

AVALIAÇÃO OPERACIONAL DOS EFEITOS DO PERFIL DE DEMANDA EM UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE

Ivan Ruy de Parijós Junior – iparijos@ufpa.br

Keila Cristina dos Santos Maia – keila@ufpa.br

Alexandre de Souza Ribeiro – alexandre.eletrotecnica@gmail.com

Marcos André Barros Galhardo – galhardo@ufpa.br

Wilson Negrão Macedo – wnmacedo@ufpa.br

João Tavares Pinho – jtpinho@ufpa.br

Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Faculdade de Engenharia Elétrica, Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

Resumo. *Este trabalho tem por objetivo verificar os efeitos da operação da conexão de um sistema fotovoltaico à rede elétrica de distribuição de baixa tensão frente a diferentes perfis de carga simulados como estudos de caso. O sistema em estudo possui potência nominal de 2,45 kWp e está instalado na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE). As diferentes demandas foram simuladas por meio de uma carga eletrônica programável, na qual buscou-se configurar um perfil de demanda de consumidor comercial e outro residencial. Para avaliação dos parâmetros pertinentes ao estudo, como fator de potência e distorção harmônica total na corrente (THDi), foram realizadas medições pontuais para cada caso de carga simulada, sendo uma parcela da corrente elétrica da carga atendida pela rede e outra pelo sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR). O inversor em estudo opera como fonte de corrente apresentando fator de potência unitário e THD de corrente baixa a partir do valor de 15% da sua potência nominal, logo, para situações de maior demanda e com característica predominantemente não linear da carga há a redução do fator de potência visto pelo lado da rede de distribuição ou concessionária, assim como o aumento da distorção harmônica total da corrente circulando na rede.*

Palavras-chave: *Sistemas fotovoltaicos, Microgeração distribuída, Qualidade de energia.*

1. INTRODUÇÃO

A inserção da geração fotovoltaica na rede elétrica de distribuição vem apresentando crescimento, principalmente após a regulamentação promovida pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012).

A utilização de sistemas fotovoltaicos como geração distribuída contribui para a diversificação da matriz energética nacional e redução de impactos ambientais para a produção de eletricidade. O crescimento das instalações de microgeradores com fonte solar fotovoltaica tende a aumentar, dado também o cenário energético brasileiro atual, com a diminuição dos níveis de água nos reservatórios que abastecem centrais hidrelétricas e a necessidade de acionamento de termelétricas, fatores que impactam diretamente no aumento das tarifas de energia elétrica.

Embora seja uma alternativa para a produção de energia elétrica, o aumento da quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) de distribuição pode impactar na qualidade da energia da rede elétrica de distribuição, uma vez que os inversores de SFCRs geralmente operam com fator de potência unitário, deixando para a rede apenas o suprimento de potência não ativa, que pode ocasionar problemas de redução do fator de potência do consumidor “visto” pelo lado da rede e a circulação de correntes com elevadas taxas de distorção harmônica, fazendo necessários estudos para avaliar os impactos causados pela inserção desse tipo de geração na rede elétrica de distribuição.

Com o intuito de avaliar alguns dos aspectos que podem influenciar a qualidade de energia da rede quando da inserção de geração fotovoltaica na rede, mas também associado com o perfil de demanda do consumidor, este trabalho propõe-se a analisar a operação de um SFCR de 2,45 kWp atendendo diferentes perfis de carga, os quais foram simulados por uma carga eletrônica programável conectada na saída do inversor do SFCR empregado, o SFCR encontra-se instalado na área de testes do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA). Dessa forma, foram definidas duas curvas de carga, uma simulando a demanda de uma edificação comercial e outra simulando o perfil de demanda de uma residência, para a realização de avaliações pontuais para cada caso simulado, considerando também que ambas são atendidas em baixa tensão.

2. METODOLOGIA

2.1 Descrição do SFCR

O SFCR empregado no estudo possui potência nominal de 2,45 kWp, sendo o gerador constituído por 10 módulos fotovoltaicos policristalinos de 245 Wp cada e conectados em série. Este arranjo está conectado à entrada de um inversor de potência nominal de 3 kW, que opera como fonte de corrente em rede bifásica com tensão nominal de 220 Vrms / 60 Hz. Para a realização dos experimentos utilizou-se uma carga eletrônica AC/DC programável, série 63800, do fabricante *Chroma ATE INC*.

