

ESTUDOS DE IMPACTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE NO SISTEMA ISOLADO DE PARINTINS-AM

Marco Antonio Galdino – marcoag@cepel.br

Igor Ferreira Visconti – igor@cepel.br

Eletrobras Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Marta Maria de Almeida Olivieri – martaolivieri@eletrobras.com

Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Resumo. O Projeto Parintins, conduzido pela Eletrobras, Amazonas Energia e Cepel, compreende a implantação de uma smart grid e de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs) na Cidade de Parintins-AM. Trata-se de um sistema de geração termelétrica Diesel isolada, e a implantação dos SFCR em um dos alimentadores da cidade visa avaliar a sua operação real neste tipo de sistema isolado e integrados a uma smart grid. Para isso, identificou-se a necessidade de estudos elétricos prévios para avaliar possíveis perturbações causadas por estes sistemas e orientar sua melhor localização no alimentador. Os resultados de simulações efetuadas no programa Interplan demonstram que a introdução de SFCRs na rede BT deve ser criteriosa na sua instalação, principalmente no que tange à potência instalada total do SFCR e o local de conexão à rede.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs), Impactos de SFCRs na rede de distribuição

1. INTRODUÇÃO

O Projeto Parintins, conduzido pela Eletrobras e suas distribuidoras de energia, com apoio do Cepel e outras entidades de pesquisa, é um projeto de P&D que visa a implantação de uma smart grid no sistema elétrico isolado (geração termelétrica a Diesel) da Cidade de Parintins-AM, na área de concessão da Eletrobras Amazonas Energia.

No escopo deste projeto, é também prevista a instalação em Parintins de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs), para avaliação em condições reais de operação deste tipo de geração distribuída em um sistema isolado e de forma integrada a uma smart grid, bem como reduzir o consumo de Diesel no local.

Para isso, deverão ser implantados 40 SFCRs com potência nominal de cerca de 3kWp, a serem instalados em telhados (tipo rooftop) de edificações residenciais previamente selecionadas, os quais serão adquiridos por meio de licitação na modalidade turnkey.

Os SFCRs serão de propriedade da distribuidora e a forma de remuneração dos consumidores (pelo empréstimo do telhado) ainda está sendo definida. Os sistemas serão totalmente monitorados remotamente em tempo real por meio de medidores inteligentes e da rede de comunicação a serem implantados no escopo da smart grid.

Os SFCRs deverão ser concentrados no alimentador que atende aos bairros denominados Centro, Santa Clara e Francesa, onde se dará o início da implantação da smart grid, e onde se espera localizar residências suficientes que atendam aos requisitos necessários, principalmente no que tange à capacidade das estruturas dos telhados em suportar a instalação dos painéis fotovoltaicos, que já se mostrou um fator crítico na localidade, pois menos de 5% dos telhados são com cobertura com telhas de barro, cuja estrutura é capaz de suportar os painéis fotovoltaicos, enquanto a maioria tem telhas de amianto (a estrutura não suporta o peso dos painéis).

Antes da implantação propriamente dita dos sistemas, contudo, identificou-se a necessidade adicional de efetuar estudos elétricos a priori visando prever o possível impacto destes na rede e orientar a melhor distribuição dos sistemas no alimentador, objetivando a maior eficiência possível do sistema de geração solar. Tais estudos prévios, efetuados com auxílio de ferramentas computacionais, constituem-se no objeto do presente trabalho.

O Item 2 mostra estudos da geração prevista para os SFCRs em Parintins, enquanto que o item 3 traz considerações sobre a metodologia para execução de simulações dos impactos na rede. O item 4 descreve as simulações efetuadas e apresenta os resultados obtidos. O item 5 apresenta a conclusão.

2. ESTUDO DO DESEMPENHO DOS SFCRs EM PARINTINS

No intuito de prever o desempenho de SFCRs em Parintins foram efetuadas simulações computacionais com auxílio do programa Homer (NREL, 2012), utilizando os dados de irradiação solar para Parintins disponibilizados na página do Cresesb/Cepel – Sundata 2.0 (Galdino et alli, 2002), os quais são transcritos na Tab. 1.

Tabela 1 – Irradiação solar média mensal em Parintins (kWh/m².dia) no plano horizontal

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
4,39	4,19	4,47	4,28	4,44	4,56	5,31	5,97	5,67	5,81	5,36	4,94	4,95

A Fig. 1 mostra a curva de geração simulada hora a hora para um SFCR de 2,5 kWp, em uma sequência de 10 dias no verão em Parintins, onde se pode observar a ocorrência de dias nublados e claros.

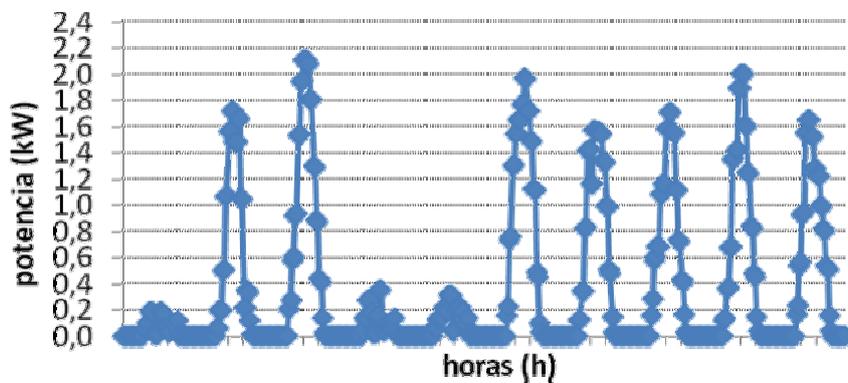


Figura 1 - Curva de vários dias de geração de um SFCR de potência nominal de 2,5 kWp

Um histograma da distribuição anual da geração diária para este mesmo SFCR é mostrado na Fig. 2, onde se observa que em mais de 40% dos dias o sistema gera entre 10 kWh e 14 kWh.

