

AVALIAÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA DE CORRENTE PRODUZIDA POR INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Vitor Bismark Ferreira de Macêdo – vitor.bismark@hotmail.com

Fábio Xavier Lobo

Marconni Freitas Barroso Ribeiro Gonçalves

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco, Campus Pesqueira

4. Conversão fotovoltaica

4.3 Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados

Resumo. O Brasil está presenciando um rápido avanço na adoção da energia solar fotovoltaica, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede possibilitam que uma parte da energia gerada seja utilizada simultaneamente pela unidade consumidora, enquanto o excedente é injetado na rede elétrica da concessionária e devolvido na forma de créditos. Assim, o objetivo deste trabalho foi avaliar as distorções harmônicas de corrente em inversores fotovoltaicos conectados à rede. Foi realizado um estudo no IFPE em Pesqueira-PE, onde a partir cenários testados foi possível medir a DHT de corrente produzida por inversores fotovoltaicos monofásicos conectados à rede em função da potência de carregamento do gerador fotovoltaico. Os resultados mostraram que, em todos os sistemas a DHTi teve seus valores mais elevados nos períodos em que a potência instantânea do gerador solar está baixa, mais especificadamente no início da manhã e final da tarde. Observou-se que a instalação do analisador de energia em local diferente da saída do inversor apresentou interferências devido à distância do inversor com cargas não lineares presentes na instalação. No entanto, o inversor utilizado determinou maiores ou menores percentuais de distorções harmônicas em relação ao cenário de carregamento simulado. O estudo demonstrou a necessidade de instalação de filtros harmônicos nas redes para atenuar as distorções observadas.

Palavras-chave: Analisador de rede. Distorção harmônica. Gerador fotovoltaico.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos a energia solar fotovoltaica tem se mostrando uma das melhores opções para o crescimento da matriz energética nacional. Devido à sua localização geográfica e aos altos níveis de irradiação solar, o Brasil está presenciando um rápido avanço na adoção da energia solar fotovoltaica, na Fig. 1 é apresentado o crescimento anual da carga instalada em energia solar no Brasil. com o crescimento dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR), surge uma preocupação em relação à qualidade da energia fornecida pelos inversores de frequência, responsáveis pela conversão da energia em Corrente Contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos, em energia em Corrente Alternada (CA).

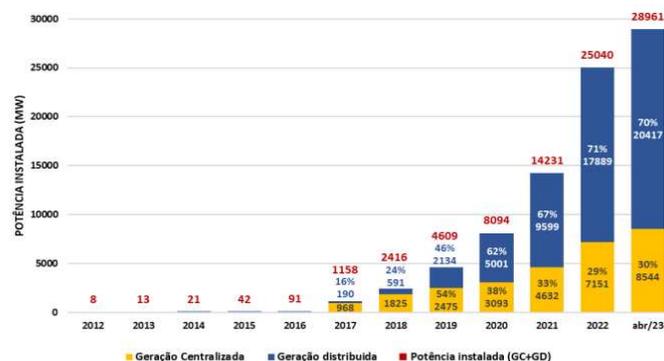


Figura 1 – Evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil.

Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2023)

Os inversores de frequência utilizam estratégias de controle baseadas na modulação por largura de pulso (PWM, *Pulse Width Modulation*) que pode resultar em distorções na forma de onda entregue a rede elétrica. Além disso, esses

inversores também utilizam sistemas de sincronismo baseados em PLL (*Phase Locked Loop*), que utilizam a própria rede como sinal de referência para a injeção de energia na rede.

Existem normas nacionais e internacionais que definem os parâmetros básicos para inversores fotovoltaicos, como a ABNT NBR 16149:2013 e o IEEE 1547-2018. Esses requisitos devem ser mantidos de forma satisfatória, independentemente do carregamento ou das condições climáticas a que o SFCR está sendo submetido. Conforme destacado por Macêdo (2018), a eficiência e os níveis de distorção harmônica de corrente do inversor fotovoltaico variam com o carregamento e, tipicamente, são menos adequados quando operam abaixo de 50% da potência nominal.

Portanto, este trabalho tem como objetivo realizar uma avaliação das distorções harmônicas de corrente em inversores fotovoltaicos conectados à rede. Neste trabalho foram definidas equações que relacionam a Distorção Harmônica Total (DHT) com a potência de saída dos inversores. Todos os equipamentos utilizados neste trabalho foram disponibilizados pelo laboratório de energias renováveis do IFPE campus Pesqueira.