2.2 Curvas de carga

Para o desenvolvimento do estudo foram definidas duas curvas de carga, buscando-se representar um perfil de demanda de um consumidor comercial e outro residencial, conforme ilustrado na Fig. 1. As características de cada curva de demanda foram também definidas com base na estimativa da progressão do uso de determinado tipo de carga ao longo de um dia. As avaliações são feitas de forma pontual e cada uma considera um caso, sendo que os casos de 1 a 24 representam o perfil comercial e os casos de 25 a 48 representam o perfil residencial. Para o caso do perfil comercial, considerou-se o uso de cargas de climatização artificial e equipamentos eletrônicos durante o período diurno, além de cargas de iluminação durante todo o dia, tendo menor parcela do consumo no período noturno. No caso do perfil residencial, considerou-se o uso de cargas de iluminação ocorrendo no período noturno, prioritariamente, e nas primeiras horas do dia, bem como o uso de eletrodomésticos e eletroeletrônicos no período diurno, tornando-se mais intensa no período noturno.

Além dos valores de potência ativa, a Fig. 1 também mostra os valores de fator de potência (FP) e fator de crista (FC) estimados de acordo com a característica da carga atendida em cada hora. Ressalta-se que apesar das curvas retratarem um perfil diário de demanda, as medições foram realizadas de maneira pontual, sendo efetuada uma medição para cada hora do dia, tratada como um caso individual.

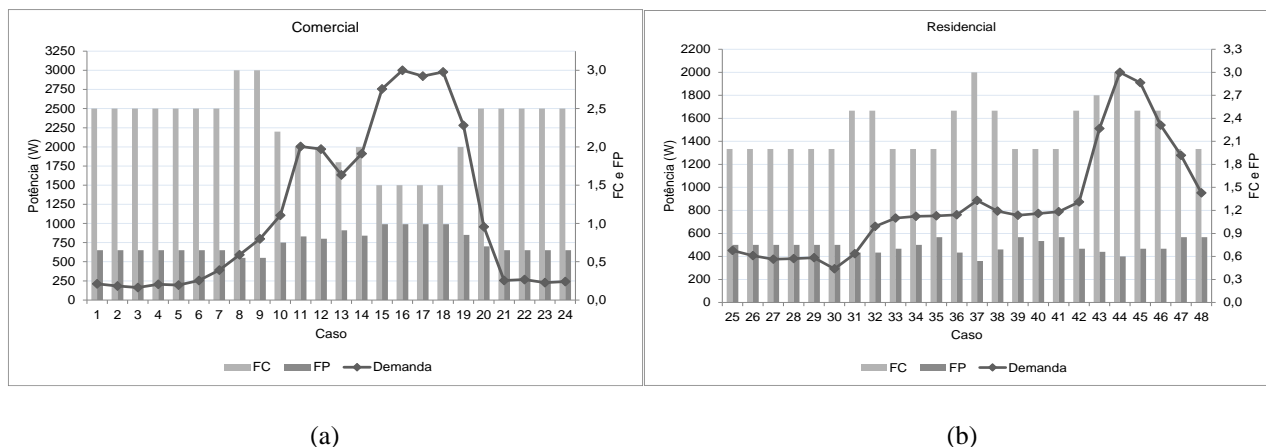


Figura 1 – Curvas de carga simulando demandas de um consumidor comercial (a) e residencial (b) e valores de fator de crista e fator de potência adotados para cada caso.

2.3 Medições

As medições foram realizadas diretamente no quadro de distribuição para a carga, no qual também é feita a conexão à rede do sistema fotovoltaico. Por meio de um analisador de energia, modelo 434, do fabricante Fluke, foram obtidas as formas de onda de corrente do gerador fotovoltaico, da carga e da rede, bem como a forma de onda da tensão no ponto de acoplamento comum. O diagrama de ligação do SFCR e com as indicações de como foram realizadas as medições está ilustrado na Fig. 2.

2.4 Parâmetros Calculados

A partir dos dados medidos, calculou-se a distorção harmônica total de corrente (THDi) presente nas formas de onda, assim como os valores de potência ativa (P), potência não ativa (N) e fator de potência (FP) da rede, da carga e do SFCR, para cada demanda simulada. Em todos os casos simulados, observou-se a operação da rede elétrica com distorção harmônica total de tensão abaixo de 2,5%; logo, optou-se por não acrescentá-la nas figuras.

Para o caso do sistema empregado, a potência não ativa é calculada como (IEEE, 2010):

$$N = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (1)$$

Onde S é o valor da potência aparente.

