

Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de Geração Fotovoltaicos Instalados na UFLA

Rodolfo R. Brito, Sílvia C. Ferreira, Joaquim P. da Silva, Marcelo A. Rezende, Rodrigo A. Marques, Fabio D. de Jesus e Danton D. Ferreira.

UFLA-Universidade Federal de Lavras. Av. Doutor Sylvio Menicucci, 1001 - Kennedy, Lavras - MG, 37200-000.
rodolfoforbrito@gmail.com, ferreira.silviac@gmail.com.

Resumo – Este trabalho apresenta uma avaliação de qualidade da energia elétrica (QEE) em um sistema de geração fotovoltaico instalado na Universidade Federal de Lavras (UFLA). O sistema é composto por quatro inversores conectados à rede, com capacidade de geração de aproximadamente 19KW. A partir de medições realizadas em um período de seis dias foram feitas análises de QEE de acordo com a norma NBR 16149 e o módulo 8 do PRODIST. Os resultados mostram que a geração na usina não impacta na QEE da rede em que está conectada. Entretanto, os inversores não estão operando de acordo com a NBR 16149 em termos de distorção harmônica da corrente e a resposta às condições anormais de tensão.

Palavras-chaves - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede, qualidade da energia, geração distribuída, NBR 16149, PRODIST.

I. INTRODUÇÃO

O modo de se produzir e utilizar energia elétrica está cada vez mais voltado para a ideia de Redes Inteligentes, um conceito amplo que envolve, entre outros aspectos, a otimização dos recursos do sistema elétrico de potência com vistas ao uso eficiente da energia elétrica. São diversas as iniciativas pelo mundo e no Brasil, onde os conceitos de geração distribuída (GD), controle pelo lado da demanda (DSM), controle pelo perfil de carga, uso de medidores inteligentes, entre outros, estão sendo aplicados em projetos piloto, sempre buscando o uso eficiente e a melhor qualidade da energia [1].

Nas últimas décadas, a geração fotovoltaica vem ganhando relevância no cenário nacional, como uma fonte alternativa em sistemas de geração distribuída. Apesar de ser uma tecnologia já difundida em países desenvolvidos, a geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos ainda está em crescimento no nosso país. Principalmente após a publicação da Resolução Normativa nº 482, em 2012, pela ANEEL. Essa resolução regulamentou as condições para o acesso de microgeração e minigeração distribuída e também instituiu o sistema de compensação de energia elétrica, estimulando o uso de sistemas fotovoltaicos de pequena escala [2].

A inserção desses sistemas pode trazer diversos benefícios à rede elétrica, tais como, a diminuição das perdas e redução de sobrecargas em sistemas de transmissão e distribuição [3,4]. Além disso, como no Brasil a geração de eletricidade é predominantemente hidroelétrica, o aumento do uso de fontes alternativas de energia é extremamente importante para a diversificação da matriz energética, aumentando a sua confiabilidade [5]. Desta forma, é importante avaliar os impactos que sistemas fotovoltaicos causam quando

conectados à rede, buscando validar a eficiência desta nova alternativa energética.

Entretanto, diversos autores chamam a atenção para a qualidade da energia gerada nesses casos [6-8]. Isso porque, os sistemas painéis fotovoltaicos (PV) possuem uma capacidade de geração altamente intermitente e que depende da irradiação solar. Essa variação pode resultar em problemas como, flutuação de tensão e *flicker* [9]. Outro aspecto importante está relacionado aos conversores eletrônicos que fazem a interconexão com a rede elétrica. Esses conversores asseguram que a máxima potência seja extraída dos painéis e que requisitos mínimos de qualidade sejam atendidos, de acordo com a regulamentação da concessionária local. Porém, a interação entre os componentes da rede e os componentes dos conversores pode resultar em pontos de ressonância e amplificar distorções harmônicas presentes no sistema [10].

Esses são alguns exemplos de problemas de qualidade da energia que podem ser causados por sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede. Todavia, o impacto real no perfil de tensão da rede e na QEE é particular de cada instalação, e depende muito da capacidade da usina instalada, da impedância de curto-circuito e do ponto de acoplamento ao sistema [11].

Este trabalho apresenta uma análise de qualidade de energia, feita nos geradores fotovoltaicos da Universidade Federal de Lavras (UFLA). O sistema em análise é composto por 1 ecobicicletário de 5KWp e uma pequena usina fotovoltaica de 13,5KWp. O objetivo principal é avaliar o impacto da inserção do sistema de geração fotovoltaica na qualidade da energia no ponto de acoplamento do sistema.

II. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO

A usina solar fotovoltaica, analisada neste trabalho, está localizada na Universidade Federal de Lavras (UFLA), na cidade de Lavras – Minas Gerais e faz parte de um projeto da universidade que almeja estimular o uso de energias renováveis e qualificar os estudantes e profissionais da instituição. As primeiras placas fotovoltaicas foram instaladas em 5 ecobicicletários espalhados em diferentes pontos da universidade com capacidade de geração total de 25KWp. A universidade também fez um convênio com a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), no qual recebeu outros 250 painéis fotovoltaicos que foram instalados junto a um dos ecobicicletários.

As análises deste trabalho foram feitas nessa usina, mostrada na Fig. 1, composta por 21 painéis do ecobicicletário

de 245W cada e 250 painéis de 54W, totalizando uma capacidade de, aproximadamente, 18,9kWp.



Fig. 1 - Pequena usina de geração fotovoltaica da UFLA.

Os painéis fotovoltaicos utilizados no projeto apresentam as características técnicas apresentadas na Tabela I.

TABELA I. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Fabricante	KYCERA	MEMC SILVANTIS
Modelo	KC50T	MEMC M245 AMA
Potência Máx.	54 [W]	245 [W]
Tensão de Máx. Pot.	17,4 [V]	29,7 [V]
Corrente de Máx. Pot. [A]	3,11 [A]	8,25 [A]
Tipo do Material (Silício)	Monocristalino	Policristalino
Tolerância de Potência	+10%/-5%	5%

Os 21 painéis do ecobicicletário são de silício monocristalino e estão conectados a um inversor monofásico de 5KWp (inversor A). Os demais painéis são silício policristalino e estão conectados a três inversores monofásicos da seguinte maneira: dois inversores de 5KWp (inversor B e C) com 92 painéis cada e um inversor de 4KWp (inversor D) com 66 painéis.

Em resumo, a usina conta com quatro inversores monofásicos, distribuídos entre as fases, com uma capacidade instalada em inversores de 19KWp, como mostra a Fig. 2. O sistema de geração em análise não possui baterias. Além disso, uma vez que não é permitido pelas normas que regulamentam a geração distribuída, os inversores tem o seu funcionamento interrompido nas condições de ilhamento. Os inversores estão conectados fase-fase, e como são quatro inversores, isso gera um desequilíbrio na distribuição da energia gerada. A corrente injetada na fase C é menor que as correntes injetadas nas fases A e B.

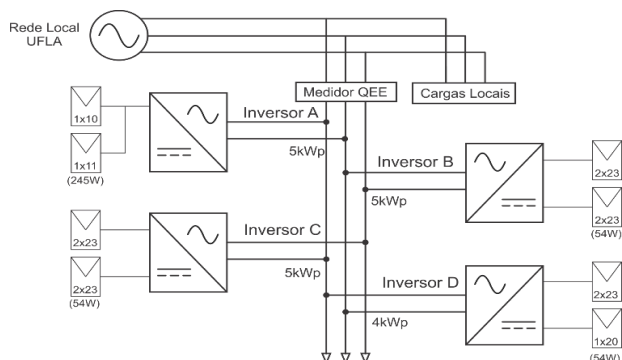


Fig. 2 - Diagrama Multifilar do sistema de geração fotovoltaico em análise.

A Fig. 3 mostra os inversores utilizados para conectar as placas fotovoltaicas na rede elétrica da universidade, e suas características técnicas são apresentadas na Tabela II.



Fig. 3 - Inversores de conexão com a rede elétrica utilizados no sistema em análise.

TABELA II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS INVERSORES

	Inversor A	Inversor B-C	Inversor D
Fabricante	Fronius	Fronius	Fronius
Modelo	IG Plus 55V-1	Primo 5.0-1	Primo 4.0-1
Potência CA	5 [KW]	5 [KW]	4 [KW]
Tensão CA non.	230 [V]	220/230 [V]	220/230[V]
Corrente CA máx.	21,7 [A]	22,9 [A]	18,3 [A]
Concepção do Inversor	Transformador de Alta Frequência	Sem Transformador	
Eficiência Máx.	95,7%	98%	97,7%
Número de Ent.	1 MPPT	2 MPPTs	2 MPPTs

