

Análise de distorção harmônica em função da potência de geração fotovoltaica instalada em um *Campus* Universitário

Enio V. Soares* Jonas G. da Cunha**
Ivana de O. A. Lima*** Aurélio L. M. Coelho****

* Instituto de Ciências Tecnológicas, Universidade Federal de Itajubá, Campus Itabira, MG, (e-mail: eniovieiraa@unifei.edu.br)

** Instituto de Ciências Tecnológicas, Universidade Federal de Itajubá, Campus Itabira, MG, (e-mail: jonasgcunha@gmail.com)

*** Instituto de Ciências Tecnológicas, Universidade Federal de Itajubá, Campus Itabira, MG, (e-mail: ivanaoalima@gmail.com)

**** Instituto de Ciências Tecnológicas, Universidade Federal de Itajubá, Campus Itabira, MG, (e-mail: aurelio.coelho@unifei.edu.br)

Abstract: With the growing insertion of power generation next to consumer center, studies are required to evaluate operational aspects of the grid, as the harmonic distortion level caused by the extensive use of inverters in photovoltaic systems. Hence, this paper presents the impacts on the distortion levels caused by the use of an inverter connected on photovoltaic system with capability of generating 5.1 kW and the electric grid of an university campus. Therefore, a set of measures were performed to verify the relation between the total and individual current harmonic distortion and the load on the inverter. Through these data were analyzed the influence of the inverter of a solar system connected to the grid on the harmonic distortion levels and its limits defined by the regulatory standards.

Resumo: Com a crescente inserção de geração distribuída próxima aos centros consumidores, torna-se necessário a realização de estudos para avaliar aspectos operacionais da rede elétrica, tais como aqueles relacionados aos níveis de distorção harmônicas causadas pelo uso de inversores de potência em painéis fotovoltaicos. Nesse sentido, esse artigo apresenta os impactos nos níveis de distorção harmônica produzidos por um inversor, aplicado em um conjunto de painéis fotovoltaicos com capacidade de geração distribuída de 5,1 kW, que integra as instalações elétricas de um Campus Universitário. Para isso, foram realizadas medições nestas instalações e verificado as relações de distorção harmônica total e individual de corrente em função da potência de carregamento do inversor. A partir desses dados é analisada a influência do inversor de um sistema fotovoltaico conectado à rede da concessionária em termos de distorções harmônicas e seus limites definidos nas normas nacionais.

Keywords: Harmonics; Power quality measure; Harmonic distortion; Distorção harmônica; Solar panels;

Palavras-chaves: Harmônicas; Medidor de qualidade de energia; Geração distribuída; Distorção harmônica; Painéis solares.

1. INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) é caracterizada pela produção de energia próxima aos centros de consumo de energia elétrica podendo trazer diversos benefícios para o sistema elétrico brasileiro, uma vez que proporcionam a postergação de investimento nos sistemas de distribuição e transmissão, baixo impacto ambiental e diversificação da matriz energética brasileira (ANEEL, 2016). O crescimento de GD no Brasil ultrapassou os patamares projetados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - em termos de potência instalada - em suas projeções mais otimistas, uma vez que a potência instalada esperada para o final de 2019 foi atingida mais de um ano antes da data esperada, Figura 1 (ANEEL, 2018).



Figura 1. Evolução da potência instalada – micro e mini-geração (ANEEL, 2018)

De toda a potência gerada das unidades consumidoras com GD, vale ressaltar a importância das instalações fotovol-

taicas nesse âmbito, visto que essas representam 90,67% (ANEEL, 2017) O crescimento acentuado de painéis fotovoltaicos (conhecido como PV do inglês *photovoltaic*), também vem sendo notado nas universidades brasileiras, onde a geração fotovoltaica é implementada cada vez mais, com o objetivo de complementar a demanda de energia e impulsionar a pesquisa na área de geração alternativa renovável e micro redes.

A geração por fonte solar é formada por células fotovoltaicas que produzem energia elétrica na forma de corrente contínua quando na presença de irradiação solar (M. V. X. Dias, 2005). Dessa forma, para conectá-las a rede de distribuição, se faz necessário a utilização de inversores responsáveis por converter a corrente contínua gerada em corrente alternada compatível com a rede.

