

IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO PLANEJAMENTO DE REATIVOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

FELIPE J. LACHOVICZ, THELMA S. P. FERNANDES

*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná
CEP 81531-990, Curitiba, PR, BRASIL*

E-mails: lachovicz@ufpr.br, thelma@eletrica.ufpr.br

Abstract— The advent of smart grids and the growing integration of distributed generation require adequate response of utilities to operate it within the required operating limits. To ensure this quality, utilities use devices such as capacitor banks and voltage regulators to control the voltage profile, the reactive power balance factor and factor power. The benefits provided by the insertion of these devices depend on how they are inserted into the network, which currently has no longer a passive element but become an active element, injecting active power along the feeder. This article focuses on the integration of photovoltaic, whose type setting affects the reactive power flowing through the feeder and may induce excess circulating reactive the network causing exceedances of the power factor limits at times of the day. Thus, we intend to analyze the allocation of regulators devices after insertion of solar generation throughout the day in order to check the impact of the same in the planning of reactive over distribution feeders. The analysis uses a 69-bus system proposed in Baran and Wu (1989).

Keywords— Bank of capacitors, voltage regulators, photovoltaic generation.

Resumo— O advento das redes elétricas inteligentes e da crescente inserção de geração distribuída exigem adequada resposta das concessionárias a fim de operá-la dentro dos limites operacionais exigidos. Para se assegurar esta qualidade, as concessionárias utilizam dispositivos tais como bancos de capacitores e reguladores de tensão, a fim controlar o perfil de tensão, da potência reativa, do fator de equilíbrio entre fases e do fator de potência. Os benefícios fornecidos pela inserção desses dispositivos dependem da forma com que são inseridos dentro da rede, que atualmente tem deixado de ser um elemento passivo, mas se tornado um elemento ativo, pois injeta potência ativa ao longo do alimentador. Este artigo foca na inserção da geração fotovoltaica, cujo tipo de configuração afeta o fluxo de potência reativa que flui pelo alimentador podendo induzir à circulação de excedente de reativos pela rede provocando ultrapassagens dos limites de fator de potência em alguns momentos do dia. Assim, pretende-se analisar a alocação de dispositivos reguladores de tensão após a inserção de geração solar ao longo do dia a fim de se verificar o impacto da mesma no planejamento de reativos ao longo de alimentadores de distribuição. Os resultados serão apresentados utilizando o sistema de 69 barras proposto em Baran e Wu (1989).

Palavras-chave— Banco de capacitores, reguladores de tensão, geração fotovoltaica.

1 Introdução

No Brasil, a qualidade da energia elétrica dos sistemas de distribuição fornecida aos consumidores é padronizada de modo a se assegurar padrões de qualidade para a tensão em regime permanente, fator de potência (FP), harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de tensão de curta duração e variação de frequência (ANEEL, 2016).

Para se assegurar a qualidade do fornecimento de energia e não pagar multas pelo descumprimento dos limites estabelecidos pela ANEEL, as concessionárias utilizam dispositivos, tais como bancos de capacitores (BCs) e reguladores de tensão (RTs), para realizar controle da tensão, da potência reativa, do fator de equilíbrio entre fases e do FP.

No entanto, os benefícios fornecidos pela inserção desses dispositivos dependem da forma com que são inseridos dentro do sistema, ou seja, dependem da localização, capacidade e ajustes dos mesmos.

Muito já foi desenvolvido sobre este tema, sendo possível encontrar na literatura, muitos trabalhos que realizam alocação ótima de dispositivos reguladores

de tensão ao longo de redes de distribuição via uso das mais diversas técnicas metaheurísticas.

Em termos de alocação de BCs, os trabalhos mais recentes são de: Souza e Almeida (2010) e Ramadan *et al.* (2014), que utilizam lógica nebulosa; Singh e Rao (2012) e Afaghzadeh *et al.* (2012), que utilizam Enxame de Partículas; El-Fergany e Abdelaziz (2014), que utilizam abordagem baseada em Colônia de Abelhas; e Injeti, Thunuguntla e Shareef (2015), que utilizam algoritmos de otimização bio-inspirados.

Pode-se citar os seguintes trabalhos com alocação de apenas RTs: Safiagianni e Salis (2000); Pereira e Castro (2009) e Alves (2012), que propõem heurísticas para alocação de RTs; Niknam, Narimani e Azizipannah-Abarghoee (2012), que utilizam Enxame de Partículas e Lógica Nebulosa adaptativa.

