

COMPENSAÇÃO DE REATIVOS EM UNIDADES CONSUMIDORAS COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Ricardo da Silva Benedito – r.benedito@ufabc.edu.br

Universidade Federal do ABC, Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas

Roberto Zilles – zilles@iee.usp.br

Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente - Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos

Resumo. De acordo com a regulamentação vigente no Brasil, o fator de potência medido pela concessionária e utilizado no faturamento de uma unidade consumidora (UC) do Grupo A (tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV) é obtido a partir dos fluxos de potência ativa e reativa trocados entre essa UC e a rede elétrica. Devido a essa forma de medição, na situação específica em que essa UC tem parte da sua demanda por potência ativa suprida por uma central geradora instalada no local e sua demanda por potência reativa é fornecida pela rede elétrica, haverá uma aparente deterioração do fator de potência, em relação à situação em que as duas demandas (ativa e reativa) são supridas exclusivamente pela concessionária. Nessa condição, dependendo do perfil da carga (indutivo ou capacitivo) e do horário correspondente, poderão ocorrer cobranças por excedentes de reativos que não ocorreriam sem a presença da geração própria. No que tange a uma Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV), o problema identificado ocorre especificamente no período diurno e quando a carga apresenta um perfil indutivo. Nesse sentido, uma possível ação mitigadora, a qual foi testada nesse trabalho, é a utilização do próprio inversor do sistema fotovoltaico para suprir a demanda por potência reativa dessa UC, dispensando-se a necessidade de se obtê-la a partir da rede elétrica. Os resultados indicam que essa é uma estratégia válida para se evitar a referida cobrança, com pouco impacto no desempenho do sistema e sem alterar significativamente a tensão no ponto de conexão.

Palavras-chave: Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Compensação de Reativos

1. INTRODUÇÃO

Uma importante questão envolvendo a inserção de sistemas fotovoltaicos na matriz elétrica é a degradação, do ponto de vista da concessionária, do fator de potência de uma unidade consumidora (UC) que produz parte de sua demanda de potência ativa, mas que tem como única fonte de potência reativa a rede elétrica pública. Essa degradação é aparente, pois não ocorre fisicamente. Ela é perceptível em relação à situação hipotética em que ambas as demandas (ativa e reativa) da UC são supridas exclusivamente pela concessionária, mantendo-se o mesmo perfil de carga.

Esse efeito foi demonstrado teoricamente no final da década de 1990 (Barbosa et al., 1998) e, posteriormente, de forma experimental (Macêdo e Zilles, 2009). Sua implicação prática é a possibilidade da cobrança por excedentes de reativos que, no Brasil, é regulamentada pela Resolução Normativa (RN) ANEEL N° 414/2010 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010), modificada pela RN ANEEL N° 569/2013 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013). São elegíveis apenas os consumidores do grupo A (tensão maior ou igual a 2,3 kV), pois os consumidores do grupo B (tensão inferior a 2,3 kV) estão isentos dessa cobrança.

De acordo com a legislação citada, o fator de potência f_P de uma UC pode ser obtido a partir da Eq. (1),

$$f_P = \frac{E_A}{\sqrt{(E_A)^2 + (E_R)^2}} \quad (1)$$

onde E_A e E_R são as energias ativa e reativa, respectivamente, integralizadas pelo medidor eletrônico da concessionária em intervalos de uma hora (se o medidor tiver essa funcionalidade) ou ao longo do período de faturamento (caso o medidor não possa realizar integralização horária). Sempre que f_P for inferior a um valor de referência fixado em 0,92 e o perfil da carga for capacitivo das 23h30min às 6h30min ou indutivo nos demais horários, o consumidor paga tanto pela energia reativa quanto pela demanda de potência reativa excedentes (tarifação binômica).

Matematicamente, explica-se a deterioração aparente de f_P pelo fato de que o termo E_A , na Eq. (1), corresponde à energia ativa extraída da rede, a qual tende a ser menor quando houver geração própria. No caso específico de uma UC que possui uma Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV) isso ocorre no período diurno. Se ao mesmo tempo a carga apresentar um perfil indutivo e f_P for menor que 0,92, haverá cobranças por excedentes de reativos. Essa é uma condição que pode diminuir sobremaneira a taxa de atratividade do empreendimento fotovoltaico (Pinto e Zilles, 2014).

