

Capítulo VIII

Regulação de tensão em sistemas de distribuição com penetração de microgeradores fotovoltaicos

Nos últimos anos, a geração solar fotovoltaica (FV) tornou-se uma das principais fontes de energia no mundo, com instalação de aproximadamente 610 GWp entre 2010 e 2019, sendo 117 GWp no último ano [1]. No Brasil, este tipo de geração de energia elétrica cresceu significativamente após a resolução nº 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) [2], com 4,7 GWp instalados entre 2012 e 2020 [3]. Em especial, destaca-se a microgeração FV, limitada a 75 kWp, a qual representa 3,8 GWp da capacidade instalada, sendo 2 GWp instalados somente em 2020 [3].

O sistema de distribuição não foi originalmente planejado para receber penetrações massivas de sistemas FVs e, portanto, impactos como sobretensão e aumento de atuações de equipamentos controlados podem ocorrer [4]-[7]. A sobretensão, apesar de ser um problema conhecido, é complexa de ser endereçada devido à falta de previsibilidade de qual unidade consumidora (UC) irá instalar um sistema FV, de tal forma que análises estocásticas se fazem necessárias, em especial nos estudos de penetração massiva de sistemas FVs.

Na literatura técnica, há trabalhos que investigam soluções para aumentar a capacidade de hospedar microgeração FV nos sistemas de distribuição. Dentre as soluções existentes há o recondutoramento do sistema (troca de linhas por outras de menor impedância) e controle por inversores (curvas Volt-var e/ ou Volt-Watt) [6], [7]. Soluções de recondutoramento são para problemas locais, por exemplo, pequenos segmentos do sistema de distribuição, o que não é eficiente em casos de penetração massiva de sistemas FVs. O controle por inversores pode ser tanto uma solução local quanto centralizada, porém esta última requer comunicação, o que torna a solução custosa.

Ao invés de propor alterações no sistema de distribuição ou a integração de novos equipamentos para a mitigação de impactos técnicos causados pela penetração massiva de sistemas FVs, este trabalho propõe investigar o potencial da adoção de diferentes modos de controle do regulador de tensão da subestação. Os modos de controle estudados são: tensão de referência fixa, tensão de referência temporizada (MAPA), e compensação de queda de tensão, do inglês Line Drop Compensation (LDC). Neste caso, os métodos são aplicados a um regulador de tensão de subestação de um sistema real de distribuição. Nos estudos utiliza-se o método Monte Carlo para tratar a incerteza do local de instalação dos microgeradores FVs e uma análise técnico-econômica para avaliar o desempenho de cada solução.

MÉTODOS DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

Nesta seção, três métodos de regulação de tensão são abordados: tensão de referência fixa, tensão de referência temporizada (MAPA), e compensação de queda de tensão (LDC). Os detalhes de ajustes são descritos em subseções específicas

A - Tensão de referência fixa

O método mais simples de regulação de tensão é o de referência fixa, ilustrado na Fig. 1, pois este necessita de apenas 3 parâmetros para controlar a tensão na saída do regulador. Tais parâmetros são: tensão de referência (V_{ref}), largura de banda (B) e temporização (T) [8]. A V_{ref} é o valor no qual o regulador tenta manter a tensão independentemente das variações de carga que ocorrem a todo instante. Para evitar comutações excessivas de tpe, o valor de

B, usualmente da ordem de $\pm 1\%$ da tensão nominal, define uma banda morta ($V_{ref} \pm B/2$) na qual o regulador não atua. Caso a tensão extrapole a banda morta, o temporizador é acionado e, se a tensão permanecer fora desta por um tempo $t > T$, o regulador altera o tape no sentido de trazer a tensão novamente para a banda morta. A vantagem deste método é a facilidade de ajuste.

B - Tensão de Referência Temporizada

Os parâmetros do método de regulação com referência temporizada são similares ao do método com referência fixa, porém cada um é subdividido em múltiplas partes contendo os ajustes válidos durante o intervalo de tempo correspondente, conforme (1)-(4):

$$V_{ref} = (V_{ref1} \quad V_{ref2} \quad \dots \quad V_{refM}) \quad (1)$$

$$B = (B_1 \quad B_2 \quad \dots \quad B_M) \quad (2)$$

$$T = (T_1 \quad T_2 \quad \dots \quad T_M) \quad (3)$$

$$t = (t_1 \quad t_2 \quad \dots \quad t_M) \quad (4)$$

em que M é o número de divisões para o dia e $[t_i, t_{i+1}]$ com $i \in [1, \dots, M - 1]$ é o intervalo de tempo do dia correspondente à i -ésima parte (o último ajuste é válido de t_M até t_1 do dia seguinte). Um exemplo com $M = 2$ é ilustrado na Figura 2, na qual reduz-se a tensão de referência entre 10 e 15 horas para mitigar a sobretensão resultante dos sistemas FVs.