Da análise das referências, conclui-se que a alocação de BCs se concentra na diminuição de perdas e melhora do FP da rede, enquanto que a alocação de RTs na melhora do perfil de tensão.

A fim de aliar os benefícios de cada um dos dispositivos, há trabalhos que otimizam a alocação de BCs e RTs simultaneamente, tais como: Carpinelli *et al.*

(2006), que utilizam os Algoritmos Genéticos (AGs) e o FPO trifásico; Madruga e Canha (2010), que fazem uso de AGs e a técnica de fluxo de carga via varredura direta e reversa; Szuvovivski, Fernandes e Aoki (2012), que propõem um problema de otimização resolvido via AGs e Fluxo de Potência Ótimo; Franco *et al.* (2013), que propõem um problema de otimização linearizado e programação linear inteira-mista; e Pereira, Fernandes e Aoki (2015) que utilizam Enxame de Partícula e fluxo de carga trifásico (OpendSS).

Paralelamente, ao desenvolvimento destes mais diversos métodos para se alocar BCs e RTs, é crescente a inserção de geração distribuída (GD), que exige adequada resposta por parte da demanda e adequada operação das fontes GD que desequilibram a rede ao injetarem potência ativa no sistema.

Especificamente sobre geração fotovoltaica (GFV), alguns trabalhos têm descrito o impacto que as mesmas têm sobre as redes de distribuição. Acanova, Spertino e Tataglia (2009) e Steffel *et al.* (2012) colocam que uma das limitações quanto ao uso de GFV é a tensão que pode atingir um valor elevado, levando à sua desconexão bem no momento de máxima geração. Além disto, a circulação de fluxo de potência reverso devido a GFV também altera a tensão ao longo do alimentador podendo levar à desconexão da GFV.

Em Omran, Kazerini e Salama (2011), é abordada a elevada variabilidade de injeção de potência advinda de GFV, pois a mesma depende de mudanças instantâneas na luminosidade que atinge os geradores e que consequentemente altera a potência gerada.

Ainda, Agalgaonkar, Pal e Jabr (2014) colocam que a conexão de GFV ao longo de alimentadores faz aumentar o número de chaveamento dos *taps* dos transformadores e dos RTs, o que requer o estabelecimento de estratégias de controle de tensão para evitar a deterioração da vida de funcionamento do mecanismo de controle de tensão. Para abordar este caso é proposto um problema de otimização que tem como objetivo minimizar o número de chaveamentos dos *taps* dos transformadores e RTs e evitar que os mesmos operem em faixas próximas dos valores mínimos e máximos.

Assim, tendo em visto os vários problemas advindos da inserção de GFV, este trabalho tem como objetivo abordar as questões de manutenção do perfil de tensão e do FP na saída da subestação (SE) dentro de valores padronizados ao se incorporar mini e micro GFV.

Como o tipo de inserção fotovoltaica afeta o fluxo de potência reativa que circula pelo alimentador, podendo induzir à circulação de excedente de reativos pela rede provocando ultrapassagens dos limites de FP e do perfil de tensão em alguns momentos do dia, pretende-se analisar a alocação de dispositivos reguladores de tensão antes e pós a inserção de GFV ao longo de dias típicos a fim de obter variações de alocações de BCs e RTs antes e após a inserção de GFV.

Como esta estratégia de alocar simultaneamente BCs e RTS é vantajosa, pois procura melhorar os quesitos relacionados à qualidade de energia elétrica, ela é a adotada neste trabalho, conforme Szuvovivski, Fernandes e Aoki (2012), ou seja, via técnica de AGs para solução do problema de alocação de BCs e RTs.

Assim, este trabalho tem como objetivo adaptar um problema de otimização que aloca BCs e RTs, de modo a considerar a inserção de GFV ao longo de uma rede de distribuição e a partir desta reformulação analisar as novas alocações advindas desta inserção.

O trabalho está organizado da seguinte forma. A seção 2 faz uma breve descrição dos dispositivos reguladores de tensão e de questões relacionadas à GFV. A seção 3 apresenta o problema de otimização para obtenção da alocação ótima dos dispositivos reguladores, a seção 4 os resultados e a seção 5 conclusões sobre as análises apresentadas.

2 Dispositivos Reguladores e Geração Solar

Os BCs são utilizados em sistemas de distribuição para compensação de reativos, contribuindo para a minimização das perdas de potência e melhoria do perfil de tensão dentro de limites aceitáveis.

Os modelos de BCs disponíveis no mercado são os fixos e os automáticos e seus valores de potência são dados em kvar. Os bancos fixos possuem um valor fixo de potência e estão permanentemente em operação. Já os bancos automáticos são possíveis de ligar e desligar dependendo da condição de carga para a qual está operando e de controles adequados.

