

ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO

Henrique Silveira Eichkoff – henriquekoff@gmail.com

Roberta Carvalho Marques – rob_cmarques@outlook.com

Ana Paula Carboni de Mello – anamello@unipampa.edu.br

Universidade Federal do Pampa – UNIPAMPA, Curso de Engenharia Elétrica

Resumo. A Geração Distribuída (GD) caracteriza-se por produzir energia junto ou próximo ao consumidor, independente da tecnologia, utilizando recursos renováveis ou não-renováveis, proporcionando novas soluções na matriz energética. Entretanto, o uso em excesso dos sistemas de GDs, pode ocasionar problemas na regulação de tensão na rede de distribuição, devido à elevação de tensão ocasionada quando os geradores distribuídos estão em operação conjunta com a rede elétrica, aumentando assim a complexidade de operação do sistema, comprometendo a vida útil de cabos e equipamentos de proteção e controle de tensão. Este artigo tem por objetivo demonstrar a análise da geração distribuída como equipamento de controle de tensão e potência reativa (controle Volt/VAr) em um sistema teste de distribuição. Para isso, utilizou-se os inversores de frequência dos sistemas de GD do tipo fotovoltaica como equipamentos de controle em conjunto com equipamentos tradicionais que geralmente desempenham a função do controle de tensão. Para a obtenção dos resultados, se fez o uso do software OpenDSS (Open Distribution System Simulator), em um sistema teste padrão IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) de 13 barras. O uso do controle Volt/VAr no sistema teste proposto, regulou a tensão em praticamente todos os pontos em que foram apresentadas violações, além de auxiliar os equipamentos de controle de tensão, reduzindo o número de comutações diárias.

Palavras-chave: Controle Volt/VAr; Geração Distribuída; OpenDSS.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, houve um aumento significativo no uso de geração distribuída (GD) de baixa potência no Brasil, incentivado principalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a aprovação da Resolução Normativa (RN) nº 482 (2012), atualizada pela RN nº 687 (2015). Dentre as vantagens do uso de fontes de GD em redes de distribuição, destacam-se, o baixo impacto ambiental, a redução de perdas de energia, a redução no carregamento de redes e menor tempo de implantação (ANEEL, 2011).

Por outro lado, o sistema de GD apresenta algumas desvantagens, como fluxos bidirecionais de energia, além de variações de geração intermitente para fontes de energia renovável como radiação solar e ventos. Esses fatores, tornam a operação da rede complexa e agregam dificuldade para controlar os níveis de tensão, por exemplo, no período de carga leve (ANEEL, 2011).

Para manter níveis de tensão entre limites operacionais adequados frente a inserção de sistemas de GD, são necessárias ações de controle de tensão e potência reativa (controle Volt/VAr) pelos equipamentos existentes nas redes elétricas para este fim.

Neste sentido, os trabalhos de Kim *et al.* (2015), Barr e Majumder (2014) e Malekpour *et al.* (2014) enfatizam o uso do controle Volt/VAr em conjunto com a inserção de GD em redes de distribuição. Em Kim *et al.* (2015), é investigado o efeito máximo do controle Volt/VAr da GD, a partir de um algoritmo genético que otimiza o controle de potência reativa, a fim de reduzir as variações de tensão nos barramentos do alimentador, quando o sistema de GD de energia fotovoltaica injeta potência ativa e reativa na rede de distribuição. Em Barr e Majumder (2014), é proposta uma integração das GDs no sistema de gerenciamento de controle Volt/VAr em redes ativas de distribuição, com um sistema de GD dividido em pequenas zonas. Esse método limita a complexidade do sistema elétrico e mantém os níveis de tensão dentro dos limites operacionais após os distúrbios e sobretensão causados na rede com a inserção da GD. Em Malekpour *et al.* (2014), é apresentado um controle Volt/VAr distribuído, a partir de zonas de GD. O algoritmo distribuído proporciona a redução de perdas de energia à medida que controla a tensão e energia reativa.

No Brasil a GD ainda não pode ser utilizada diretamente para a regulação de tensão, diferentemente de países com tecnologias de GD mais consolidadas como Alemanha, Itália e Japão que possuem códigos de redes próprios e permitem a regulação, inclusive em condições de falta na rede de distribuição (Crăciun *et al.*, 2012). Acredita-se que futuramente com a expansão deste sistemas nas redes de distribuição, a regulação de tensão a partir da GD seja regulamentada no Brasil.

Nesse contexto, esse trabalho propõe a análise dos inversores de frequência utilizados na interface de conexão da GD de sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica como uma nova possibilidade de equipamento de controle de tensão e potência reativa para a operação adequada dos sistemas de distribuição de energia. Como os inversores correspondem a um componente essencial em todos os sistemas fotovoltaicos, essa capacidade adicional de controle, além de melhorar os recursos existentes, deve também auxiliar na redução da quantidade de atuações de equipamentos convencionais de regulação de tensão (Madrigal e Uluski, 2015).

2. CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA (VOLT/VAR) EM GERADORES DISTRIBUÍDOS

2.1 Controle Volt/VAr

O controle de tensão e potência reativa (Volt/VAr) tem sido desenvolvido desde a década de 80, a partir de técnicas que visam otimizar os níveis de tensão e a potência reativa de uma rede de energia elétrica, como ilustra a Tab. 1. Basicamente, a proposta do controle Volt/VAr consistia em regular a tensão a partir de um controle central na subestação, com o passar do tempo, a partir de controles distribuídos nos alimentadores tornou-se possível controlar os barramentos das redes de distribuição e minimizar perdas elétricas, aumentando a eficiência de energia em todo o sistema (Manbachi *et al.*, 2016).

Tabela 1 – Evolução do Controle Volt/VAr ao longo das décadas. Adaptado de Manbachi *et al.* (2016).

Atributos	1ª Geração (1980 – 1990)	2ª Geração (1990 – 1998)	3ª Geração (1998 – 2008)	4ª Geração (2008 - 2017)	Futuro Próximo
Perfil de Carga	Estático	Estático	Estático	Quase em tempo real. Fonte: Dados agregados do AMI	Dinâmico. Fonte: Dados desagregados do AMI
Topologia	Local	Local	Centralizado através do SCADA	Distribuído através de um Controle Local	Distribuído através de Agentes Inteligentes (IAs)
Ativação do Controle	Subestação	Subestação	Subestação	Trechos do Alimentador	Trechos do alimentador + Controle ativo ao cliente
Componentes de Controle Volt/VAr (Funções Auxiliares)	LTC/BC/RT N/A	OLTC/RT/BC Estudos de CVR	OLTC/RT/BC CVR Independente	OLTC/RT/BC CVR Integrado	OLTC/RT/ BC CES/ EV/ DER CVR Integrado + DMS

Para a realização do controle Volt/VAr, podem ser utilizados diversos dispositivos controláveis, destacam-se os reguladores de tensão, bancos de capacitores, e transformadores com comutadores de tap sob carga (do inglês, *On-Load Tap changes (OLTC)*) (Dominguez, 2015; Manbachi *et al.*, 2016). Esses equipamentos, são ajustados para reduzir as perdas operacionais e melhorar o perfil de tensão, além de definir uma regulação de tensão e um fluxo de potência adequados ao sistema de distribuição (Bremermann, 2008).

2.2 Controle Volt/VAr a partir do inversor da GD

Para a GD do tipo fotovoltaica (FV), o inversor é o elemento responsável por efetuar a interface entre a GD e a rede elétrica. O sistema FV produz energia elétrica em corrente contínua (c.c.) e o inversor entrega à rede elétrica a energia em corrente alternada (c.a.). No Brasil, os inversores devem atender a NBR 16149, onde são estabelecidas algumas estratégias de controle para injetar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico na rede.

A realização do controle Volt/VAr a partir de inversores ocorre devido a sua capacidade de absorver a potência reativa de maneira distribuída, podendo o controle de reativo, compensar o aumento da tensão nas redes de distribuição (Janhagiri e Aliprantis, 2013). Além disso, para manter uma regulação de tensão adequada, o inversor pode absorver ou injetar potência reativa.

A NBR 16149 estabelece para sistemas fotovoltaicos com potência nominal superior à 6 kW, que o inversor pode operar na faixa de valores de fator de potência de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Além disso, opcionalmente pode operar com os limites das curvas da Fig. 1, respeitando os valores de fator de potência na faixa de 0,90 indutivo à 0,90 capacitivo.

Os valores dos parâmetros A, B e C, normalmente nas faixas de valores de 20%, 50% da potência nominal devem ser fornecidos pelo operador do sistema. Dependendo das condições operacionais da rede, pode-se fornecer valores ou até curvas diferentes. Nesse caso, quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é pequena (menor que 20%), supõe-se que não haverá sobretensão na rede, sendo que o fator de potência permanecerá unitário (Alves, 2017). Em casos em que a potência gerada superar o valor de 50 % da potência nominal, a rede poderá apresentar problemas de sobretensão, sendo necessário o inversor absorver reativos à medida que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico aumenta, até atingir-se o valor máximo de fator de potência, que indica a quantidade máxima de reativos que o inversor pode absorver (Alves, 2017).

