



Grupo de Estudo de Geração Eólica, Solar e Armazenamento-GES

Estratégias de Controle de Potência Reativa para Plantas de Minigeração Fotovoltaicas em Redes de Distribuição

VANDERSON CARVALHO DE SOUZA(1); JOÃO PAULO ABREU VIEIRA(2); HEITOR ALVES BARATA(3); ANDREY DA COSTA LOPES(4); DANIEL DA CONCEIÇÃO PINHEIRO(5); JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE(6); UFPA(1);UFPA(2);UFPA(3);UNIFAP(4);UFPA(5);UFPA(6);

RESUMO

Este artigo aborda os principais problemas operacionais enfrentados pelos operadores de redes de distribuição devido à elevada integração de geradores fotovoltaicos (FV) em alimentadores de distribuição, tais como: sobretensões, comutações excessivas de tape e a condição de *runaway* em reguladores de tensão (RT). Para os três problemas foi testado o desempenho do inversor operando com fator de potência unitário, com controle Volt-Var e fator de potência variável a partir da injeção ou absorção de potência reativa. Todos os estudos foram executados a partir de simulações em séries no *software* OpenDSS.

PALAVRAS-CHAVE

Gerador Fotovoltaico – Regulador de Tensão – Sobretensão – Comutações Excessivas de Tape – Condição de *Runaway*.

1.0 - INTRODUÇÃO

Nos últimos anos a participação da energia solar fotovoltaica na matriz energética mundial tem aumentado consideravelmente. Isso decorre, principalmente, dos incentivos fiscais cuja finalidade é a redução de custos da tecnologia. Esse declínio de preços alcançado nos últimos anos tornou a energia solar amplamente reconhecida como uma fonte de energia competitiva, confiável e sustentável. Em 2017, o setor global de energia fotovoltaica experimentou um crescimento de 99,1 GW, superando o ano anterior, 2016, quando o crescimento foi de 76,6 GW, acumulando 404,5 GW no final do ano de 2017 [1].

No Brasil, a geração distribuída (GD) de fonte solar FV de mini (potência instalada de até 75 kW) e microgeração (potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW) atingiu a potência instalada de 538 MW até o final de 2018. A maior parte dessa capacidade, cerca de 370 MW, foi conectada à rede do sistema elétrico brasileiro apenas em 2018. Os consumidores residenciais representam 75 % do total de conexões. Em seguida, aparecem as empresas dos setores de comércio e serviços (16,8 %), consumidores rurais (4,3 %), industriais (2,7 %), poder público (0,7 %) e outros tipos, como serviços públicos (0,1 %) e iluminação pública (0,01 %) [2].

Dessa forma, as concessionárias de energia elétrica de todo o país devem se preocupar com os impactos indesejáveis causados pela operação massiva de geradores fotovoltaicos distribuídos, dado que os mesmos são desprovidos de qualquer inércia mecânica, e assim, rápidas variações na irradiação solar podem provocar variações bruscas na potência de saída e, conseqüentemente, variações na tensão ao longo do alimentador, podendo provocar sobretensões, além de afetar diretamente a operação dos reguladores de tensão.

Este trabalho investiga os principais impactos provocados por minigeração fotovoltaica conectada em alimentadores de distribuição e avalia o desempenho de diversas estratégias de controle de potência reativa, cuja finalidade é aliviar os problemas de sobretensão, comutações excessivas de tape e condição de *runaway*. Seguindo essa introdução, a Seção 2 trata dos principais modos operacionais dos RTs, a Seção 3 trata das estratégias de controle, a Seção 4 trata dos resultados, Seção 5 trata das conclusões, Seção 6 trata das referências bibliográficas, por fim, na Seção 7 são mostrados os dados biográficos.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

2.0 - MODOS DE CONTROLE DE REGULADORES DE TENSÃO

Essa seção discute os principais modos operacionais de controle de tensão presente nos modernos controladores dos RTs que podem interagir potencialmente com a geração FV instalada nos alimentadores de distribuição.

2.1 Modo Cogeração

A FIGURA 1 trata da operação do RT no modo cogeração para uma carga concentrada na extremidade do alimentador. Nessa configuração há dois cenários possíveis: a GD pode gerar potência ativa inferior a demandada pela carga, com isso, alguma potência ativa é importada do sistema e o RT, que opera com a função *Line Drop Compensation* (LDC) ativada, regula a tensão na Barra 2. Por outro lado, a geração de potência ativa pela GD pode ser superior a potência demandada pela carga, nesse caso, o excedente de potência ativa é exportado para o sistema e o RT, que opera com fluxo reverso, continua controlando a tensão do lado consumidor, porém, monitorando o ponto entre a Seção 2 e Seção 3 do alimentador da FIGURA 1.