Os parâmetros de potência ativa, não ativa e distorção harmônica calculados para o perfil comercial e para o perfil residencial considerados são mostrados na Fig. 3.

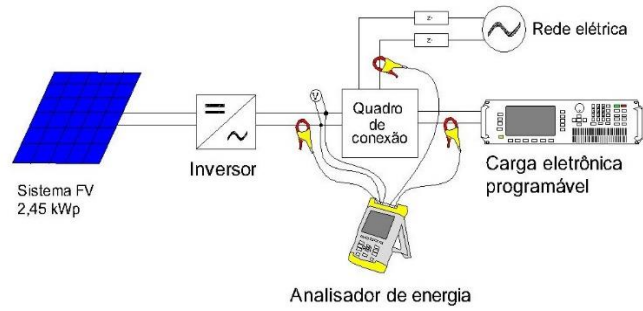
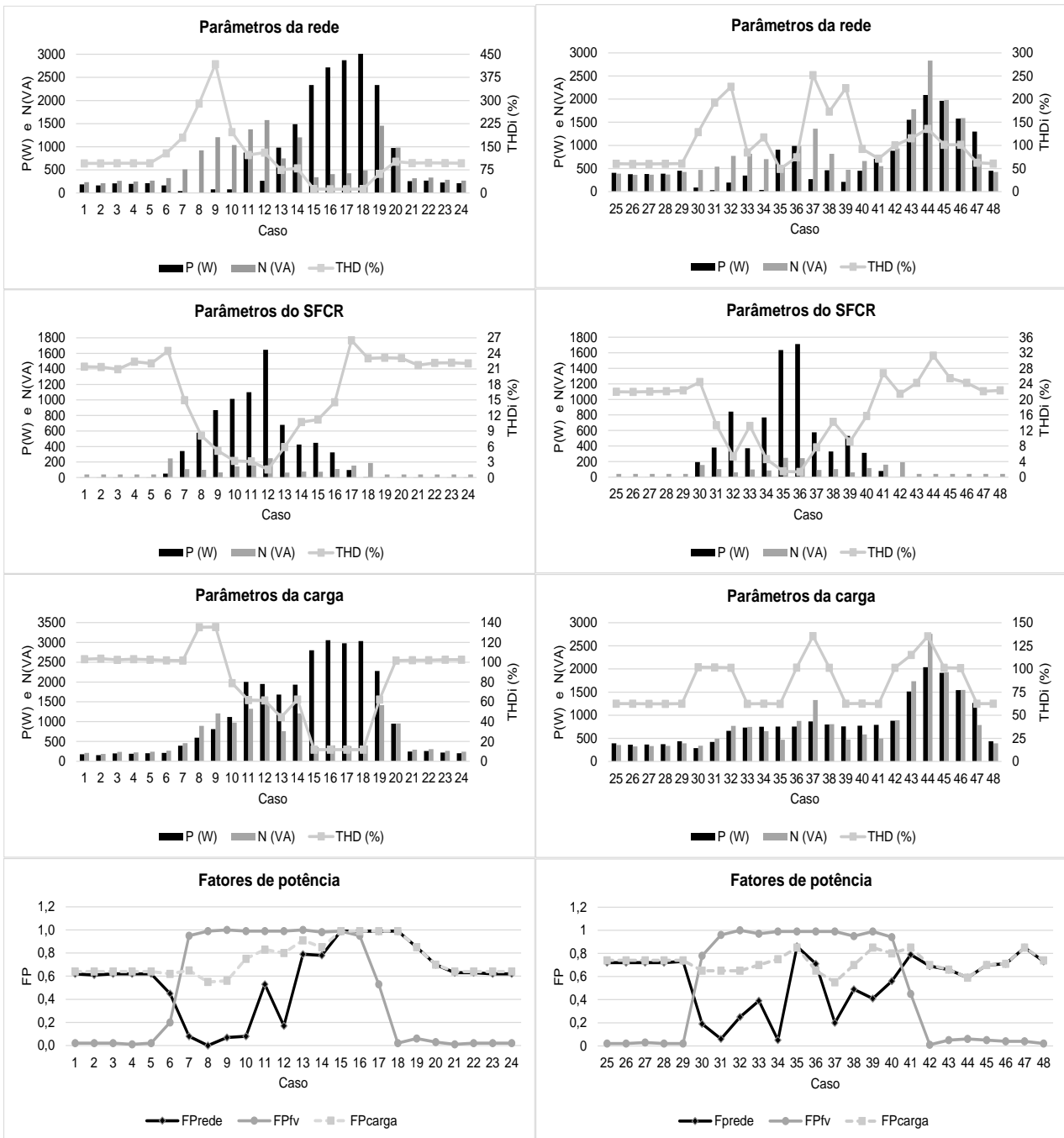


Figura 2 - Diagrama de ligação do SFCR.