Uma solução regulatória para esse problema seria uma nova forma de cobrança por excedentes de reativos para consumidores do grupo A que possuem centrais geradoras. A nova metodologia poderia levar em conta não apenas os fluxos de potência ativa e reativa trocados entre a UC e a rede de distribuição, mas também entre a central geradora e a

UC, o que permitiria obter fator de potência efetivo dessa unidade. Assim, só se aplicariam cobranças caso ficasse constatado que a demanda de potência reativa é significativa comparada com a demanda real de potência ativa, proveniente não só da rede elétrica, mas também do sistema próprio de geração. Alternativamente, pode-se contabilizar diretamente a energia reativa que transita entre a UC e a rede elétrica (ou vice-versa) e aplicar a cobrança somente sobre os montantes que excederem os limites aceitáveis para cada período (capacitivo ou indutivo).

Já soluções de ordem técnica pressupõem a compensação de reativos no próprio local da geração, seja utilizando-se métodos convencionais, como a instalação de bancos de capacitores (Cotrim, 2009) ou mecanismos modernos incorporados à eletrônica de potência dos inversores fotovoltaicos mais recentes (Braun, 2007; Turitsyn et al., 2011). Em ambos os casos, o fornecimento de potência reativa no próprio local de consumo, em vez de se ter a rede elétrica como única fonte, promoveria uma diminuição do carregamento do sistema elétrico e das perdas por efeito Joule. A utilização de bancos de capacitores, porém, não é trivial, pois exige o correto dimensionamento a fim de se evitar problemas de injeção de reativos na rede elétrica no período capacitivo da rede e de ressonância (Hofmann e Schlabbach, 2012). Já a utilização dos inversores fotovoltaicos para a compensação de reativos, desde que esses sejam corretamente configurados, não apresenta os inconvenientes que ocorrem com os capacitores e possui um grande potencial, tendo em vista que boa parte dos inversores comercializados atualmente apresenta essa funcionalidade incorporada.

Especificamente no que se refere ao mercado brasileiro, a norma NBR 16149:2013 (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013) estabelece as recomendações específicas e os pré-requisitos para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição. Ela estipula a existência de um mecanismo de controle de reativos incorporado aos inversores de potência nominal maior que 3 kW, o que permite, em tese, utilizá-lo para mitigar o problema da deterioração aparente de f_p . Porém, por padrão os equipamentos devem sair de fábrica com fator de potência unitário, cabendo ao operador de rede (distribuidora) o fornecimento dos parâmetros de regulagem do fator de potência, junto com a permissão de acesso. Isso exige a necessidade de um levantamento prévio, por parte do proprietário da UC, do perfil da carga, a fim de recomendar ao operador ajustes do fator de potência que eliminem a possibilidade da cobrança de excedentes de reativos.

Diante do contexto apresentado, realizou-se um estudo experimental com um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCE) de baixa tensão (220 V) que atende uma edificação da Universidade de São Paulo (USP) a qual, por sua vez, é uma UC do Grupo A atendida em média tensão (13,8 kV) pela distribuidora AES Eletropaulo. O objetivo do trabalho é avaliar se, numa situação em que a carga se apresenta indutiva e o fator de potência da edificação estiver aparentemente deteriorado, do ponto de vista da concessionária, o inversor é capaz de corrigi-lo sem comprometer a produção de potência ativa e sem elevar a níveis inaceitáveis a tensão no ponto de conexão.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Descrição do arranjo experimental

O sistema fotovoltaico utilizado no estudo possui 78 kW_p e é composto por 5 subsistemas, cada um contendo 60 módulos de 260W_p do fabricante Solar World, totalizando 15,6 kW_p e um inversor trifásico de 13,8 kVA de potência aparente e 12,5 kW de potência ativa nominal, do fabricante Power One (atualmente ABB). Tanto o gerador fotovoltaico quanto os 5 inversores encontram-se sobre o telhado do Prédio da Administração do Instituto de Energia e Ambiente da USP (IEE-USP) e fazem parte do Projeto de P&D ANEEL N° 0068-0029/2011, que permitiu a instalação de 540 kW_p nas dependências da Universidade. A Fig. 1 apresenta uma imagem do gerador fotovoltaico. Cada um dos 5 inversores encontra-se abrigado sob as respectivas fileiras.



