

Uma Proposta de Controle Volt/Var Hierárquico para Sistemas Modernos de Distribuição de Energia Elétrica

Brunalice M. Mercer, Fernanda C. L. Trindade

Departamento de Sistemas e Energia

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Campinas, Brasil

{bmercer, fernanda}@dsee.fee.unicamp.br

Resumo—Este trabalho propõe o emprego de um controle Volt/Var hierárquico, responsável pela coordenação dos controles local (nível primário) e centralizado na subestação (nível secundário), cuja função é otimizar os ajustes dos equipamentos controláveis objetivando simultaneamente minimizar perdas e melhorar o perfil de tensão. O controle local, mais simples e com atuação mais rápida, é considerado atuante em todos os instantes, com exceção daqueles em que o controle centralizado é executado, mantendo a hierarquia objetivada. A metodologia de avaliação do desempenho do método baseia-se na utilização conjunta de três softwares que simulam a execução completa do controle em tempo quase real. A aplicabilidade e a eficácia do método são testadas através de simulações no sistema teste IEEE 123 barras. Os testes realizados mostram que a utilização do controle hierárquico proposto permite uma melhora significativa no desempenho do sistema quando comparado ao controle local.

Palavras-chave—Controle Volt/Var hierárquico, fluxo de potência ótimo, sistemas de distribuição de energia elétrica.

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas modernos de distribuição de energia elétrica são caracterizados por apresentar um eficiente Sistema de Gerenciamento da Distribuição (do inglês, DMS, *Distribution Management System*) [1]. Entre as funções que compõem este sistema, destaca-se o controle integrado de tensão e potência reativa (do inglês, *Integrated Volt/Var Control*, IVVC). Técnicas de controle de tensão e potência reativa (Volt/Var) têm sido utilizadas por mais de 30 anos para reduzir as perdas elétricas e regular a tensão ao longo do alimentador [2]. Contudo, o tipo de controle mais empregado ainda é o controle local, o qual atua pontualmente, a partir de medições de grandezas adquiridas localmente [3].

A modernização das redes de distribuição permite a adoção de novas técnicas de solução do problema de controle Volt/Var integrado. Tais técnicas são beneficiadas pela presença de equipamentos modernos de medição, redes de comunicação em duas vias, e centrais de processamento e controle. A principal vantagem da adoção destes avanços tecnológicos consiste na possibilidade de integrar a atuação dos equipamentos de controle do sistema com o intuito de, entre outros benefícios,

regular a tensão e diminuir as perdas elétricas do mesmo. O uso do IVVC associado ao DMS permite que o estado da rede seja observado por completo e as violações nas grandezas de interesse possam ser verificadas e corrigidas através de modificações conjuntas nos ajustes dos equipamentos controláveis do sistema (capacitores, reguladores de tensão, e transformadores com regulação de tap).

Na prática, por depender da taxa de envio de um grande volume de dados provenientes de diferentes pontos do sistema para a central de processamento e controle, é possível que seja mais interessante não operar o controle centralizado em tempo real (ou quase real). Além disso, caso haja falha na comunicação, o controle centralizado deixa de operar corretamente. Desta forma, muitas vezes é necessário manter a infraestrutura de controle local e coordená-lo com o controle centralizado impondo uma hierarquia entre eles. Contudo, poucos trabalhos discutem este procedimento.

Entre os trabalhos que evidenciam tal coordenação, destacam-se [4], [5] e [6], que enfatizam o uso do controle centralizado em uma análise de operação em quase tempo real; e [7] e [8], que investigam o uso de dois níveis de controle funcionando de maneira hierárquica. Em [7], os autores definem uma estrutura com os controles local e centralizado baseada em uma regra hierárquica que mantém o controle local no nível mais baixo, recebendo comandos do controle centralizado, responsável por gerenciar o conjunto total e obter os ajustes ótimos para todos os dispositivos controláveis. Em [8], considera-se uma aplicação similar, mas poucos detalhes são discutidos sobre a forma de execução da hierarquia. Em suma, a maioria dos trabalhos concentra-se no algoritmo do controle Volt/Var, e poucos apresentam detalhes de como integrá-lo aos sistemas de distribuição (SD) reais e/ou não apresentam formulação trifásica, importante na representação de sistemas típicos de distribuição.