Neste caso, $V_{ref1} \neq V_{ref2}$ enquanto $B1 = B2$ e $T1 = T2$. A vantagem deste método é a possibilidade de adequar a regulação de tensão para sistemas com grande variação de carga, e consequentemente tensão, em horários específicos.

C - Compensação de queda de tensão

O método de compensação de queda de tensão é o mais complexo dos três abordados neste artigo, pois ele controla a tensão em um ponto distante da subestação (e.g., o centro de carga). Um exemplo deste método é ilustrado na Figura 3, a qual ilustra a tensão na subestação. Os parâmetros de ajuste são, além de V_{ref} (neste método indicando a tensão em um ponto distante da subestação), B e T , a resistência e a reatância de compensação inseridas no controle do regulador, respectivamente R_{comp} e X_{comp} . Para se definir os valores de ajuste, utiliza-se (5)-(7) [8], [9]:

$$V_{ref} = V_{reg} - I_{linha} \cdot (R_{linha} + j \cdot X_{linha}) \quad (5)$$

$$R_{linha} + j \cdot X_{linha} = \frac{V_{reg} - V_{ref}}{I_{linha}} \quad (6)$$

$$R_{comp} + j \cdot X_{comp} = (R_{linha} + j \cdot X_{linha}) \cdot \frac{N_{TC}}{N_{TP}} \quad (7)$$

em que V_{ref} é a tensão de referência no ponto desejado, V_{reg} é a tensão na saída do regulador, I_{linha} é a corrente na saída do regulador,



MULTIPLAS SOLUÇÕES,

UM ÚNICO FORNECEDOR

Oferta completa de cabos e acessórios para redes de distribuição

Equipamentos para linhas de transmissão e subestações

Revenda exclusiva da G&W no Brasil

G&W Electric
Engineered to order. Built to last.

ONIX
DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS ELÉTRICOS

44 3233-8500
www.onixcd.com.br

R_{linha} e X_{linha} são a resistência e a reatância entre o regulador e o ponto de regulação, N_{TC} é o número de espiras do primário do transformador de corrente utilizado para medir I_{linha} e N_{TP} é o número de espiras do primário do transformador de potencial utilizado para medir V_{reg} (assume-se que estes transformadores têm relação de transformação $N_{TC} : 1$ e $N_{TP} : 1$). A largura de banda e a temporização são constantes para todo período. A vantagem deste método é automaticamente ajustar a referência com base na corrente.

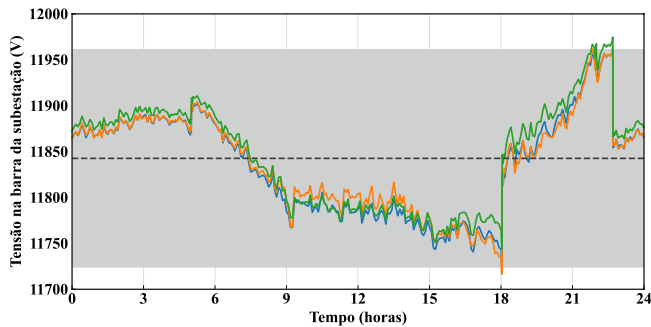


Figura 1 - Exemplo de regulação de tensão com referência fixa.
 $V_{ref} = 11,84 \text{ kV}$, $B = \pm 118,43 \text{ V}$ e $T = 50 \text{ s}$.

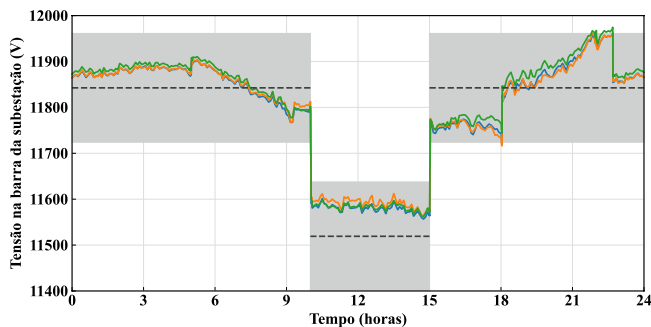


Figura 2 - Exemplo de regulação de tensão com referência temporizada (MAPA). $V_{ref1} = 11,52 \text{ kV}$ (10-15 horas), $V_{ref2} = 11,84 \text{ kV}$ (15-10 horas), $B = \pm 118,43 \text{ V}$ e $T = 50 \text{ s}$.