Esses inversores fazem de eletrônica de potência, introduzindo correntes harmônicas no sistema. Assim, um fator de extrema importância que deve-se levar em consideração quando se trata de geração fotovoltaica é a qualidade da energia elétrica (QEE).

Uma vez que a energia gerada pelas usinas fotovoltaicas depende das condições climáticas do ambiente inserido, sua geração possui características variáveis e aleatórias, apresentando oscilações durante o dia.

Dessa forma, estudos vêm sendo realizados com o intuito de verificar a qualidade de energia em sistemas com geração fotovoltaica, além dos impactos causados pelas mesmas nas redes de energia elétrica.

Assim, Bogila (2018) realizou estudos referentes à qualidade de energia em uma micro-usina fotovoltaica instalada no campus do Centro Universitário FACENS. A partir de suas análises, foi verificado que os índices de distorções harmônicas (DHT) apresentados se encontram dentro dos parâmetros permitidos por norma.

Estudos também foram implementados em instalações de grande porte, como em Monteiro Júnior (2014), onde foi avaliado os níveis de distorções harmônicas do estádio Mineirão, em Belo Horizonte. Monteiro Júnior (2014) concluiu que, a partir dos arranjos dos inversores realizados no estádio, o mesmo não insere correntes harmônicas de forma significativa, não sendo considerado uma fonte problemática de harmônicos.

Dessa forma, este trabalho tem por objetivo avaliar a relação entre a potência gerada pelas placas fotovoltaicas e as distorções harmônicas geradas pelos inversores as quais estão conectadas. Tal estudo será feito a partir de uma micro-usina instalada na Universidade Federal de Itajubá (Unifei) - *Campus* de Itabira.

Pretende-se verificar o comportamento das DHT em função da potência gerada pela micro-usina, verificando também se os mesmos se encontram dentro dos valores estabelecidos por normas, especificamente, a ABNT NBR 16149-2013 e a IEEE 519-2014.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Nesta seção são abordados os fundamentos teóricos básicos necessários para compreensão deste estudo, tais como: distorção harmônica e seus limites normativos, os modelos

matemáticos para representação dos painéis fotovoltaicos e a forma de acoplamento deste tipo de fonte no sistema de distribuição.

2.1 Distorção harmônicas e limites normativos

Um harmônico é um componente senoidal com forma de onda periódica, que é múltiplo da frequência fundamental. Por exemplo, na frequência de 60 Hz, 120 Hz é o segundo harmônico (2 x 60 Hz) e 180 Hz é o terceiro harmônico (3 x 60 Hz). Níveis de distorção harmônica são descritos pelo espectro harmônico completo, com magnitude e ângulo de fase de cada componente harmônico individual. Também é comum o uso de uma medida única, distorção harmônica total, relativa ao valor eficaz de distorção harmônica em relação à componente fundamental. De acordo a norma 519 do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE, 2014), a distorção harmônica total de corrente (DHT_i) é calculada como:

$$DHT_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (1)$$

sendo I_1 a componente de 60 Hz e I_h a harmônica múltipla da fundamental de ordem h (h = 2, 3, ..., ∞). A distorção harmônica total de corrente é uma forma de mensurar a conformidade da onda de corrente em relação a componente fundamental considerando o conjunto de todas as frequências harmônicas presentes na corrente.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) estipula valores limites para categorias de harmônicas de ordem ímpar e de ordem par, valores esses apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Limite de Distorção de corrente sob Potência Nominal ABNT (2013).

Harmônicas Ímpares	Limite de Distorção
3 ^o a 9 ^o	<4.0%
11 ^o a 15 ^o	<2.0%
17 ^o a 21 ^o	<1.5%
23 ^o a 33 ^o	<0.5%
Harmônicas Pares	Limite de Distorção
2 ^o a 8 ^o	<1.0%
10 ^o a 32 ^o	<0.5%

Instituições internacionais também estipulam valores limites de DHT como, por exemplo, o *Institute of Electrical and Eletronics Engineers* (IEEE), através da Std 519 IEEE (2014) delimitou os valores mostrados na Tabela 2 para as distorções harmônicas de corrente em sistemas de potência.