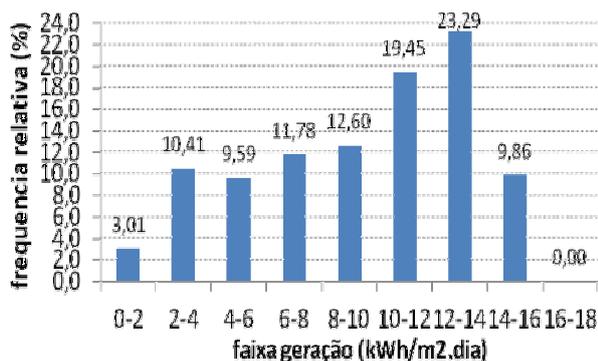


Figura 2 - Histograma anual da geração diária de um SFCR em Parintins

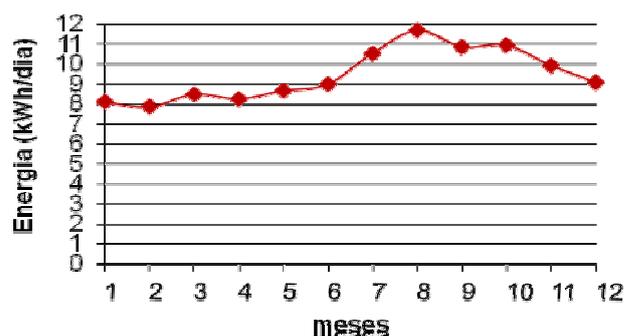


Figura 3 - Perfil de geração média mensal (kWh/dia)

De acordo com esta previsão, tal SFCR de 2,5 kWp em Parintins geraria em condições ótimas (inclinação e orientação ótimas, ausência de sombreamento) um total de 3.449 kWh/ano, ou uma média anual 9,45 kWh/dia. Estes valores correspondem a uma geração específica de aproximadamente 1.379,7 kWh/kWp.ano e a um fator de capacidade de 15,75%. A Fig. 3 mostra o perfil anual de geração para este SFCR de 2,5 kWp.

3. PARÂMETROS PARA SIMULAÇÃO DOS IMPACTOS NA REDE

Para alcançar o objetivo de prever o impacto da implantação de SFCRs na rede elétrica de Parintins se recorreu a outra ferramenta computacional, o programa Interplan (Interplan, 2012), aplicado ao planejamento de redes de distribuição e desenvolvido pela empresa Daimon (São Paulo-SP). A ferramenta é utilizada pela Eletrobras Amazonas Energia que já dispõe da rede de Parintins totalmente cadastrada e georeferenciada.

O Interplan calcula basicamente o fluxo de potência nos alimentadores de distribuição, e fornece os parâmetros de interesse destes alimentadores, tais como níveis de tensão, desequilíbrio de fases e perdas (cabos e transformadores), os quais são necessários para avaliação dos impactos dos sistemas fotovoltaicos.

O interesse da simulação é avaliar as condições da rede no pior caso, que corresponde à geração fotovoltaica máxima (dia claro, sem nuvens) e em carga elétrica leve, quando supostamente a influência dos SFCR nos parâmetros da rede seria a maior possível. Caso se adote uma distribuição para os SFCRs no alimentador na qual o impacto seja considerado aceitável neste pior caso, então considera-se que não haverá impedimentos prévios à implantação destes SFCRs.

A descrição das unidades consumidoras (UCs) no Interplan é feita através de suas curvas de carga e do consumo histórico medido para cada UC. Um conjunto de curvas de carga típicas, representando as principais classes de consumo (residenciais, comerciais e industriais), é pré-definida no programa, a partir de uma análise nos dados históricos de

consumo de carga da região, registrados pela distribuidora. A Fig. 4 apresenta as curvas de cargas extraídas do Interplan para as principais classes de consumidores. Tais curvas típicas são parametrizadas pelo consumo mensal de cada UC (“pu da demanda média”), disponível no banco de dados.