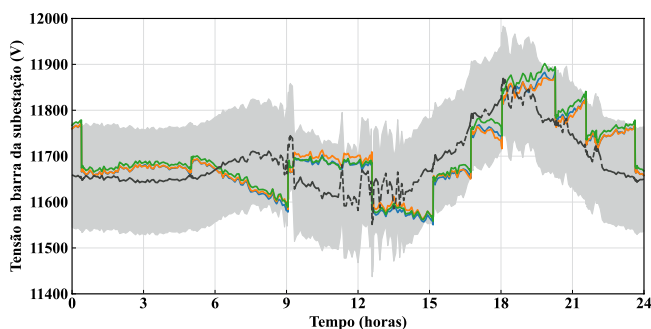


Figura 3 - Exemplo de regulação de tensão com compensação de queda de tensão (LDC). $V_{ref} = 11,40 \text{ kV}$, $B = \pm 118,43 \text{ V}$, $T = 50 \text{ s}$, $R_{comp} = 1,29 \Omega$, $X_{comp} = 0,55 \Omega$, $N_{TC} = 200$ e $N_{TP} = 60,24$.

METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

Nesta seção são descritos o algoritmo de simulação baseado no método Monte Carlo [10] e as métricas de avaliação dos resultados.

A - Algoritmo

O algoritmo de simulação é definido nos passos a seguir:

- 1 - Modelar o sistema de distribuição no software OpenDSS [11];
- 2 - Analisar todos os consumidores do grupo B (baixa tensão, BT) a fim de avaliar quais estão propensos a adotarem a microgeração FV e dimensionar o sistema mais adequado para cada um, em função do histórico de consumo e das resoluções normativas;
- 3 - Criar um conjunto de cenários determinísticos para as seguintes variáveis aleatórias: (I) consumidores do grupo B com sistemas de microgeração FV; e (II) perfis de demanda;
- 4 - Realizar um fluxo de carga série-temporal multifásico desequilibrado para cada um dos cenários definidos no passo 3;
- 5 - Quantificar, para cada um dos cenários simulados no passo 4, os seguintes indicadores:
 - a) Quantidade e custos de compensação de transgressão de tensão de atendimento às UCs;
 - b) Quantidade e custos de comutações de tape de reguladores de tensão;
 - c) Quantidade e custos associados ao incremento/decremento das perdas técnicas.
- 6 - Repetir os passos 4 e 5 até que o critério de convergência seja satisfeito (variação menor que 1% no 95º percentil dos itens do passo 5);
- 7 - Analisar os resultados.

No passo 2 estima-se a potência nominal do sistema FV com base no histórico de consumo da UC através de (8):

$$P_{FV}^{UC} = \frac{C_{anual}^{UC} - 12 \cdot C_{disponibilidade}^{UC}}{365 \cdot \lambda} \quad (8)$$

Em que:

C_{anual}^{UC} é o consumo da UC nos últimos 12 meses, em kWh, $C_{disponibilidade}^{UC}$ é o consumo correspondente ao custo de disponibilidade da UC (dependente do número de fases) e λ é o parâmetro que indica, na média, quantos kWh são produzidos por dia pelo sistema FV para cada kWp de capacidade instalada [12].

B - Métricas

No passo 5 do algoritmo são avaliados três resultados diferentes, os quais têm suas métricas e equações de quantificação de custos detalhadas nesta subseção.

1) Transgressão de tensão - A transgressão de tensão de atendimento é avaliada conforme a regulação vigente imposta pela Aneel através do PRODIST módulo 8 [13]. Os limites de tensão são mostrados na Tabela I, enquanto o cálculo da compensação por transgressão é realizado através de (9)-(11):

$$C1 = \left(\frac{DRP - DRP_{LIMITE}}{100} \right) \cdot k_1 \quad (9)$$

$$C2 = \left(\frac{DRC - DRC_{LIMITE}}{100} \right) \cdot k_2 \quad (10)$$

$$C_{comp}^{mensal} = (C1 + C2) \cdot TUSD \cdot E_{kWh} \quad (11)$$

Em que DRP e DRC são os maiores percentuais entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente, DRP_{LIMITE} e DRC_{LIMITE} são os limites de duração relativa conforme a Tabela I, K_1 e K_2 são as constantes de ponderação, TUSD refere-se a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, valor específico por concessionária, dado em R\$/kWh, e E_{kWh} consiste na energia consumida pela UC compensada, em kWh.

2) **Comutações de tape** - As comutações de tape são avaliadas em relação ao cronograma de manutenção do fabricante, e.g., a Tabela II mostra estes valores para um regulador de tensão de subestação.