Os RTs são equipamentos destinados a manter um determinado nível de tensão na rede de distribuição urbana ou rural. Um RT é um autotransformador com alguns *taps* e um circuito de controle responsável pela comutação desses *taps* sempre que a tensão na saída do regulador violar os limites predeterminados.

Existem vários tipos de RTs, mas para este trabalho foi utilizado o RT de 32 Degraus Tipo B com ligação em Delta Aberto, já que é o modelo normalmente utilizado pelas concessionárias em redes trifásicas sem neutro. A regulação de tensão deste RT é de $\pm 10\%$ para a fase em que está conectado e $\pm 5\%$ para a fase adjacente, com cada *tap* correspondendo a 0,625%, para os 32 degraus, de variação de tensão.

Quanto ao uso de GFV, pode-se dizer que ela traz à tona o problema do tipo de configuração do FP do inversor. Por exemplo, os sistemas fotovoltaicos podem operar utilizando inversores com FP unitário; inversores com FP indutivo ou inversores com FP capacitivo. Como a GFV produz apenas potência ativa e a demanda de reativos da unidade consumidora se mantém, pode haver ultrapassagens do limite de FP no ponto de conexão em alguns momentos do dia.

Segundo Pinto, Zilles e Bet (2012) a utilização de GFV com FP unitário induzem à circulação de excedente de reativos pela rede além de aumento de perfil de tensão, com FP indutivo a tensão é regulada mas aumenta ainda mais o excedente de reativo, já com o FP capacitivo diminui o excedente de reativo mas aumenta mais o perfil de tensão.

Este excedente de potência reativa faz também com que o FP da entrada do alimentador caia, o que pode levar a possíveis realocações dos equipamentos reguladores de tensão conectados na rede.

Assim, pretende-se ampliar a análise que envolve a otimização da alocação de dispositivos reguladores de

tensão de forma a se considerar a inserção de GFV ao longo do dia e analisar o impacto da mesma no planejamento de reativos.

A próxima seção tem como objetivo descrever uma formulação matemática que otimiza a alocação de BCs e RTs, conforme Szuvovivski, Fernandes e Aoki (2012), a qual foi modificada para que se possa considerar a inserção de GFV e um novo critério de otimização que se relaciona à manutenção do FP.

3 Formulação Matemática

O problema da alocação de BCs e RTs em redes de distribuição de energia requer a determinação de em qual ou quais barras da rede de distribuição se deve instalar os bancos, especificando o tamanho (em kvar) e o tipo (fixo ou automático) e também em qual ou quais linhas da rede de distribuição se deve instalar os reguladores, especificando os níveis de tensão a serem ajustados e potências nominais.

Estas respostas devem ser obtidas de modo a se satisfazer os limites de tensão e quedas de tensão pré-estabelecidas, de modo a se obter o menor custo de instalação dos equipamentos de regulação e menor custo de perdas de potência ativa.

A função objetivo (FO), a ser minimizada durante o processo de alocação que contempla todos os critérios citados anteriormente é:

$$FO = \min \left[w_1 \cdot f_1 + w_2 \cdot f_2 + w_3 \cdot f_3 + w_4 \cdot f_4 + w_5 \cdot f_5 + w_6 \cdot f_6 \right] \quad (1)$$

onde f_1 corresponde às perdas de potência ativa; f_2 às violações dos limites de tensão; f_3 , violações das quedas de tensão; f_4 , custo dos BCs; f_5 , custo dos RTs; e, f_6 , desvio do FP da SE.

O critério f_6 foi adicionado à formulação original de Szuvovivski, Fernandes e Aoki (2012), esta função é expressa em termos de potência reativa, ou seja, é calculado o desvio de potência reativa da SE para se alcançar o limite mínimo de FP capacitivo ou indutivo na SE, como descrito na equação abaixo:

$$f_6 = \sum_i \sum_j (|Q_{sub_{ij}}| - |P_{sub_{ij}}| \cdot \tan(\cos FP_{mim})) \quad (2)$$

onde i corresponde aos patamares de carga; j aos dias de simulação; FP_{mim} ao limite mínimo do FP; $P_{sub_{ij}}$ e $Q_{sub_{ij}}$ à potência ativa e reativa da SE na carga i e dia j .

Os valores de cada critério de otimização são normalizados em relação aos respectivos valores máximos admissíveis, de modo que todos os valores se tornam adimensionais. Diferentes pesos w_i são acionados caso se deseje priorizar alguns dos critérios.