2. QUALIDADE DE ENERGIA E DISTORÇÕES HARMÔNICAS

2.1 Qualidade de Energia Elétrica

A Qualidade da Energia Elétrica (QEE) é a condição do sinal de tensão e corrente que permite que equipamentos, processos, instalações e sistemas elétricos operem de forma satisfatória, sem prejuízo no desempenho e vida útil (Antunes, 2014).

As principais perturbações que podem existir em uma rede com baixa QEE são: transitório impulsivo; transitório oscilante; afundamento de tensão; interrupção de tensão; elevação de tensão; distorções harmônicas; componentes contínuas; variação de frequência; ruídos; e recortes (Fortes, 2018). Na Fig. 2 são apresentadas as principais perturbações existentes em um sinal de tensão.

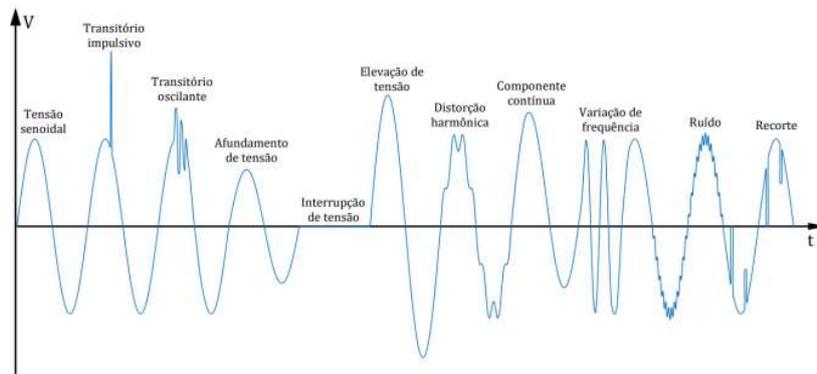


Figura 2 – Principais perturbações associadas a um sinal de tensão.

Fonte: Fortes (2018).

Dentre as perturbações mencionadas, as distorções harmônicas ganham destaque devido à capacidade de distorção das formas de onda de tensão e corrente em estado permanente. Isso ocorre devido ao novo perfil de carga conectada à rede, que é de natureza não linear, incluindo os SFCR. Além disso, as distorções harmônicas provocam problemas como disparos de disjuntores, aquecimento em equipamentos elétricos e corrente excessiva no condutor de neutro podem reduzir ou até mesmo comprometer a operacionalidade de máquinas e equipamentos.

2.2 Distorções Harmônicas

O sistema elétrico brasileiro opera com um sinal senoidal de tensão em 60 Hz ($h=1$). Com a conexão de cargas não lineares, surgem sinais senoidais em frequências múltiplas da fundamental ($h=2, 3\dots$), essas são chamadas de componentes harmônicas que se somam a fundamental distorcendo a forma de onda. Existem normas nacionais e internacionais que estabelecem os critérios para os sistemas elétricos. Internacionalmente, as normas mais relevantes são as do IEC (*International Electrotechnical Commission*) e do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*). Nacionalmente, temos o PRODIST da ANEEL, que estabelece as diretrizes e restrições para funcionamento do sistema de distribuição nacional. O principal parâmetro para definição do espectro harmônico é a Distorção Harmônica Total (DHT) definida na Eq. (1). Este é o parâmetro mais comumente utilizado para indicar o conteúdo harmônico de um sinal (Bonatto, 1999, apud Castro, 2019).

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \quad (1)$$

Onde: V_h é o valor eficaz da tensão de ordem h ; V_1 é o valor eficaz da tensão de ordem fundamental; e h_{max} é a maior ordem que será considerada no cálculo.

Para os sistemas fotovoltaicos, a norma ABNT NBR 16149-2013 utiliza os mesmos parâmetros definidos pela norma IEC 61727, que estabelecem as características da conexão de sistemas fotovoltaicos interligados à rede. Nessas normas os valores de DHT de corrente produzida pelos inversores fotovoltaicos devem ser inferiores a 5% em relação a corrente fundamental na potência nominal do inversor. As limitações individuais são apresentadas na Tab. 1.

Tabela 1 – Limites de correntes harmônicas para sistemas fotovoltaicos.