A partir da Tabela II é possível observar algumas diferenças entre os inversores utilizados. O inversor Fronius IG Plus utiliza transformadores de alta frequência para promover o isolamento galvânico entre o lado CC e o lado CA da geração. O seu uso permite eliminar a injeção de componentes CC na rede elétrica e reduzir significativamente a emissão de ruídos por indução eletromagnética (IEM). Por outro lado, diminui a eficiência do inversor e aumenta o seu peso/volume. Desta forma, pode-se observar que o inversor A é o que possui menor eficiência e maior tamanho se comparado com os demais. Já os inversores Fonius Primo não utilizam transformadores e são conectados diretamente à rede elétrica através de filtros LC. Esse tipo de conexão permite melhorar a eficiência do inversor. Entretanto, a ausência do transformador dificulta o bloqueio da injeção de correntes CC sendo necessário o uso de dispositivos de proteção adicionais.

Outra diferença entre os inversores é o número de entradas de MPPT. O MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) é um algoritmo que deve ser implementado no conversor CC/CC e é responsável por rastrear o ponto de máxima potência dos painéis fotovoltaicos. Esse algoritmo é essencial para garantir que seja entregue ao inversor a máxima potência extraída dos painéis. A vantagem em possuir duas entradas de MPPTs distintas é o fato de ser buscado o ponto de máxima potência para um conjunto menor de painéis fotovoltaicos, diminuindo os efeitos de perda de capacidade de geração por sombreamento parcial e permitindo o arranjo com números diferentes de painéis conectados em série e paralelo, como é o caso do inversor D (Fig. 2).

III. NORMAS DE CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS À REDE ELÉTRICA: REQUISITOS DE QEE

Em 2012, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) publicou a Resolução Normativa nº 482, para estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração

e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica [2].

Para cumprir as exigências desta resolução cada concessionária publicou normas de acesso à sua rede elétrica. Na Cemig esses dados se encontram na norma ND-5.30 (Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão) [12].

De acordo com esta norma, para os sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, os valores de referência para os parâmetros de QEE devem estar de acordo com o estabelecido na norma ABNT NBR 16149 (Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição) [13]. Os demais tipos de geração que não utilizam inversores devem seguir os parâmetros do PRODIST módulo 8 (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) [14].

Com relação à resposta às condições anormais de tensão apresentadas na NBR 16149, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia a rede quando a tensão está operando fora do regime normal de operação (Tabela III). Além disso, o inversor pode continuar operando por um curto intervalo de tempo fora dessas condições (tempo máximo de desligamento) para evitar desligamentos excessivos.

TABELA III. NÍVEIS DE TENSÃO DE OPERAÇÃO DO INVERSOR

Tensão no Ponto de Conexão (% em relação à nominal)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% < V < 110\%$	Regime normal de operação
$V > 110\%$	0,2s

Ao contrário do PRODIST, que considera os valores de tensão medidos a cada 10 minutos, os indicadores de tensão da NBR 16149 são valores instantâneos relacionados à proteção do equipamento.

A NBR 16149 também apresenta limites para a distorção harmônica da corrente injetada pelo inversor. A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5% em relação a corrente fundamental na potência nominal do inversor e o limite para cada potência individual é apresentado na Tabela IV abaixo.

TABELA IV. LIMITE DE DISTORÇÃO HARMÔNICA DA CORRENTE

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

Outros critérios de QEE também são definidos pela NBR 16149, tais como: faixa de operação de frequência, proteção de injeção de componente CC, cintilação de tensão, entre outros [13].

IV. METODOLOGIA: MEDIÇÕES DE QEE

As medições de QEE apresentadas neste trabalho foram realizadas durante 6 dias consecutivos, no período de 08/12/2016 a 13/12/2016, utilizando o analisador de qualidade

de energia FLUKE 430-II no ponto de conexão entre a usina e a rede local da UFLA, como indicado na Fig. 2. O intervalo de amostragem utilizado foi de 10 segundos. Para análise dos dados foi utilizado o software PowerLog 5.3.

As principais variáveis analisadas foram: corrente e tensão; potência ativa e energia gerada; flicker; afundamento e elevação de tensão; distorção harmônica total de tensão e corrente (DHT-V e DHT-I); harmônicos de tensão e corrente até o 11º harmônico; desequilíbrio de tensão e frequência.

Do ponto de vista do inversor, as análises de QEE apresentadas serão feitas de acordo com a NBR 16149. Para esta condição serão avaliadas a distorção harmônica da corrente e a resposta do inversor à condições anormais de operação. Outros parâmetros de QEE (relacionados à rede), tais como: distorção harmônica da tensão, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão, serão avaliados de acordo com os parâmetros do módulo 8 do PRODIST.