Neste contexto, este trabalho propõe o emprego de um controle Volt/Var hierárquico, responsável pela coordenação dos controles local (nível primário) e centralizado na subestação (SE) (nível secundário), cuja função é coordenar os recursos do controle local/primário. O controle local, mais simples e com

atuação mais rápida, é considerado atuante em todos os instantes, com exceção daqueles em que o controle centralizado é executado. O controle centralizado é executado menos frequentemente e sobrepõe os comandos do controle local, mantendo a hierarquia objetivada, uma vez que ele otimiza o funcionamento do sistema e considera atuações coordenadas dos dispositivos de regulação.

Outro aspecto importante deste trabalho consiste na apresentação de uma metodologia de estudo para o controle proposto que integra um software de otimização clássica, um software de análises de sistemas de distribuição de energia elétrica, e um terceiro software para a integração dos dois primeiros.

Este trabalho está dividido como segue. A Seção II apresenta os principais conceitos referentes aos métodos do IVVC. A Seção III estabelece a metodologia empregada neste trabalho, bem como as considerações feitas para sua implementação. Os resultados obtidos são apresentados na Seção IV, seguidos das conclusões, na Seção V.

II. CONTROLE INTEGRADO VOLT/VAR NO CONTEXTO DE SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO

A estrutura de um controle Volt/Var integrado é composta por três elementos principais: (a) equipamentos de controle e infraestrutura de comunicação; (b) arquitetura; (c) algoritmo de solução do problema de IVVC. Cada um destes três aspectos é discutido a seguir com o objetivo de melhor contextualizar este trabalho.

A. Equipamentos Utilizados para o Controle Volt/Var

Os equipamentos comumente utilizados para o controle de tensão e/ou potência reativa são o regulador de tensão, o transformador com mecanismo de comutação de tap sob carga (do inglês, *On Load Tap Changer*, OLTC), e o banco de capacitores fixo ou chaveado. Os dois primeiros diferem-se basicamente em aspectos construtivos, e atuam de maneira semelhante, com base em uma tensão de referência que deve ser mantida na barra regulada, assumindo-se uma determinada largura de banda (LB) [9]. Adicionalmente, com a disseminação dos dispositivos que integram eletrônica de potência, novos equipamentos estão surgindo, como os reguladores de tensão estáticos e os compensadores de potência reativa estáticos, cujo uso é mais difundido em sistemas de transmissão. De forma geral, estes equipamentos permitem o ajuste contínuo das grandezas de interesse [1].

B. Arquiteturas do Controle Volt/Var

Basicamente, o controle de tensão e potência reativa emprega três arquiteturas de automação [3]:

- *Controle Local*: controle mais simples, e ainda bastante utilizado. É atuado manualmente ou automaticamente através das medições de determinada grandeza elétrica. Não possui infraestrutura de comunicação.
- *Controle Centralizado*: pode compreender toda a rede de distribuição de uma concessionária. Permite interações entre os dispositivos de regulação e necessita de uma infraestrutura avançada de comunicação em duas vias.

Pode fazer uso de otimização para melhorar a eficiência do sistema.

- *Controle Descentralizado*: semelhante ao controle centralizado, mas é geralmente concentrado na SE. Pode ser considerado como um nível intermediário de controle, que atende as necessidades de uma região mais restrita.

No caso do controle local, pelo fato dos equipamentos só analisarem a grandeza no ponto em que estão instalados, sem considerar o estado dos outros dispositivos do sistema, é possível que os equipamentos operem de forma conflitante caso a coordenação entre eles não esteja corretamente ajustada, provocando, assim, atuações excessivas e desnecessárias. Os controles centralizado e descentralizado, no entanto, apresentam a vantagem de considerar o estado do sistema completo e a atuação conjunta dos dispositivos. Este trabalho explora o controle centralizado na subestação ou, conforme [3], controle descentralizado.

C. Métodos de Solução do Controle Volt/Var

Quanto aos métodos de solução que podem ser empregados no IVVC, destacam-se os baseados em otimização; inteligência artificial; e em regras (*rule based*).