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

Fonte: IEC 61727 (2004).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Para a elaboração deste trabalho foram analisados três sistemas fotovoltaicos distintos denominados sistema 01,02 e 03. As medições foram realizadas utilizando o analisador de energia ET-5051C da marca MINIPA instalados na saída dos inversores fotovoltaicos. Dado que o foco do estudo está na obtenção de resultados na saída do inversor, não foi necessário fazer distinção com base nas condições climáticas no momento das medições. Foram coletados dados de corrente, potência injetada e harmônicos de corrente de três sistemas fotovoltaicos distintos instalados no IFPE campus Pesqueira. Os sistemas são descritos na Tab. 2.

Tabela 2 – Sistemas fotovoltaicos utilizados no trabalho.

Denominação	Marca do inversor	Potência do inversor	Potência do Gerador
Sistema 01	SMA SB2000HFUS-30	2000 W	16x140 Wp (2,24 kWp)
Sistema 02	Fronius Primo 8.2-1	8000 W	40x255 Wp (10,2 kWp)
Sistema 03	PHB PHB3000-SS	3000 W	16x255 Wp (4,08 kWp)

Para a coleta de dados, foi utilizado o analisador de energia ET-5051C da Minipa, ele pode ser utilizado para análise em tempo real ou offline de sistemas monofásicos e trifásicos, com tempo de integração variando de 1 segundo até 60 minutos. No contexto deste trabalho, foram coletadas informações básicas, tais como tensão, corrente, potência ativa e potência reativa, além das informações de DHT corrente, sendo que o tempo de integração utilizado foi de 10 segundos.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste tópico serão apresentados os resultados obtidos a partir das medições realizadas nos sistemas fotovoltaicos mencionados no trabalho. A taxa de amostragem utilizada foi de 10 segundos, totalizando 8640 amostras por dia. Nas medições realizadas, os dados foram tratados utilizando o Excel e, por meio de gráficos de dispersão, foram encontradas as equações que definem o comportamento da DHT de corrente em relação à variação da potência de saída dos inversores fotovoltaicos descritos na Tab. 02.

A Fig. 3 apresenta a potência produzida na rede pelo inversor fotovoltaico SMA de 2 kW (sistema 01) e sua DHT de corrente em percentual, medidas no dia 27 de julho de 2023 com o céu parcialmente nublado. Nas Fig. 4 e 5, os mesmos dados são apresentados para os inversores da Fronius de 8 kW (sistema 02), com medições realizadas no dia 21 de maio de 2023 com o céu nublado, e PHB de 3 kW (sistema 03), com medições realizadas no dia 29 de maio de 2023 com céu parcialmente nublado.

Nas figuras apresentadas, nota-se que em todos os sistemas a DHT_i apresenta seus valores mais elevados nos períodos em que potência de saída do inversor fotovoltaico está baixa, mais especificadamente no início da manhã e no

final da tarde, quando a potência do gerador está mais baixa. Nos períodos de pico de geração, os valores da DHTi de corrente são mais atenuados. Isso deve-se ao fato de os inversores fotovoltaicos existentes no mercado possuírem um filtro passivo de harmônicos projetado pela corrente nominal de saída dos inversores.

Na Fig. 3, nota-se que no dia em questão, o inversor fotovoltaico do sistema 03 não chega em sua potência máxima de saída, isso ocorreu devido o dia ter sido nublado, para esse trabalho essa característica climática não impactará os resultados visto que os limites de distorção harmônicas apresentados no item 2.2 valem para a operação dos inversores durante todo o seu ciclo de operação.

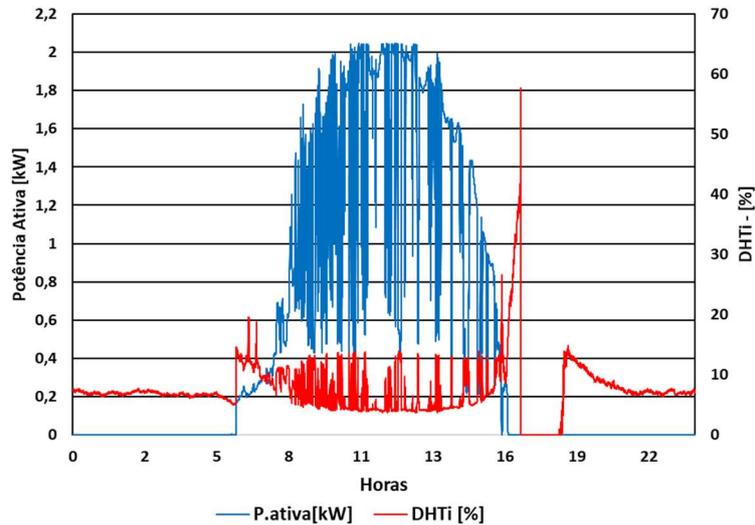


Figura 3 –Variação da DHTi (%) em função da potência de saída do inversor SMA de 2 kW – SISTEMA 01.