É importante ressaltar que a curva demonstrada na Fig.1 limita a produção de energia máxima do sistema FV, pois o inversor absorve reativos para manter os níveis de tensão estável na rede e com isso, não há capacidade suficiente de

atingir a potência ativa nominal no instante em que o inversor absorve o máximo de reativos (Alves, 2017). Além das possibilidades de operação do inversor para sistemas FVs com potência nominal superior à 6 kW, o inversor também pode funcionar a partir de um controle de potência reativa, conforme demonstrado na Fig. 2 (ABNT, 2014).

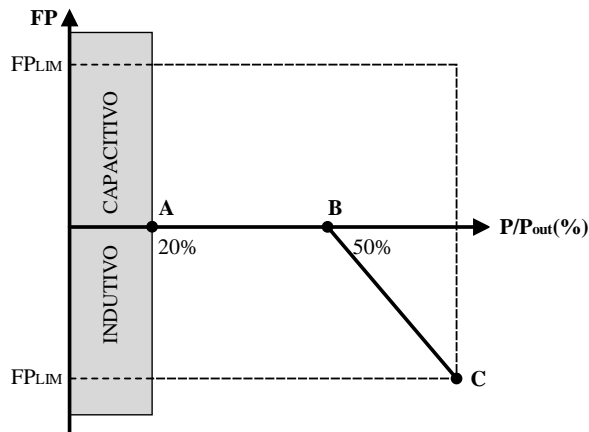


Figura 1 – Curva característica do fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor. Adaptado de ABNT (2014).

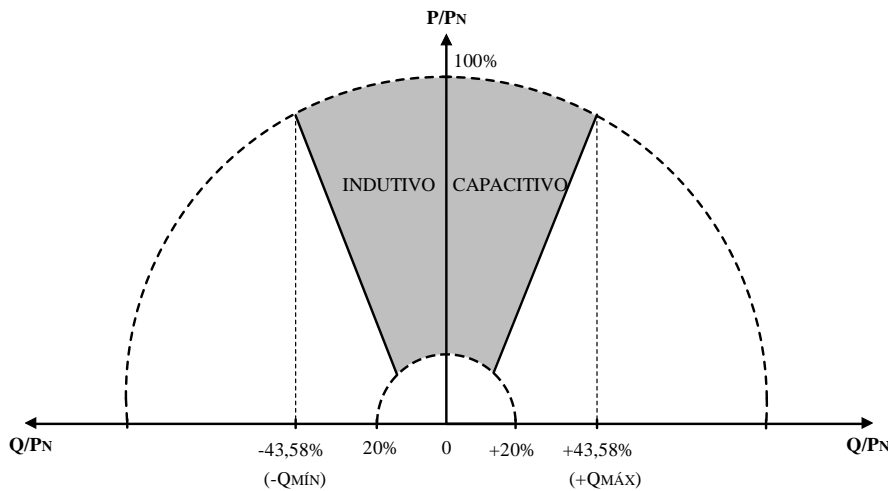


Figura 2 – Limites operacionais de injeção demanda de potência reativas do inversor. Adaptado de ABNT (2014).

Para a curva da Fig. 2 pode-se observar que o sistema FV pode operar com fator de potência indutivo quanto capacitivo e a injeção/demanda de reativos ocorre quando a potência ativa alcançar 20% da potência nominal. Os valores correspondentes à $Q_{MÁX}$ e $Q_{MÍN}$, representam a faixa de 43,58% da potência nominal, e indicam o valor Q no ponto C da curva apresentada na Fig. 1, considerando o fator de potência limitado em 0,90 (Alves, 2017).

3. METODOLOGIA DE ANÁLISE

O software OpenDSS foi utilizado para modelar o controle do inversor de frequência de um sistema FV, a partir de uma função de controle local, denominada *InvControl*. O modelo do *InvControl* necessita de uma curva de referência, a qual pode ser obtida com a definição de valores de potência reativa para uma faixa de níveis de tensão admissível (0,95 pu à 1,05 pu). Para a modelagem da função *InvControl*, são necessários dois modelos:

- *XYCurve* (curva padrão para o controle do inversor);
- *PVSystem* (modelo equivalente do sistema FV utilizado).

O modelo *XYCurve*, define a potência reativa de saída do inversor como uma função da tensão em um sistema fotovoltaico (EPRI, 2013). Neste sentido, modelou-se o inversor de acordo com os limites apresentados nas Fig. 1 e Fig. 2. O modelo *PVSystem*, assume que o inversor pode encontrar rapidamente o ponto de máxima potência do módulo, a partir da curva característica que relaciona potência *versus* temperatura do sistema FV. A potência ativa (P) é função da irradiação, temperatura (T) e potência máxima do módulo fotovoltaico (P_{mpp}) na temperatura T e irradiação de 1

kW/m², seguindo a curva característica do sistema fotovoltaico (Anzanello Júnior *et al.*, 2017). Além das variáveis citadas acima, deve-se inserir uma curva de eficiência do inversor de acordo com a potência de operação. O valor de potência reativa pode ser determinado por um valor fixo ou através do fator de potência (FP). A Fig. 3 ilustra o modelo PVSystem adotado pelo OpenDSS.