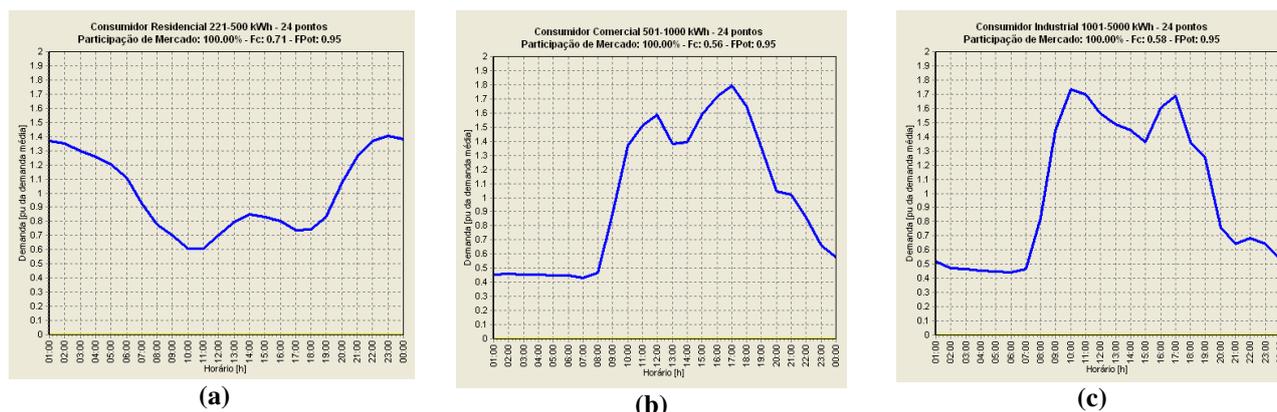


Figura 4 - Curvas de carga para consumidores (a) residencial, (b) comercial e (c) industrial

O Interplan, todavia, originalmente não previa a existência de geração distribuída, de forma que esta nova funcionalidade teve de ser introduzida no software para fins do presente trabalho.

Isso foi feito pela disponibilização de um conjunto de curvas de carga negativas no software, que podem ser superpostas às curvas de consumo (positivas) já existentes, simulando assim a geração distribuída nas UCs. A curva compreende somente potência ativa (kW), pois se assume que os SFCRs injetam somente potência ativa. A curva de carga negativa usada no Interplan corresponde ao pior caso já citado e foi baseada no melhor dia simulado no ano em termos de geração fotovoltaica (no caso foi o dia 21/ago). A curva extraída do Interplan é mostrada na Fig. 5 para um SFCR de 3 kWp.

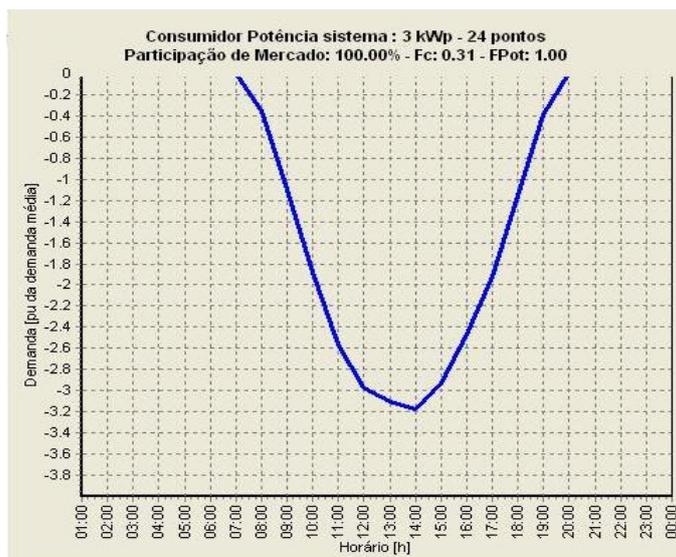


Figura 5 - curva de geração diária simulada no ano (energia gerada neste dia ~19 kWh)

4. SIMULAÇÕES EFETUADAS E RESULTADOS OBTIDOS

O município de Parintins localiza-se no interior do estado do Amazonas, próximo à divisa com o Pará, e conta com uma população de pouco mais de cem mil habitantes, com uma rede de distribuição de energia isolada do sistema interligado nacional. Seu sistema elétrico contém apenas uma subestação, de onde saem cinco alimentadores que alimentam cerca de 15 mil consumidores, classificados como consumidores residenciais (cerca de 87%), consumidores comerciais (cerca de 11%) e o restante constituído por consumidores rurais, industriais, entre outros, que não chegam a 2% do total de consumidores (informações cadastradas no programa de fluxo de potência trifásico Interplan utilizado neste trabalho).

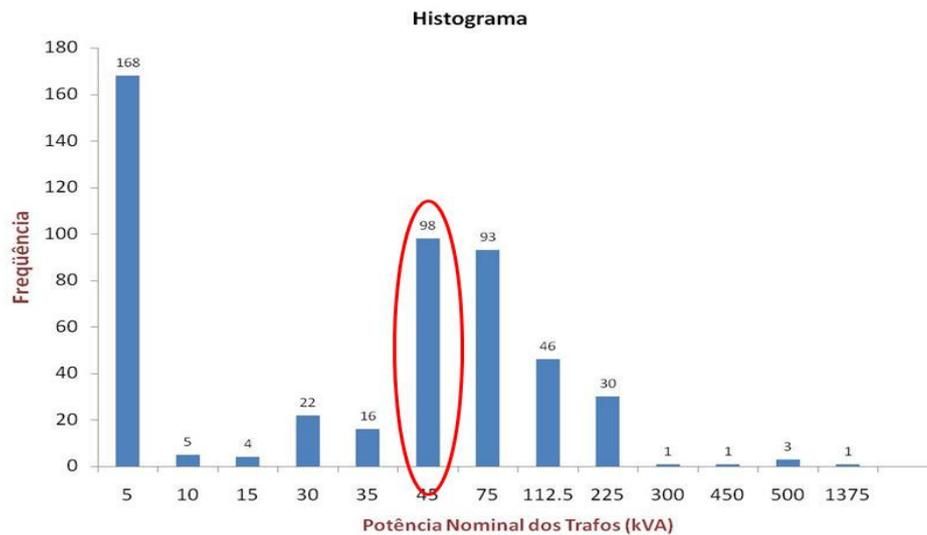


Figura 6 - Histograma com a distribuição de transformadores, agregados pela sua potência nominal