V. RESULTADOS

A. Energia e Potência Injetada na Rede

Após os seis dias de medições, foram gerados pela usina um total de aproximadamente 400KWh como mostrado na Fig 4. Considerando o consumo médio de uma residência de 160KWh/mês [15], essa energia seria suficiente para alimentar 2,5 residências por um mês.

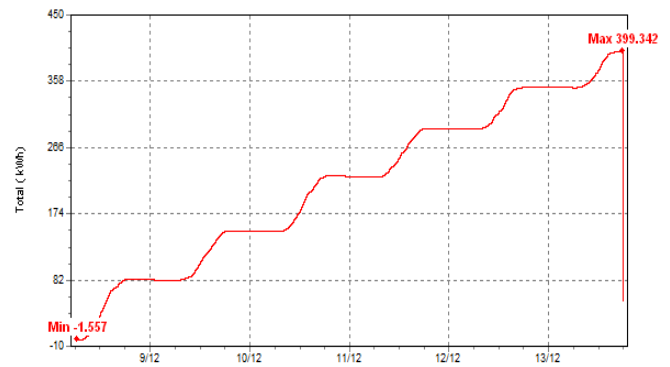


Fig 4 - Energia gerada durante o período de medição (6 dias).

A potência total injetada na rede pelos quatro inversores pode ser observada na Fig. 5. Nota-se que em todos os seis dias de medição a usina tem picos perto de sua capacidade de total de geração. O valor máximo gerado durante o período foi de 18,9KW.

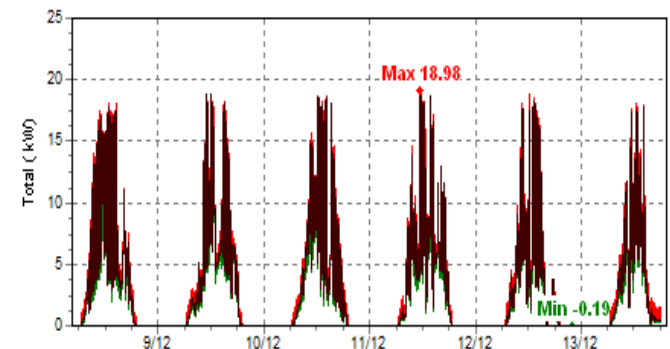


Fig. 5 – Potência injetada na rede pelos 4 inversores (6 dias).

B. Níveis de Tensão e Respostas às Condições Anormais de Operação

Os níveis de tensão no ponto de acoplamento (PCC) do sistema estão mostrados na Fig. 6. É possível observar que no dia 13/12 houve um afundamento de tensão em que o seu valor ficou por volta de 0,86 p.u. por um período de aproximadamente 7 horas. De acordo com os registros do setor de eletricidade, não houve nenhum evento interno na universidade, sendo então um problema associado à rede da concessionária.

No PRODIST são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente. Uma tensão de leitura (T_L) adequada, em relação a tensão nominal (T_N), deve ser de $0,92T_N \leq T_L \leq 1,05T_N$. Para a faixa $0,87T_N \leq T_L < 0,92T_N$ ou $1,05T_N < T_L \leq 1,06T_N$, a tensão é considerada precária. E, por fim, uma tensão de leitura $T_L < 0,87$ ou $T_L > 1,06$ é considerada crítica.

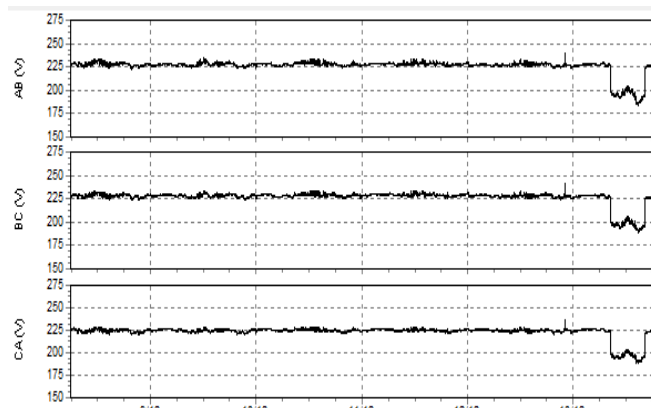


Fig. 6 - Valores rms da tensão fase-fase no PCC.