TABELA I - FAIXAS DE TENSÃO DE ATENDIMENTO PARA UCs DE BAIXA TENSÃO (BT) E MÉDIA TENSÃO (MT) [13]

Faixa de operação	Magnitude de tensão para UCs de BT (pu)	Magnitude de tensão para UCs de MT (pu)	Duração relativa (% do período)
Adequada	$0,92 \leq V \leq 1,05$	$0,92 \leq V \leq 1,05$	-
Precária	$1,05 < V \leq 1,06$ ou $0,87 \leq V < 0,92$	$1,05 < V \leq 1,06$ ou $0,87 \leq V < 0,92$	3,0
Crítica	$V > 1,06$ ou $V < 0,87$	$V > 1,06$ ou $V < 0,87$	0,5

TABELA II - CRONOGRAMA DE MANUTENÇÃO PERIÓDICA SUGERIDA PELO FABRICANTE DO REGULADOR DE TENSÃO [14]

Tipo de manutenção	Realizar manutenção
Inspecção visual, contagem do contador e verificação do óleo	1 ano
Inspecção completa	1/5 vida útil ou 7 anos
Substituição	500.000 operações

Por outro lado, a Aneel mantém um registro patrimonial das concessionárias, o qual é o principal item que compõe a base de remuneração de ativos das concessionárias[15]. Neste registro, os ativos são remunerados conforme a vida útil regulatória. Como existem dois parâmetros de tempo de vida (atuações e anos), calcula-se o limiar de atuações e o custo de cada atuação, respectivamente através de (12) e (13):

$$Limiar_{ano} = \frac{Atuações_{vu}}{VidaReg} \quad (12)$$

$$C_{atuação} = \frac{P}{Atuações_{vu}} \quad (13)$$

Em que $Atuações_{vu}$ é o número de atuações até a substituição, VidaReg é a vida útil regulatória [15], em anos, e P é o preço do equipamento, em reais. Neste artigo define-se que só existe custo

adicional de comutações de tape se o regulador ultrapassar $Limiar_{ano}$ e, nesta situação, cada atuação é valorada por $C_{atuação}$.

3) **Perdas técnicas** - As perdas técnicas correspondem à energia perdida total no circuito (linhas, transformadores etc.). As perdas são transformadas em custo através de (14):

$$C_{perdas} = (P_{comFV} - P_{semFV}) \cdot CEA \quad (14)$$

Em que P_{semFV} e P_{comFV} são os montantes de perdas técnicas nos casos sem e com sistemas FVs em MWh, respectivamente, e CEA é o custo médio da energia adquirida, valor específico por concessionária, dado em R\$/MWh.

ESTUDO DE CASO

No estudo de caso utiliza-se um circuito real de distribuição multifásico com linhas de média (MT) e baixa tensão (BT) e UCs explicitamente modeladas, conforme ilustrado na Figura 4. Neste caso, modela-se:

- a subestação de conexão entre a transmissão (138 kV) e a distribuição (11,9 kV) através do nível de curto-circuito trifásico de $17,36\angle -77,38^\circ$ kA e do transformador de força Y-Δ de 25 MVA acoplado a um regulador de tensão trifásico Δ-Δ;
- o regulador de tensão da subestação com temporização de 50 segundos, ±1% de largura de banda e 11,84 kV de tensão de referência fixa;
- os alimentadores de MT 100% trifásicos em delta com 5 capacitores (4 fixos de 600 kvar e um temporizador de 300 kvar, ligado das 6 às 23 horas) e 36 consumidores do grupo A;

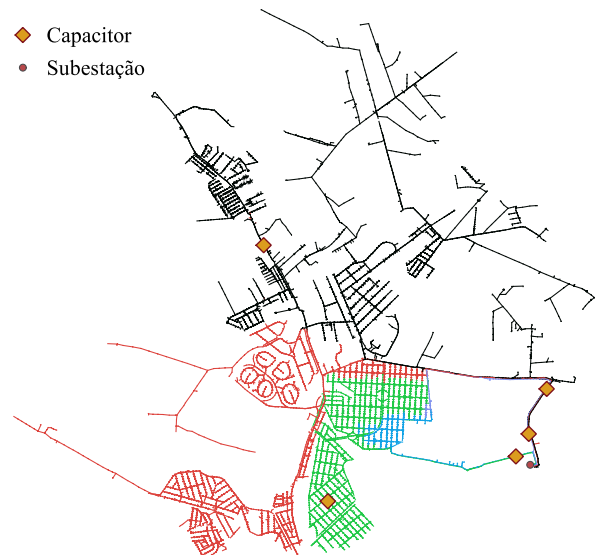


Figura 4 - Sistema de distribuição de energia elétrica utilizado no estudo de caso. Circuitos de MT e BT explicitamente modelados e coloridos de acordo com o alimentador.