Figura 1- Gerador fotovoltaico

A energia gerada pelo sistema é entregue em 380 V entre fases (em delta) e a conexão à rede elétrica é feita em 220 V entre fases (em estrela), no quadro geral do edifício. Parte da geração atende à demanda do prédio e o excedente é injetado na rede de média tensão (13,8 kV) que atende o IEE-USP. A Fig. 2 apresenta um diagrama unifilar das instalações.

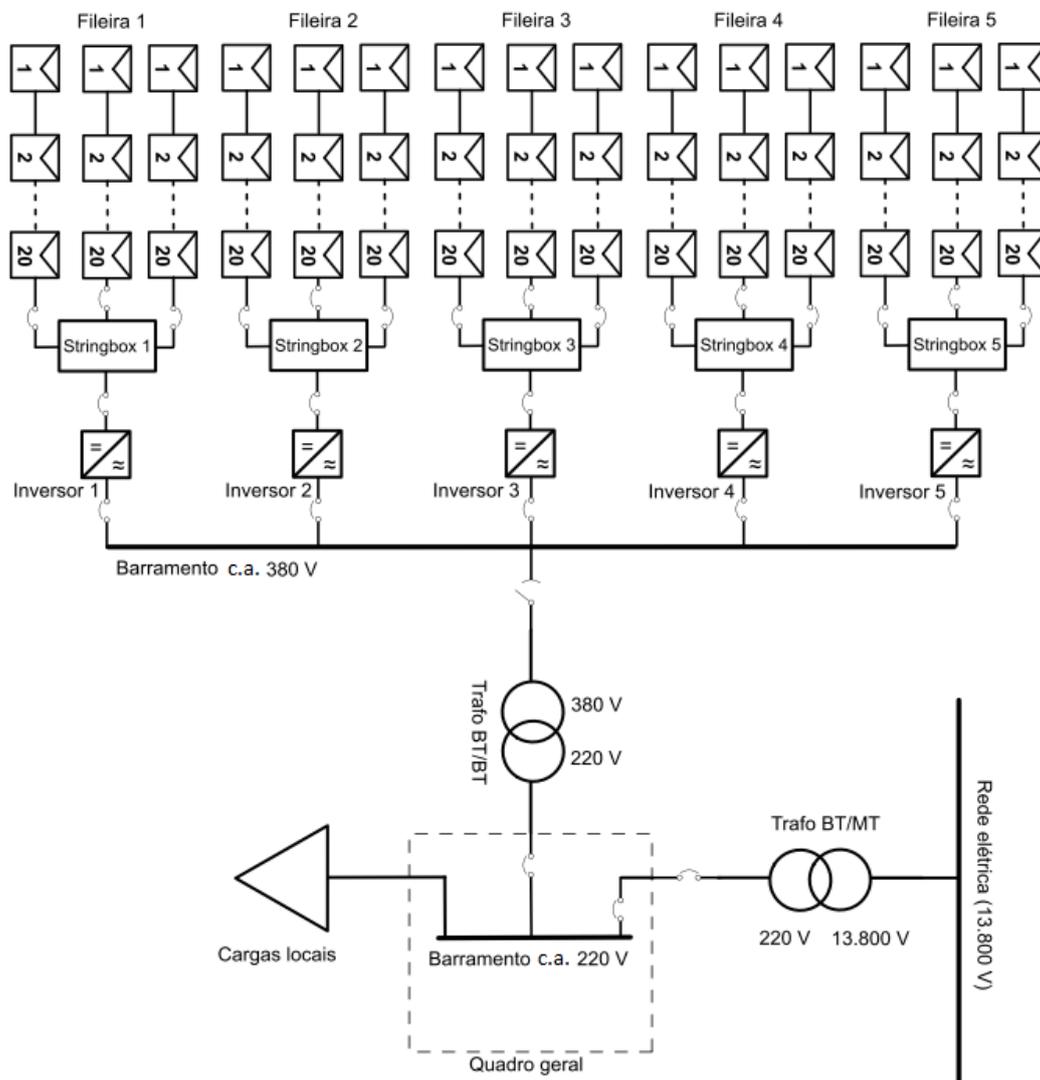


Figura 2 - Diagrama unifilar das instalações

O sistema de aquisição de dados utilizado é apresentado na Tab. 1 e permitiu registrar as grandezas ambientais, as grandezas referentes à geração (lados c.c. e c.a.) e também as grandezas c.a. relacionadas à carga e à rede elétrica. Os dois medidores eletrônicos utilizados são de leitura indireta, necessitando, portanto, de transformadores de corrente (TC). Ambos realizam leituras em quatro quadrantes, possuem memória de massa e foram instalados próximos ao quadro geral. O medidor 1 foi dedicado ao circuito proveniente da geração e o medidor 2 ao circuito que provém da rede elétrica, como mostra a Fig. 3. A partir da leitura combinada dos medidores 1 e 2 foram obtidas as grandezas referentes à carga.