(a)

(b)

Figura 3 – Parâmetros da rede, do SFCR e da carga para o perfil comercial (a) e para o perfil residencial (b).

Os dados apresentados na Fig. 3, assim como as formas de onda obtidas de corrente e tensão serviram de base para a realização das análises dos parâmetros da rede e do sistema fotovoltaico. Na seção a seguir apresentam-se alguns resultados selecionados para verificação do comportamento da rede e do SFCR, frente a esses diferentes perfis de operação da carga.

3. AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

Nesta seção faz-se a avaliação do comportamento dos fatores de potência e distorção harmônica total de corrente da rede e da saída do inversor do SFCR.

3.1 Avaliação da operação do inversor do sistema fotovoltaico

THDi presente na corrente de saída do inversor. A inserção da geração fotovoltaica na rede elétrica requer atenção acerca de certos fatores que podem afetar a qualidade de energia próximo ao ponto de acoplamento do inversor, sendo um deles a injeção de correntes com alta distorção harmônica total.

A Fig. 4 mostra a THDi presente na corrente de saída do inversor em função de sua potência de operação. Quando o inversor opera com um carregamento superior a 1.000 W, a THDi na corrente de saída é menor que 5%. De acordo com a norma *IEEE Standard 929-2000* e a ABNT NBR 16149, o inversor deve fornecer à rede elétrica uma corrente com menos de 5% de THDi quando operando na potência nominal. Geralmente, quando inversores aplicados em sistemas de microgeração fotovoltaica conectada à rede operam com baixa potência de saída, fornecem corrente com THDi muito superior a 5% (Macêdo e Zilles, 2009).

Nos presentes casos ensaiados, para valores de carregamento menores (abaixo de 200 W), a THDi de corrente de saída do inversor é superior a 20%. Avaliando-se a Fig. 4, embora a THDi seja elevada, superior a 20% para baixos valores de potência de saída, a magnitude da corrente nesses casos é baixa, da ordem de 1 A, de modo que a injeção na rede de distribuição elétrica é pequena. No entanto, se um grande número de SFCR com características semelhantes forem inseridos no sistema de distribuição, pode haver um impacto significativo na qualidade da energia disponível na rede. Se o transformador que atende o trecho da rede possuir baixa potência de curto-circuito, a elevada THDi, por exemplo, pode ocasionar seu sobreaquecimento, levando à redução da confiabilidade do sistema elétrico.

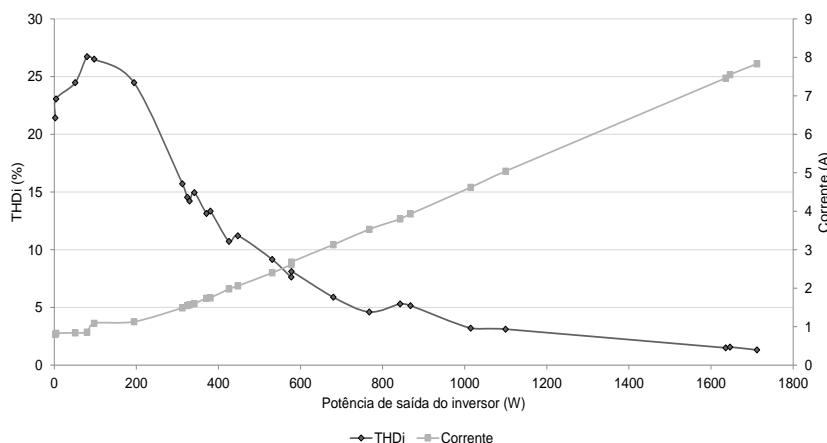


Figura 4 – Relação entre a corrente de saída do inversor e a THDi presente no sinal com a variação da potência de saída do inversor.

Fator de potência na saída do inversor. Outro parâmetro atrelado ao carregamento do inversor é o fator de potência de saída. A Fig. 5 mostra a relação entre o fator de potência medido do inversor utilizado e sua potência de saída durante a simulação dos casos, por meio da qual é possível constatar que, quando o inversor utilizado opera com uma potência superior a 15% do seu valor nominal, o fator de potência é sempre próximo da unidade. De acordo com a norma *IEEE Standard 929*, o inversor deve operar com fator de potência acima de 0,85 quando a potência de saída for superior a 10% da potência nominal, enquanto que a ABNT NBR 16149 estabelece que inversores com potência nominal de até 3 kW devem operar com fator de potência na faixa de 0,98 até 1 quando a potência ativa de saída for superior a 20% da potência nominal.