A classe dos métodos de IVVC fundamentados em otimização recebem o nome de Otimização Volt/Var (do inglês, *Volt/Var Optimization*, VVO). Neste caso, para a solução do problema Volt/Var, técnicas de otimização clássica ou metaheurísticas são empregadas. Em [10], [11] e [12] explora-se o uso de metaheurísticas, sendo que em [10] e [11] utiliza-se o algoritmo genético para o controle Volt/Var, enquanto [12] utiliza o algoritmo de enxame de partículas para o mesmo fim. Da otimização clássica, os resultados das técnicas de *Branch-and-Bound* e programação dinâmica são comparados em [13], visando definir o algoritmo mais adequado para a configuração de reguladores de tensão e capacitores. Em [14], propõe-se o uso de programação linear. Nos trabalhos mencionados acima, os autores consideram a implementação de algoritmos de otimização específicos para a solução do problema de VVO. Contudo, tais soluções podem ser obtidas também pelo uso de um software de otimização, o qual pode compreender diferentes *solvers* para resolução de problemas da otimização clássica. A aplicação de softwares de otimização é utilizada como ferramenta de otimização nos trabalhos [4] a [6].

Em [15] a [18], os autores empregam técnicas baseadas em inteligência artificial para a solução do IVVC. Em [15] e [16], técnicas de aprendizagem de máquina e lógica nebulosa são aplicadas, respectivamente. Já em [17] e [18], os autores utilizam redes neurais artificiais. Em [17], considera-se o uso combinado ao algoritmo genético para regular os equipamentos controláveis do sistema, enquanto [18] resolve o VVO através do algoritmo de retro-propagação (do inglês, *back propagation*).

O uso de regras na solução do IVVC é verificado em [19] e [20]. Em [19], os autores exploram um esquema de controle supervisorio e desenvolvem um algoritmo baseado em regras para implementar o controle Volt/Var. Já em [20], uma técnica também baseada em regras é avaliada em aplicações de um

sistema de distribuição real, que apresenta problemas de tensão verificados pela concessionária local.

Neste trabalho, emprega-se um método clássico de otimização, com o uso de um software de otimização, na solução do IVVC, mais detalhes são apresentados a seguir.

III. METODOLOGIA

A metodologia do controle Volt/Var hierárquico proposto neste trabalho é descrita nesta seção. Os controles local e centralizado são coordenados com o objetivo de garantir a qualidade da tensão e a minimização das perdas do sistema. O controle local constitui o nível primário, e o centralizado na subestação (SE), o nível secundário. No controle centralizado na subestação, os ajustes dos equipamentos que participam do controle Volt/Var são obtidos a partir da solução de um problema de otimização (VVO). Mais informações sobre o controle hierárquico empregado são apresentadas a seguir.

A. Estrutura do Controle Hierárquico

O controle local é executado em tempo real – neste trabalho, a cada 15 segundos, conforme a discretização da curva de carga empregada –, enquanto a necessidade de atuação do controle centralizado é verificada a cada período de tempo (ciclo) pré-determinado, por exemplo, 5 ou 15 minutos. A cada ciclo completado, o sistema avalia se a atuação do controle centralizado é necessária. Esta avaliação consiste em verificar se determinados limites de tensão são violados. Em caso positivo, o algoritmo do controle centralizado é executado, redefinindo os ajustes dos dispositivos controláveis. Ressalta-se que no controle centralizado, os ajustes dos equipamentos controláveis são obtidos a partir da solução de um fluxo de potência ótimo (FPO). A Fig. 1 apresenta a estrutura completa do processo hierárquico [4].

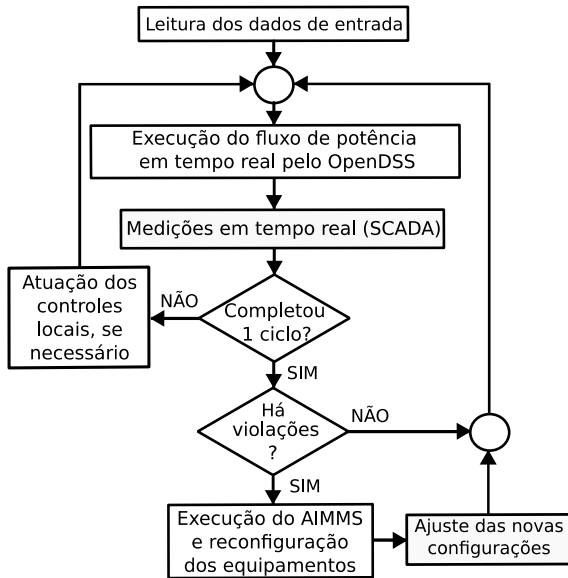


Fig. 1. Algoritmo do controle hierárquico proposto.