O histograma da Fig. 6 apresenta uma distribuição dos 488 transformadores da rede, agrupados pela sua potência nominal. A partir da análise desta distribuição, foi escolhido um transformador de 45 kVA para as simulações, por ter sido considerado um transformador típico da rede de Parintins.

4.1 Simulação 1

A tabela da Fig. 7 apresenta as características de um transformador de 45 kVA escolhido para a simulação, mostrando que sua demanda máxima é pouco mais da metade de sua capacidade, que este transformador alimenta 48 consumidores, sendo 4 deles comerciais e o restante consumidores residenciais,

Cada ponto branco do diagrama representa um barramento, isto é, um ponto de conexão à rede de baixa tensão (normalmente um poste de rua), onde podem estar conectados um ou mais consumidores. Este transformador (assinalado na Fig. 7 por uma elipse amarela) alimenta 15 barramentos.

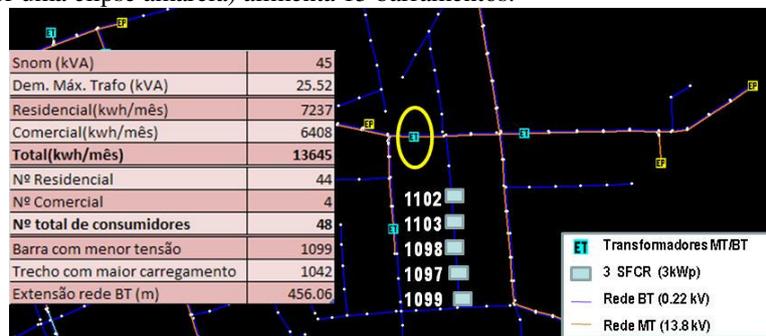


Figura 7 - Diagrama esquemático da Simulação 1

As simulações foram feitas inserindo conjuntos de 3 SFCRs, um entre cada 2 fases (ligação em Δ), a fim de distribuí-los minimizando o desequilíbrio na geração solar (cada SFCR é monofásico com potência nominal de 3 kWp). Assim sendo, a Fig. 7 identifica os barramentos onde foram instalados os SFCRs. Os resultados das simulações aparecem nos gráficos abaixo.

Os 5 barramentos escolhidos (1099, 1097, 1098, 1103 e 1102) são, dentre os 15 barramentos que o transformador alimenta, aqueles com o perfil de tensão mais baixo (cerca de 0,94 p.u. em regime permanente), como mostram os gráficos da Fig. 8, onde é fácil observar que a inserção de SFCRs aumenta o perfil de tensão dos barramentos, porém, todas as tensões se mantêm dentro da faixa operacional adequada. Observa-se ainda que, aparentemente devido à maior irradiação solar na parte da tarde, há um aumento no perfil de tensões um pouco maior neste período. Ressalta-se que as curvas representam a maior tensão entre fase e neutro resultante de cada uma das seis simulações (sem SFCR, com 3 SFCRs, com 6 SFCRs, com 9 SFCRs, com 12 SFCRs e com 15 SFCRs).do fluxo de potência do sistema trifásico.

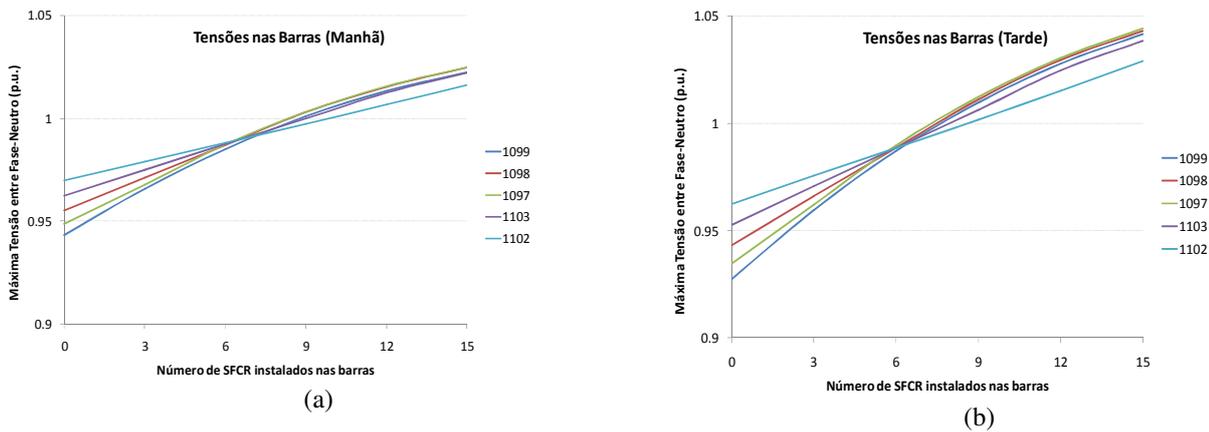


Figura 8 – Perfis de tensão em pu para cada um dos barramentos mostrados na Figura 7, com a inclusão de 0, 3, 6, 9, 12 e 15 SFCRs, para os períodos da (a) manhã e (b) tarde, obtidos na Simulação 1

A seguir, na Fig. 9 são apresentados os resultados dos fluxos de potência, do ponto de vista do transformador de 45 kVA, para cada uma das mesmas seis simulações.