Estas características apresentadas pelo inversor utilizado são típicas para inversores deste porte, que quando utilizados em sistemas de microgeração fotovoltaica normalmente operam com fator de potência unitário. Desta forma, parte da potência ativa requerida pela carga é atendida pelo SFCR quando em operação, de modo que a potência não ativa solicitada pela carga é suprida pela rede.

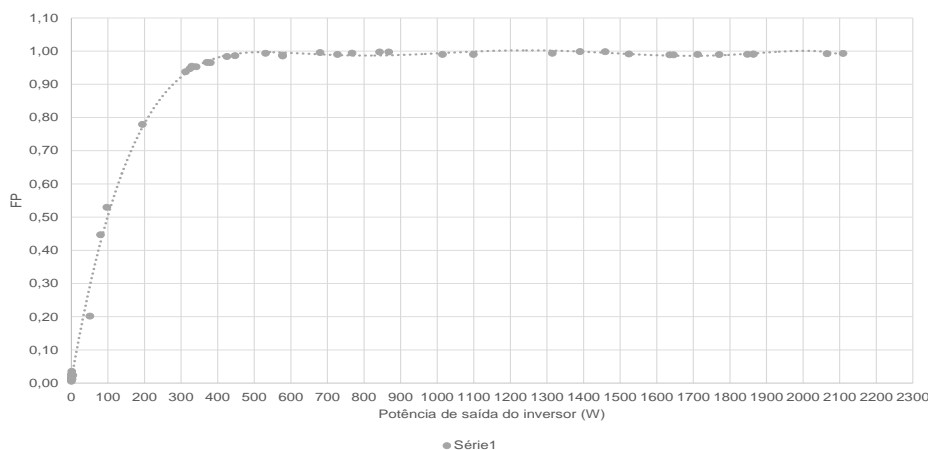


Figura 5 – Relação entre a potência de saída do inversor e seu fator de potência.

Fator de dimensionamento do inversor - FDI. O inversor opera sempre com uma potência abaixo do seu valor nominal devido ao FDI igual a 1,22. Isto contribui para que o inversor opere com maior frequência com um fator de potência menor do que 1 e com THDi acima do considerado aceitável pela norma *IEEE Standard 929-2000* e a ABNT NBR 16149, quando comparado com sistemas dimensionados com FDI igual ou menor do que 1. Como mostrado anteriormente, para os casos simulados, valores de potência abaixo de 700 W produziram uma THDi superior a 5%, e para valores de potência ainda menores, na ordem de 200 W, implicam em valores de fator de potência abaixo de 0,8.

3.2 Avaliação dos parâmetros da rede

Baixo fator de potência. No caso 8, simulado para o perfil comercial, a carga apresentou uma demanda de potência ativa igual a 593,8 W, fator de potência de 0,55, fator de crista de 3, e solicitação de potência não ativa de 892,07 VA. Ressalta-se que a solicitação de potência não ativa da rede para suprir a carga seria a mesma que sem o gerador fotovoltaico em operação, já a demanda de potência ativa sofre redução, pois parte dela é atendida pelo SFCR, cujo inversor entregava 19,2% de sua potência nominal para a rede. Na Tab. 1 são apresentados os dados de potência ativa, não ativa e fator de potência da rede, para o SFCR e para a carga no caso simulado, no qual o FP do consumidor “visto” pelo lado da rede foi quase nulo. Ocorrências similares foram observadas nas simulações dos casos 7, 9 e 10 do perfil comercial, e dos casos 31 e 34 do perfil residencial.

Tabela 1 – Potência ativa, reativa, FP calculados para o caso 8 do perfil comercial.