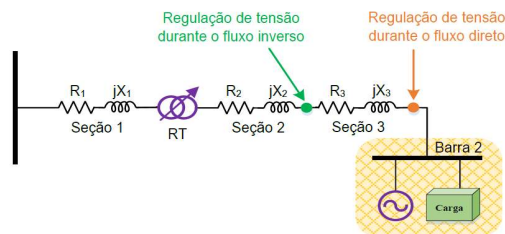


FIGURA 1 – Modo cogeração (Fonte [3])

2.1 Modo Bidirecional

Nesse modo operacional, o controlador do RT determina a direção de operação do equipamento com base no fluxo de potência ativa que atravessa o RT. A FIGURA 2 mostra um alimentador com RT e GD conectada na extremidade do alimentador. Nesse cenário, a potência ativa gerada pela GD supre apenas parte da carga conectada à jusante do RT, como não ocorreu inversão de fluxo, o RT opera controlando a tensão do lado da GD. A FIGURA 3 trata de um cenário onde a potência injetada pela GD é suficiente para inverter o fluxo de potência ativa no RT, com isso, o RT passa a regular a tensão do lado subestação, mas como o nível de curto-circuito é elevado, as comutações resultam em sobretensões nas barras do lado da GD conforme mostrado na FIGURA 3. Esse fenômeno é conhecido como condição de *runaway*.

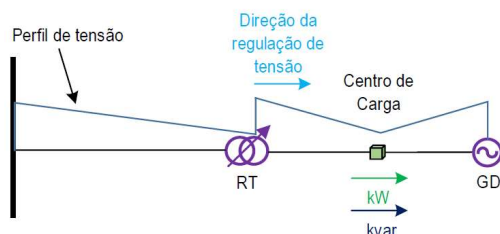


FIGURA 2 - Modo bidirecional no fluxo direto (Fonte [3])

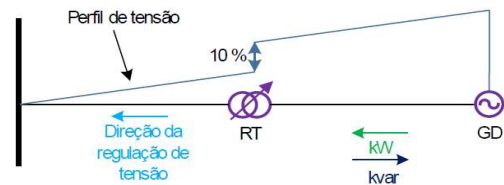


FIGURA 3 - Modo bidirecional no fluxo reverso (Fonte [3])

3.0 - ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A FIGURA 4 mostra um sistema de distribuição equivalente de duas barras com minigeração FV conectada na barra pv. V_1 é a tensão de referência do sistema e a variação de tensão ΔV ao longo do alimentador é dada por [4, 5]:

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

$$\Delta V \cong \frac{R(P_{pv} - P_{carga}) + X(\pm Q_{pv} - Q_{carga})}{V_{pv}} \quad (1)$$

Onde P_{pv} e Q_{pv} são as potências ativa e reativa gerada pela minigeração FV, P_{carga} e Q_{carga} são as potências ativa e reativa demandada pela carga e R e X são, respectivamente, a resistência e reatância acumulada da subestação até o ponto de conexão da geração distribuída.

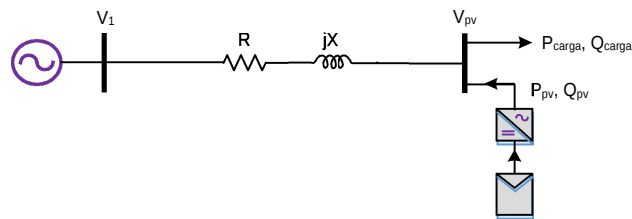


FIGURA 4 - Sistema de distribuição equivalente com minigeração FV (Fonte [5])

Os inversores FV operam tipicamente com fator de potência unitário, ou seja, não trocam potência reativa com a rede. No entanto, tem sido incentivado que geradores FV forneçam tanto potência ativa (P) quanto potência reativa (Q), devido ao rápido e significativo aumento da penetração desse tipo de fonte em alimentadores de distribuição [6, 7]. A máxima potência reativa, Q_{max} , que o inversor FV pode fornecer em um instante t depende da potência ativa, $P(t)$, gerada naquele instante. A EQUAÇÃO 2 trata dessa relação, onde S_{nom} é a potência nominal do inversor [8].