- os 575 transformadores trifásicos de distribuição Δ -Y 11,90/0,22 kV, e um transformador bifásico de tape central para um cliente em área rural;
- os circuitos secundários multifásicos multiaterrado (no transformador e em cada UC) com neutro explícito e os 11.656 consumidores das classes B1 (10.820), B2 (70) e B3 (766);
- os perfis de demanda dos clientes do grupo A utilizando medições individualizadas de medidores inteligentes com resolução de 5 minutos fornecidos pela concessionária local;
- os perfis de demanda dos clientes do grupo B2 e B3 com curvas de carga típicas da mais recente campanha de medição com resolução de 15 minutos [16];
- os perfis de demanda dos clientes do grupo B1 com curvas de carga oriundas de um gerador de curvas sintéticas com resolução de 30 segundos [17];
- a carga de acordo com a regulação vigente para cálculo de perdas técnicas [18].

Devido à temporização do regulador de tensão, faz-se necessário simular o circuito com resolução de 30 segundos entre os fluxos de potência série-temporais. Para tanto, as curvas dos clientes dos grupos A, B2 e B3 são interpoladas por 30 segundos. Adicionalmente, para capturar a sazonalidade dos resultados simula-se um horizonte de 1 ano completo. Devido a esta alta resolução, longo horizonte e consequente alto tempo computacional, foram utilizados apenas 20 cenários de Monte Carlo para as simulações, os quais não são suficientes para a convergência, porém são úteis para análises iniciais (com esta quantidade de cenários apenas a tensão está acima do limite de convergência).

Nos testes utiliza-se 23% de penetração de sistemas FVs (percentual de UCs do grupo B com microgerador FV) com perfil de geração FV normalizado a partir de medições do projeto P&D Aneel Telhados Solares (PD-0063- 3012/2014). Para realizar o dimensionamento de cada sistema FV utilizou-se a média de geração para a região de Campinas/SP de 4 kWh/kWp, obtida de dados históricos de medição [12]. Microgeradores menores que 1,5 kWp são descartados por apresentarem menor atratividade econômica, enquanto os maiores são limitados a 75 kWp.

A análise econômica utiliza como premissa valores de tarifas de energia da concessionária local de 2020 [19] e valora as perdas pelo custo médio da energia adquirida pela concessionária em 2019, R\$ 201,48/MWh [16]. Os resultados mostrados na seção a seguir baseiam-se em 4 ajustes do regulador de tensão:

1 - Caso I: tensão de referência fixa com dados da concessionária ($V_{ref}=11,84$ kV);

2. Caso II: tensão de referência fixa 1% menor que no Caso I ($V_{ref}=11,72$ kV);

3. Caso III: tensão de referência temporizada (MAPA) com ajuste $V_{ref1}=11,52$ kV entre 10-15 horas e $V_{ref2}=11,84$ kV entre 15-10 horas.

4. Caso IV: compensação de queda de tensão (LDC) com $V_{ref}=11,40$ kV, $R_{comp}=1,29$ Ω , $X_{comp}=0,55$ Ω , $N_{TC}=200$ e $N_{TP}=60,24$.

Todos os casos utilizam $B=\pm 118,43$ V e $T=50$ segundos. Para cada caso acima descrito são simulados os 20 cenários de Monte Carlo comentados anteriormente.

RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados de transgressão de tensão, número de atuações e perdas técnicas para cada um dos 4 casos descritos na seção IV, tanto da perspectiva técnica quanto econômica.

A - Transgressão de tensão - Ao avaliar a transgressão de tensão, ilustrada na Figura 5, nota-se que o número de UCs com tensão adequada nos Casos II a IV aumenta em relação ao Caso I. Este aumento é resultado da diminuição da tensão na subestação, o que garante que menos UCs ultrapassem o limite superior da tensão, principalmente as UCs com sistemas FVs. O melhor desempenho é do método MAPA, seguido de perto pelo LDC, ambos com mais de 98% de UCs sem transgressão de tensão em todos os cenários de Monte Carlo simulados.

Este benefício técnico também é refletido geograficamente no sistema. As Figuras 6 e 7 ilustram os circuitos secundários com transgressão de tensão categorizados de acordo com o montante de compensação financeira em um cenário de Monte Carlo para o Caso I e Caso III, respectivamente. É possível notar que o problema de tensão no Caso I é generalizado, afetando principalmente a região central do circuito. Entretanto, no Caso III, o custo total de transgressão é reduzido em 74%, tornando o problema localizado e, portanto, passível de soluções individualizadas, como recondução.

B - Número de atuações - A redução de transgressões de tensão é resultado de diferentes ajustes no regulador de tensão da subestação. Ao avaliar o número de atuações deste regulador, ilustrado na Figura 8, nota-se que há pequena variação entre os Casos I e II, porém, um aumento de 5 vezes para o Caso III (MAPA) e 7 vezes para o Caso IV (LDC). Este aumento de atuações pode impactar no cronograma de manutenção periódica da concessionária.