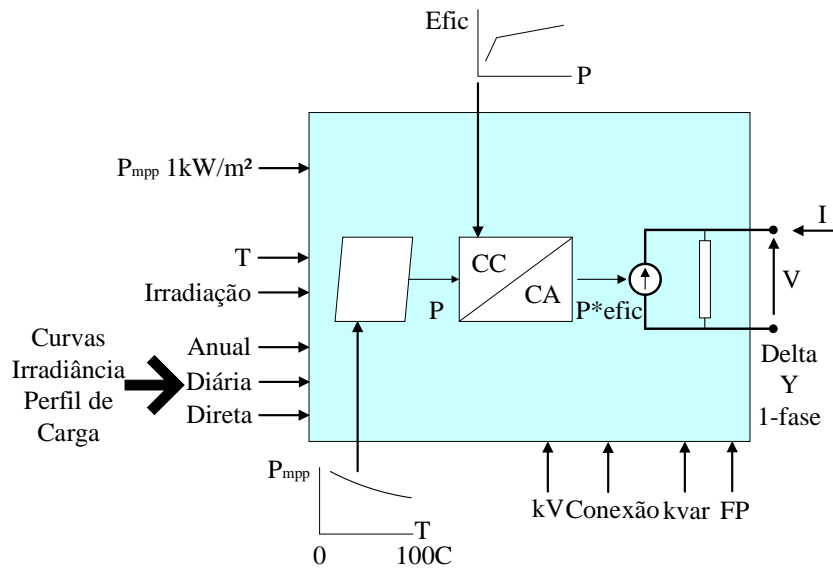


Figura 3 – Modelo do sistema fotovoltaico utilizado pelo OpenDSS. Adaptado de EPRI (2011).

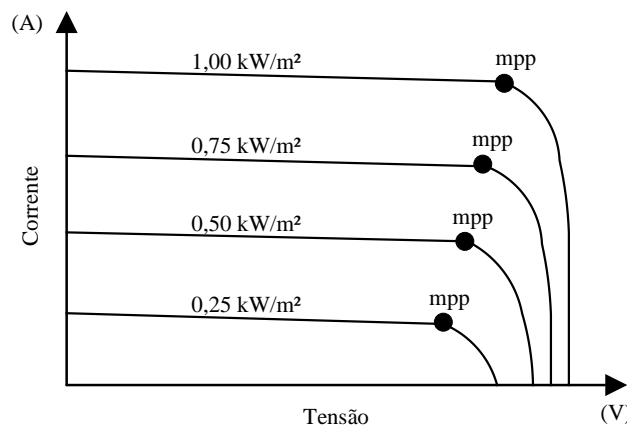


Figura 4 – Curvas corrente versus tensão para diferentes valores de irradiação demonstrando o ponto de máxima potência. Adaptado de EPRI (2011).

A partir do Método de Osterwald, pode-se calcular a potência de saída de um sistema fotovoltaico para qualquer valor de irradiação e temperatura da célula solar do módulo fotovoltaico (Mello, 2014). A Eq. (1), descreve o método de Osterwald.

$$P_{MÁX} = P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_i - T_{STC})] \quad (1)$$

Onde P_{STC} representa o ponto de máxima potência gerada pelo sistema FV em (Watts). G_{STC} é a irradiação para a condição padrão de teste (STC), G_i e T_i , são respectivamente, a irradiação e a temperatura do ar, T_{STC} a temperatura para condição de teste, normalmente padronizado em 25 °C e γ , fator de correção de temperatura para a potência, representado pela faixa de valores entre 0,005 °C⁻¹ à -0,003 °C⁻¹.

Algumas restrições, visam garantir uma operação adequada da rede de distribuição em condições operacionais antes e após a inserção da GD. Essas restrições são apresentadas nas Eqs. (2 – 4):

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05 \quad (2)$$

$$-16 \leq A_{ij} \leq 16 \quad (3)$$

$$-43,58\% \leq Q_{INV} \leq 43,58\% \quad (4)$$

Onde V_i , indica a tensão na faixa dos limites operacionais adequados em cada barramento da rede; A_{ij} representa o intervalo permitido no número de posições de TAP dos equipamentos de controle de tensão e Q_{INV} , a faixa de valores que o inversor pode absorver ou injetar potência reativa.