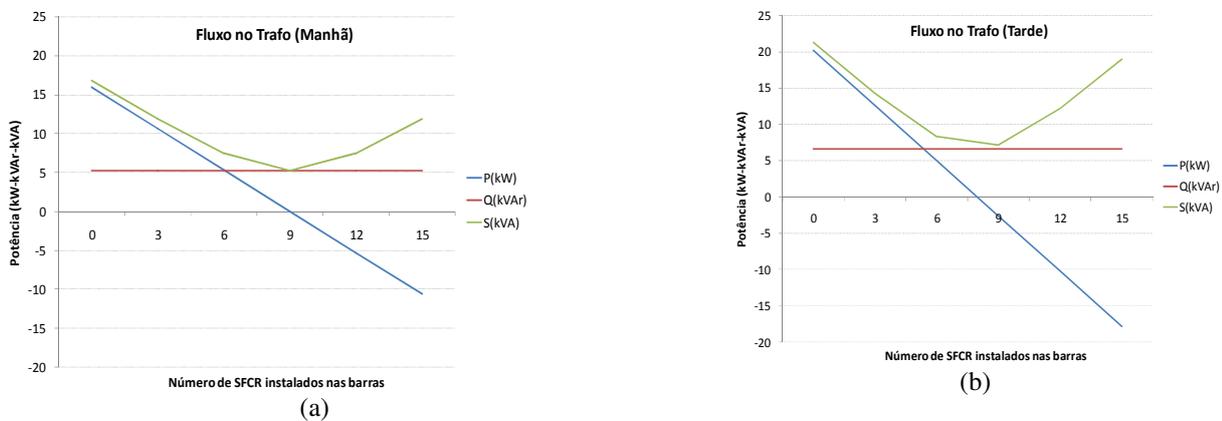


Figura 9 – Fluxos de potência no transformador no período da (a) manhã e (b) tarde, calculados na Simulação 1

O gráfico da Fig. 9 (a) mostra que 9 SFCRs suprem totalmente a carga dos 48 consumidores conectados a este transformador e, com a inserção de mais 3 (totalizando 12 SFCRs), esta parte do sistema passa a exportar potência ativa para a rede de AT (potência negativa nas Fig. 9 (a) e (b)). Como no período da tarde há maior incidência de radiação solar, com 9 SFCRs já é exportada energia para a rede. Uma vez que não há produção de reativo no SFCR, não há mudança no fluxo de reativos no transformador com a inserção da geração solar distribuída. E a potência aparente volta a crescer quando há exportação de energia para a rede, com a geração local excedente.

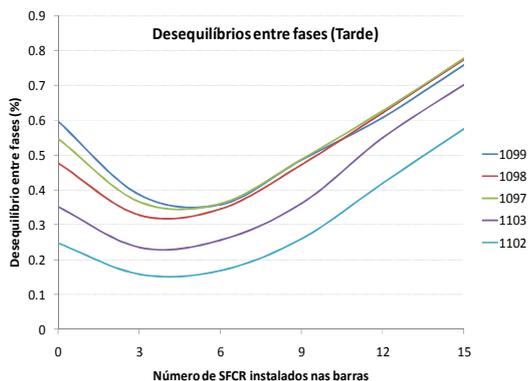


Figura 10 – Desequilíbrio de tensão (%) entre fases nos barramentos com SFCRs na Simulação 1

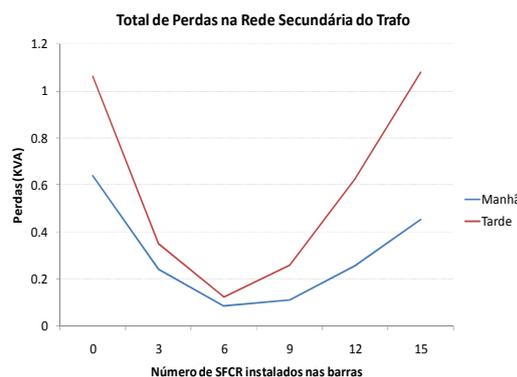


Figura 11 - Total de perdas (kVA) na rede BT do transformador na Simulação 1

O gráfico da Fig. 10 mostra que o desequilíbrio entre fases é desprezível antes da inserção dos SFCRs e permanece desprezível mesmo após a inserção dos 15 SFCR. No entanto, qualitativamente é possível perceber que o desequilíbrio vai se reduzindo na medida em que a inserção de geração solar vai suprindo a carga dos 48 consumidores alimentados pelo transformador sob estudo; entretanto, quando o sistema começa a exportar o excedente de energia produzida, há uma tendência ao desequilíbrio voltar a aumentar. O mesmo pode ser dito em relação às perdas, cujos resultados após as simulações são resumidos no gráfico da Fig. 11. As perdas se reduzem, na medida em que menos corrente é demandada do transformador e voltam a aumentar quando o fluxo de potência se inverte.