Tabela 2. Limites de distorção de corrente para sistemas de 120 V a 69 kV (Adaptado de IEEE (2014)).

Máxima Harmônica de distorção de corrente em porcentagem de I_L				
I_{SC} / I_L	Ordem Individual de Harmônicas Ímpares			
	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	5.0
20 <50	7.0	3.5	2.5	8.0
50 <100	10.0	4.5	4.0	12.0
100 <1000	12.0	5.5	5.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	20.0

2.2 Modelo equivalente de um sistema fotovoltaico

A geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos consiste basicamente em converter a energia luminosa

proveniente do sol, ou qualquer outra fonte luminosa, para energia elétrica. Essa conversão ocorre devido a materiais semicondutores, principalmente o silício, que devido a sua grande abundância origina as células fotovoltaicas. Uma única célula de silício é capaz de produzir uma corrente contínua com valores entre 3 (A) a 5 (A), sendo a tensão de saída com valores próximos a 0,7 (V).

Em determinadas situações esses valores devem ser ajustados para algumas aplicações desejadas, por isso, é necessário o agrupamento de células em série e/ou paralelo para ajustar esses valores de tensão e corrente (J. Aramizu, 2010). Esse agrupamento de células dá origem a um módulo fotovoltaico, sendo que o agrupamento desses módulos em série e/ou paralelo origina o painel fotovoltaico. Para a realização de uma modelagem matemática e compreender os fenômenos da geração fotovoltaica, uma análise do seu circuito equivalente, Figura 2, é necessária.

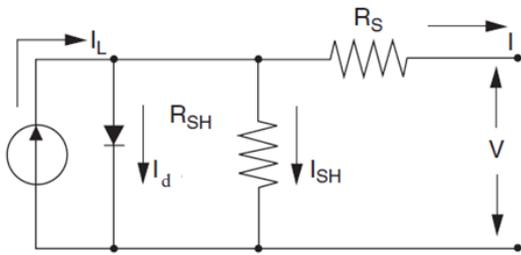


Figura 2. Circuito equivalente de célula solar única (Patel, 1999)

As variáveis apresentadas na Figura 2 assim como todo o equacionamento matemático que descreve o circuito equivalente da Figura 2, podem ser encontrados com maiores detalhes nas referências (J. Aramizu, 2010) e (Patel, 1999).

2.3 Método de inserção do sistema fotovoltaico na rede

A energia gerada pelos painéis solares é de caráter unidirecional, ou seja, de corrente contínua (CC). Por isso, é necessária a utilização de conversores de frequência para condicionar essa energia produzida de forma que possa ser conectada à rede de distribuição em corrente alternada (CA). Esses conversores, chamados de inversores de frequência, são dispositivos compostos por interruptores semicondutores de potência, como ilustrado na Figura 3.

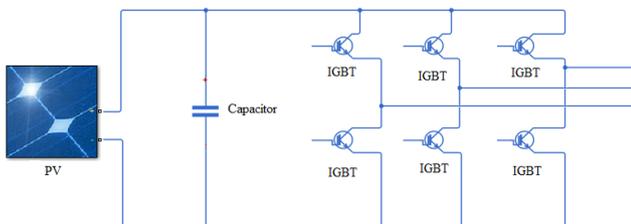


Figura 3. Arranjo básico de um conversor CC-CA trifásico com uma fonte fotovoltaica.

Na Figura 3 é apresentado um arranjo básico de um conversor CC-CA, trifásico, composto por seis chaves semicondutoras de IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*)

(de Almeida, 2011). Esse barramento CC juntamente com os dispositivos da eletrônica de potência, permite realizar um controle dos parâmetros de saída do conversor, de forma a buscar o ponto de operação de máxima potência (MPPT) do arranjo fotovoltaico e disponibilizar para a rede um sinal senoidal com um fator de potência próximo ao unitário (Casaro and Martins, 2010).