Entretanto, utilizando o número de atuações descrito no manual de fabricantes (500 mil atuações conforme subseção III.B.2) e vida útil regulatória da Aneel para reguladores de tensão de subestação (29 anos), os valores deste estudo de caso estão abaixo do limite, mesmo com o método LDC.

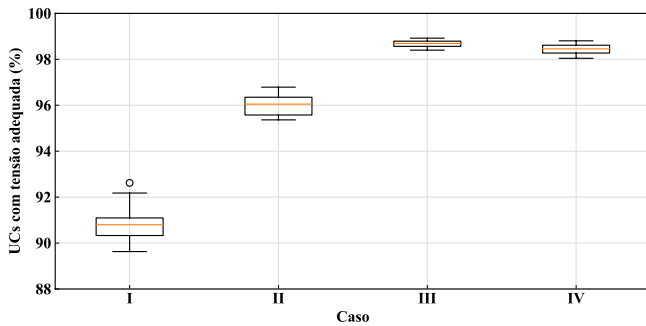


Figura 5 - Percentual de UCs com tensão adequada durante 1 ano, i.e., que não recebem nenhuma compensação por transgressão de tensão.

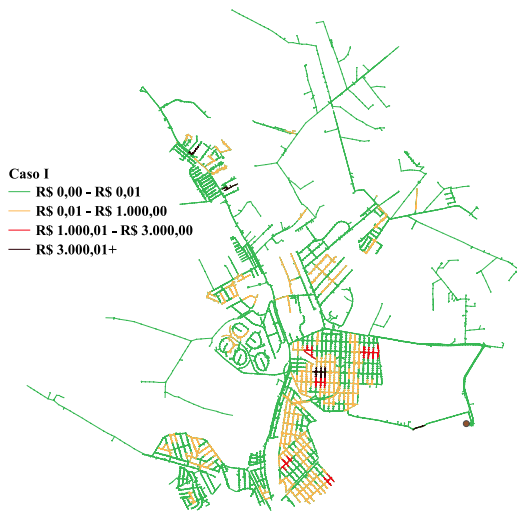


Figura 6 - Mapeamento de circuitos com transgressão de tensão utilizando tensão com referência fixa (Caso I) em um cenário de Monte Carlo.

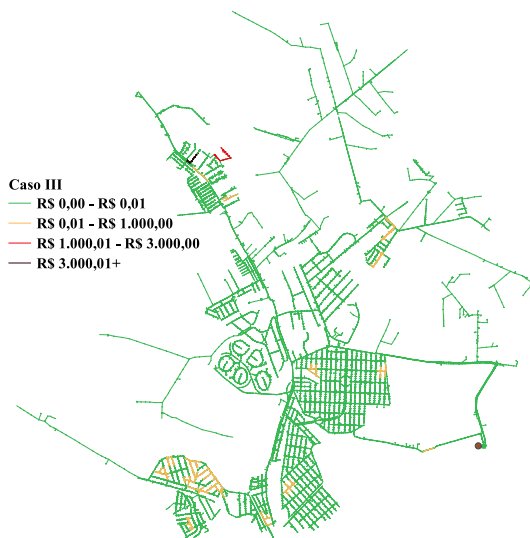


Figura 7 - Mapeamento de circuitos com transgressão de tensão utilizando tensão com referência temporizada (Caso III) em um cenário de Monte Carlo.

C - Perdas técnicas - O terceiro impacto avaliado trata das perdas técnicas, as quais são ilustradas na Figura 9. É possível notar que os Casos II a IV reduzem o montante de perdas abaixo do Caso I, com variação máxima de 2% (Caso IV - LDC).

D - Análise econômica - Além da perspectiva técnica, é preciso avaliar o benefício financeiro para indicar o método de regulação de melhor performance. Avalia-se este benefício através do custo evitado entre os Casos II a IV e o Caso I, ilustrado na Figura 10. É possível notar que os Casos III (MAPA) e IV (LDC) são os de maior custo evitado. Este custo evitado é composto majoritariamente por duas parcelas: custo de compensação de transgressão de tensão e custo de energia perdida. Na primeira parcela, ilustrada na Figura 11, nota-se que as transgressões de sobretensão são significativamente reduzidas com qualquer um dos três métodos: redução de 1% da referência fixa (Caso II), MAPA (Caso III) ou LDC (Caso IV). A diferença entre estes está nas transgressões de subtensão, as quais são menores nos Casos III e IV, pois a referência fixa não é eficaz durante o período de pico de consumo, após as 18 horas.

A parcela de custo evitado de perdas é um reflexo da perspectiva técnica, pois cada MWh de diferença tem o mesmo custo entre todos os casos, diferentemente da transgressão de tensão, a qual tanto a duração da transgressão quanto a energia consumida impactam no custo.