$$Q_{max}(t) = \sqrt{S_{nom}^2 - P(t)^2} \quad (2)$$

3.1 Método 1: Volt-Var

O controle Volt-Var é uma estratégia de controle inteligente disponível em diversos inversores, cuja a finalidade é manter a tensão no ponto de conexão da geração FV dentro dos limites normalizados. O controle Volt-Var opera na região indutiva se a tensão terminal excede o limite superior. Por outro lado, se a tensão terminal estiver abaixo do limite estabelecido em norma, a região capacitiva do controle é acionada. Nada ocorre se a tensão no ponto de acoplamento estiver dentro dos limites nominais de operação. Nos estudos desenvolvidos neste artigo, o ponto P1, P2, P3 e P4 da FIGURA 5 foram definidos, respectivamente, como (0.5, 1), (0.93, 1), (1.05, -1) e (1.5, -1)

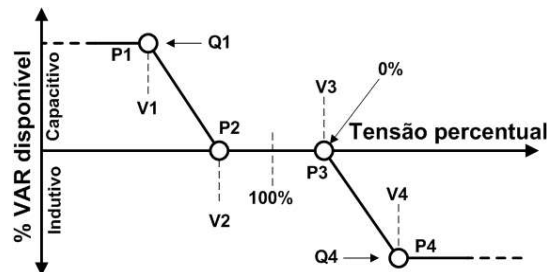


FIGURA 5 – Curva de operação do controle Volt-Var (Fonte [8])

3.1 Método 2: Injeção de Potência Reativa

Essa estratégia de controle foi proposta em [9] como alternativa para mitigar o problema da variabilidade de tensão em alimentadores de distribuição causada por elevada penetração de geração FV. A filosofia de operação do controle baseia-se na injeção de potência reativa no sistema nos instantes de queda da geração de potência

ativa. Portanto, esse controle opera com duas curvas de potência, a curva real e uma curva equivalente referente há dia de céu claro. A cada instante de tempo o controle verifica se há reserva de potência disponível no inversor através da diferença entre a curva equivalente de dia de céu claro e a curva real conforme a EQUAÇÃO 3

$$\Delta Q = -\frac{R}{X} \times (P_{\text{diaclaro}}(t) - P_{\text{atual}}(t)) \quad (3)$$

3.1 Método 3: Absorção de Potência Potência Reativa

Essa estratégia de controle, baseada na absorção de potência reativa, foi obtida a partir da EQUAÇÃO 1 para $\Delta V = 0$. Após algumas manipulações chega-se à EQUAÇÃO 4.

$$\Delta Q = -\frac{R}{X} \times (P_{pv} - P_{\text{carga}}) \quad (4)$$

A análise da EQUAÇÃO 4 permite concluir que a absorção de potência reativa pelo inversor está diretamente relacionada com a geração de potência ativa. Dessa forma, quando há injeção de potência ativa na rede as tensões tendem a aumentar, para evitar sobretensão, é necessário a absorção de potência reativa pelo inversor. No entanto, essa estratégia de controle pode exigir um inversor com capacidade superior à dos painéis solares, isso porque, no período de excessiva captação da energia solar em dias de céu claro, normalmente ao meio dia, pode não haver reserva no inversor para a absorção de potência reativa caso este seja dimensionamento com a mesma capacidade dos painéis solares.

4.0 - RESULTADO

4.1 Alimentador Teste

O desempenho das estratégias de controle foi avaliado no alimentador de distribuição apresentado na FIGURA 6. A fim de atender aos requisitos de estudos, algumas adequações em relação ao sistema original foram necessárias, tais como: inserção de regulador de tensão (RT) na barra 9 para os estudos de sobretensão, comutações excessivas de tape e condição de *runaway* e inserção da barra 18FV para conexão da minigeração fotovoltaica com capacidade máxima de 1800 kWp.

O alimentador opera em nível de tensão de 13,8 kV, exceto a barra 18FV que opera com tensão de linha de 220V. O nível de penetração da geração fotovoltaica é de 50 %. O RT, no fluxo direto, regula a tensão da barra 9 e, no fluxo inverso, regula a tensão da barra 9. A insensibilidade do RT é de 1 %.