Dessa forma, para acoplar as gerações distribuídas, três topologias dos inversores de frequência comumente são utilizadas para conectar os painéis à rede elétrica. A primeira topologia utiliza-se um inversor de um único estágio, no qual é realizado o processamento do MPPT e o controle da corrente injetada na rede. Outro tipo de inversor, o de dois estágios, tem um conversor CC-CC no qual realiza o MPPT e um conversor CC-CA que é responsável pelo controle da corrente injetada na rede CA. O terceiro conversor utilizado é o de múltiplos estágios, no qual vários conversores CC-CC realizam o MPPT e esse fluxo de potência é direcionado a um único conversor CC-CA que irá controlar a corrente injetada na rede (Casaro and Martins, 2010).

Em alguns países é obrigatório um isolamento entre a geração fotovoltaica e a rede de energia elétrica, dessa forma, alguns conversores utilizam transformadores de alta frequência. Para ser possível a integração desse transformador de alta frequência ao inversor, o estágio CC-CC se torna imprescindível. Além disso, para uma redução do custo, é uma tendência a utilização da configuração centralizada, sendo esta apropriada para potências superiores a 10 (kW) devido a sua alta eficiência e um relativo baixo custo (Carrasco et al., 2006). Sendo assim, os inversores de frequência mais utilizados na geração fotovoltaica são os conversores de dois estágios, os quais foram analisados neste estudo.

3. METODOLOGIA

Para a obtenção dos dados foram realizadas medições em 20 placas fotovoltaicas de 255 Wp, totalizando 5,1 kWp de potência instalada, durante uma semana, 7 dias consecutivos sem interrupção. As placas estão instaladas na Unifei - Campus de Itabira e são conectadas à rede no laboratório de pesquisa em geração de energia, Figura 4.



Figura 4. Medição no ponto de acoplamento (esquerda) e painéis instalados no campus (direita)

Os módulos fotovoltaicos estão associados à rede de energia através de um inversor monofásico modelo "PHB4600-SS" com potência nominal de 4,6 kW e tensão contínua

máxima de 580 V. O monitoramento de dados do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCCR) foi realizado através do medidor de qualidade de energia *Fluke 435-II*, com uma taxa de amostragem de 5 segundos, totalizando 17280 amostras válidas para a geração dos dias 02, 04 e 05 de novembro de 2019. Os dados foram coletados por uma semana dos dias 1 de novembro a 8 novembro.

A Figura 4 permite visualizar o inversor conectando a rede aos painéis com o medidor já conectado ao sistema, permitindo a programação para a realização das medidas no período de tempo e taxa amostral adequadas. Pode-se, também, selecionar as grandezas que deseja-se analisar posteriormente ao período de medições.

A análise dos dados foi realizado através do *software PowerLog 430 II* permitindo acesso e análise dos dados além de fácil exportação para outros formatos. Foram realizado análises diárias da curva de geração e harmônicos além de gerais, com todos os dados aquistados.

O *software PowerLog* permite que intervalo de análise dos dados seja selecionado com facilidade além de permitir a visualização através de gráficos, contendo os índices aos quais pretendemos comparar com os valores normalizados.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir das medições realizadas no sistema, os dados foram tratados e plotados utilizando os *softwares Powerlog da Fluke e MATLAB*. Desta forma, foi possível compreender o comportamento da DHTi em relação à potência ativa.

Avaliou-se graficamente os valores eficazes das correntes harmônicas de 3^a, 5^a e 7^a ordens em ampères. Nas Figuras 5 e 7 tem-se a evolução da potência injetada na rede pelo inversor fotovoltaico, da DHTi e das correntes harmônicas em análise neste trabalho para dias com diferentes perfis de geração, respectivamente.

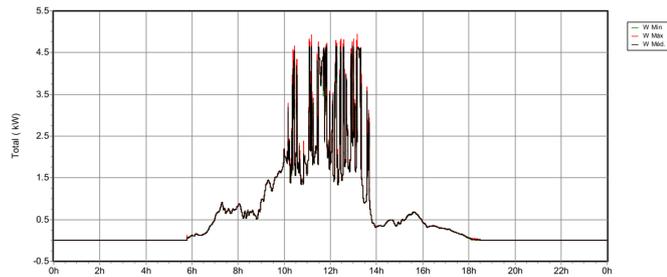


Figura 5. Dados coletados do dia 2 de novembro de 2019. Curva de geração em função do tempo.