	P (W)	N (VA)	FP
REDE	0,79	923,12	0,001
FV	577,62	100,56	0,99
CARGA	593,77	892,07	0,55

Elevado fator de potência. Para o caso 15, simulado para o perfil comercial, a carga apresentou uma demanda de potência ativa igual a 2.801,62 W, fator de potência de 0,99, fator de crista de 1,5, e solicitação de potência não ativa de 361,82 VA. O fator de potência da carga próximo da unidade implica em menor solicitação de potência não ativa da rede, enquanto que a demanda de potência ativa da rede também sofreu redução, sendo parte atendida pelo gerador fotovoltaico. Na Tab. 2 são apresentados os dados de potência ativa, não ativa e fator de potência da rede, do SFCR e da carga, para este caso. É possível observar que, como houve apenas uma redução na demanda de potência ativa da rede devido à contribuição do SFCR e como o fator de potência da carga foi próximo da unidade, o FP da rede para este caso foi de 0,99. Ocorrências similares foram observadas nas simulações dos casos 16 e 17 do perfil comercial.

Tabela 2 – Potência ativa, reativa, FP calculados para o caso 15 do perfil comercial.

	P (W)	N (VA)	FP
REDE	2.335,15	339,62	0,99
FV	447,35	74,77	0,99
CARGA	2.801,62	361,82	0,99

Alta THDi presente na corrente da rede. No caso 9, simulado para o perfil comercial, a demanda de potência ativa da carga é igual a 809,45 W, o fator de potência de 0,56 e o fator de crista de 3. Neste caso, verifica-se que a THDi da carga é igual a 135,55%, e a THDi da rede igual a 417,64%, bem superior à apresentada pela carga. O inversor do SFCR operou com fornecimento de potência ativa pouco superior à requerida pela carga, injetando o excedente para a rede. O

baixo fator de potência e o elevado valor da THDi presente no lado da rede são atribuídos ao comportamento não linear da carga simulada, conseqüentemente, da corrente requerida e da produção instantânea do sistema fotovoltaico. A Fig. 6 mostra as formas de onda de corrente da rede, da carga e na saída do inversor do SFCR medidas e seus respectivos espectros harmônicos, e a Tab. 3 apresenta os valores calculados de potência ativa, não ativa e fator de potência. Na Fig. 6 é possível observar que o 3^a, 5^a, 7^a e 9^a e 11^a componentes harmônicas da corrente da carga apresentam valores elevados e são supridas pela rede, enquanto a componente fundamental é atendida pelo sistema fotovoltaico, de tal forma que a componente fundamental da corrente injetada na rede provém do SFCR e, neste caso, apresenta amplitude menor que a 3^a, 5^a e 7^a componentes harmônicas, justificando assim o valor elevado de THDi da rede.

Pode-se dividir a corrente elétrica $i(t)$ em uma parcela ativa ($i_a(t)$) e não ativa ($i_n(t)$), onde a corrente ativa possui a mesma forma de onda da tensão de alimentação e em fase com a mesma, e a parcela de corrente não ativa pode ser obtida por (Fryze, 1932):

$$i_n(t) = i(t) - i_a(t) \quad (2)$$

A Fig. 7 mostra as parcelas de corrente ativa e não ativa da rede, cujos valores RMS são iguais a 0,36 A e 5,45 A, respectivamente. Ocorrências similares foram observadas nas simulações dos casos 7, 8 e 10 do perfil comercial e 31, 32 e 38 do perfil residencial.

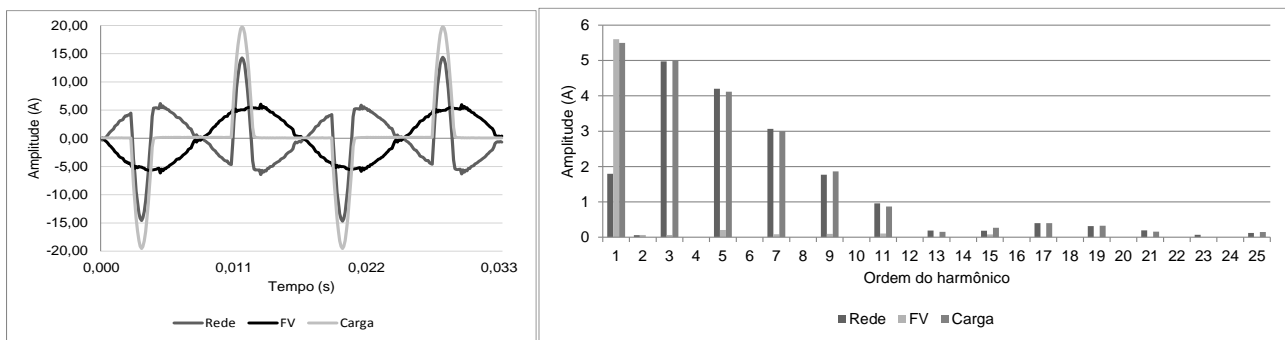


Figura 6 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b): rede, do SFCR e da carga para o caso 9 simulado.