A Fig. 7 mostra um histograma da tensão fase-fase AB que apresenta o número de vezes que um certo valor rms de tensão foi medido. Considerando a tensão nominal de 220V, é possível observar que em algumas medições a tensão de leitura se encontrava na faixa considerada como tensão precária ($191,4V \leq T_L \leq 202,4V$). Foram observadas também valores de tensão críticas ($T_L \leq 191,4V$), devido ao afundamento do dia 13/12.

Como o comportamento dos níveis de tensão para as três fases foi similar, as estatísticas para as tensões fase-fase BC e CA não serão apresentadas.

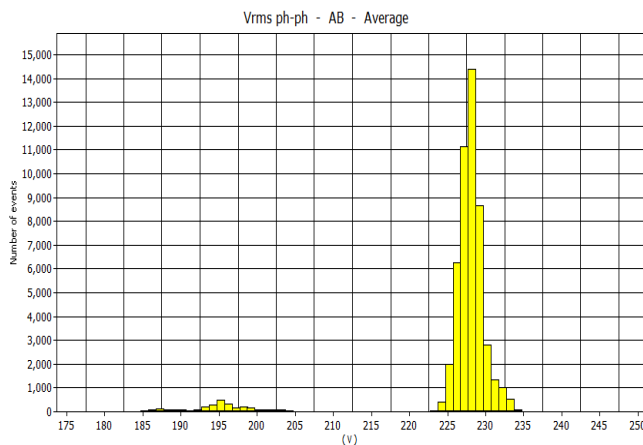


Fig. 7 - Histograma de níveis de tensão fase-fase (AB) em relação ao número de vezes que foi medido.

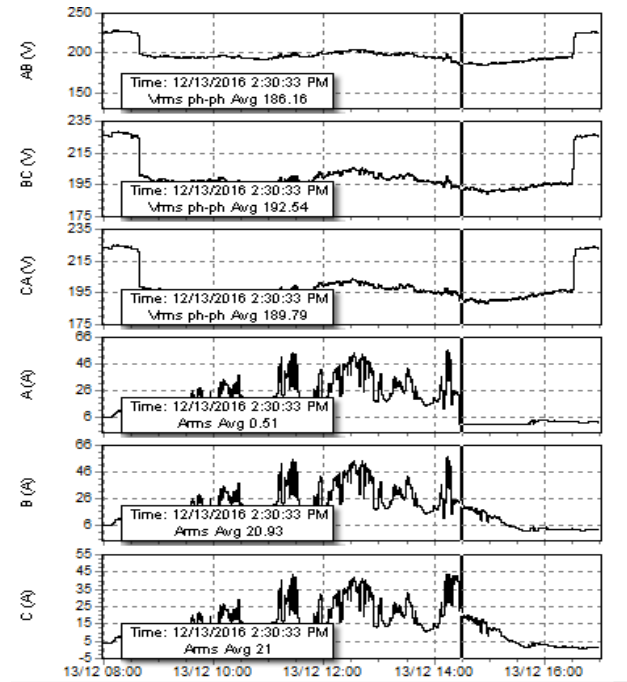


Fig. 8 - Níveis de tensão e corrente no afundamento do dia 13/12.

A Fig. 8 mostra o período do dia 13/12 em que houve o afundamento de tensão. Nota-se que o nível de tensão tem um impacto direto na geração de energia. Os inversores conectados a fase AB e CA interromperam o fornecimento de energia e apenas o inversor da fase BC continuou operando. Para a fase AB e CA houve interrupção na geração para níveis de tensão abaixo de 0,84 p.u. e 0,86 p.u. respectivamente. A fase BC permaneceu com a sua tensão em 0,88 p.u. e o inversor continuou operando normalmente.

Esses valores não estão de acordo com a norma NBR 16149, na qual os inversores só deveriam interromper o fornecimento de energia se a tensão ficasse abaixo de 0,8 p.u.. Esses valores foram apresentados na Tabela III, que define que os inversores operem em regime normal para tensões entre 80 e 110% da tensão nominal.

C. Flutuações de Tensão

A flutuação de tensão é caracterizada pela variação do valor eficaz da tensão e pode ser causada pela operação de cargas variáveis. A qualidade desse parâmetro é medida em relação ao incômodo provocado pela cintilação luminosa (flicker) as pessoas expostas ao problema [16]. A principal variável considerada é o Pst - Severidade da flutuação de tensão de curta duração (flutuação em um período contínuo de 10 minutos).

A Fig. 9 mostra os valores de Pst para o período de medição. Pode-se observar que em alguns momentos o valor fica muito acima do máximo estipulado em [14] ($Pst \leq 1,0$ pu). O valor máximo ocorreu no dia 12/08 e foi de 8,3. Entretanto é possível notar que a maioria dos valores que ultrapassam o limite ocorreram durante a noite quando não há geração na usina.