Constata-se, através da Figura 6, valores maiores de conteúdo harmônico devido a baixa incidência solar que, conseqüentemente, gera maiores taxas de distorções harmônicas no horário de 13:30 às 17:15.

Já nas Figuras 7 e 8, verifica-se que se o inversor estiver funcionando no limite máximo de operação e ocorrer obstrução repentina da incidência solar ocorre picos momentâneos de DHTi. Além disso, em ambas as figuras, percebe-se que em horários de início da manhã e final de tarde os valores de DHTis tendem a ser maiores.

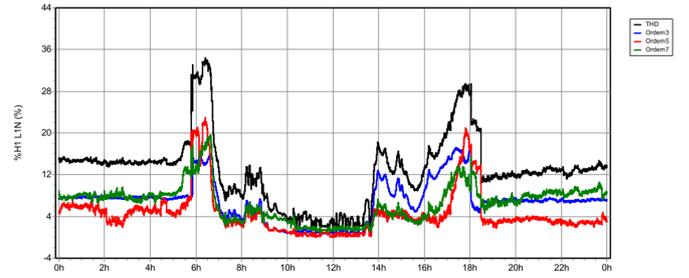


Figura 6. Dados coletados do dia 2 de novembro de 2019. Variação da DHTi (%) e da corrente eficaz de 3^a, 5^a e 7^a harmônica produzida pelo inversor bifásico de 4,6 kW, em função da potência injetada na fase 1 (preto – DHTi; azul – corrente eficaz de 3^a harmônica; vermelho – corrente eficaz de 5^a harmônica; verde – corrente eficaz de 7^a harmônica).

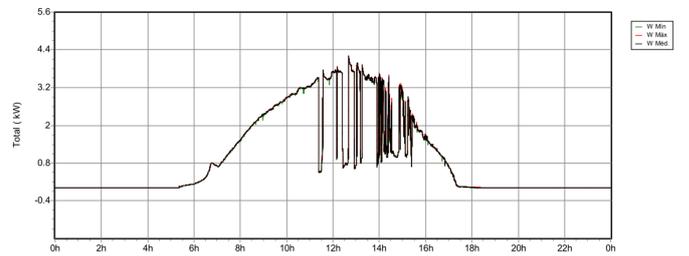


Figura 7. Dados coletados do dia 5 de novembro de 2019. Curva de geração em função do tempo.

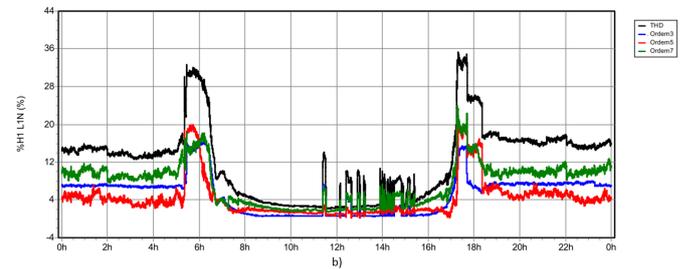


Figura 8. Dados coletados do dia 5 de novembro de 2019. Variação da DHTi (%) e da corrente eficaz de 3^a, 5^a e 7^a harmônica produzida pelo inversor bifásico de 4,6 kW, em função da potência injetada na fase 1 (preto – DHTi; azul – corrente eficaz de 3^a harmônica; vermelho – corrente eficaz de 5^a harmônica; verde – corrente eficaz de 7^a harmônica).

Nas Figuras 9 e 10 têm-se o representativo dos dados coletados do dia 04 de novembro de 2019. Para esse dia foi gerado um histograma elaborado por meio de análise estatística representado pela Figura 11.

Esse histograma representa a DHTi média da corrente eficaz de 3^a, 5^a e 7^a harmônica de modo que os valores percentuais médios das distorções se aproximam daqueles recomendados por norma, conforme Tabela 1. Os valores exatos das DHTis desse histograma estão representados na Tabela 3.