Para a simulação do esquema completo do controle hierárquico, são empregados três softwares. O AIMMS [21] e o solver CONOPT, apropriado para solução de sistemas não-lineares de grande porte, são utilizados como ferramentas para a solução do FPO [22]. O OpenDSS [23] executa o fluxo de

potência multifásico que provê as grandezas referentes às medições. Por fim, o MATLAB [24] realiza a interação entre os dois outros softwares, executando o algoritmo da Fig. 1, e também coordena o funcionamento adequado da hierarquia.

O controle hierárquico pode ser inserido na estrutura do DMS, conforme o esquema da Fig. 2.

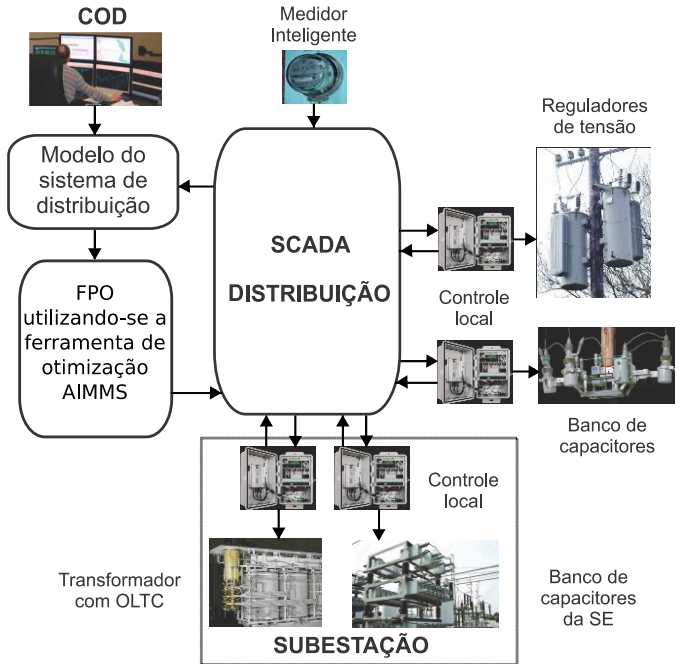


Fig. 2. Integração do controle hierárquico no DMS (Adaptado de [1]).

Quanto à formulação do problema de otimização, o AIMMS não permite utilizar números complexos. Logo, a modelagem utilizada neste trabalho é semelhante à empregada em [5], [25] e [26]. Ressalta-se que o modelo de equações considera o desbalanço do sistema (modelagem trifásica) para uma representação mais realista da rede de distribuição. Os modelos dos componentes da rede são baseados em [27]. Para as linhas, utiliza-se o modelo pi e as admitâncias em derivação são desprezadas.

O modelo de otimização proposto para executar o controle centralizado considera como função objetivo a minimização das somas dos desvios de tensão e das perdas elétricas no alimentador, conforme mostra a Eq. (1).

$$F = \left[P_{\text{pond1}} \sum_{\text{barra}} \sum_f (1 - V_{\text{barra},f})^2 + P_{\text{pond2}} \sum_{\text{Ramos}} \sum_f P_{\text{Ramos},f} \right] \quad (1)$$

em que, $V_{\text{barra},f}$ representa o módulo da tensão por fase de cada barra do sistema, $P_{\text{Ramos},f}$ expressa as perdas elétricas totais, e P_{pond1} e P_{pond2} são as constantes de ponderação referentes a cada função objetivo, que devem ser escolhidas de acordo com a prioridade imposta pela concessionária. Neste trabalho, estes valores de ponderação são ambos definidos como 0,5.

Para completar o modelo, as restrições impostas ao otimizador são expressas nas equações de (2) - (8):

$$\left(V_{r_{\text{Ebarra},f}} - \frac{V_{r_{\text{Rbarra},f}}}{\text{tap}_{\text{Rbarra},f}} \right) = \Delta V_{r_{\text{Ebarra},f}, \text{Rbarra},f}, \in \text{Ramos} \quad (2)$$

$$\left(V_{i_{Ebarra,f}} - \frac{V_{i_{Rbarra,f}}}{\text{tap}_{Rbarra,f}} \right) = \Delta V_{i_{Ebarra,Rbaara,f,f}}, \in \text{Ramos} \quad (3)$$

$$P_{d_{barra,f}} = V_{r_{barra,f}} \times I_{cr_{barra,f}} + V_{i_{barra,f}} \times I_{ci_{barra,f}}, \in \text{Noex} \quad (4)$$