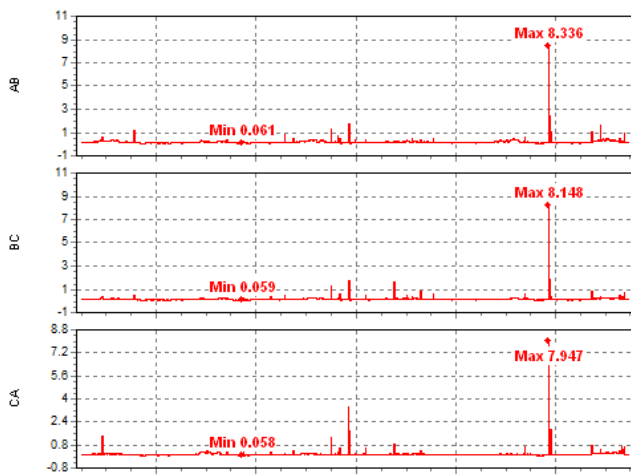


Fig. 9 – Medição dos valores de Pst.

D. Harmônicos de Tensão e Corrente

Os harmônicos de tensão e corrente são a combinação das suas respectivas componentes fundamentais com componentes de frequência múltipla inteira. Eles podem ser causados por diversos fatores como presença de componentes e cargas não lineares no sistema de distribuição [16]. Os principais efeitos relacionados à presença de harmônicos no sistema são aumentos de perdas nos cabos de alimentação e transformadores, perda na capacidade de torque de motores elétricos, problemas relacionados com ressonância série/paralela em capacitores, entre outros [16].

A Fig. 10 mostra a distorção harmônica total de tensão (DHT-V) para as três fases durante o período de medições. Pode-se observar que em nenhum momento as distorções ultrapassaram o limite ($DHT-V \leq 10\%$) estabelecido em [14]. É possível observar também que as distorções são maiores durante a noite quando não há geração na usina.

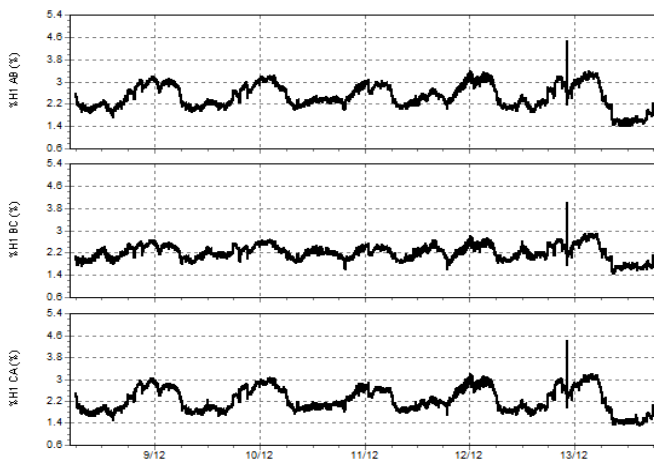


Fig. 10 - Distorção Harmônica Total de tensão.

O módulo 8 do PRODIST não estabelece nenhum limite para a distorção de corrente (DHT-I). Entretanto, além dos problemas discutidos anteriormente que a distorção harmônica pode causar, altos níveis de corrente harmônica interferem na energia que está sendo aproveitada no sistema.

A Fig. 11 mostra as formas de onda de corrente em uma tela capturada no dia 12/12, com o inversor operando com baixa e média capacidade de geração. Nesta imagem pode-se

observar que as correntes das fases A e B possuem uma distorção maior do que a fase C que é a corrente que mais se aproxima de uma onda senoidal. E também fica evidente o desequilíbrio nas correntes causado pela distribuição dos quatro inversores entre as fases.

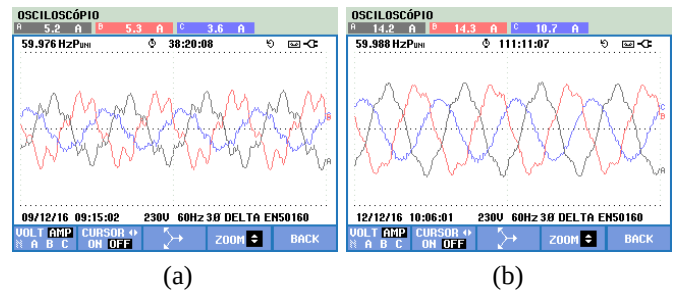


Fig. 11 – Formas de onda de corrente para (a) baixa (b) média irradiação solar.