Tabela 1 - Descrição do sistema de aquisição de dados

GRANDEZA	EQUIPAMENTOS DE AQUISIÇÃO
Irradiância	Módulo de referência, datalogger e notebook
Temperatura dos módulos	Termopar, datalogger e notebook
Tensão, corrente e potência c.c. na entrada do inversor	Placa de aquisição do próprio inversor
Tensão, corrente e potência c.a. na saída do inversor	Placa de aquisição do próprio inversor
Corrente, potência e energia e fator de potência referentes à geração	Medidor 1
Tensão c.a. no ponto de conexão	Medidor 2
Corrente, potência e energia referentes à rede	Medidor 2
Potência e energia referentes à carga	Combinação de leituras dos medidores 1 e 2

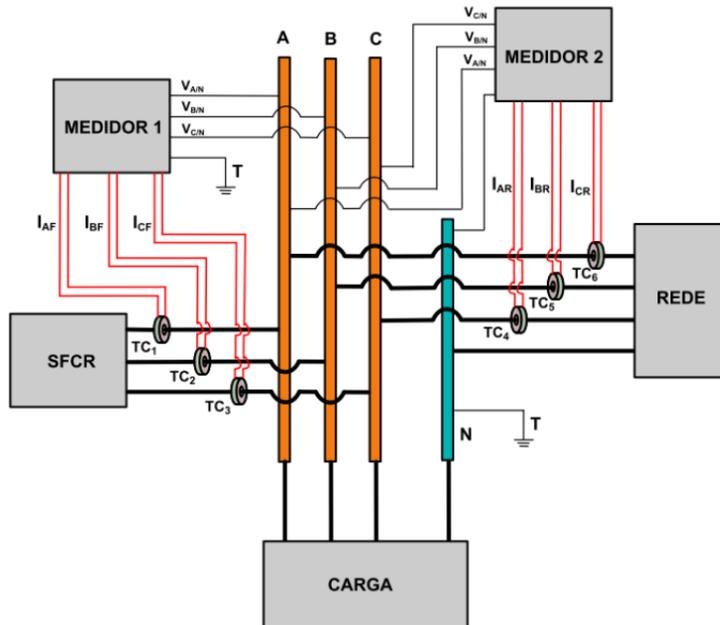


Figura 3 - Ligação dos medidores eletrônicos de energia elétrica

2.2 Metodologia

Inicialmente foi traçado um perfil da carga com o sistema fotovoltaico desligado e em duas ocasiões distintas, sendo uma delas em um dia típico de verão e a outra em um dia típico de inverno. A Fig. 4 mostra a curva de potência ativa (P) da carga obtida nesse levantamento, onde se nota uma demanda próxima de 12 kW na maior parte do dia de inverno e uma demanda bastante variável no dia de verão, com um pico de aproximadamente 35 kW no meio da tarde. Essa diferença se explica pelo uso intensivo de equipamentos de ar condicionado no verão, quando a carga térmica do prédio é elevada.