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

O estudo será realizado em um sistema teste de 13 barras disponibilizado pela IEEE. O sistema é composto por cargas desbalanceadas, transformador de distribuição, regulador de tensão, bancos de capacitores, linhas trifásicas e ramais de ligação monofásicos, bifásicos e trifásicos. Consideram-se 5 sistemas fotovoltaicos trifásicos com potências nominais de 500 kWp, 400 kWp, 300 kWp e 100 kWp inseridos nas barras, 632, 633, 634, 675 e 680. O sistema teste com a inserção dos geradores distribuídos é observado na Fig. 5.

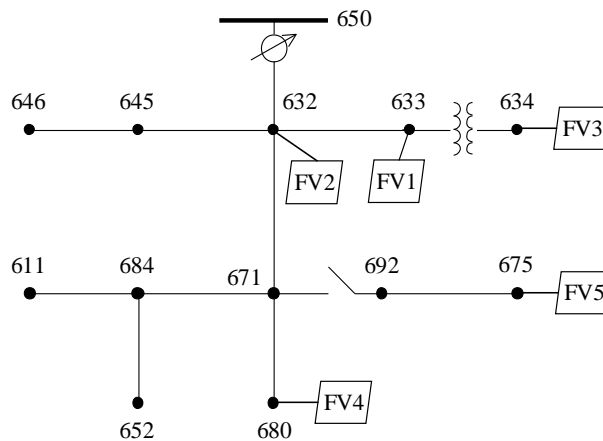


Figura 5 – Esquema de 13 barras com a inserção dos sistemas fotovoltaicos.

As curvas de potência produzida pelos sistemas FV são demonstradas na Fig. 6. As GDs com potência nominal de operação de 500 kWp estão alocadas nas barras 633 e 680 (FV1 e FV4). Já os geradores distribuídos com potência de 400 kWp, 300 kWp e 100 kWp estão inseridos nas barras, 675, 632 e 634 respectivamente (FV5, FV2 e FV3). Para esses casos, é considerado que os sistemas fotovoltaicos estão em operação das 6 horas até 20 horas, e que a máxima irradiação que o sistema consegue converter, atingindo a assim a máxima potência de operação ocorre durante o intervalo das 13 horas até as 15 horas.

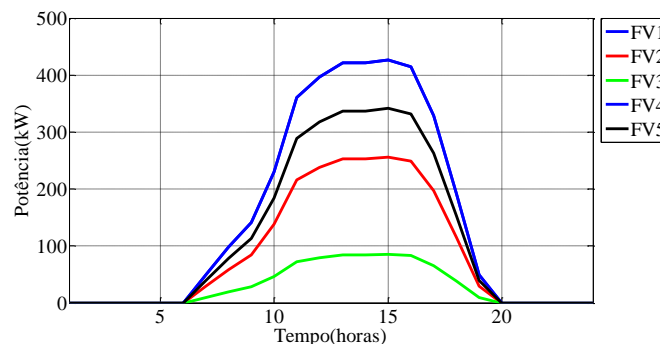


Figura 6 – Curvas de potência produzida pelos sistemas fotovoltaicos.

A partir do software OpenDSS, foi executado o fluxo de potência no sistema da Fig. 5, em um período diário com perfil de carga predominante residencial em todas as cargas do sistema teste de distribuição. A análise dos resultados consiste em observar o comportamento do sistema teste em condições normais de operação e também com a inserção dos geradores distribuídos na rede, este contemplando o uso do Controle Volt/VAr.

A Fig. 7 demonstra o perfil de carga ativa na saída da subestação em condições de operação sem o sistema de GD (Fig. 7(a)) e após a inserção dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, Fig. 7(b).

A Fig.8 apresenta o perfil da potência reativa na saída da subestação para as mesmas condições descritas anteriormente.

Para a potência ativa, quando ocorre a conexão da GD no sistema, há uma redução significativa de potência durante o intervalo de tempo (aproximadamente, das 9 horas às 18 horas) que o sistema fotovoltaico está em operação. No caso da potência reativa, essa redução não apresenta valores expressivos. A redução no fornecimento de potências por parte da subestação se deve ao fluxo de potência reverso da GD na rede elétrica, quando a mesma está em operação.