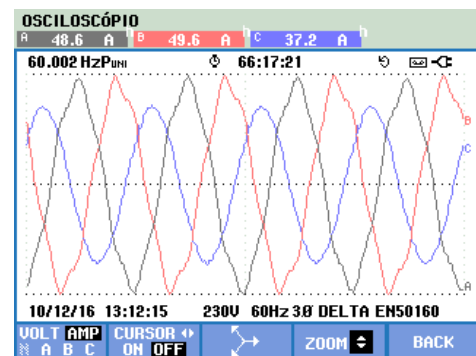


Fig. 12 – Formas de onda de corrente para condições nominais de operação.

Na Fig. 12 são mostradas as formas de onda da corrente para uma potência de 17,9 KW, em que os inversores estão operando próximo das suas capacidades nominais. Os harmônicos mais significativos desta corrente são apresentados na Tabela V.

TABELA V. HARMÔNICOS DE CORRENTE CONDIÇÕES NOMINAIS

Harmônico	Fase A	Fase B	Fase C
Nível CC	0,28 %	0,26 %	0,08 %
2°	0,23 %	0,29 %	0,21 %
3°	0,34 %	0,38 %	0,11 %
4°	0,08 %	0,12 %	0,08 %
5°	3,28 %	3,75 %	0,60 %
7°	0,32 %	0,52 %	0,22 %
9°	0,13 %	0,12 %	0,06 %
11°	0,08 %	0,19 %	0,08 %
THD	7,00 %	7,88 %	3,2 %

A partir da Tabela V é possível observar que o THD-I das fases A e B são maiores do que 5% que é o limite de máximo estabelecido pela NBR 16149. Isso se deve a forte influência do 5° harmônico nessas duas fases.

E. Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão em um sistema é caracterizado pela diferença entre as amplitudes das tensões de fase ou então

uma defasagem diferente de 120° entre as tensões [14]. Esse fenômeno pode ser causado, por exemplo, por uma conexão não balanceada de cargas monofásicas ou bifásicas em sistemas trifásicos. A evolução temporal do desequilíbrio de tensão é mostrada na Fig. 13.

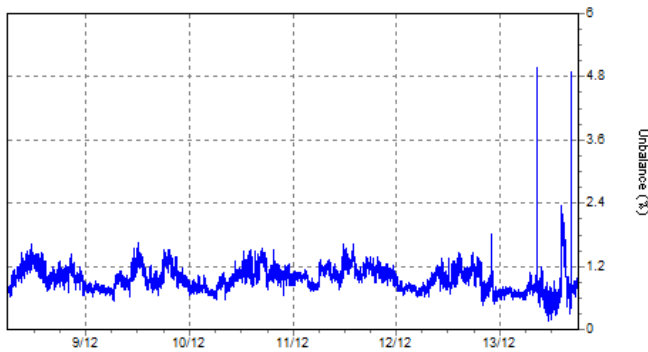


Fig. 13 – Medição do Desequilíbrio de Tensão.

Em [14] é estabelecido que o limite de desequilíbrio para tensão deve ser de 3%. É possível observar que apenas em dois momentos (ambos no dia 13/12) o desequilíbrio ultrapassou o limite de 3%. Desta forma, pode-se dizer que o desequilíbrio das correntes devido a distribuição dos inversores nas fases não está impactando na tensão do barramento.

F. Variação da Frequência

É estabelecido em [14] que em condições normais de operação e em regime permanente, o sistema de distribuição e instalações de geração conectadas a ele devem operar com limites mínimo e máximo de frequência de 59,9Hz e 60,1Hz, respectivamente. Durante o período de medições, a Fig. 14 mostra que o valor mínimo de frequência foi de 59.891Hz e o máximo foi de 60,111Hz.

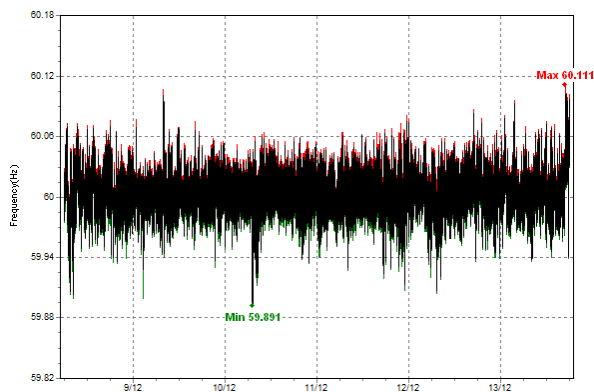


Fig. 14 – Medição dos valores instantâneos de frequência.