A avaliação da FO é feita para diferentes curvas de carga e de GFV a que o alimentador em estudo está sujeito para o horizonte de um ano. Assim, consideram-se quinze situações de simulação, conforme mostra a Tabela 1. Os números de horas por dia para cada condição de carga (H_{ij}), número de dias por ano (D_j) e valores e carga utilizados neste trabalho, são os mesmos adotados em Szuvovivski, Fernandes e Aoki (2012). Além disto, considerou-se que na carga média

é o período onde a GFV injeta potência ativa na rede com três patamares de geração e que na carga leve o BC automático é desconectado da rede.

Tabela 1. Porcentagem (%) de carga/GFV para cada situação de simulação

Carga (i)	Tipo de Dia (j)		
	Dia Útil	Sábado	Domingo e Feriado
Pesada	130/0	120/0	110/0
Média 1	80/36	70/36	60/36
Média 2	80/100	70/100	60/100
Média 3	80/52	70/52	60/52
Leve	50/0	40/0	40/0

A GFV foi modelada para injetar potência constante em cada patamar de carga média e sua potência gerada é expressa por:

$$Pg_k^{FV} = \varphi_{FV} * \frac{Pd_{\%} * Pd_{total} * FP_{inv}}{npv} \quad (3)$$

$$Qg_k^{FV} = \varphi_{FV} * \frac{Pd_{\%} * Pd_{total} * \tan(\cos(FP_{inv}))}{npv} \quad (4)$$

onde Pg_k^{FV} e Qg_k^{FV} corresponde a potência ativa e reativa gerada; φ_{FV} à porcentagem de geração (Tabela 1); $Pd_{\%}$ à porcentagem da demanda de potência ativa do sistema atendida; Pd_{total} à demanda de potência ativa total do sistema; FP_{inv} ao FP do inversor e npv à quantidade de sistemas fotovoltaicos.

Para cada alocação de BCs e RTs, é analisada a solução da rede, a qual é calculada via um Fluxo de Potência Ótimo (FPO), que fornece os valores de perdas elétricas, perfil de tensão e FP da SE para uma das 15 condições de carga consideradas.

A partir das perdas elétricas calculadas para cada condição de carga e dia da semana, obtém-se a energia elétrica total perdida durante todo um ano (f_1).

A partir do perfil de magnitude de tensão, verificam-se as barras cujos valores de tensão violaram os limites estabelecidos de 0,93 pu de mínimo e 1,05 pu de máximo. Todos os desvios de tensão em relação aos limites são somados a fim a de se obter o valor total de violações de tensão (f_2).

A partir do perfil de tensão é também possível calcular quando as quedas de tensão, entre as barras da rede de distribuição e a barra inicial do alimentador são maiores que 4%. As quedas maiores de 4% são somadas a fim de se obter o valor f_3 .

O valor f_4 refere-se ao custo total de aquisição dos BCs (fixos e ou automáticos).

Uma vez conhecido o local de instalação dos reguladores de tensão, o dimensionamento do mesmo é feito a partir do cálculo das correntes de linha que circulam por eles. Supondo uma sobrecarga de 15 %, a potência nominal dos mesmos é obtida, assim como o valor total de aquisição dos mesmos (parcela f_5).

A ANEEL (2016) estabelece que o valor ideal de FP na SE que alimenta a rede de distribuição é igual a 0,92. Assim, o valor f_6 equivale à soma de todos os desvios de FP em relação ao ideal.

A minimização da FO é obtida via AGs, juntamente o FPO. A estratégia proposta (Szuvovivski, Fernandes e Aoki, 2012) é a adoção dos AG para a alocação de

BCs, estabelecendo o tipo de banco (fixo ou automático) e a potência (em kvar) e, também a alocação de RTs, estabelecendo o ajuste da tensão de saída dos mesmos. Já o FPO soluciona o fluxo de carga e ajusta os taps dos RTs para satisfazer as tensões de saída especificados pelos AG.

4 Resultados

A Figura 1 apresenta o sistema de 70 barras usado nas simulações onde a barra 1 representa a barra da SE do sistema de Baran e Wu (1989).

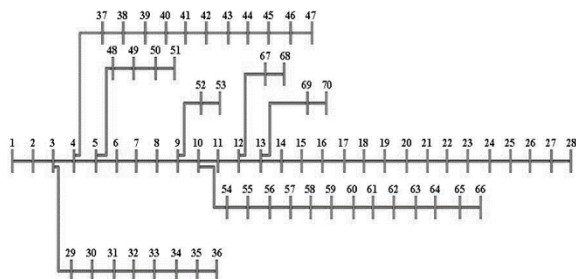


Figura 1. Rede de Distribuição de 70 Barras

Originalmente, este sistema não contempla conexão de qualquer tipo de GD e possui 69 barras (a barra da subestação foi adicionada).