Foi assumido que o custo de atuações e manutenção não é alterado, pois o limite da vida útil regulatória do equipamento não é ultrapassado, porém não foram consideradas variações da tensão do sistema de transmissão, as quais podem resultar em mais atuações do regulador. Adicionalmente, não foram contabilizados os custos de deslocamento de equipe e reposição de peças na manutenção periódica.

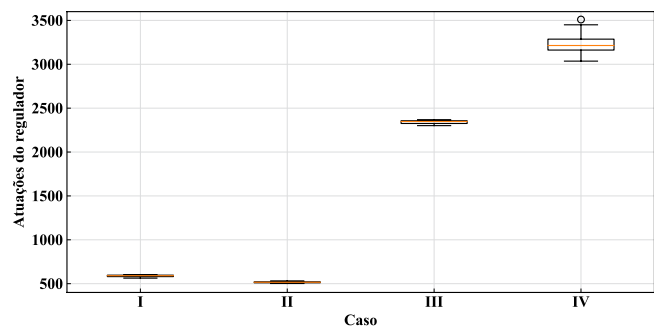


Figura 8 - Número de atuações do regulador de tensão durante 1 ano para cada caso definido na seção IV.

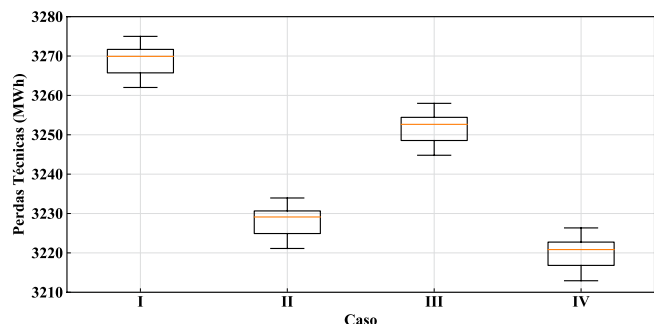


Figura 9 - Perdas técnicas anuais do sistema de distribuição para cada caso definido na seção IV.

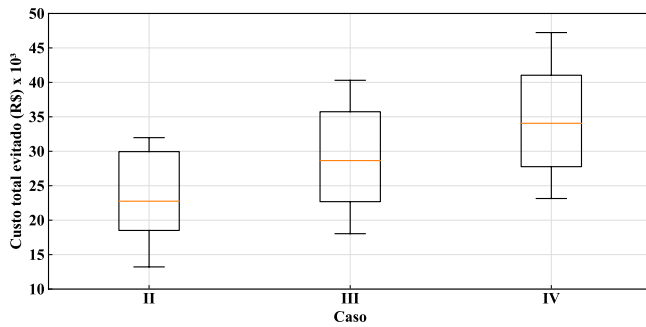


Figura 10 - Custo total evitado em um ano através do uso dos diferentes métodos de regulação de tensão.

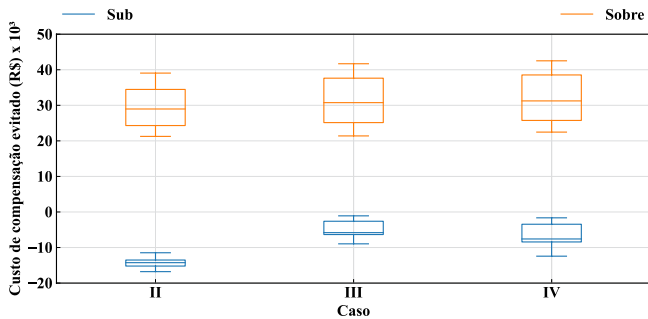


Figura 11 - Custo de compensação por transgressão de tensão evitado em um ano através do uso dos diferentes métodos de regulação de tensão.

CONCLUSÃO

Neste artigo demonstrou-se o impacto de diferentes métodos de regulação de tensão em circuitos com massiva penetração de microgeradores FVs. Os métodos avaliados foram de tensão de referência fixa, tensão de referência temporizada (MAPA) e compensação de queda de tensão (LDC). Na avaliação técnico-econômica utilizou-se um circuito de distribuição real de uma concessionária paulista, o qual possui um regulador de tensão na subestação. Para capturar o efeito sazonal, simulou-se um horizonte de 1 ano com fluxo de potência série-temporal utilizando medições de campo, curvas típicas e curvas sintéticas para capturar o efeito das comutações do regulador (temporizado com 50 segundos).

Três métricas foram utilizadas: transgressão de tensão, atuações do regulador e perdas técnicas. Os resultados indicaram que os três métodos foram eficientes na redução da transgressão de tensão (com vantagem para o MAPA) e na redução das perdas técnicas (com vantagem para o LDC).