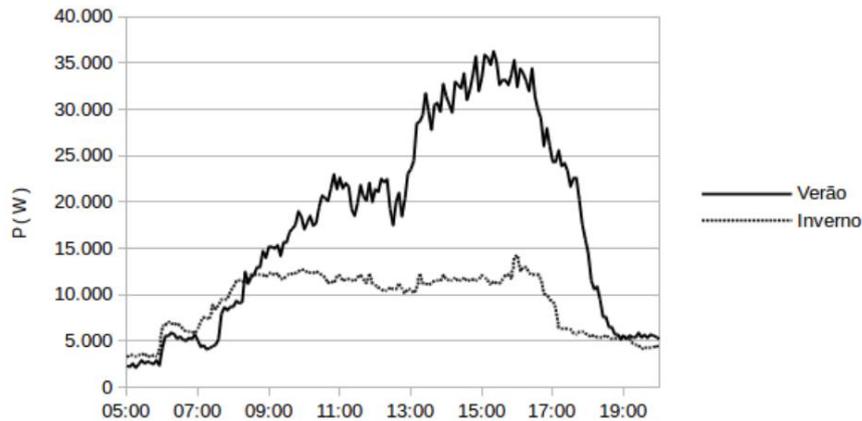


Figura 4 - Curva de potência ativa (P) da carga

Pode-se notar, também, através da curva de potência reativa (Q) da Fig. 5, que a carga mostrou-se indutiva ($Q > 0$ - absorve potência reativa da rede) apenas em uma parte do dia de verão. Já no dia de inverno ela mostrou-se predominantemente capacitiva ($Q < 0$ - injeta potência reativa na rede). Esse comportamento pode ser explicado pelo fato de que, no segundo caso, prevalecem as cargas de informática e de iluminação (que são de natureza capacitiva), pois os equipamentos de ar condicionado (que apresentam comportamento indutivo) ficam desligados na maior parte do tempo.

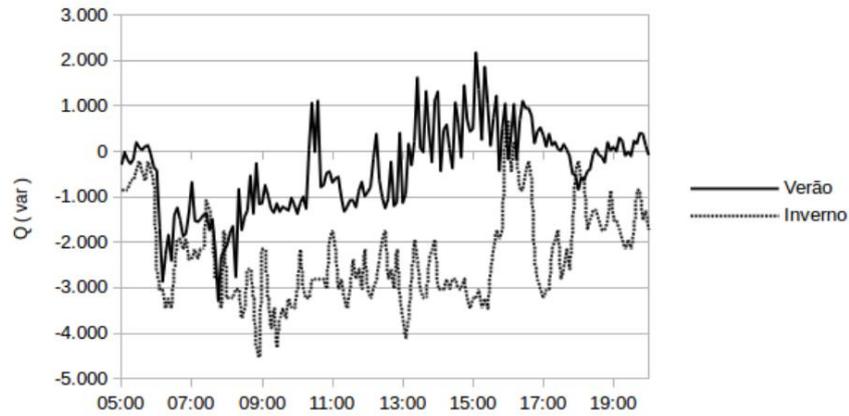


Figura 5 - Curva de potência reativa (Q) da carga

E, de acordo com a Fig. 6, o fator de potência da carga só ficou menor do que 0,92 em poucos momentos do dia de inverno e esteve próximo da unidade na maior parte do dia de verão.

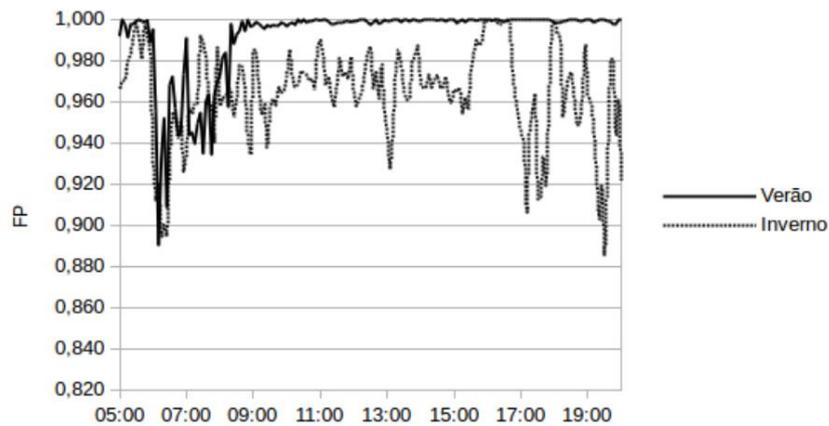


Figura 6 - Fator de potência (FP) da carga

Ou seja, o comportamento normal da carga apresentou um baixo potencial para gerar cobranças por excedentes de reativos, tendo em vista os poucos momentos em que o fator de potência foi menor que o valor de referência. Mesmo nesses casos, as cobranças não se aplicariam de acordo com os critérios discutidos na seção 1, pois a carga apresentou um comportamento capacitivo em um horário em que a rede elétrica é considerada indutiva.