Observa-se, através da Figura 11, que os valores máximos de DHTis de 3^a, 5^a e 7^a ordem são bem altas e isso pode acarretar diversos problemas no sistema elétrico ao qual o inversor está acoplado.

Tabela 3. DHTi dos dados coletados do dia 04 de novembro de 2019

DHTi	Máx. [%]	Méd. [%]	Mín. [%]
Ordem 3	17,090	4,840	0,510
Ordem 5	20,420	3,816	0,200
Ordem 7	22,060	6,498	1,070

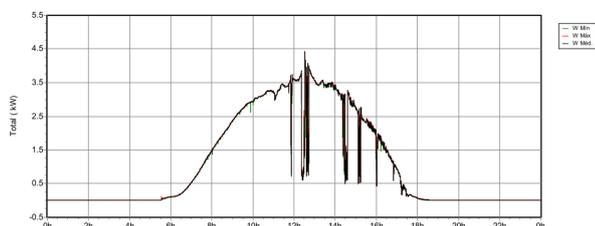


Figura 9. Dados coletados do dia 4 de novembro de 2019. Curva de geração em função do tempo.

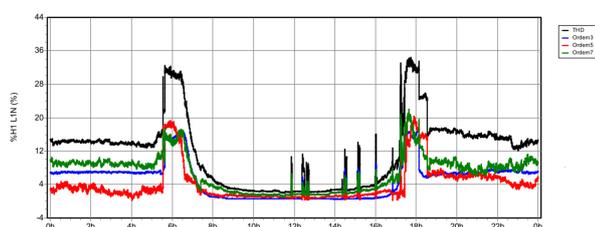


Figura 10. Dados coletados do dia 4 de novembro de 2019. Variação da DHTi (%) e da corrente eficaz de 3ª, 5ª e 7ª harmônica produzida pelo inversor bifásico de 4,6 kW, em função da potência injetada na fase 1 (preto – DHTi; azul – corrente eficaz de 3ª harmônica; vermelho – corrente eficaz de 5ª harmônica; verde – corrente eficaz de 7ª harmônica).

Essas harmônicas podem impactar no sistema acoplado como, por exemplo, através da ressonância que pode ocorrer em qualquer frequência, mas em geral a maior preocupação está na ressonância nas frequências harmônicas iguais ou próximas as de 5º, 7º, 11º e 13º ordens, que por sua vez podem impor tensões e correntes consideráveis no sistema.

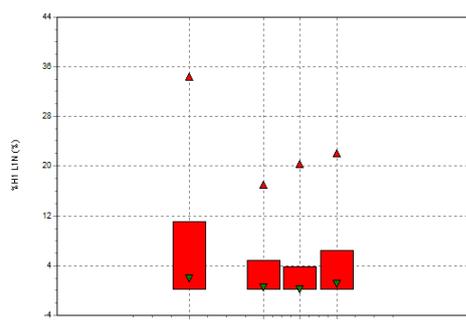


Figura 11. Histograma das DHTis de 3ª, 5ª e 7ª ordem.

Além disso, a injeção de corrente distorcida pelos inversores pode influenciar outras cargas ou equipamentos não lineares conectados à rede, tais como, os transformadores, cujas perdas podem aumentar dependendo do tipo e da amplitude de harmônica nele injetada.

Na Figura 12 verifica-se que os maiores valores percentuais de DHTis são os correspondentes de 7ª ordem e atingem

até 22% para carregamento abaixo de 20% da potência nominal do inversor, o que ocorre no início da manhã e no final da tarde.

Outra forma de investigar o comportamento da DHTi em relação a variação da potência de carregamento do inversor é a partir de gráficos de dispersão, conforme visto nas Figuras 12, 13 e 14.

Esses gráficos permitem analisar o conteúdo harmônico encontrado em função da potência ao longo de um período de tempo. Permitindo observar de modo mais claro a relação entre a presença de determinada harmônica e o carregamento do inversor. Dessa forma, para as três situações, percebe-se que a DHTi mantém seu comportamento inversamente proporcional aos aumentos da potência admitida pelo inversor.