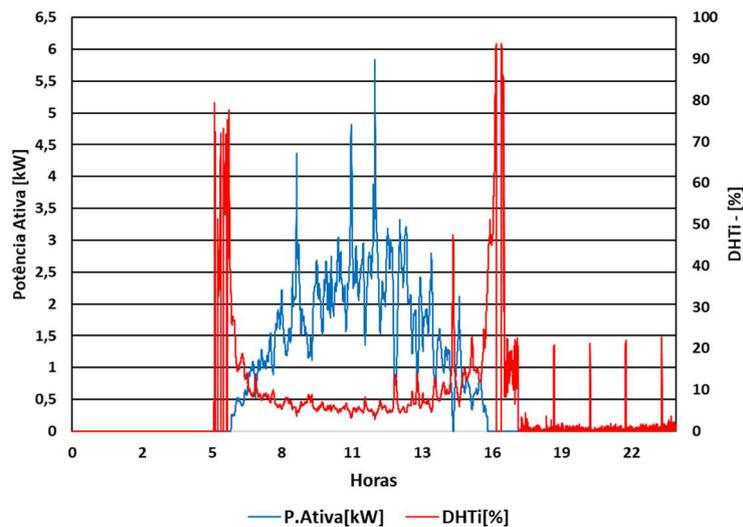


Figura 4 –Variação da DHTi (%) em função da potência de saída do inversor FRONIUS de 8 kW – SISTEMA 02

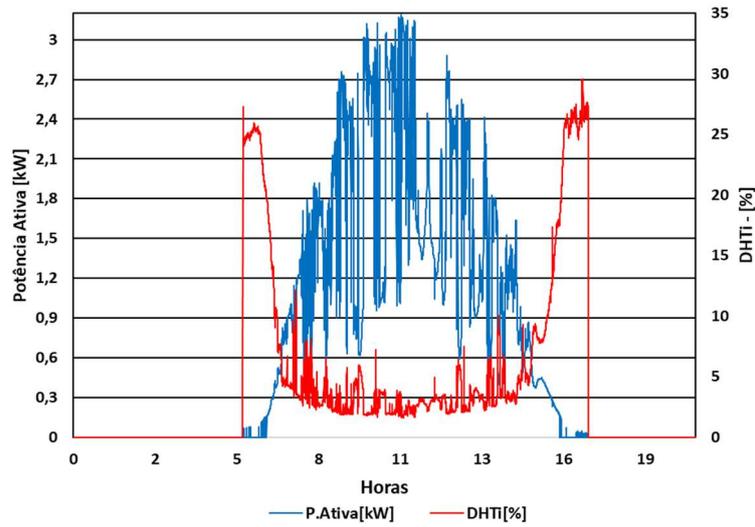


Figura 5 – Variação da DHTi (%) em função da potência de saída do inversor PHB de 3 kW – SISTEMA 03

Através do gráfico de dispersão, é possível realizar a análise do comportamento da distorção harmônica total em relação à corrente de carregamento dos inversores. Nas Fig. 6, 7 e 8, são apresentados os gráficos para os sistemas estudados, juntamente com as equações que descrevem o comportamento da DHTi.

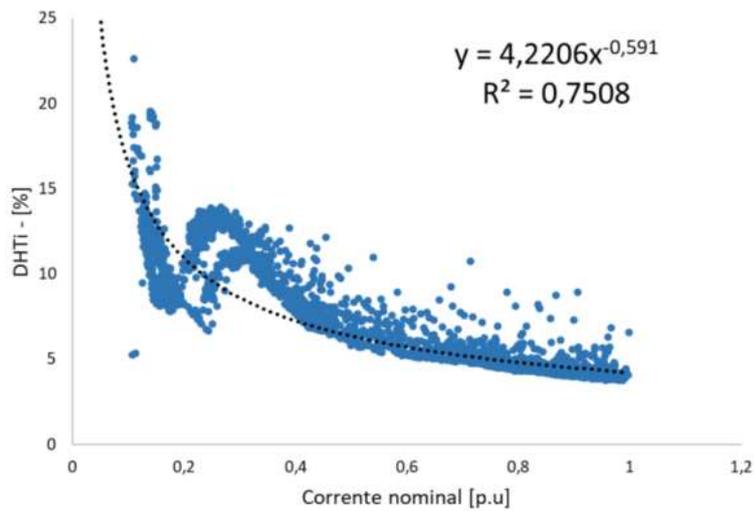


Figura 6 – Variação da DHTi (%) em função da corrente do inversor SMA de 2 kW. – SISTEMA 01.

