produtividade superior ao subsistema D em seis dos oito meses analisados, sendo inferior somente nos meses de junho de 2023 e janeiro de 2024. No total, o subsistema C foi 3,13% mais eficiente na produção de energia em relação ao subsistema D.

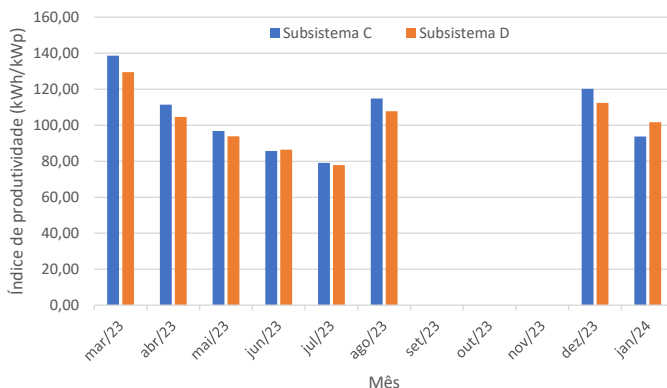


Figura 12 – Comparativo entre o índice de produtividade dos subsistemas C e D do Sistema FV 3

Inversores trabalhando com carregamento parcial, acabam apresentando menor eficiência. Nos dois subsistemas, o *FCI* é baixo. O subsistema C apresenta um *FCI* de 0,66, e o subsistema D apresenta um *FCI* de 0,46. Em casos assim, nos quais não há sombreamento, a diferença na produção de energia depende basicamente na eficiência de conversão do inversor utilizado (ZHENG, 2014).

Tabela 9 – Comparativo entre o índice de produtividade dos subsistemas C e D do Sistema FV 3

Mês	Subsistema C	Subsistema D	Diferença Percentual
	Yf (kWh/kWp)	Yf (kWh/kWp)	
mar/23	138,71	129,50	6,64
abr/23	111,41	104,57	6,15
mai/23	96,87	93,91	3,05
jun/23	85,67	86,41	-0,87
jul/23	79,13	77,93	1,51
ago/23	114,85	107,83	6,11
dez/23	120,20	112,50	6,41
jan/24	93,75	101,65	-8,42
Total	840,59	814,30	3,13

4. CONCLUSÃO

O presente artigo teve como objetivo analisar dados de distorção harmônica e desempenho energético de três sistemas fotovoltaicos

conectados à rede, em diferentes cidades brasileiras, localizadas na região Sul do país. Os sistemas analisados incluem tanto inversores *string* como microinversores, proporcionando uma comparação entre essas tecnologias.

Os resultados mostraram que os sistemas com inversores *string* (SF 1 e SF 2) mantiveram níveis de distorção harmônica dentro dos limites estabelecidos pela norma técnica ABNT NBR 16149: 2013 em diferentes faixas de potência, com as componentes harmônicas de ordem 3, 5, 7 e 9 apresentando maior participação na distorção harmônica total. Observou-se uma correlação direta entre a irradiação solar e os valores de distorção harmônica, com os sistemas operando de forma eficiente em diversas condições de carregamento.

O subsistema C, que também utiliza um inversor *string*, embora apresentando um alto FDI, conseguiu manter a distorção harmônica dentro dos limites estabelecidos em norma quando operando próximo a sua potência nominal, ao se utilizar a equação da curva de tendência exponencial traçada. A operação em baixas potências pode influenciar negativamente os níveis de distorção harmônica. Em contraste, o subsistema D, com microinversor, mostrou maior variabilidade na distorção harmônica devido à operação frequente em baixas potências relativas, dificultando a otimização do ponto de máxima potência (MPPT).