As Tabelas 2 e 3 apresentam um resumo da melhor alocação de BCs e RTs obtidas para o sistema original (sem GFV conectada).

Esta solução que engloba alocação simultânea de RTs com BCs, elimina todos os problemas de violação do limite inferior de tensão existentes em todos os tipos de dias e patamares de carga, conforme perfil de tensão mostrado na Figura 2, que ilustra as tensões nas barras para Dia Útil com Carga Pesada e sintetiza os demais tipos de dias e patamares de carga.

Tabela 2. Alocação de BCs – Sistema Original (sem GFV)

Barra com BC	Tipo	Potência (kvar)	Custo (\$)
13	Fixo	150	6.800,00
23	Fixo	150	6.800,00
37	Fixo	300	8.500,00
57	Auto	850	50.100,00
62	Fixo	850	12.400,00

A Tabela 4 apresenta os valores de cada critério de otimização obtidos pela melhor solução apresentada nas Tabelas 1 e 2.

Esses resultados apresentados para o sistema sem inserção de GFV servem de referência ao se comparar resultados obtidos quando se considera GFV na mesma rede com mesma carga e configurações.

Tabela 3. Alocação de RTs – Sistema Original (sem GFV)

Linha com RT	Tensão Ajustada (pu)	Corrente Nominal (A)	Custo (\$)
58	1	150	44.800,00

A GFV foi inserida nas barras 7, 15, 20, 25, 30, 35, 38, 40, 45, 51, 53, 55, 60, 65, 68, e 70, durante os períodos especificados anteriormente. Todas as fontes injetam a mesma potência com FP unitário.

Foram simulados vários casos de alocação de equipamentos com a inserção de geração fotovoltaica e os principais resultados são a seguir descritos:

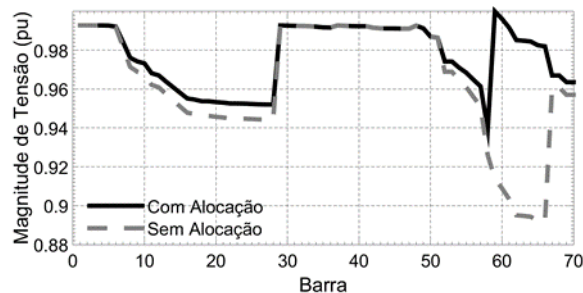


Figura 2. Perfil de Tensão do Dia Útil com Carga Pesada – com e sem BCs e RTs alocados

Tabela 4. Custos e Valor da FO com Alocação de BCs e ou RTs

Crítérios	(pu)	(\$)
f_1	0,668521	1,58e+09
f_2	0,000045	6,12e+09
f_3	0	0
f_4	0,162782	8,66e+04
f_5	0,591029	8,96e+04
Custo Total	1,422378	1,59e+09
f_6	0,258995	-
FO	1,681373	-

4.1 Análise da rede utilizando equipamentos pré-alocados antes da conexão da GFV

Foram realizadas simulações com diferentes níveis de inserção de geração fotovoltaica na rede, abrangendo 10%, 50% e 80% da carga nominal total, utilizando-se os BCs e RTs tal como alocados na Tabela 2 e 3 (sem GFV). Os resultados a seguir são referentes ao patamar de carga média 2 que apresenta a máxima penetração de GFV.

A Tabela 5 apresenta a evolução dos valores dos critérios de otimização para cada nível de penetração solar na rede. Segundo a Tabela 5, o crescimento da GFV contribui para a redução das perdas do sistema, pois ela melhora seu perfil de tensão (tal como apresentado na Figura 3). Entretanto, o FP da SE piora (tal como apresentado na Figura 4), devido ao alívio de injeção de potência ativa proveniente da SE, mas com manutenção do mesmo patamar de potência reativa, e também, observa-se a inversão do sentido do fluxo de potência ativa nas linhas conforme a Figura 5.

Este comportamento indica a necessidade de se replanejar o reativo do sistema a fim de melhorar principalmente o desvio de FP da SE já que o conjunto RT e GFV contribuem para corrigir problemas de violação e queda de tensão.