4.2 Simulação 2

Nesta simulação, foram mantidos os 15 SFCRs inseridos na Simulação 1 e foram inseridos mais 15 SFCRs, também em conjuntos de 3, em cada barramento, em consumidores alimentados por outro transformador situado à direita do primeiro citado.

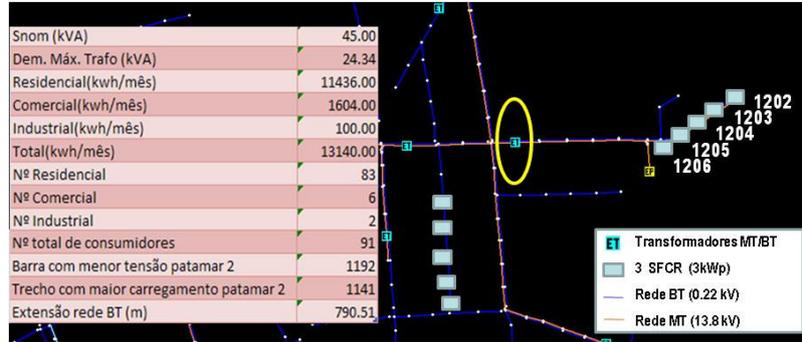


Figura 12 - Diagrama esquemático da Simulação 2

Os resultados desta simulação são diferentes em relação ao perfil de tensão, uma vez que os novos barramentos em questão, apesar de também serem aqueles com menor perfil de tensão, dentre os alimentados pelo outro transformador (marcado com a elipse amarela) estavam, em regime permanente, com perfil de tensão bem mais próximo a 1,0 p.u., como pode ser visto na Fig. 13, onde se verifica que as tensões em todos os barramentos ultrapassam o limite operacional considerado aceitável de 1,1 pu (o mesmo também ocorre para o período da manhã)

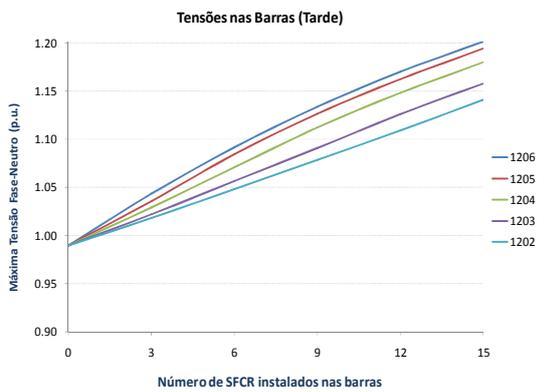


Figura 13 – Perfis de tensão em pu para cada um dos barramentos mostrados na Fig. 12, com a inclusão de 0, 3, 6, 9, 12 e 15 SFCRs, para o período da tarde, na Simulação 2

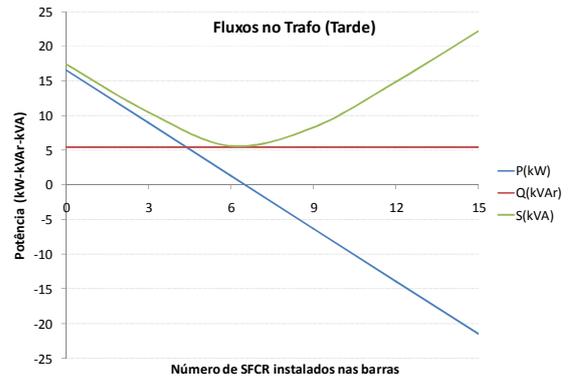


Figura 14 – Fluxos de potência no transformador para a tarde, na Simulação 2

A Fig. 14 apresenta o gráfico com resultados dos fluxos de potência no transformador, que são essencialmente os mesmos dados já obtidos na Simulação 1 (Fig. 9) e, conseqüentemente, as conclusões são as mesmas. O mesmo vale para a Fig 15, que apresenta resultados de desequilíbrios de tensão praticamente idênticos aos da Fig. 10.

Entretanto, o gráfico da Fig. 16 chama a atenção para as perdas da rede secundária do transformador que chegam a cerca de 7 kVA no período da tarde. Para esclarecer este resultado, foi feita uma terceira e última simulação.