Feito o diagnóstico da carga, o segundo procedimento metodológico consistiu em preparar as condições para que se pudesse testar a capacidade do inversor em evitar uma eventual cobrança por excedentes de reativos, numa situação em que a carga apresente um comportamento indutivo e o fator de potência medido pela concessionária seja menor que 0,92.

O primeiro passo nesse sentido foi tentar casar ao máximo a geração e a demanda por potência ativa da edificação. Para isso, optou-se por realizar os ensaios no inverno, quando a curva de demanda é mais estável, especialmente no horário compreendido entre 8h e 16h. Adicionalmente, limitou-se a potência de geração, utilizando-se apenas 1 dos 5 subsistemas da Fig. 2, que será chamado de Subsistema A, para entregar potência ativa no ponto de conexão.

Porém, a fim de se forçar um comportamento indutivo da carga (que nessa época do ano é predominantemente capacitiva), foi necessária a utilização de um segundo subsistema, que será chamado de Subsistema B, apenas para absorver potência reativa da rede elétrica a uma taxa constante, por intermédio de seu inversor, cujo controle de reativos permite essa funcionalidade. Os outros 3 subsistemas, bem como um sistema fotovoltaico pré-existente no prédio, permaneceram desligados durante os ensaios.

Para esse estudo de compensação de reativos, foram programados dois dias consecutivos de ensaios, que serão chamados de Dia 1 e Dia 2, respectivamente. Em ambos o Subsistema B permaneceu trabalhando de forma subexcitada, apenas absorvendo potência reativa da rede elétrica, forçando, portanto, um comportamento indutivo da carga.

Quanto ao Subsistema A, no Dia 1 ele foi configurado para entregar apenas potência ativa no ponto de conexão, trabalhando, dessa forma, com fator de potência unitário. Já no Dia 2 ele passou a entregar, simultaneamente, potência ativa e reativa, sendo essa última a uma taxa constante da mesma ordem de grandeza referente ao Subsistema B, com a

diferença de que o inversor do Subsistema A trabalhou de forma superexcitada (capacitivo), enquanto o Subsistema B permaneceu subexcitado (indutivo).

Para se complementar o estudo, também foi realizado um ensaio para se avaliar o desempenho do Subsistema A quando ele opera em modo capacitivo e com o mesmo nível de excitação dos ensaios anteriores. Procurou-se realizar esse último teste em um final de semana, quando a demanda do prédio é mínima e a tensão no ponto de conexão mais estável ao longo do dia, pois também se desejava saber qual o impacto da injeção de reativos na tensão do ponto de conexão.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Fig. 7 pode-se ver as curvas da potência reativa líquida da edificação, assim como elas seriam registradas pelo medidor da concessionária, na entrada da edificação, para nos dias 1 e 2. A Fig. 8, por seu turno, apresenta os respectivos fatores de potência, a serem utilizados no faturamento no caso de eventuais excedentes de reativos.

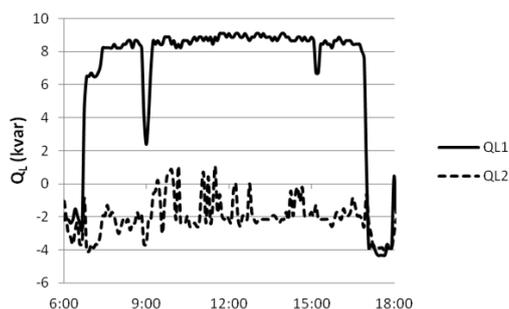


Figura 7 - Curva da potência reativa líquida para os dias 1 (QL1) e 2 (QL2)

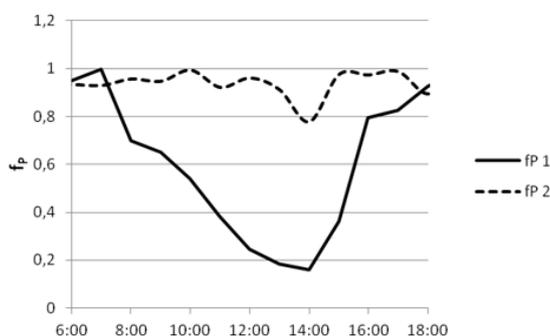


Figura 8 - Fator de potência medido na entrada da edificação para os dias 1 (fP1) e 2 (fP2)

Para auxiliar a análise que será realizada na sequência, a Fig. 9 apresenta a potência ativa efetiva da carga nos dois dias, necessária para alimentar os equipamentos do prédio, independentemente se a fonte é a rede elétrica ou o sistema fotovoltaico.