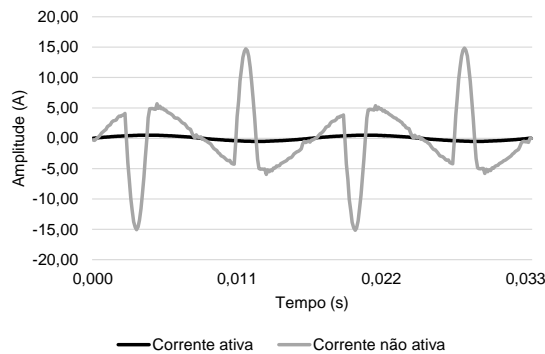


Figura 7 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede para o caso 9 simulado.

Tabela 3 – Potência ativa, reativa, FP e THDi calculadas para o caso 9 do perfil comercial.

	P (W)	N (VA)	FP	THDi (%)
REDE	-79,67	1.206,95	0,07	417,64
FV	867,79	66,42	1,00	5,16
CARGA	809,45	1.206,23	0,56	135,55

Baixa THDi presente na corrente da rede. Considerando-se novamente o caso 15 simulado para o perfil comercial, verifica-se que a THDi da carga é igual a 11,67%, refletindo na THDi da rede igual a 12,80%. O inversor do SFCR entregou um valor bem inferior à potência ativa requerida pela carga, a qual era suprida em boa parte pela rede. O elevado fator de potência e o baixo valor de THDi de corrente da rede são atribuídos aos parâmetros da carga simulada e as características da operação do SFCR. A Fig. 8 mostra as formas de onda de corrente da rede, da carga e do gerador FV medidas e seus respectivos espectros harmônicos, e a Tab. 4 apresenta os valores calculados mostrados na Tab. 2, acrescentando-se os valores da THDi. Na Fig. 8 é possível observar que as componentes harmônicas presentes na corrente da carga, diferentemente do caso anterior, apresentam valores baixos quando comparados com a componente fundamental

e são supridas pela rede. Já a componente fundamental é atendida pelo sistema fotovoltaico e em maior parte pela rede, de tal forma que a contribuição da rede para a componente fundamental é maior, justificando assim o valor de THDi baixo da rede e próximo ao valor da carga. Isto é corroborado pela Fig. 9, a qual mostra as parcelas de corrente ativa e não ativa da rede, cujos valores RMS são iguais a 10,59 A e 1,54 A, respectivamente. Ocorrências similares foram verificadas nos casos 16, 17 e 18 do perfil comercial.

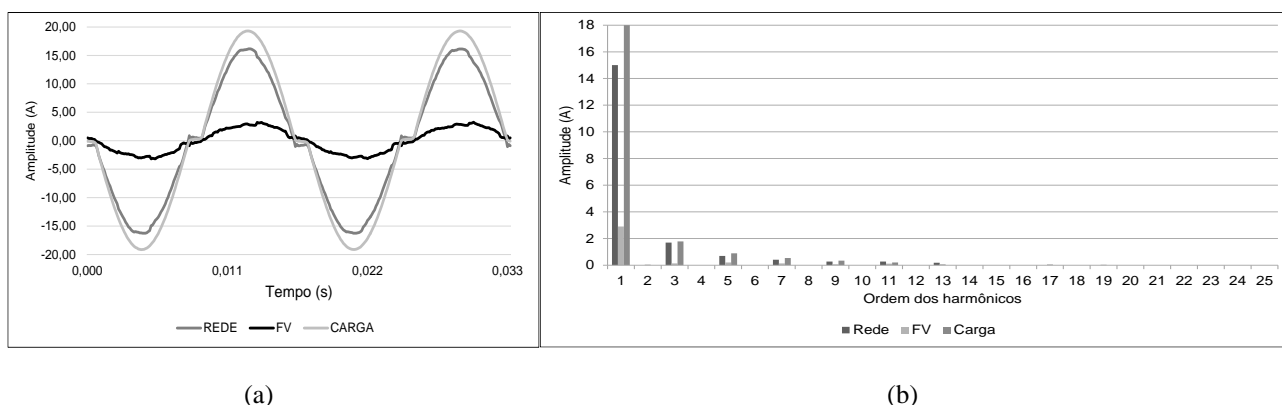


Figura 8 – Formas de onda da corrente (a) e seu espectro harmônico (b) da rede, do gerador FV e da carga para o caso 15 do perfil comercial.