4.2 Análise da rede com realocação de equipamentos após conexão de GFV

A medida que a inserção da GFV aumenta na rede, cresce também a necessidade de realocação de BCs para melhorar o FP da SE. Isto será comprovado pela análise e comparação dos seguintes casos de alocação de BCs e RTs simulados:

Tabela 5. Evolução das Funções Objetivo (pu)

Crítérios	Sem PV	PV 10%	PV 50%	PV 80%
f_1	0,668521	0,658846	0,629273	0,621016
f_2	0	0	0	0
f_3	0,000045	0,000046	0,000052	0,000054
f_6	0,258995	0,259515	0,264231	0,395326

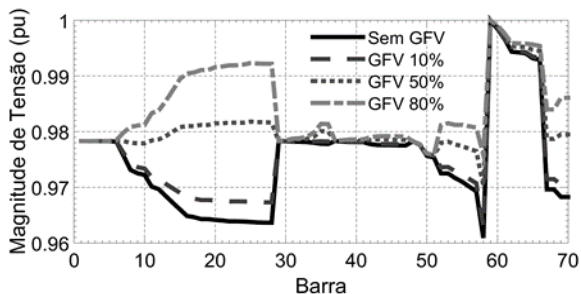


Figura 3. Perfil de Tensão do Dia Domingo com Carga Média 2

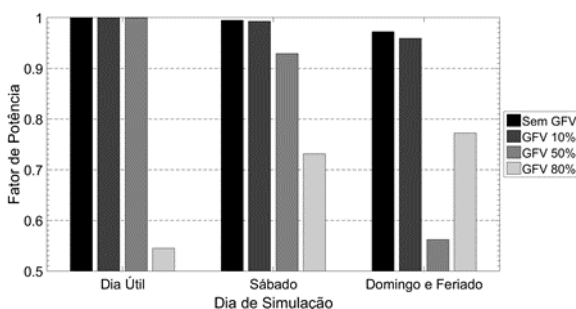


Figura 4. Evolução do FP na SE com Carga Média 2

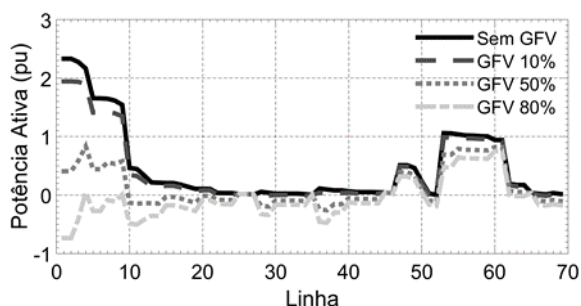


Figura 5. Evolução do Fluxo de Potência Ativa do Dia Domingo com Carga Média 2

- Caso $\Phi 0$: resultado da alocação obtida na rede sem GFV, apresentadas nas Tabelas 2 e 3, que representa o caso de referência para os demais;
- Caso $\Phi 1$: análise da alocação na rede utilizando uma das soluções Pareto-Ótimo com 50 % de inserção de GFV, esta alocação prioriza o perfil de tensão da rede;
- Caso $\Phi 2$: análise da alocação na rede utilizando uma das soluções Pareto-Ótimo com 50 % de inserção de GFV, que privilegia o ajuste do FP da SE;
- Caso $\Phi 3$: análise da alocação na rede utilizando uma das soluções Pareto-Ótimo com 50 % de inserção de GFV, que liga o BC automático apenas em carga pesada (quando a GFV não está operando).

A Tabela 6 apresenta um resumo de solução dos casos descritos, como a referência de normalização do caso $\Phi 0$ é a rede sem GFV e para os demais casos é a rede com GFV os resultados são diferentes apesar de apresentarem valores numéricos semelhantes.

A Figura 6 apresenta as posições dos BCs para cada um dos quatro casos em análise. Essa figura mostra

que a alocação feita no caso $\Phi 1$ consistiu em redistribuir os BCs alocados no tronco principal, pois retirou o BC alocado no ramal da barra 37 e o realocou na barra 50, redistribuiu os bancos do ramal entre as barras 54 e 66 e por fim inseriu um novo BC na barra 67. A realocação feita no caso $\Phi 2$ consistiu na alocação de 1 BC novo no tronco principal e na troca do BC da barra 23 para a barra 26, retirou o BC alocado no ramal da barra 37, realocou no ramal da barra 50 e alocou apenas um banco no ramal da barra 54. A realocação feita no caso $\Phi 3$ consistiu na alocação de 1 BC novo no tronco principal e na troca do BC da barra 12 para a barra 13, retirou o BC alocado no ramal da barra 37, realocou no ramal da barra 50 e alocou dois bancos no ramal da barra 54 sendo um deles automático.