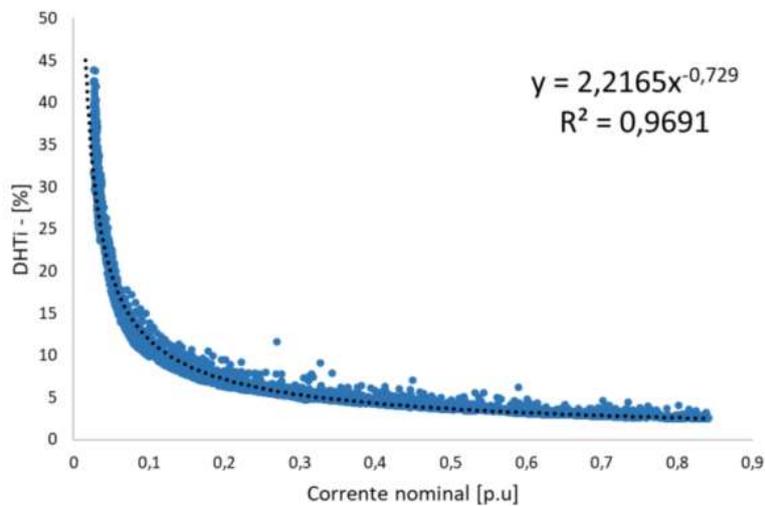


Figura 7 – Variação da DHTi (%) em função da corrente do inversor FRONIUS de 8 kW. - SISTEMA 02.

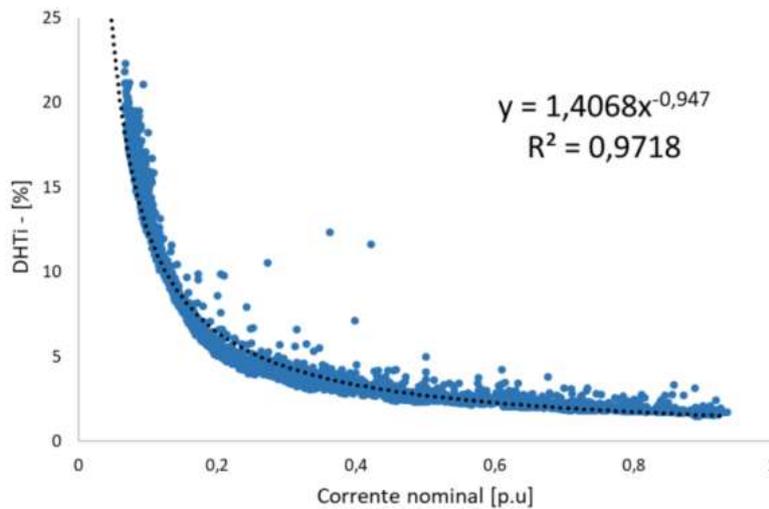


Figura 8 – Variação da DHTi (%) em função da corrente do inversor PHB de 3 kW - SISTEMA 03.

Comparando as Fig. 6, 7 e 8, observou-se que a distorção harmônica é atenuada nos valores próximos à corrente nominal. Ao comparar a Fig. 6 com as Fig. 7 e 8, é possível notar que a DHTi no inversor da SMA (sistema 01) não segue o padrão da equação exponencial, como nos outros dois sistemas. Utilizando as equações definidas pelos gráficos de dispersão nas Fig. 6, 7 e 8, foi montada a Tab. 3 que indica as porcentagens da DHTi para diferentes valores de corrente nominal.

Tabela 2 – DHTi (%) para os sistemas utilizados no trabalho.