VI. CONCLUSÕES

Este artigo buscou apresentar e analisar os principais parâmetros de qualidade de energia na geração da usina fotovoltaica instalada na UFLA. Foi possível observar a partir dos resultados que a geração não tem um impacto negativo direto nos parâmetros de QEE relacionados à rede, como: distorção harmônica da tensão, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão. A DHT-V, por exemplo, é maior durante o período em que não há geração de energia na usina. O mesmo ocorre para a flutuação de tensão, pois é no período noturno que são observados os maiores valores de Pst. Outros parâmetros como desequilíbrio de tensão e variação de

frequência mantiveram-se dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST na maior parte do tempo.

Para este estudo de caso, em específico, pode-se dizer que a usina solar não se mostrou uma fonte relevante de distúrbios à rede elétrica em que está conectada. Entretanto, do ponto de vista do inversor foi possível observar que a distorção harmônica da corrente e a resposta do inversor às condições anormais de tensão não estão de acordo com a NBR 16149 e consequentemente com as normas de acesso à rede elétrica da Cemig.

V. REFERÊNCIAS

- [1] M. Jamil, B. Hussain, M. Abu-Sara, R. J. Boltryk, S. M. Sharkh, "Microgrid power electronic converters: State of the art and future challenges," *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International*, vol., no., pp.1-5, 1-4 Sept. 2009.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.
- [3] A. F. A. Kadir, T. Khatib, W. Elmenreich, "Integrating Photovoltaic Systems in Power System: Power Quality Impacts and Optimal Planning Challenges," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2014.
- [4] M. Farhoodnea, A. Mohamed, H. Shareef, H. Zayandehroodi, "Power quality impact of grid-connected photovoltaic generation system in distribution networks," *2012 IEEE Student Conference on Research and Development (SCORED)*, Pulau Pinang, 2012, pp. 1-6.
- [5] A. J. Bühler, G. A. Rampinelli, F. P. Gasparin, Arno Krenzinger, "Energia Solar Fotovoltaica e o Setor Elétrico Brasileiro: Situação Atual e Perspectivas", *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 19*, pp.04.11-04.21, 2015.
- [6] A. Pan, Y. Tian, H. Zhao, X. Yang and J. Jin, "Power quality analysis of PV system of summer and winter," *CIREP 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, Lisbon, 2012, pp. 1-4.
- [7] Hiury S. Gomes, Fernando C. Melo, Luiz C. Freitas, Ernane A. A. Coelho, Valdeir J. Farias e Luiz C. G. Freitas "Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos: Estudo de Caso de UFV de 2,16 kWp Instalada na Faculdade Engenharia Elétrica da UFU", *XI Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Campina Grande, 2015.
- [8] M. M. Silva, M. L. Gonzalez, E. N. Cardoso, S. R. Silva, M. E. Souza, B. M. Lopes, "Estudo do impacto da geração solar fotovoltaica na qualidade de energia" *XI Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Campina Grande, 2015.
- [9] S. y. Lu, L. Wang, S. c. Ke, C. h. Chang and Z. h. Yang, "Analysis of measured power-quality results of a PV system connected to Peng-Hu power system," *2014 IEEE Industry Application Society Annual Meeting*, Vancouver, BC, 2014, pp. 1-7.
- [10] H. Hu, Q. Shi, Z. He, J. He and S. Gao, "Potential Harmonic Resonance Impacts of PV Inverter Filters on Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 151-161, Jan. 2015.
- [11] S. Hürmeydan, A. Rosin and T. Vinnal, "Effects of PV microgeneration on rural LV network voltage quality - harmonics and unbalance," *2016 Electric Power Quality and Supply Reliability (PQ)*, Tallinn, 2016, pp. 97-100.
- [12] Cemig – Companhia Energética de Minas Gerais, "ND 5.30 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão", Manual de Distribuição, Belo Horizonte, Mar. 2016.
- [13] ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, "NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição", 2013.
- [14] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, PRODIST Módulo 8 Revisão 8, Jan. 2017.
- [15] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, "Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica," Rio de Janeiro, Jan. 2017.
- [16] Math H.J. Bollen and Irene Y.H. Gu "Signal Processing of Power Quality Disturbances", *IEEE PRESS Series on Power Engineering*, Wiley-IEEE Press, p. 861, Aug. 2006.