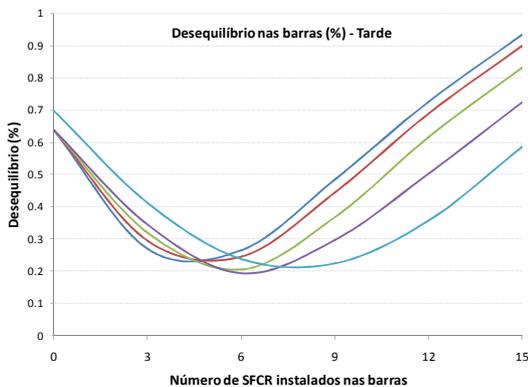


Figura 15 - Desequilíbrio (%) nos barramentos com SFCRs, na Simulação 2

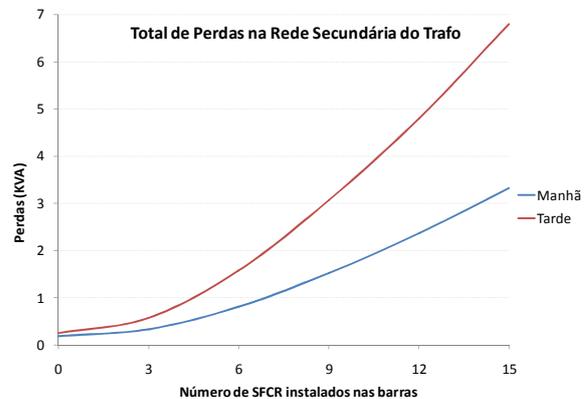


Figura 16 - Total de perdas (kVA) na rede BT, do transformador na Simulação 2

4.3 Simulação 3

Nesta Simulação 3, destinada a esclarecer a situação levantada na Simulação 2, os SFCRs foram localizados em barramentos mais próximos ao transformador, conforme a Fig. 17. Os resultados dos cálculos de perdas nesta configuração são apresentados na Fig. 18, enquanto que as tensões nos barramentos onde foram instalados os SFCRs aparecem na Fig. 19.

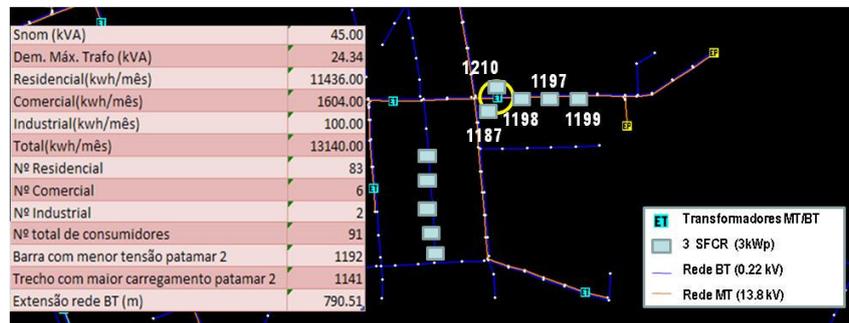


Figura 17 - Diagrama esquemático da Simulação 3

O reposicionamento dos SFCRs para pontos mais próximos do transformador alterou os resultados da Simulação 3 quando comparados aos da Simulação 2 (na qual os SFCRs foram conectados na extremidade da rede BT), tanto em relação às perdas na rede BT quanto às tensões nos barramentos onde estão localizados os SFCRs, as quais diminuíram consideravelmente.

Entretanto, a figura 19 mostra, além das tensões nos barramentos 1187, 1210, 1198, 1197 e 1199 (onde estão localizados os SFCRs nesta Simulação 3), também as tensões nos barramentos 1204, 1205 e 1206 (sem SFCRs), que são alguns dos mesmos adotados na Simulação 2, e caracterizados como “final de rede”. Observa-se que nestes a tensão atingiu o valor de 1,2 p.u, superior ao da Simulação 2, sendo que para um número superior a 6 SFCRs, a tensão já ultrapassa o limite de 1,1 p.u. Ou seja, o efeito observado na Simulação 2 persistiu mesmo com o reposicionamento dos SFCRs, o que nos leva a concluir que somente um número menor de SFCRs pode ser conectado aos transformadores considerados, sem que sejam necessárias intervenções na rede por parte da distribuidora.

Já em relação às perdas, estas foram reduzidas na nova configuração adotada na Simulação 3. Observa-se, de acordo com a tabela da Fig. 12, que a extensão (790,5m) da rede BT atendida pelo transformador da Simulação 2 é significativamente maior do que a rede do transformador escolhido para a Simulação 1 (Fig. 7; 456m). Conclui-se que as cargas mais significativas encontram-se próximas ao transformador, por isso, neste ramal, as perdas ocasionadas pelos sistemas fotovoltaicos colocados no final da rede são mais relevantes, pois a corrente gerada na extremidade do ramal pelos SFCRs da Simulação 2, e que não é demandada no local, percorre um maior trecho e por isso verificam-se as maiores perdas em relação a Simulação 1.