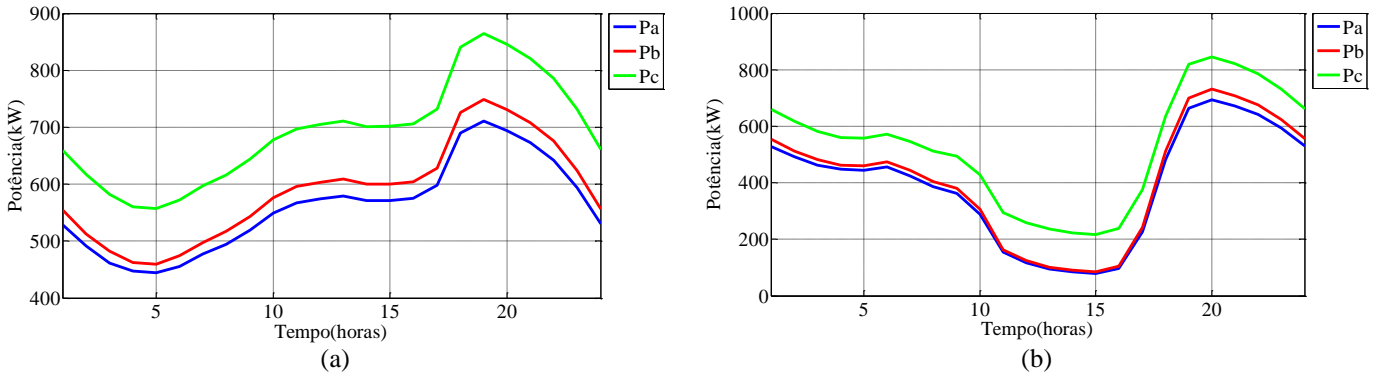


Figura 7 – Curvas de potência ativa do alimentador (a) sem GD e (b) com GD.

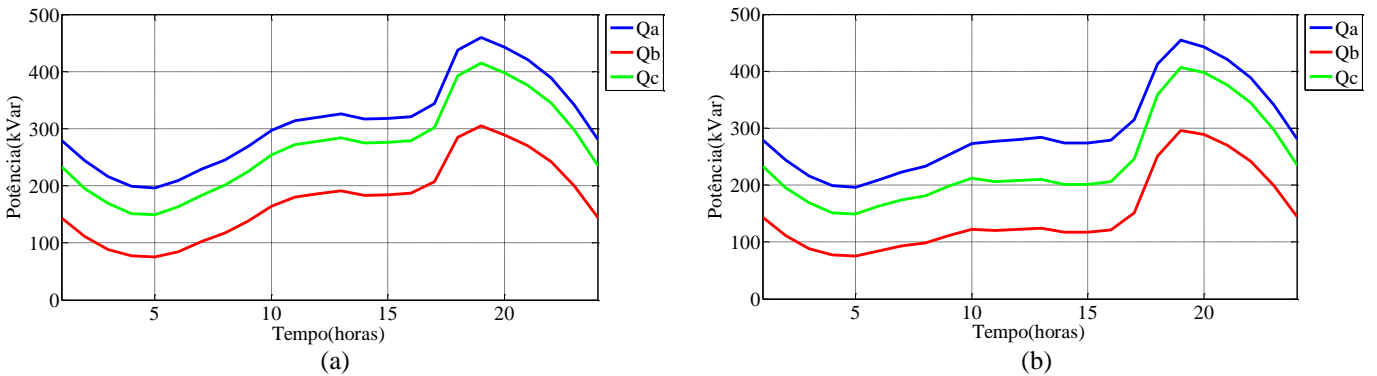


Figura 8 – Curvas de potência reativa do alimentador (a) sem GD e (b) com GD.

Na Fig. 9 é demonstrado um comparativo entre os níveis de tensão em cada fase, monitorado em um trecho da rede para condições sem a GD e com a inserção da GD. O trecho analisado, será a linha entre as barras 671 e 680. Esse trecho foi escolhido, por estar em um ponto distante da subestação e conseqüentemente possuir uma maior queda de tensão.

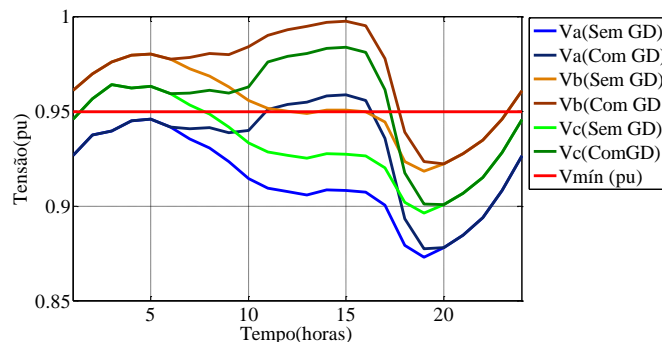


Figura 9 – Comparação nos níveis de tensão para cada fase do sistema.

Analisando as curvas demonstradas na Fig.9, percebe-se no intervalo de tempo em que o sistema fotovoltaico está em operação, ocorre uma elevação de tensão em comparação a rede operando sem o sistema de GD. Isso deve ao fato dos geradores fotovoltaicos emitirem um fluxo de potência reverso na rede. Mesmo assim, o uso das GDs não ultrapassou o limite máximo de tensão operacional (1,05 pu). Isso se deve a uma boa distribuição de cargas no sistema teste, e também à queda de tensão apresentada na linha monitorada.