$$Q_{d_{barra,f}} = -V_{r_{barra,f}} \times I_{ci_{barra,f}} + V_{i_{barra,f}} \times I_{cr_{barra,f}}, \in \text{Noex} \quad (5)$$

$$V_{\min_{barra,f}} \leq |V_{barra,f}| \leq V_{\max_{barra,f}} \quad (6)$$

$$Q_{cap_{barra,f}} \leq Q_{\max_{barra,f}} \times |V_{barra,f}|^2, \in \text{Capex} \quad (7)$$

$$P_{cap_{barra,f}} = 0, \in \text{Capex} \quad (8)$$

Em que, V_r , V_i , ΔV_r , ΔV_i , I_{cr} e I_{ci} são as componentes real e imaginária das tensões e quedas de tensão em todas as barras, e das correntes das cargas, respectivamente. Os índices $Ebarra$ e $Rbarra$ representam barras emissora e receptora, e o índice f as três fases do sistema. P_d e Q_d são as demandas de potência ativa e reativa em cada barra com carga, enquanto Q_{cap} , P_{cap} e $Q_{\max}$ são a quantidade de potência reativa e ativa gerada pelo capacitor, sendo a última nula, conforme apresenta a equação (8), e o limite máximo que pode ser gerado. Por fim, $V_{\min}$, $V_{\max}$ e tap definem os valores limites que as tensões das barras podem assumir e o valor dos taps dos reguladores existentes. Adicionalmente, as restrições definidas acima pertencem a três grupos distintos: *Ramos*, *Noex* e *Capex*. O primeiro inclui todas as conexões existentes entre as barras do sistema, enquanto o segundo e o terceiro consideram, respectivamente, a existência de um nó e de um capacitor em uma determinada fase da barra.

B. Estudo de Caso

A metodologia implementada neste trabalho é aplicada ao sistema de distribuição IEEE 123 barras, de 4,16 kV e 5 MVA [28]. As simulações são realizadas utilizando-se as versões 7.6.4.70 do OpenDSS, 4.1 do AIMMS e R2014a do MATLAB. O *solver* utilizado na solução do problema de otimização é o CONOPT versão 3.14V. A curva de carga apresentada na Fig. 3, com discretização de 15 segundos, é atribuída a cada barra de carga assumindo-se que, para cada carga, o valor de base é a respectiva potência nominal.

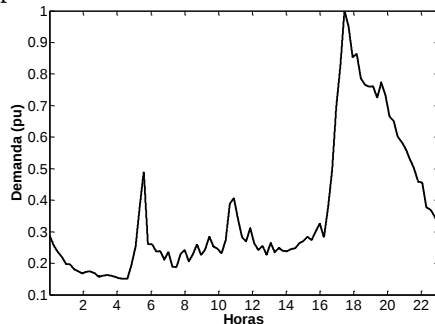


Fig. 3. Curva de carga empregada.

Nos estudos realizados, diferentes abordagens de arquiteturas e configuração dos equipamentos são consideradas, conforme apresentado a seguir.

- **Caso 1:** apenas controle local;
- **Caso 2:** controle hierárquico;
- **Caso 3:** impacto do aumento da LB do regulador de tensão

1) Equipamentos Controláveis

Para as análises apresentadas neste trabalho, todos os capacitores e reguladores de tensão (incluindo o transformador com OLTC) do sistema IEEE 123 barras, mostrados na Fig. 4, são considerados equipamentos controláveis. Neste sistema, existem 4 bancos de capacitores, sendo um deles trifásico, de 600 kvar, localizado na barra 83 e os outros monofásicos, de 100 kvar, localizados nos nós 88 (fase A), 90 (fase B) e 92 (fase C). Há também 3 reguladores de tensão (um trifásico, um bifásico e um monofásico, nos nós 9, 25 e 160 respectivamente), e um transformador trifásico com OLTC – denominado regulador de tensão da subestação –, localizado na barra 150.

Destaca-se que, no sistema teste original, os capacitores são fixos e, neste trabalho, optou-se por utilizar bancos de capacitores chaveados de 3 unidades (totalizando o valor nominal do banco), sendo estes controlados por tensão – que é executado através do chaveamento ou não das unidades que compõem o banco. Além disso, os capacitores monofásicos, que originalmente eram de 50 kvar, foram substituídos por bancos de capacitores de 100 kvar. Estas alterações foram realizadas com o intuito de prover uma maior contribuição para a regulação de tensão e para a redução de perdas.