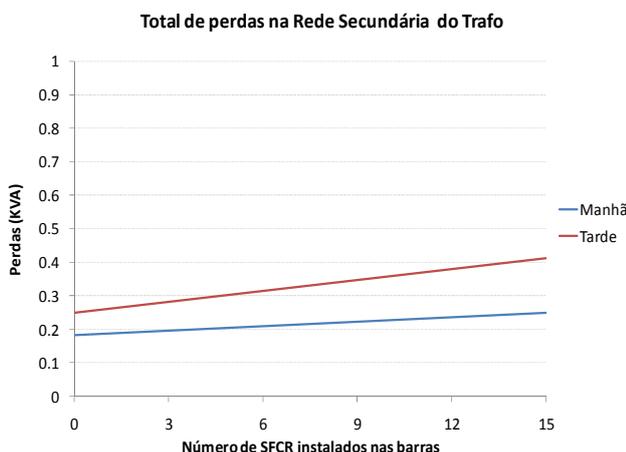


Figura 18 - Total de perdas (KVA) na rede BT do transformador, na Simulação 3

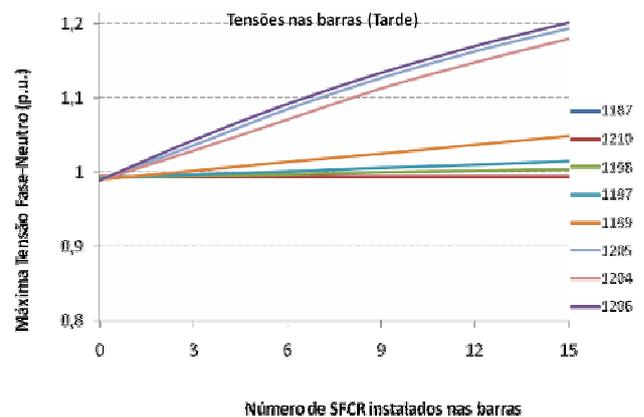


Figura 19 - Perfis de tensão em pu em cada uma das barras com 0 a 15 SFCRs de 3 kWp, na Simulação 3, Juntamente com as barras de “final de rede” (1204, 1205 e 1206)

5. CONCLUSÕES

Os resultados de simulações no programa Interplan demonstram que:

- Os perfis de tensões das barras onde são instalados os SFCRs tendem a aumentar; isto pode ser benéfico se as barras em questão estiverem com tensões baixas em regime permanente, e pode ser crítico para barras com tensão em regime permanente muito próximas de 1,0 p.u. e com baixa demanda, assim como para os pontos de final de rede.

- Uma vez que o objetivo do projeto é instalar os SFGRs na rede de baixa tensão, é preciso balancear a potência instalada com a carga suprida pelo transformador; caso a geração seja maior do que a carga, a microrrede onde está instalado o SFGR irá exportar energia para o restante da rede e, se o SFGR estiver eletricamente distante do centro de carga do transformador, as perdas serão diretamente proporcionais a esta distância elétrica (resistência) e ao quadrado da corrente conduzida.
- Se o SFGR for instalado de modo balanceado (distribuído simetricamente no sistema trifásico), o desequilíbrio entre fases inserido pelos SFGRs é desprezível.

No caso do Projeto Parintins, todos estes possíveis efeitos estarão sob o controle da distribuidora, por meio da distribuição criteriosa dos sistemas fotovoltaicos na rede e, eventualmente, mudanças nos *taps* de transformadores.

Num caso hipotético em que diversos consumidores, por iniciativa própria e amparados pela nova regulamentação Aneel, solicitem autorização para instalação de sistemas, poderá ser necessário efetuar simulações, como as aqui apresentadas, visando estudar os perfis de tensão e outros parâmetros, os quais poderão ter de ser ajustados por meio de medidas da distribuidora como mudanças de *taps* ou mesmo a instalação de reguladores de linha (Esslinger, 2011).

Finalmente, lembramos que no presente artigo foram considerados somente inversores com fator de potência unitário (injetam apenas potência ativa), contudo, outra possível forma de influenciar a tensão da rede é a injeção de reativo (Esslinger, 2011) por parte dos inversores. Até onde sabemos, porém, na atualidade ainda se encontra disponível comercialmente apenas um número bastante reduzido de modelos de inversores com esta capacidade, de forma que não foram, num primeiro estudo, considerados.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Engenheiro Mario Miguel Filho, da empresa Daimon (fornecedora do Interplan) pelo apoio prestado na customização do programa Inteplan e na orientação para a utilização deste programa.

REFERÊNCIAS

- Esslinger, Peter; Witzmann, Rolf. Improving Grid Transmission Capacity and Voltage Quality in Low-Voltage Grids with a High Proportion of Distributed Power Plants; Elsevier Energy Procedia 12 (2011), pp. 294-302.
- Interplan. Informações sobre o programa Interplan disponíveis na página da empresa Daimon na internet: www.daimon.com.br; 2012.
- NREL. Programa computacional Homer[®], desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis do Departamento de Energia dos EUA (NREL/US DoE) para o dimensionamento, simulação de operação e otimização de sistemas de geração distribuída, disponível no site <http://www.homerenergy.com/>; 2012.
- Galdino, Marco Antonio; Guimarães, Ana Paula, Montezano, Bruno; Sundata 2.0 - Programa para disponibilização de dados do potencial solarimétrico no Brasil, disponível na página do Cresesb/Cepel na internet: <http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>; 2002.

FORECAST OF IMPACTS OF GRID-CONNECTED PV SYSTEMS IN THE ELECTRIC GRID OF THE CITY OF PARINTINS-AM

Abstract. *The Parintins Smart Grid Project, which is conducted by Eletrobras, Amazonas Energia, Cepel and other institutions, will include about 40 grid-connected residential PV systems in the electric grid of the City of Parintins (Amazon Region, Brazil), which is feeded by an isolated grid (Diesel generators). For the deployment of these PV systems, it was identified the need for performing previously electrical studies in order to evaluate possible disturbances caused by PV systems and discover their best locations in the feeder. The results of simulations, carried out in the program Interplan, clearly demonstrated that the introduction of PV systems in the low voltage network of the city may cause improvement or disturbances in the voltage profiles and decrease or increase the losses in the network, depending on the amount of PV power installed and the position in which the systems are located.*

Key words: grid connected PV systems, impacts of PV in the distribution grid