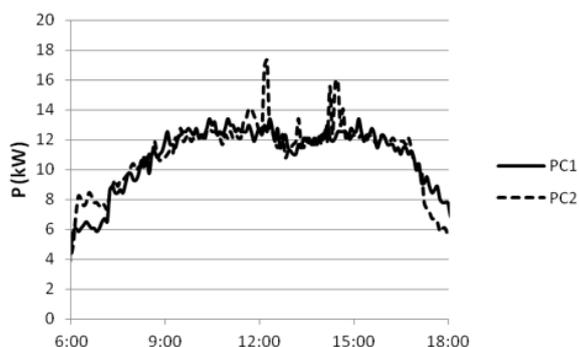


Figura 9 - Curva de potência ativa efetiva da carga nos dias 1 (PC1) e 2 (PC2)

Essas duas últimas curvas não correspondem às registradas pelo medidor da concessionária, já que este registra a potência ativa que é extraída da rede elétrica (potência líquida, a qual pode ser obtida descontando-se da potência efetivamente demandada pela carga a potência gerada no próprio local, conforme mostra a Fig. 10).

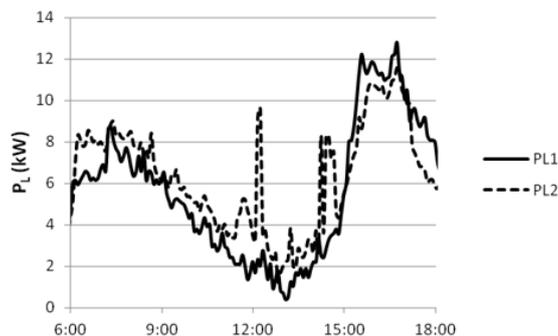


Figura 10 - Curva de potência ativa líquida da edificação nos dias 1 (PL1) e 2 (PL2)

A partir da Fig. 7 torna-se evidente que o comportamento da carga, do ponto de vista da concessionária, mudou de fortemente indutivo para moderadamente capacitivo a partir do momento em que o Subsistema A passou a entregar simultaneamente, no ponto de acoplamento, potência ativa e reativa. Considerando-se que esse fato ocorreu no período indutivo do sistema elétrico, isso já é suficiente para concluir que essa ação eliminou a possibilidade da cobrança por excedentes de reativos. Pode-se chegar à mesma conclusão ao se analisar também a Fig. 8, já que a injeção de reativos pelo Subsistema A no Dia 2 estabilizou o fator de potência, o qual apresentava-se visivelmente degradado no Dia 1.

Como já era esperado, a depressão observada nas curvas da Fig. 10 tem relação direta com a geração de potência ativa no próprio local de consumo, o que leva a uma redução da potência ativa extraída da rede elétrica em função da potência gerada no próprio local. A Fig. 11 auxilia na confirmação dessa constatação, pois os horários de maior geração coincidem com aqueles em que ocorre um maior afundamento das curvas da Fig. 10. Isso tem reflexo também na curva do fator de potência, caso não seja implementada alguma estratégia de compensação, como ocorreu no Dia 1.

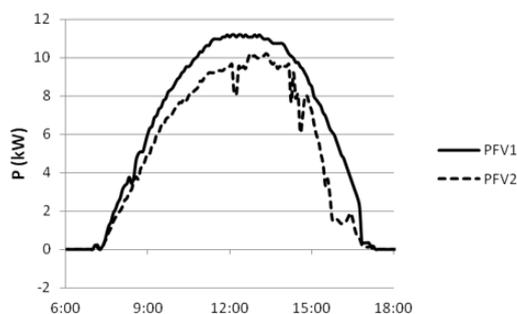


Figura 11 - Curva da potência ativa gerada nos dias 1 (PFV1) e 2 (PFV2)

Quanto ao último ensaio realizado, constatou-se que o desempenho do inversor do Subsistema A, no que tange à produção de potência ativa, não foi afetado. O parâmetro de comparação utilizado foi a curva teórica esperada para esse inversor, a partir de sua eficiência, da irradiância e da temperatura de operação dos módulos. Também se constatou que a elevação da tensão, no ponto de conexão, devido à injeção de reativos, não foi significativa. O aumento máximo observado, em relação ao valor nominal, foi de 1,5%. Contribuiu para esse fato a baixa impedância (cerca de 4 mΩ) do circuito que interliga o ponto de conexão do sistema fotovoltaico (quadro geral do edifício) e o transformador da concessionária, cuja corrente de curto-circuito trifásica, no terminal de baixa tensão, é de 5,5 kA.