A Fig. 10 apresenta um comparativo entre os perfis de tensão na linha entre as barras 671 e 680 para as três fases. Agora, serão comparados, os níveis de tensão com a inserção da GD e o uso da função inteligente de controle Volt/VAr por parte do inversor que realiza a interface dos sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica de distribuição.

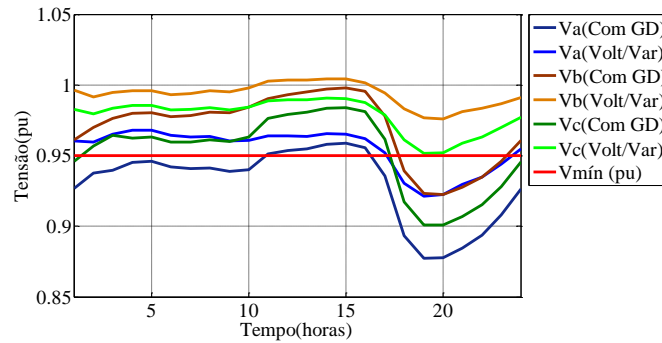


Figura 10 – Comparação nos níveis de tensão para cada fase do sistema.

A Fig.11 ilustra a quantidade de energia reativa injetada na rede por parte dos inversores dos sistema fotovoltaicos para a realização do controle de tensão e potência reativa na rede.

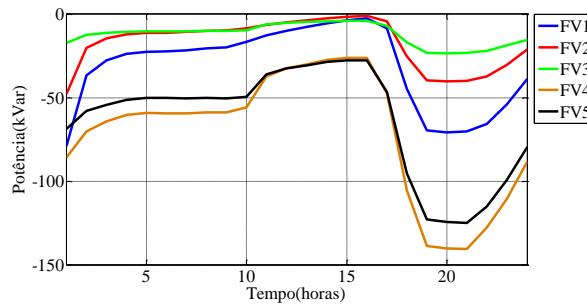


Figura 11 – Injeção de potência reativa dos sistemas fotovoltaicos na rede.

O sistema FV 4 injetou a maior quantidade de energia reativa na rede. O valor máximo obtido foi de aproximadamente 140 kvar. Os sistemas FV 1, 2, 3 e 5 atingiram os valores máximos aproximados de 78, 47, 23 e 125 kvar respectivamente. A necessidade de operação acompanhou a curva de carga do sistema.

A inserção de sistemas de GD em redes de distribuição, altera o número de posições de TAP em equipamento com função de realizar o controle de tensão, devido as alterações no fluxo de potência quando a GD é conectada à rede. Com isso, a Fig. 12 ilustra o comparativo no número de comutações diárias para o regulador de tensão na subestação do sistema teste analisado. A comparação consiste em analisar o sistema antes e após a inserção das GDs.

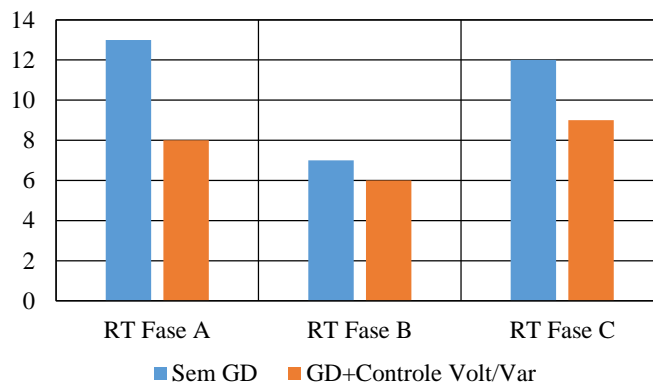


Figura 12 – Comparações no número de comutações dos equipamentos de controle de tensão.

De acordo com a Fig.12, observa-se que o número de comutações do regulador de tensão localizado na subestação, diminui com o uso da função inteligente Volt/VAr nos inversores dos sistemas FVs se comparado com o sistema sem a presença da GD. Isso se deve, ao fato que a inserção da nova fonte de energia no sistema, é capaz de manter os níveis de

tensão estáveis ao longo do alimentador, a partir do controle Volt/VAr realizado pelos inversores dos geradores distribuídos. Com isso, os números de trocas de posições de TAP para manter a regulação de tensão adequada são reduzidas, diminuindo os desgastes dos equipamentos, aumentando assim sua vida útil.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse trabalho, foi realizada a análise do controle de tensão e potência reativa em um sistema teste de distribuição de 13 barras com o auxílio dos inversores de frequência de sistemas FV.