Adicionalmente, a vantagem de utilizar estes métodos é tornar um problema generalizado em um problema passível de solução local, como ilustrado pelos resultados georreferenciados. Para garantir estas melhorias, o número de atuações do regulador foi significativamente elevado, principalmente com o LDC.

Do ponto de vista econômico, o melhor custo-benefício foi utilizando o LDC, seguido pelo MAPA. A vantagem do LDC foi

a maior redução das perdas técnicas, entretanto, a contribuição financeira do custo das atuações pode ter sido subestimada, pois não foram contabilizados os custos de deslocamento de equipe e reposição de peças na manutenção periódica do regulador de tensão. Isto favorece o MAPA que apresenta menor aumento de atuações do regulador.

Em suma, os métodos de regulação de tensão MAPA e LDC são os mais eficientes para mitigar impactos dos microgeradores FVs em sistemas de distribuição de energia elétrica. O MAPA é mais simples de parametrizar, e.g., com uma referência para o período de geração FV e outra para o restante, enquanto o LDC tem um ajuste complexo, que depende do ponto de regulação e da impedância equivalente.

No fim, cabe à concessionária decidir qual método mais se adequa aos seus procedimentos de engenharia.

REFERÊNCIAS

- [1] SolarPower Euro e, "Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024", junho 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2020-2024/>. Acessado em: abril 2021.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012", abril 2012. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acessado em: abril 2021.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Geração Distribuída". [Online]. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808. Acessado em: abril 2021.
- [4] R. Tonkoski, D. Turcotte e T. H. M. EL-Fouly, "Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods," em *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 518-527, julho 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2191425.
- [5] National Renewable Energy Laboratory (NREL), "Studies on the Effects of High Renewable Penetrations on Driving Point Impedance and Voltage Regulator Performance", Technical Report NREL/TP5D00-70517, janeiro, 2018. [Online]. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70517.pdf>. Acessado em: abril 2021.
- [6] R. Torquato, D. Salles, C. Oriente Pereira, P. C. M. Meira e W. Freitas, "A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low Voltage Distribution Systems," em *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 1002-1012, abril 2018, doi:10.1109/TPWRD.2018.2798707.
- [7] F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst e T. Van Cutsem, "Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units," em *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 926-936, março 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2410171.
- [8] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press LLC, 2004.

[9] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press LLC, 2002.

[10] R. Y. Rubinstein e D. P. Kroese, *Simulation and the Monte Carlo method*, John Wiley and Sons, Inc., 1981.

[11] EPRI *Distribution System Simulator – OpenDSS* [Online]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>.

[12] E. B. Pereira, F. R. Martins, A. R. Gonçalves, R. S. Costa, F. Lima, R. Rüther, S. L. Abreu, G. M. Tiepolo, S. V. Pereira, e J. G. Souza. *Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed.* São José dos Campos: INPE, 2017. [Online]. Disponível em: http://labren.cst.inpe.br/atlas_2017.html. Acessado em: abril 2021.

[13] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST", Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Revisão 12,

pp. 1–88, 2021. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acessado em: abril 2021.

[14] ABB, "On-load tap-changers, type UZE and UZF – Maintenance guide", janeiro, 2016. [Online]. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/4be2528ea91a46f2b4150736131e771e/1ZSE%205492-123%20en%20Rev%206.pdf>. Acessado em: abril 2021.

[15] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MPSE", Revisão 2, .1-219, 2015. [Online]. Disponível

em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015674_2.pdf. Acessado em: abril 2021.

[16] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição". [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acessado em: abril 2021.

[17] R. Torquato, Q. Shi, W. Xu e W. Freitas, "A Monte Carlo Simulation Platform for Studying Low Voltage Residential Networks," em *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2766-2776, novembro 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2331175.

[18] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST", Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição, Revisão 5, pp. 1–27, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acessado em: abril 2021.

[19] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução Homologatória Nº 2.670, de 7 de abril de 2020", abril 2020. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202670ti.pdf>. Acessado em: abril 2021.

*José Carlos Garcia Andrade, P. A. V. Pato, V. C. Cunha, Tiago R.

Ricciardi, Fernanda L. Trindade e Walimir Freitas são do Departamento de Sistemas e Energia da Universidade Estadual de Campinas – Unicamp. Rafael Augusto de Godoy. Rosolen atua na Gerência de Normas e Padrões da Diretoria de Engenharia da CPFL Energia.



**CONFIE EM
UM PARCEIRO
QUE NÃO TE
DEIXA NO ESCURO**

qualidade e transparência
que te garantem alta performance



(11) 4891.1226

neocable.com.br

contato@neocable.com.br



**neo
cable**
Condutores Elétricos