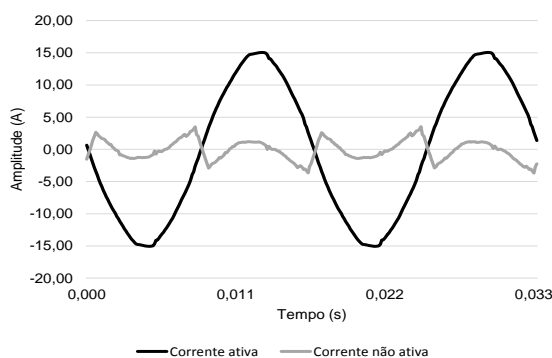


Figura 9 – Parcela de corrente ativa e não ativa da rede para o caso 15 simulado.

Tabela 4 – Potência ativa, reativa, FP e THDi calculados para o caso 15 do perfil comercial.

	P (W)	N (VA)	FP	THDi (%)
REDE	2.335,15	339,62	0,99	12,80
FV	447,35	74,77	0,99	11,21
CARGA	2.801,62	361,82	0,99	11,67

4. CONCLUSÃO

Neste trabalho é possível observar que a distorção harmônica na corrente entregue pela rede está atrelada ao perfil de demanda da carga, uma vez que para valores de potência de saída do inversor acima de 1.000 W, o mesmo apresenta uma THDi na corrente inferior a 5%. Por meio dos gráficos apresentados para alguns casos simulados de demanda e operação do SFCR considerado no estudo, é possível verificar que o inversor do SFCR contribui atendendo a parcela da componente fundamental da demanda da carga e o restante (não ativo) é suprido pela rede.

No estudo apresentado, a demanda de potência não ativa da carga atendida pela rede não varia com a operação do SFCR, enquanto que a demanda de potência ativa sofre redução, pois parte é atendida pelo sistema fotovoltaico, causando um impacto no FP visto pelo lado da rede e, portanto, o mesmo é diferente do apresentado pela carga. Para os casos em que a carga apresenta baixa demanda de potência não ativa e elevado FP, a rede apresenta um FP também elevado. Para os casos em que a carga apresenta uma demanda de potência não ativa considerável e baixa potência ativa da rede, devido à contribuição do SFCR, o fator de potência visto pelo lado da rede é menor que o observado na carga.

Com a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede, alguns problemas que afetam a qualidade da energia elétrica podem surgir. Frente aos dados avaliados neste trabalho, constatou-se que o SFCR operando com cargas de perfil não linear pode contribuir para que a rede tenha um baixo FP e a circulação de corrente com alta THDi. Esses impactos devem ser avaliados quando vários SFCRs podem ocasionar a circulação de correntes na rede de distribuição de energia elétrica com alta THDi e com intensidade significativa, de modo que métodos para mitigar ou sanar eventuais efeitos negativos devem ser encontrados.

REFERÊNCIAS

- ABNT NBR 16149, 2013. Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
- ANEEL, 2012 - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012. Brasília – DF, 2012. 4 p.
- Fryze S., 1932. Wirk-, Blind-, und Scheinleistung in Elektrischen Stromkreisen mit nichtsinusförmigem Verlauf von Strom und Spannung, ETZ-Arch. Elektrotech Z., Vol. 53, No 25, 26 e 27, pp. 596-599, 625-627, 700-702.
- IEEE, 2000. IEEE Std 929: Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.
- IEEE, 2010. IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions, IEEE Std 1459-2010.
- Macêdo W. N.; Zilles R. 2009. Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities. Energy for Sustainable Development. P. 202-211.

OPERATIONAL EVALUATION OF THE EFFECTS OF DEMAND PROFILE IN A GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC MICROGENERATOR

Abstract. *This study aims to verify the operation effects of a grid-connected photovoltaic system with different consumption profiles. The system has 2.45 kWp nominal power and it is installed in the testing area of the Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE). The different demand profiles were simulated by a programmable electronic load to represent typical consumption of a commercial consumer, and a residential consumer. To verify the relevant parameters to the study, such as power factor and total harmonic distortion, spot measurements were performed for each case of consumption profile attended by grid and by the PV grid-connected. The inverter used in the study operates as a current source having unity power factor and low THD present in inverter current when output is higher than 15% of nominal Power, hence, to situation of increase demand whit no-linear load characteristic means a reducing power factor seen by de grid side, as well as increasing the total harmonic distortion of the current circulating in the grid.*

Key words: *Photovoltaic systems, Distributed microgeneration, Power quality*