Em termos de produtividade, os sistemas com inversores *string* mostraram índices de produtividade anuais satisfatórios, com o subsistema C superando o subsistema D em 3,23%, mesmo estando ambos localizados lado a lado. Esses resultados sugerem que, apesar das vantagens dos microinversores em condições de sombreamento, a eficiência de conversão e o carregamento do inversor são fatores críticos para o desempenho energético. A análise do fator de capacidade mostrou que os sistemas com inversor *string* tiveram um desempenho ligeiramente superior em comparação ao subsistema com microinversor, mostrando que os microinversores nem sempre podem ser a melhor opção em todas as condições de operação.

Conclui-se que a topologia do inversor e o dimensionamento adequado são fundamentais para otimizar a qualidade da energia e a produtividade dos sistemas fotovoltaicos. Fatores como a eficiência de conversão do inversor e as condições climáticas locais devem ser cuidadosamente considerados na fase de projeto. Este estudo contribuiu para uma melhor compreensão das implicações das diferentes tecnologias de inversores em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, fornecendo informações valiosas para futuros projetos e pesquisas na área.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasil, 2012. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 25 de abril de 2023.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 956, de 07 de dezembro de 2021. Brasil, 2021. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>>. Acesso em 26 de abril de 2023.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 1059 de 07 de fevereiro de 2023. Brasil, 2023. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>>. Acesso em 25 de abril de 2023.

ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. Power System Harmonics 2th Edition. John Wiley & Sons, 2003.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. 2024. Disponível em <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em 04 de agosto de 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 16149:2013: Sistemasfotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica dedistribuição. Rio de Janeiro, 2013.

BELISKI, L. M.; SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A. Análise da Qualidade de Energia Elétrica de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída em Unidades Prosumidoras Residenciais. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, p. 10, abr. 2018.

BOGILA, A.; PINTO, J. R.; FRANCHI, T. P. Análise Harmônica Nos Inversores Fotovoltaicos De Uma Microgeração Fotovoltaica. Energia solar e eólica, v. 2, p. 103–119, 2019. Disponível em <<https://anais-cbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/77>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União, DF, 7 jan. 2022.

BRAUN, M. et al. Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? State of the art, progress, and future prospects. Prog. Photovoltaics Res. Appl. 2012. Disponível em <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/pip.1204>>. Acesso em 29 de julho de 2024.

CHEPP, E. D.; KRENZINGER, A. Estudo comparativo do uso de inversor string e micro inversores na geração de energia elétrica de uma instalação fotovoltaica com sombreamento parcial. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Associação Brasileira de Energia Solar. Gramado, Brasil. 2018. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/111>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

CHICCO, G.; SCHLABBACH, J.; SPERTINO, F. Characterisation and Assessment of the Harmonic Emission of Grid-Connected Photovoltaic Systems. Russia: 2005 IEEE Russia Power Tech, St. Petersburg 2005. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4524744>>. Acesso em 02 de março de 2024.

CHICCO, G.; SCHLABBACH, J.; SPERTINO, F. Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations. Solar Energy Journal, New York, v. 83, n. 12, p. 1026-1039, fev. 2009. Disponível em <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09000036>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

DE HAAN, S., OLDENKAMP, H., WILDENBEEST, E. Test results of a 130 W AC module; a modular solar AC power station. In: Proceedings of the IEEE first world conference on photovoltaic energy conversion, conference record of the twenty fourth, IEEE photovoltaic specialists conference; 1994. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/520113>>. Acesso em 30 de julho de 2024.

DELINÉ, C. et al. Photovoltaic Shading Testbed for Module-Level Power Electronics: 2016 Performance Data Update. United States, 2016. Disponível em <<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54876.pdf>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

DESCHAMPS, E. M. Otimização do fator de carregamento de inversores para sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil. 2018. Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/205040>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

DESHPANDE, S.; BHASME, N. R. B. A review of topologies of inverter for grid connected PV systems. Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT). Vellore, India. pp. 1-6. 2017. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8245191>>. Acesso em 30 de abril de 2023

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Balanço Energético Nacional 2023: Relatório síntese, ano base 2022. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, EPE. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em 02 de abril de 2024.