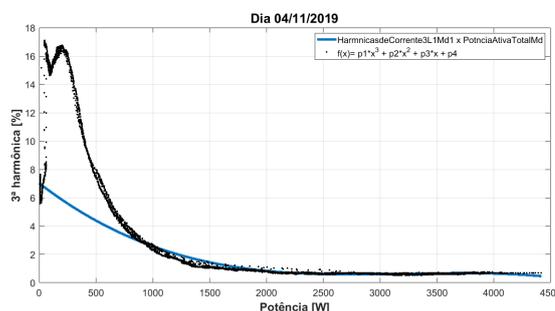


Figura 12. Variação da DHTi (%) de 3ª harmônica em função do aumento da potência gerada do PV. (linha azul – ajuste polinomial de grau 3; pontos – valores medidos).

Para potências de carregamento acima de 750 W, os valores percentuais de DHTi de 3ª ordem limitaram-se a 4% e o inversor atendeu os limites estabelecidos pelas normas, conforme apresentados nas Tabela 1 e 2. O maior DHTi foi de 17% para carregamento abaixo de 20% da potência nominal do inversor.

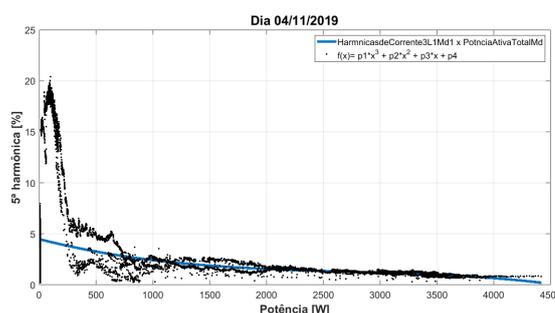


Figura 13. Variação da DHTi (%) de 5ª harmônica em função do aumento da potência gerada do PV. (linha azul – ajuste polinomial de grau 3; pontos – valores medidos).

Já para potências de carregamento acima de 700 W, os valores percentuais de DHTi de 5ª ordem limitaram-se majoritariamente a 4% e o inversor atendeu os limites estabelecidos pelas normas, conforme apresentados nas Tabelas 1 e 2. O maior DHTi foi de 21% para carregamento abaixo de 20% da potência nominal do inversor.

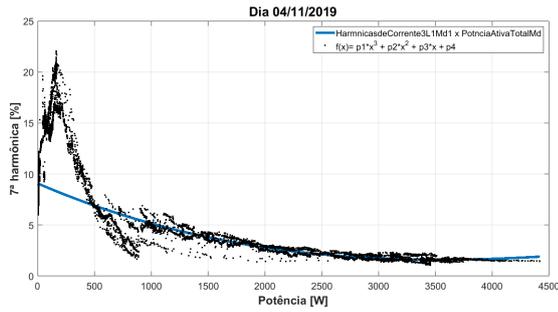


Figura 14. Variação da DHTi (%) de 7ª harmônica em função do aumento da potência gerada do PV. (linha azul – ajuste polinomial de grau 3; pontos – valores medidos).

Para potências de carregamento acima de 1750 W, os valores percentuais de DHTi de 7ª ordem limitaram-se a 4% e o inversor atendeu os limites estabelecidos pelas normas, conforme apresentados nas Tabelas 1 e 2. O maior DHTi foi de 22% para carregamento abaixo de 20% da potência nominal do inversor.

Os gráficos de dispersão e as regressões polinominais realizadas para as componentes harmônicas de 3ª, 5ª e 7ª ordens resultaram em polinômios que indicam valores percentuais de correntes harmônicas para potências de carregamento acima de 20 % do valor nominal do inversor.