Tabela 6. Resultados da Alocação de BCs e RTs com 50% de inserção GFV (pu)

Crítérios	Caso			
	$\Phi 0$	$\Phi 1$	$\Phi 2$	$\Phi 3$
f_1	0,6685	0,6069	0,7982	0,6057
f_2	0	0	0,0287	0
f_3	0	0	0,1317	0
f_4	0,1627	0,1464	0,1578	0,1481
f_5	0,5910	0,5910	0,5013	0,5910
Custo Total	1,4223	1,3444	1,6179	1,3449
f_6	0,2589	0,2567	0,0121	0,1585
FO	1,6813	1,6011	1,6301	1,5035

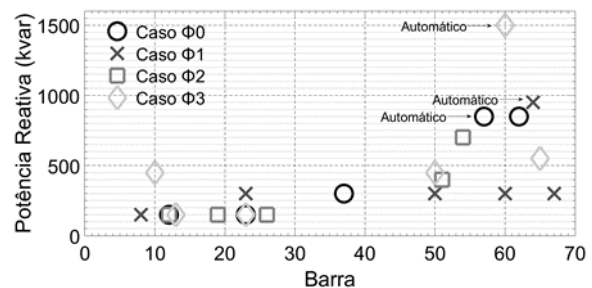


Figura 6. Realocação de Bancos de Capacitores na Rede

Não houve uma realocação significativa por parte do RT, a alocação consistiu na região compreendida pela linha 57 a linha 61 que apresenta o pior perfil de tensão, porém percebe-se que quanto mais próximo da linha 57 melhores são os resultados referentes à violação e queda de tensão, conforme mostra a Figura 7 que apresenta perfil de tensão do Dia Útil e Carga Pesada para cada caso analisado.

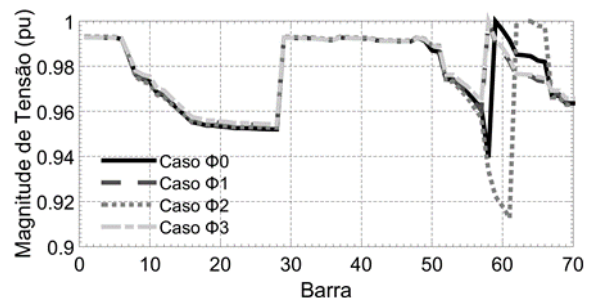


Figura 7. Perfil de Tensão do Dia Útil e Carga Pesada com Realocação de Equipamentos

A Figura 8 apresenta o FP da SE obtido para cada caso analisado. Observa-se uma melhora tanto no FP quanto no perfil de tensão para o caso $\Phi 3$ devido a

alocação de BC automático apenas na carga pesada, o que facilitou o controle do FP nos demais patamares.

As simulações realizadas apresentam um conjunto de soluções locais, que privilegiam alguns critérios em agravo de outros (perdas, FP e atuação do BC automático). Cabe ao projetista da rede definir qual o tipo de solução mais relevante em seu projeto, afim de readequar a conexão de BCs e RTs quando houver aumento da inserção de GFV ou qualquer outro tipo de GD.

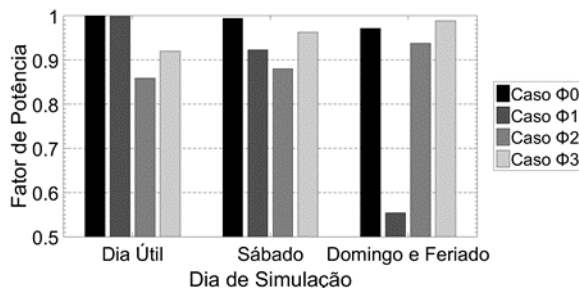


Figura 8. FP da SE com Carga Média 2 e Realocação de Equipamentos

5 Conclusões

A inserção da GFV na rede é benéfica para o alívio do fluxo de potência ativa e contribuir para a redução das perdas e no controle do perfil de tensão do sistema, porém, em determinadas condições de carga e geração a qualidade dos níveis de FP da SE fica comprometida o que resulta na circulação de excedente de reativo.

Para compensar este efeito, BCs já instalados devem ser remanejados ou retirados e também, é necessário a instalação de novos BCs sendo alguns automáticos para atingir um ponto de operação do sistema com qualidade. A grande dificuldade dessa realocação é a mudança dos resultados dependendo das funções priorizadas e do ponto de operação da GFV, o que prejudica a escolha de uma solução que contemple todos os casos, demandando do projetista a avaliação dos critérios mais importantes.