FAMOSO, F. et al. Performance Comparison between Micro-inverter and String-inverter Photovoltaic Systems. *Energy Procedia*. Vol. 81. Pp. 526-539. 2015. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215027757>>. Acesso em 24 de abril de 2023.

HARB, S. et al. Microinverter and string inverter grid-connected photovoltaic system — A comprehensive study. 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Tampa, FL, USA. Pp 2885-2890. 2013. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6745072>>. Acesso em 24 de abril de 2023.

IEC 61724, International Electrotechnical Commission. IEC 61724-1: Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring. 2021.

JAIN, S. K., SINGH, S. N. Harmonics estimation in emerging power system: Key issues and challenges. *Electric Power Systems Research*. 2011. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611001088>>. Acesso em 29 de julho de 2024.

LEITE, M. C. C., et al. Harmonic Analysis of a Photovoltaic Systems Connected to Low Voltage Grid. *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 1, pp. 112-117, Jan. 2018. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8291462>>. Acesso em 06 de fevereiro de 2024.

MACÊDO, W. N. Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2006. 201f. Tese (Doutorado em Energia) – Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/publico/TeseWilson1.pdf>>. Acesso em 24 de julho de 2023.

NASCIMENTO, L. R. A. Avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública. Dissertação (mestrado). Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/130919>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

OLIVEIRA, L. G. M. et al. Assessment of Harmonic Distortion in small grid-connected photovoltaic systems. 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), pp. 810-816. Belo Horizonte, Brazil, 2016. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7783481>>. Acesso em 02 de março de 2024.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CRESESB, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf> Acesso em 26 de abril de 2023.

RAMPINELLI, G. A. et al. Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 52, Pages 133-141. 2015. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115007340>>. Acesso em 20 de janeiro de 2024.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A. Estudo da qualidade da energia elétrica injetada à rede por inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, v. 15, n. January 2011, p. 9, 2011. Disponível em <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/101596>>. Acesso em 15 de maio de 2023.

RAMPINELLI, G. A.; MARCELINO, R.; GRUBER, V. Power quality analysis of PV inverters in agrivoltaics systems applied to smart greenhouses. 2023. Disponível em <<https://www.techrxiv.org/doi/full/10.36227/techrxiv.24135348.v1>>. Acesso em 29 de dezembro de 2023.

RESEARCHANDMARKETS LTD. 2024. Micro inverter global Market Report 2024. Researchandmarkets.com (online). Disponível em: <<https://www.researchandmarkets.com/reports/5744266/micro-inverter-global-market-report>>. Acesso em 31 de julho de 2024.

SCHENKEL, G. Monitoramento e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede com uso de microinversor. 2015. 87f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2015. Disponível em <<http://www.repositorio.jesuita.org.br/handle/UNISINOS/4909?show=full>>. Acesso em 23 de maio de 2023.

SUNNY, R; ANTO, R. Control of harmonics and performance analysis of a grid connected photovoltaic system. International Conference on Advanced Computing and Communication Systems. 2013. Disponível em <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6938706>>. Acesso em 04 de agosto de 2024.

URBANETZ, J. Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbana: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. 2010. 189 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010. Disponível em <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/94284?show=full>>. Acesso em 11 de maio de 2023.

VINAYAGAM, A. et al. Harmonics assessment and mitigation in a photovoltaic integrated network. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. Vol. 2. 2019. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467719302516>>. Acesso em 24 de julho de 2023.

WORLD COMMISSION ON ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT (WCED). *Our Common Future*. Oxford: Oxford University Press, 1987.

ZHENG, H. et al. Shading and bypass diode impacts to energy extraction of PV arrays under different converter configurations. *Renewable Energy*. Vol. 68. Pp. 58-66. 2014. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148114000548>>. Acesso em 15 de maio de 2023.