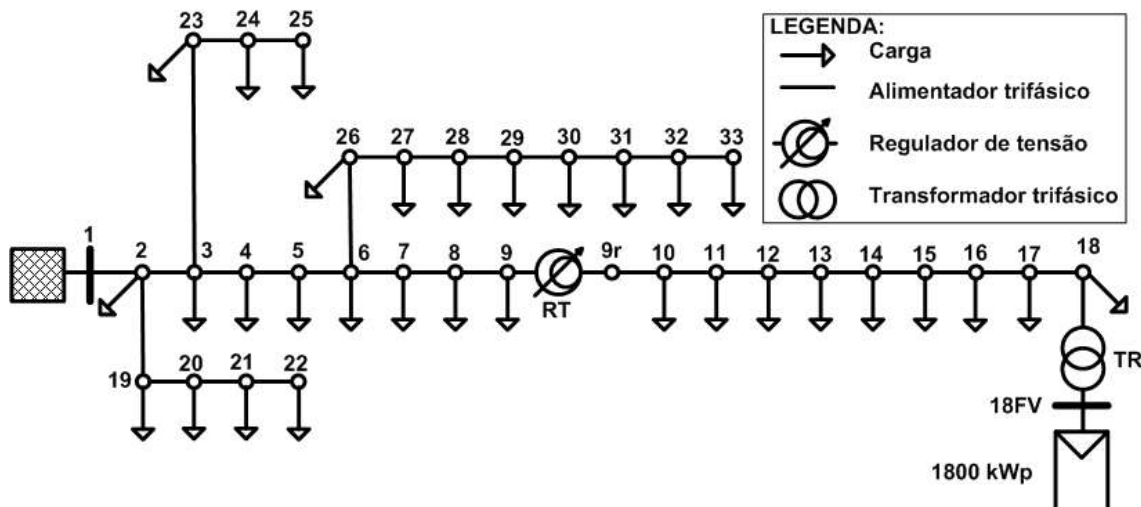


FIGURA 6 - Alimentador teste (Fonte [10])

Nas simulações foi considerado apenas o pior cenário de irradiação solar para os problemas abordados que é o cenário de alta variabilidade. Na FIGURA 7 é apresentada a potência de saída da minigeração fotovoltaica para um dia parcialmente nublado. A carga do alimentador varia ao longo do dia conforme a curva de carga mostrada na FIGURA 8.

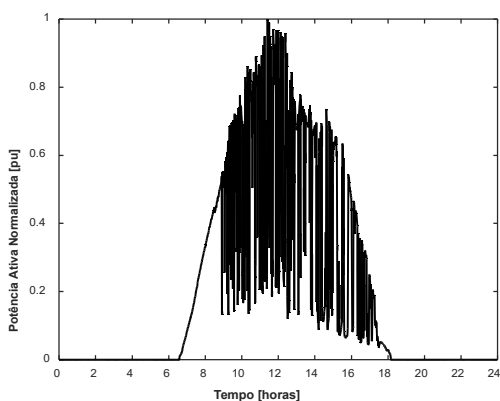


FIGURA 7 – Potência de saída do gerador FV para um dia parcialmente nublado

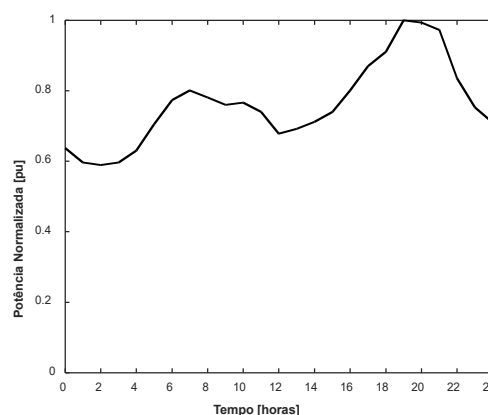


FIGURA 8 - Curva de carga

Os resultados foram avaliados a partir de dois modos operacionais do regulador de tensão: Modo Cogeração e Modo Bidirecional.

4.2 Regulador de Tensão no Modo Cogeração

Na FIGURA 9 são apresentados os gráficos de tensão nas barras críticas do alimentador para as diferentes metodologias de controle avaliadas. Na operação da minigeração FV com fator de potência unitária ocorreu sobretensão variável na barra de conexão da GD. Para o mesmo cenário, porém com a minigeração operando com o controle Volt-Var (Método 1), nota-se que as tensões foram levadas para dentro da faixa de operação nominal. No Método 2 é possível notar que a variabilidade provocada na tensão pela intermitência da geração é corrigida, porém a sobretensão na barra 18 não foi completamente mitigada. O Método 3 que absorve potência reativa da rede sempre que tensões elevadas são registradas, conseguiu corrigir o problema da sobretensão.