Os resultados demonstram que a inserção da GD na rede de distribuição, aumenta os níveis de tensão ao longo do alimentador. Entretanto, para a rede teste não houveram violações pela ultrapassagem do limite superior, uma vez que as cargas originais do sistema teste estavam bem distribuídas. É importante ressaltar que a inserção da GD reduziu o fornecimento de potência ativa da subestação no sistema durante o intervalo de tempo de atuação dos sistemas FV. Porém, se essa produção de potência ativa for superior a energia fornecida pela subestação, poderá comprometer os sistemas de transmissão, devido ao fluxo de potência reverso emitido pela GD.

O controle Volt/VAr realizado pelo inversor regulou a tensão em praticamente todos os pontos em que sistema apresentou problemas de subtensão. O inversor também injetou energia reativa na rede, elevando a tensão para os limites adequados de operação, quando necessário.

Mesmo após o uso do controle Volt/VAr por parte dos inversores, a fase A demonstrou níveis de subtensão. Para contornar este problema, uma das soluções seriam a alocação de mais equipamentos de controle de tensão no sistema. O número de troca de TAPs do regulador de tensão da subestação reduziu após o uso do controle Volt/VAr em comparação ao sistema sem a inserção da GD, pois o inversor, a partir da injeção de potência ativa na rede, ajustou os níveis de tensão em todos os trechos do alimentador.

REFERÊNCIAS

- ABNT, 2014. NBR 16149 Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
- Alves, M. R. F., 2017. O papel de Geradores Fotovoltacios na Regulação de Tensão em Redes de Baixa Tensão Residencias: estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica de mitigação da elevação de tensão, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- ANEEL, 2011. Norma Técnica nº 0025/2011.
- Anzanello Júnior J. D., Beust J., Haffner s., 2017. Análise de Microgeração Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição utilizando o OpenDSS, Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, Porto Alegre.
- Barr J., Majumder R., 2015. Integration of Distributed Generation in the Volt/VAr Management System for Active Distribution Networks, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no 6, pp. 576-586.
- Bremermann, L. E., 2008. Controle Fuzzy Volt/VAr em Sistemas de Distribuição, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Crăciun B., Kerekes T., Séra D., Teodorescu R., 2012. Overview of Recent Grid Codes for PV Power Integration, Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM).
- Dominguez, O. D. M., 2015. Modelo Matemático para o Controle Ótimo de Volt/VAr em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Trifásicos, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista – Campus de Ilha Solteira, Ilha Solteira.
- EPRI, 2011. OpenDSS PVSystem Element Model, Version 2.
- EPRI, 2013. Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies: Smart Inverter Function Modeling in OpenDSS..
- Janhagiri J., Aliprantis D., 2013. Distributed Volt/VAr Control by PV Inverter, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 28, no 3, pp. 3429-3439.
- Kim I., Harley R. G., Regassa R., 2015. The Investigation of the Maximum Effect of the Volt/VAr Control of Distributed Generation on Voltage Regulation, Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).
- Madrigal M., Uluski R., 2015. Practical Guidance for Defining a Smart Grid Modernization Strategy: The Case of Distribution. Washington DC: The World Bank.
- Malekpour, A. R., Pahwa A., Natarajan B., 2014. Distributed Volt/VAr Control in Unbalanced Distribution Systems with Distributed Generation, Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG).
- Manbachi M., Farhangi H., Palizban A., Arzanpour S., 2016. Smart grid adaptive volt-VAR optimization: Challenges for sustainable future grids, Sustainable Cities and Society, pp. 243-253.
- Mello, A. P. C., 2014. Reconfiguração de Redes de Distribuição considerando Multivariáveis e Geração Distribuída, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria.

ANALYSIS OF THE DISTRIBUTED GENERATION FOR THE VOLTAGE AND REACTIVE POWER CONTROL IN MODERN DISTRIBUTION SYSTEMS

Abstract. *Distributed Generation (GD) is characterized by producing energy near or next to the consumer, independent of the technology, using renewable or non-renewable resources, providing new solutions in the energy matrix. However, the excessive use of DG Systems may cause problems in the voltage regulation in the distribution network due to the voltage rise caused when distributed generators are in operation with power grid, thus increasing the complexity of the system operation, compromising the useful lifetime of cables, protection and voltage control equipment's. This paper aims to demonstrate an analysis of distributed generation (DG) as a voltage and reactive power control (Volt/VAr control) equipment in a distribution test system. To accomplish that, it was used frequency inverter of the photovoltaic GD systems as control equipment together with traditional equipment's that usually plays as voltage control. To reach the results, it was used of the software OpenDSS (Open Distribution System Simulator), in a standard test system IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) of 13 bus. The use of Volt/VAr control in the proposed test system, regulated the voltage at practically all points where violations were presented, as well as assisting the voltage control equipment, reducing the number of daily commutations.*

Key words: *Distributed Generation; OpenDSS; Volt/VAr Control.*