Corrente Nominal (pu)	Sistema 01 SMA 2 kW	Sistema 02 FRONIUS 8 kW	Sistema 03 PHB (3 kW)
0,1	16,45%	11,87%	12,45%
0,2	10,92%	7,16%	6,45%
0,3	8,59%	5,33%	4,39%
0,4	7,25%	4,32%	3,35%
0,5	6,35%	3,67%	2,71%
0,6	5,70%	3,21%	2,28%
0,7	5,21%	2,87%	1,97%
0,8	4,81%	2,60%	1,73%
0,9	4,49%	2,39%	1,55%
1	4,22%	2,21%	1,40%

A partir dos dados apresentados, observa-se que nos inversores do sistema 02 (FRONIUS 8 kW) e sistema 03 (PHB 3 kW), os valores de DHTi são satisfatórios quando os níveis de corrente estão acima de 40% e 30% respectivamente (utilizando como parâmetro o limite de 5% para DHTi de corrente para sistemas fotovoltaicos). No entanto, para o sistema 01, os valores da DHTi são satisfatórios quando o inversor atinge uma corrente nominal de 80%. Isso pode ser devido aos inversores do sistema 01 estarem localizados no barramento principal da unidade consumidora, que conta com diversas cargas não lineares. Além disso, o fato de os inversores já terem mais de 8 anos de funcionamento pode ser uma justificativa para os valores apresentados.

5. CONCLUSÕES

Com o rápido crescimento da tecnologia solar fotovoltaica no país, surge uma preocupação com a qualidade de energia que os inversores fornecem e recebem da rede. Com o fim deste trabalho foi observado que os inversores fotovoltaicos, apesar de serem de extrema importância para a diversificação da matriz energética, ainda apresentam alguns problemas no que diz respeito a qualidade de energia elétrica, principalmente em períodos de baixo carregamento.

Foi realizado um estudo na rede do IFPE em Pesqueira-PE, onde a partir de cenários distintos foi possível medir a DHT de corrente produzida por inversores fotovoltaicos monofásicos conectados à rede em função da potência de carregamento e da irradiância solar no gerador fotovoltaico. Os resultados mostraram que em todos os sistemas a DHTi tem seus valores mais elevados nos períodos em que a irradiância solar está baixa, mais especificadamente no início da manhã e final da tarde, quando a potência do gerador está muito abaixo do seu valor nominal. O estudo demonstrou a necessidade de instalação de filtros harmônicos nas redes para atenuar essas distorções.

Agradecimentos

Ao IFPE pela concessão da bolsa no âmbito do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação em Desenvolvimento Tecnológico e Inovação - PIBIT.

REFERÊNCIAS

- ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 16149. Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede de distribuição. 2013.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. 2010.
- Antunes, Fernando; Leão, Ruth; Sampaio, Raimundo. Harmônicos em sistemas elétricos. Elsevier Brasil, 2014.
- Castro, Felipe de Carvalho et al. Distorção harmônica de corrente produzida por inversores fotovoltaicos conectados à rede. 2019.
- Fortes, Rárisson Roberto Acácio. Propagação de harmônicas produzidas por inversores fotovoltaicos e transformadores assimetricamente magnetizados na geração distribuída. 2018.
- International Electrotechnical Commission. IEC Std. 61727: Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface. 2004.
- Macêdo, Wilson Negrão. Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). 2006. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.
- Sampaio, Leonardo Poltronieri. Controle da Injeção de Potências Ativa e Reativa em Inversor de Geração Distribuída Conectado à Rede de Distribuição em Corrente Alternada em Baixa Tensão, Empregando LMIs com Realimentação.

ASSESSMENT OF HARMONIC CURRENT DISTORTION GENERATED BY GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC INVERTERS

Abstract. *Brazil is witnessing a rapid advancement in the adoption of photovoltaic solar energy. Grid-connected photovoltaic systems allow a portion of the generated energy to be simultaneously used by the consumer unit, while the surplus is injected into the utility grid and returned in the form of credits. Thus, the objective of this study was to assess the harmonic current distortions in grid-connected photovoltaic inverters. A study was conducted at IFPE in Pesqueira-PE, where, through tested scenarios, it was possible to measure the current total harmonic distortion (DHT) produced by grid-connected single-phase photovoltaic inverters based on the photovoltaic generator loading power. The results showed that, in all systems, the DHTi had its highest values during periods when the instantaneous power of the solar generator is low, specifically in the early morning and late afternoon. It was observed that installing the energy analyzer at a different location from the inverter output caused interference due to the distance from the inverter to non-linear loads present in the installation. However, the inverter used determined higher or lower percentages of harmonic distortions relative to the simulated loading scenario. The study demonstrated the need for installing harmonic filters in networks to mitigate the observed distortions.*

Keywords: *Energy analyzer. Harmonic distortion. Photovoltaic generator.*