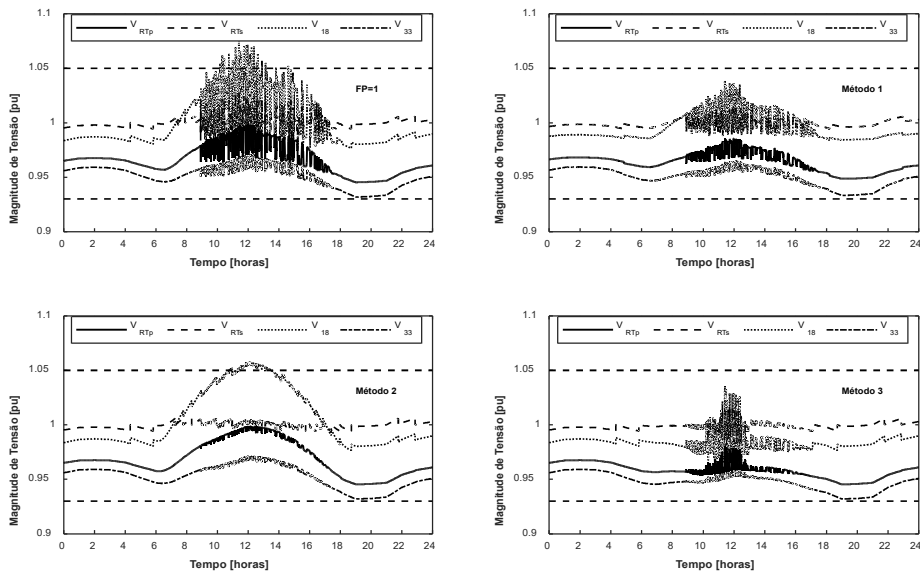


FIGURA 9 - Magnitude de tensão nas barras críticas do alimentador RT operando no modo cogeração

Na FIGURA 10 são mostradas as curvas de potência reativa da minigeração FV para todos os métodos de controle em estudo. Como esperado, a potência reativa permaneceu em 0 kvar para a operação da GD com fator de potência unitário. Por outro lado, a GD absorveu potência reativa entre 6:00 e 18:00 horas quando operou controlando a tensão pelo Método 1. A injeção de potência reativa, em menor proporção, ocorreu nas demais horas de simulação. O Método 2 injeta potência reativa na rede sempre que há redução na geração de potência ativa, por isso consegue tratar a flutuação de tensão causada por nuvens transitórias, mas não o problema da sobretensão. O Método 3 precisa absorver potência reativa para corrigir a sobretensão, no entanto, em horários de geração máxima de potência ativa, o inversor fica com pouca reserva para trocar potência reativa com rede, ainda sim esse método conseguiu controlar as tensões do alimentador.

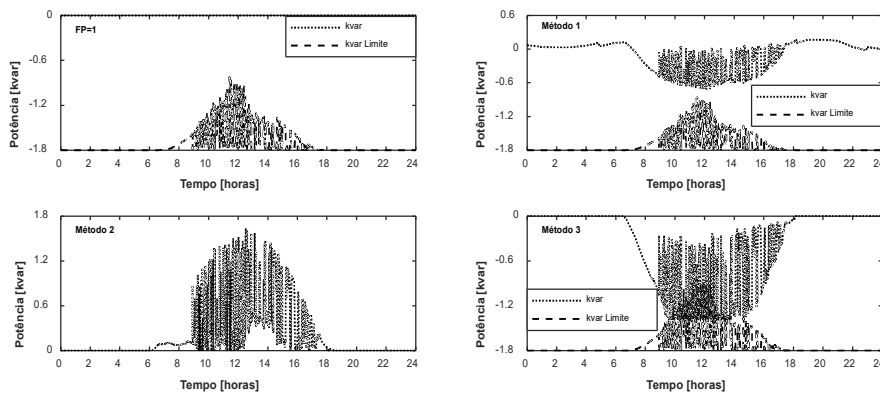


FIGURA 10 - Potência reativa do gerador FV trocada com o sistema com RT operando no modo cogeração

O tape do RT é outra variável que precisa ser monitorada nos cenários em estudo. Na FIGURA 11 estão disponíveis o histórico de operação do controle do RT para todos os controles avaliados. Nota-se que o pior cenário ocorreu quando a GD operou sem controle de potência reativa, nesse caso o RT operou 252 vezes. Na operação da minigeração com o controle Volt-Var o controle executou 58 comutações. O melhor cenário de operação do RT foi registrada para o gerador FV controlando a tensão a partir do Método 2, apenas 18

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

operações, porém, como já mostrada, esse Método não conseguiu tratar o problema da sobretensão. No Método 3 52 comutações foram executadas pelo RT.