4. CONCLUSÕES

O estudo permitiu demonstrar que a entrega de potência reativa pelo inversor de um sistema fotovoltaico trabalhando em modo capacitivo, concomitantemente com a potência ativa gerada, é uma alternativa viável para a

correção do fator de potência de uma unidade consumidora em situações em que o perfil da carga é indutivo e onde corre-se o risco da cobrança por excedentes de reativos. A abordagem realizada tratou especificamente do ajuste em situações em que a unidade consumidora produz parte da sua potência ativa mas extrai potência reativa da rede elétrica, efeito que gera uma degradação aparente do fator de potência, mas os resultados são expansíveis para outras necessidades. Desde que observados os limites de injeção de potência reativa determinados pelo fabricante do inversor e pela legislação, além das especificidades das redes elétricas interna e de distribuição, pode-se realizar a compensação de reativos no próprio local, aliviando o sistema elétrico sem comprometer o desempenho do sistema fotovoltaico.

Agradecimentos

Esse trabalho contou com o apoio das empresas Companhia de Transmissão Elétrica Paulista (CTEEP) e Companhia Energética de São Paulo (CESP), que viabilizaram os recursos financeiros do projeto de P&D intitulado "Desenvolvimento de Competências e Avaliação de Arranjos Técnicos e Comerciais de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede" (P&D ANEEL N° 0068029/2011).

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010. Resolução Normativa N° 414, de 9 de setembro de 2010: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada, Brasília.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013. Resolução Normativa N° 569, de 23 de julho de 2013: Modifica a abrangência na aplicação do fator de potência para faturamento do excedente de reativos de unidades consumidoras e altera a Resolução Normativa N° 414, de 9 de setembro de 2010, Brasília.
- Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2013. NBR16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, Rio de Janeiro.
- Barbosa, P. G. et al., 1998. Control strategy for grid-connected DC-AC converters with load power factor correction, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, vol. 145, n. 5, pp. 487–491.
- Braun, M., 2007. Reactive Power supplied by PV Inverters–Cost-Benefit-Analysis, XXII EU PVSEC - 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Italy.
- Cotrim, A., 2009. Instalações elétricas, Pearson.
- Hofmann, W., Schlabbach, J., 2012. Reactive Power Compensation: A Practical Guide, John Wiley & Sons.
- Macêdo, W., Zilles, R., 2009. Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities, Energy for Sustainable Development, vol. 13, n. 3, pp. 202 – 211.
- Pinto, A., Zilles, R., 2014. Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil, Renewable Energy, vol. 62, n. 0, pp. 47 – 52.
- Turitsyn, K. et al., 2011. Options for Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators, Proceedings of the IEEE, vol. 99, n. 6, pp. 1063–1073.

REACTIVE POWER COMPENSATION IN CONSUMER UNITS WITH GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Abstract. *According to the current rules in Brazil, the power factor measured by the electricity utility and used for billing a consumer unit (UC) of Group A (supply voltage less than 2.3 kV) is calculated from the flows of active and reactive power exchanged between UC and that the grid. Due to this form of measurement, when the UC has part of its demand for active power supplied by a generating plant installed on site and its demand for reactive power is supplied by the power grid, there will be an apparent deterioration in the power factor in relation to the situation where the two demands (active and reactive) are supplied exclusively by the utility. In this condition, depending on the load profile (inductive or capacitive) and the corresponding time, there may be charges for the reactive power excess that would not occur without the presence of the self generation plant. In respect of a Photovoltaic Generation Plant (UFV), the identified problem specifically occurs during the day and when the load has an inductive profile. In this sense, a possible mitigating action, which was tested in this work, is to use the own inverter of the PV system to meet the UC demand for reactive power, eliminating the need of purchasing it from the grid. The results indicate that this is a valid strategy to avoid the reactive power excess charges without affecting system performance and without significantly changing the voltage at the connection point.*

Key words: *Solar Energy, Grid-Connected Photovoltaic Systems, Reactive Power Compensation*