A Equação 2 representa o polinômio de 3 grau utilizado para aproximar a curva gerada pelos pontos amostrados e as constantes estão representadas pela Tabela 4.

$$f(x) = p_1 * x^3 + p_2 * x^2 + p_3 * x + p_4 \quad (2)$$

Tabela 4. Constantes dos polinômios de 3º grau

THDi	p_1	p_2	p_3	p_4
Ordem 3	-2.018e-10	1.961e-06	-0.006209	7.024
Ordem 5	-1.149e-10	9.427e-07	-0.00289	4.491
Ordem 7	-4.638e-11	9.244e-07	-0.004804	9.083

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma análise do comportamento do valor percentual da DHTi e dos valores eficazes das componentes harmônicas das correntes de 3ª e 5ª e 7ª ordens em função do carregamento de um inversor de 4,6 kW de potência nominal, alimentado por PV instalados na rede elétrica da Unifei *Campus* de Itabira.

A DHTi foi avaliada frente à potência de carregamento do inversor que é proporcional à irradiância solar. As componentes harmônicas de corrente foram avaliadas com relação a potência de carregamento.

Os resultados analisados indicam que os valores percentuais da DHTi atingem até 22% para carregamento abaixo de 20% da potência nominal do inversor, o que ocorre no início da manhã e no final da tarde. Os gráficos de dispersão e as regressões polinominais realizadas para as componentes harmônicas de 3ª, 5ª e 7ª ordens resultaram em polinômios que indicam valores percentuais de correntes harmônicas para potências de carregamento acima de 20 % do valor nominal do inversor. Para potências de carregamento acima

de 1750 W, os valores percentuais de DHTi de 7ª ordem, as que mais influenciaram na DHT do sistema, limitaram-se a 4% e o inversor atendeu os limites estabelecidos pelas normas, conforme apresentados na Tabela 1.

Para o caso estudado, o inversor fotovoltaico monofásico atendeu à norma ABNT NBR 16149 e está adequado para conexão às instalações elétricas da Unifei *Campus* Itabira. Os polinômios encontrados representam as componentes harmônicas de corrente e podem atender ao propósito de simulação computacional de sistema fotovoltaico conectado à rede para representar o comportamento harmônico de inversores fotovoltaicos de mesma potência.

REFERÊNCIAS

- ABNT (2013). Sistemas fotovoltaicos - características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. abnt nbr 16149. *ABNT NBR 16149*, 12.
- ANEEL (2016). Micro e mini geração distribuída - sistema de compensação de energia elétrica. *Caderno temático micro e minigeração*, 31 p.
- ANEEL (2017). Geração distribuída. Technical report, ANEEL. URL http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp.
- ANEEL (2018). Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - ren n.482/2012. Technical report, ANEEL, Brasília.
- Bogila, Alessandro; Borg, D.P.J.R.e.a. (2018). Estudo da geração de energia e das harmônicas nos inversores de uma microssistema fotovoltaica. In *anais. Congresso Brasileiro de Energia Solar, CBQEE*.
- Carrasco, J.M., García Franquelo, L., Bialasiewicz, J.T., Galván, E., Portillo Guisado, R.C., Martín Prats, M.d.l.Á., León, J.I., and Moreno-Alfonso, N. (2006). Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53 (4), 1002-1016.
- Casaro, M.M. and Martins, D.C. (2010). Processamento eletrônico da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica. *Revista Controle & Automação*, 21(2), 159-172.
- de Almeida, P.M. (2011). Condicionamento da energia solar fotovoltaica para sistemas interligados a rede elétrica. *Universidade Federal de Juiz de Fora*.
- IEEE (2014). IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, 1-29. doi:10.1109/IEEESTD.2014.6826459.
- J. Aramizu (2010). Modelagem e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico em operação isolada e em paralelo com uma rede de distribuição de energia elétrica. Trabalho de conclusão de curso, Escola de Engenharia de São Carlos, EESC, São Carlos(SP).
- M. V. X. Dias, E. C. Bortoni, J.H. (2005). *Geração distribuída no Brasil: Oportunidades e barreiras*. Master's thesis, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá.
- Monteiro Júnior, A. (2014). *Modelagem da usina fotovoltaica do estádio do Mineirão para estudos de propagação harmônica*. Master's thesis, Universidade Federal de Minas Gerais.
- Patel, M.R. (1999). Wind and solar power systems. Boca Raton: CRC Press LCC.