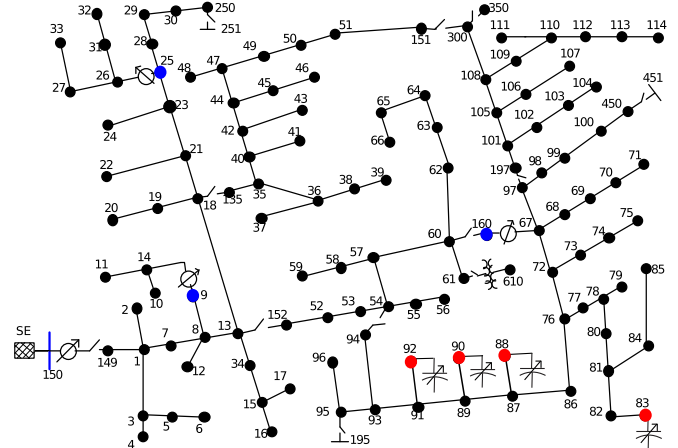


Fig. 4. Sistema teste IEEE 123 barras (Adaptado de [28]).

2) Ajustes do Controle Local

Os ajustes dos equipamentos que participam do controle local são apresentados na TABELA I, em que LB é a largura de banda e os valores de tensão são na base de 120 V.

TABELA I. Configurações dos Equipamentos no Caso Base

Equipamento	Tempo de atraso (s)	Tensão de referência (V)	LB (V)
Bancos de capacitores	30	120	±3
Reguladores de tensão	90	120	±1
Transformador com OLTC	60	120	±1

IV. RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados dos três estudos de caso apresentados na Seção III.B com o objetivo de comprovar a

eficiência do método apresentado neste artigo. Ressalta-se que, como as simulações incluem um período completo de 24 horas, discretizadas a cada 15 s, os resultados apresentados para os parâmetros de desvio de tensão e perdas elétricas são considerados como em (9) e (10).

$$\Delta V_{acu} = \sum_{T=1}^{24 \times 60 \times 4} \left[\sum_{barra} \max_f (1 - V_{barra,f}) \right] \quad (9)$$

$$\Delta E_{perd} = \sum_{T=1}^{24 \times 60 \times 4} \left[\sum_{Ramos} \sum_f P_{Ramos,f} \times \frac{1}{240} \right] \quad (10)$$

Em que cada incremento de T corresponde a um intervalo de 15 s, que equivale a (1/240) de hora, para o qual se tem as medições do sistema. A função $\max_f$ obtém o valor máximo do desvio de tensão (em módulo) entre as fases existentes em cada barra, e ΔV_{acu} e ΔE_{perd} representam o desvio de tensão acumulado e a energia acumulada de perdas, respectivamente.

A. Caso 1: Controle Local

As simulações deste caso empregam o algoritmo apresentado na Fig. 1. Os resultados mostram que, com relação ao desvio de tensão acumulado obteve-se um valor de 8.150,7 pu (na base de 2,4 kV), considerando 5.760 instantes do dia analisados e todas as 130 barras – conforme (9), para cada barra, considera-se o maior desvio de tensão entre as fases. Este resultado pode parecer muito elevado, mas isto é devido à formulação adotada para a avaliação dos resultados (9). Uma alternativa consiste na obtenção da média ao longo do dia, tal valor representa um desvio de 1,41 pu para todo o conjunto de barras a cada intervalo de 15 segundos. A energia acumulada de perdas ao longo do dia, obtida conforme (10) equivale a 487,68 kWh, o que corresponde a 1,6% da energia total consumida pela rede durante as 24 horas analisadas.

No total, os equipamentos reguladores operam 73 vezes. A maior parcela destes chaveamentos (59%) é verificada no regulador de tensão localizado próximo aos capacitores (na barra 160). Isto pode explicar a razão da não atuação dos capacitores ao longo do dia, o que significa que as tensões em suas barras terminais são mantidas entre 0,975 e 1,025 pu durante todo o dia.

B. Caso 2: Controle Hierárquico

As mesmas configurações dos equipamentos controláveis são mantidas para as simulações considerando o controle hierárquico. Neste caso, a cada 15 minutos, verifica-se os valores das tensões e se estes divergem da faixa de 0,98 pu a 1,02 pu, que são respectivamente os limites inferior e superior adotados. Caso haja violação, o controle centralizado é acionado. Assim, ao longo do dia, das 96 possíveis atuações do controle centralizado (1 vez a cada 15 minutos), 27 atuações são verificadas. Os resultados obtidos, incluindo uma comparação com o Caso 1, são apresentados na TABELA II.