Para cada cenário de controle foi investigado o comportamento das perdas ativas totais no alimentador, os resultados são mostrados na FIGURA 12. Nota-se que nas duas estratégias de controle, Método 1 e Método 3, onde ocorreu a absorção de potência reativa, as perdas aumentaram significativamente, sendo do Método 3 a maior perda registrada. As perdas ativas resultantes da aplicação do Método 2 estão na mesma faixa das perdas quando o gerador operou com fator de potência unitário.

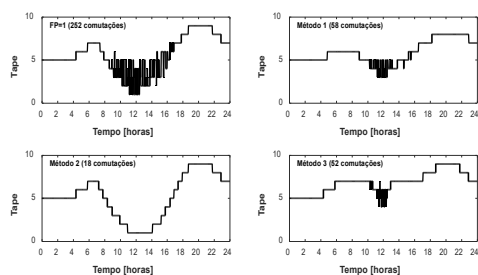


FIGURA 11 - Tape do RT no modo cogeração

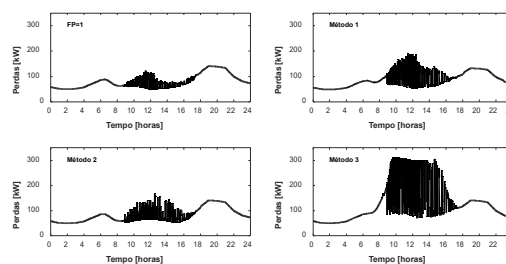


FIGURA 12 - Perdas totais no alimentador com RT operando no modo cogeração

4.3 Regulador de Tensão no Modo Bidirecional

Nesse modo de operação o ponto de regulação de tensão depende do sentido do fluxo de potência ativa que atravessa o RT. Na operação direta, fluxo de potência da subestação para a GD, o regulador controla a tensão na barra 9r, a jusante do RT, no fluxo reverso a tensão monitorada é da barra 9, a montante do RT. A tensão de referência foi ajustada para 1 pu na operação direta e 0.96 pu na operação inversa.

Nota-se na FIGURA 13 a ocorrência de sobretensões severas em barras a jusante do RT na operação da minigeração com fator de potência unitário. Esse fenômeno ocorre porque, estando o fluxo reverso (FIGURA 14), o RT passa a controlar a tensão da barra 9, entretanto, esta barra está localizada do lado da subestação, que tem maior capacidade de curto-circuito. Portanto, não conseguindo regular a tensão na barra 9, aparecem as sobretensões nas barras do lado da GD. É importante observar que a tensão de referência no caso em estudo é menor que a tensão da barra monitorada, por isso ocorre as sobretensões, caso contrário, seria observado severas subtensões. Em qualquer caso, o fenômeno é conhecido como condição de *runaway*.

Com a minigeração operando com controle Volt-Var (Método 1), as sobretensões permanecem, porém com menor magnitude. A aplicação do Método 2 apenas corrige as flutuações de tensão causada pela intermitência da geração, mas as sobreteções são tão severa quanto o caso em que a GD opera com fator de potência unitário. O Método 3, assim como o Método 1, reduz significativamente as elevações de tensão provocada pela condição de runaway, em ambos os casos ocorreu absorção de potência reativa.