De uma maneira geral, a metodologia apresentada permitiu comprovar problemas da inserção de GFV relatados na literatura, mas além disso mostrou que o problema de alocação de dispositivos reguladores de tensão deve ser adaptado para se obter soluções mais eficientes a longo prazo.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro do CNPq.

Referências Bibliográficas

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica). 2016.

Afaghzadeh, H. (2011). Optimal capacitor placement with consideration of voltage source harmonic distortion effect on radial distribution networks using binary particle swarm optimization. In: IEEE. Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 16th Conference, p. 1–6.

Alves, M. L.; 2005. Módulo de Alocação Otimizada de Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores em Alimentadores de

Distribuição. Porto Alegre, RS. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Univer. Católica do RS.

Agalgaonkar, Y. P.; Pal, B. C.; Jabr, R. A. (2014). Distribution voltage control considering the impact of PV Generation on tap changers and autonomous regulators. IEEE Trans. on Power Systems, v. 29, n. 1, p. 182–192.

Baran, M. E. E.; Wu, F. F. (1989). Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, p. 725–734.

Acanova, A.; Spertino, F.; Tataglia, M. (2009). Electrical impact of photovoltaic plant in distributed network. IEEE Trans. on Industry Applications, v. 45, n. 1, p. 341–347.

Carpinelli, G. et al. (2006). Voltage regulators and capacitor placement in three-phase distribution systems with non-linear and unbalanced loads. International Journal of Emerging Electric Power Systems, v. 7, n. 4.

El-Fergany, A. A.; Abdelaziz, A. Y. (2014). Capacitor placement for net saving maximization and system stability enhancement in distribution networks using artificial bee colony-based approach. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 54, p. 235–243.

Franco, J. F. (2013). A mixed-integer lp model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 48, p. 123–130.

Injeti, S. K.; Thunugunla, V. K.; Shareef, M. (2015). Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms. Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 69, p. 441–455.

Niknam, T.; Narimani, M. R.; Azizipanah-Abarghooee, R. (2012). A multi-objective fuzzy adaptive pso algorithm for location of automatic voltage regulators in radial distribution networks. International Journal of Control, Automation and Systems, Springer, v. 10, n. 4, p. 772–777.

Madruça, E. P.; Canha, L. N. (2010). Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multi-objective variables in smart grid distribution system. In: 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), p. 1–6.

Omran, W. A.; Kazerini, M.; Salama, M. M. A. (2011). Investigation of methods for reduction of power fluctuations generated from large grid-connected photovoltaic systems. IEEE Trans. on Energy Conversion, v. 26, n. 1, p. 318–327.

Pereira, C.; Castro, C. (2009). Optimal placement of voltage regulators in distribution systems. In: IEEE. PowerTech, 2009 IEEE Bucharest, p. 1–5.

Pereira, G. M. S.; Fernandes, T. S. P.; Aoki, A. R. (2015). Representation of Intelligent and Power Unbalanced Networks. In: XI Latin-America Congress on Electricity Generation and Transmission, 2015, São José dos Campos. p. 1–6.

Pinto, A.; Zilles, R. e; Bet, I. (2012). Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES – SP, 18–21 de setembro.

Ramadan, H. A. (2014). A fuzzy-based approach for optimal allocation and sizing of capacitor banks. Electric Power Systems Research, 106, p. 232–240.

Safigianni, A. S.; Salis, G. (2000). Optimum voltage regulator placement in a radial power distribution network. IEEE Trans on Power Systems, v. 15, n. 2, p. 879–886.

Singh, S. P.; Rao, A. R. (2012). Optimal allocation of capacitors in distribution systems using particle swarm optimization. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier, v. 43, n. 1, p. 1267–1275.

Souza, B. A.; Almeida, A. M. F. (2010). Multiobjective optimization and fuzzy logic applied to planning of the volt/var problem in distributions systems. IEEE Trans. on Power Systems, v. 25, n. 3, p. 1274–1281.

Steffel, S. J.; Caroselli, P.R.; Dinkel, A. M.; Liu, J.Q.; Sackey, R.N., Vadhar, R.N. (2012). Integrating Solar Generation on the Electric Distribution Grid. IEEE Trans. on Smart Grid, v. 3, n. 2, p. 878–886.

Szuovovivski, I.; Fernandes, T. S. P.; Aoki, A. R. (2012). Simultaneous Allocation of Capacitors and Voltage Regulators at Distribution Networks Using Genetic Algorithms and Optimal Power Flow. Intern. Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 40, p. 62–69.