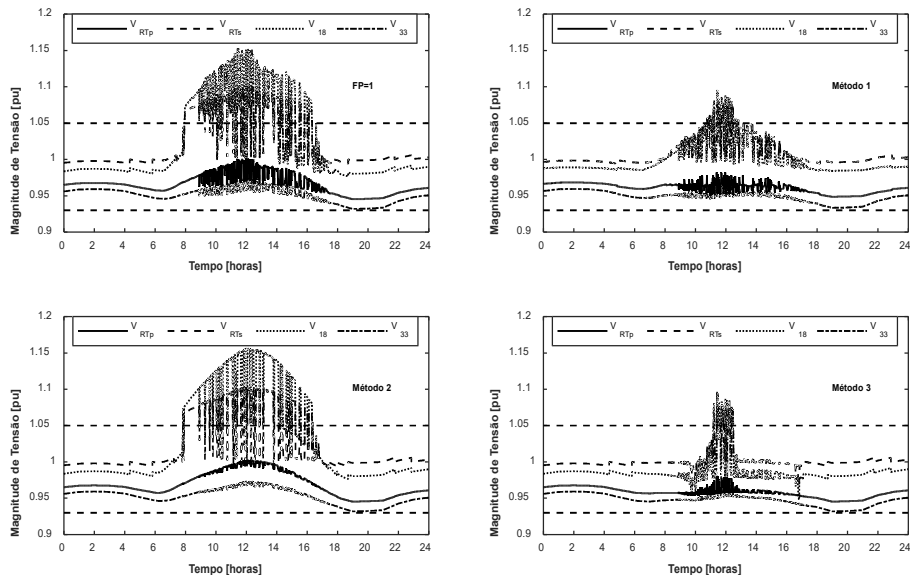


FIGURA 13 - Magnitude de tensão nas barras críticas do alimentador RT operando no modo bidirecional

Na FIGURA 15 é ilustrado o comportamento da potência reativa para todos os controles avaliados. É importante notar que as estratégias baseadas na absorção de potência reativa são sempre limitadas pela potência ativa gerada no mesmo instante.

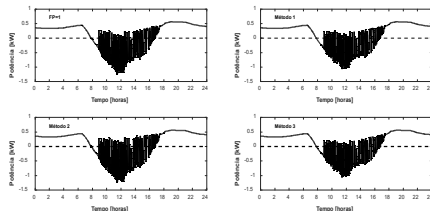


FIGURA 14 - Fluxo de potência ativa que atravessa o RT

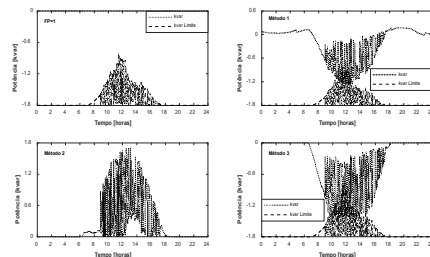


FIGURA 15 - Potência reativa do gerador FV trocada com o sistema com RT operando no modo bidirecional

Em geral, quando o RT entra na condição de *runaway* ocorre sucessivas comutações de tape de tal modo que o controle atinge o tape máximo +16 ou o tape mínimo -16. Na FIGURA 16 são mostrados os registros das comutações para os quatro casos analisados. Na operação da GD com fator de potência unitário, ocorreram 722 comutações e as tensões permaneceram fora da faixa nominal de operação. Nota-se que o RT atingiu por diversas vezes o limite superior, +16. Com a minigeração FV operando com o Método 1, ocorreram 432 comutações, 290 comutações a menos que no caso com FP=1. O Método 2 foi o que apresentou maior número de comutações, 1036. Portanto, dentre todas as estratégias analisadas, essa é a menos indicada para geradores FV em alimentadores de distribuição com possibilidade de inversão de fluxo no RT operando no modo bidirecional. O Método 3, embora não tenha corrigido completamente as sobretensões, foi o qual apresentou o menor número de comutações, 142 operações.

As perdas ativas totais no alimentador permaneceram na mesma ordem das perdas quando o RT operou no modo cogeração. Sendo assim, maior perda no alimentador foi registrado para o Método 3.

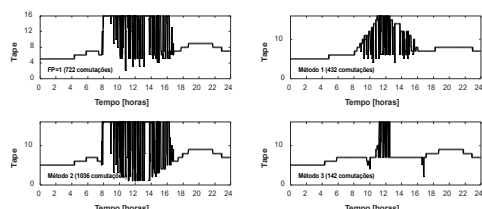


FIGURA 16 - Tape do RT no modo bidirecional

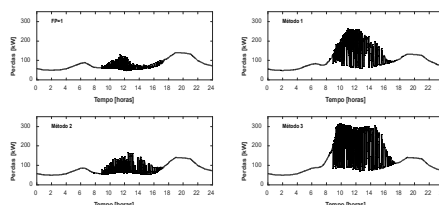


FIGURA 17 - Perdas totais no alimentador com RT operando no modo bidirecional

5.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho foi avaliado o desempenho de estratégias de controle de potência reativa embarcadas em inversores de minigeração FV frente aos problemas de sobretensão, comutações excessivas de tape e condição de *runaway* em RTs. As simulações mostraram que apenas o RT não é suficiente para controlar a tensão em alimentadores com elevada penetração de geração FV. Além disso, a configuração adequada do modo operacional do controle do RT pode evitar os problemas de subtensão/sobretensão ocasionadas pela condição de *runaway*.

Todas as estratégia de controle avaliadas são baseadas na troca de potência reativa da minigeração FV com a rede elétrica. As estratégias de controle, cuja operação é absorver potência reativa para controlar a tensão, apresentaram melhores resultados do ponto de vista de controle de tensão. Por outro lado, foi verificado que as perdas ativas totais aumentam de modo proporcional a absorção de potência reativa. Na operação da GD pela Método 2, foi verificado a eficiência da estratégia de controle em tratar a variabilidade na tensão provocada pela intermitência da fonte. No entanto, essa estratégia é limitada em aplicações com possibilidade de sobretensão provocada pela geração FV. Além disso, o modo de controle do RT pode ser impactado negativamente na presença de GD operando no Método 2.

Por fim, cabe aos operadores de redes de distribuição a escolha do tipo de controle a ser adotado em plantas de minigeração FV.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Solar Power Europe. Global Market outlook for photovoltaics power 2018-2022. 2019. Disponível em: <<http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf>>. Acesso em: 21 jan. 2019.
- (2) ABSOLAR. Energia Solar Fotovoltaica Atinge Marca Histórica de 500 MW em Microgeração e Minigeração Distribuída no Brasil. Disponível em: < <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-fotovoltaica-atinge-marca-historica-de-500-mw-em-microgeracao-e-minigeracao-distribuid.html> >. Acesso em: 21 jan. 2019.
- (3) R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke and L. A. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, July 2008.
- (4) N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, Embedded Generation. London, UK: Institution of Engineering and Technology, 2000.
- (5) Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal and R. A. Jabr, "Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 1, pp. 182-192, Jan. 2014.
- (6) T. Stetz. German Guidelines and Laws for PV Grid Integration [Online]. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=443&eID=dam_frontend_push&docID=1048>. Acesso em: 12/01/2018.
- (7) NREL. Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/57089.pdf>>. Acesso em: 10/01/2019.

(8) Open Source Modeling of Advanced Inverter Functions for Solar Photovoltaic Installations

(9) F. C. L. Trindade, T. S. D. Ferreira, M. G. Lopes and W. Freitas, "Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems With PV Solar Farms," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, no. 2, pp. 921-932, April 2017.

(10) M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, April 1989.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Vanderson Carvalho de Souza possui graduação (2015) e mestrado (2017) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é doutorando em Sistemas de Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos, Modelagem e Simulação Dinâmica.



João Paulo Abreu Vieira possui graduação (2004), mestrado (2006) e doutorado (2009) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA). Atualmente é Professor Associado da UFPA. Participou como coordenador ou pesquisador em mais de 10 projetos de P&D para concessionárias do setor elétrico e agências de fomento. É revisor das revistas IEEE Transactions on Power Systems e IEEE Transactions on Sustainable Energy. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: integração de fontes renováveis em sistemas de energia elétrica, dinâmica de sistemas de energia elétrica, controle e estabilidade de tensão, geração distribuída e sistemas de distribuição.



Heitor Alves Barata possui graduação (2015) e mestrado (2017) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é doutorando (Área de Concentração: Sistema de Energia; Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos de Potência) no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, Controle Coordenado de Tensão, Estabilidade de Tensão, Modelagem e Simulação Dinâmica, Geração Distribuída (Sistemas Fotovoltaicos). Atua como pesquisador no Laboratório de Modelagem e Simulação de Sistemas Elétricos de Potência do Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (CEAMAZON)



Andrey da Costa Lopes possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (2004), especialização em Engenharia de Segurança do Trabalho pela Universidade da Amazônia (2009) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (2007). Atualmente é Professor Adjunto, lotado no Colegiado de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Amapá. Possui experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: Desenvolvimento Computacional para Sistemas Elétrico de Potência, Máquinas Elétricas, Técnica de Otimização por Enxame de Partículas aplicada em Sistemas Elétricos de Potência.



Daniel da Conceição Pinheiro possui Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA-2012), com intercâmbio no Instituto Nacional de Ciências Aplicadas de Lyon (França/2011-2012); Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP-2016). Atualmente é professor efetivo da UFPA, alocado no Campus Universitário de Tucuruí (Faculdade de Engenharia de Computação). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Energias Renováveis e distribuição de energia.



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3558
GES/32

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG



Juan Carlos Huaquisaca Paye possui graduação (2016) pela Universidade Mayor de San Andrés e mestrado (2018) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é doutorando em Sistemas de Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em geração distribuída, planejamento, sistemas fotovoltaicos, modelagem e simulação dinâmica.