TABELA II. Resultados dos Controles Local e Hierárquico.

Parâmetro avaliado	Comparações dos controles		
	Local	Hierárquico	Desvio
Desvio de tensão acumulado (pu)	8.150,7	4.544,8	-44,3%
Energia acumulada de perdas (kWh)	487,68	396,81	-18,6%
Energia total gerada (MWh)	30,40	30,31	-0,3%

Como pode ser observado na TABELA II, os resultados obtidos com o controle hierárquico são expressivamente

melhores do que os do controle local quando são analisados os desvios de tensão e as perdas elétricas do sistema, resultado da otimização executada pelo controle centralizado.

A Fig. 5 mostra que a minimização dos desvios de tensão e perdas é obtida em detrimento do aumento no número de chaveamentos dos bancos de capacitores e reguladores de tensão. Percebe-se que o número de chaveamentos é maior no caso hierárquico, o que é esperado, uma vez que o software de otimização exige a reconfiguração dos equipamentos a fim de garantir a minimização das funções objetivo. Uma avaliação individual dos chaveamentos de cada regulador em cada fase mostra que nas fases A e C do regulador de tensão localizado na barra 160 mostra que o número de chaveamentos é igual ou superior a 30, o que pode reduzir a vida útil do equipamento. Desta forma, o caso 3, descrito a seguir, é incluído nas análises.

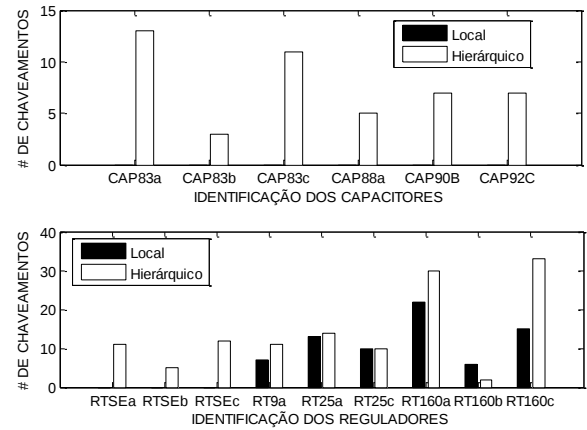


Fig. 5. Número de chaveamentos de dispositivos controláveis no controle local (caso 1) e controle hierárquico (caso 2).

C. Caso 3: Controle Hierárquico com Aumento da Largura de Banda do Regulador de Tensão

Devido ao excessivo número de chaveamentos de alguns dos equipamentos analisados no Caso 2, um novo caso é analisado. Neste caso, a LB do regulador de tensão da barra 160 é aumentada de 2 V para 3 V. Como os outros reguladores não apresentam quantidade elevada de chaveamentos, seus ajustes de largura de banda não são alterados. A quantidade de chaveamentos de cada banco de capacitores e de cada regulador, para os casos 2 e 3 é apresentada na Fig. 6.

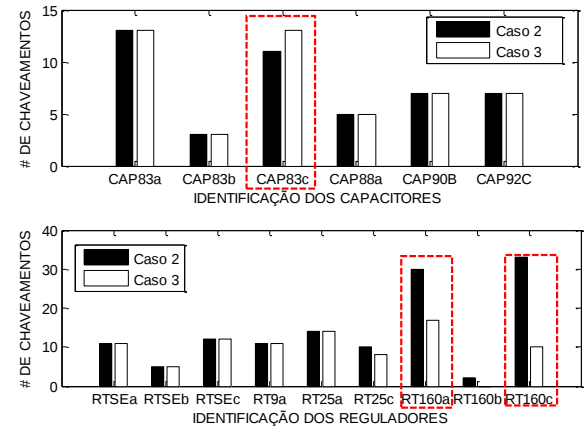


Fig. 6. Número de chaveamentos de dispositivos controláveis nos casos 2 e 3.

Na Fig. 6, os casos que apresentam maior alteração na quantidade de chaveamentos são destacados. No banco de capacitores CAP83c, observa-se um aumento de duas operações (de 11 para 13), enquanto o número de alterações nos taps das fases A e C do regulador de tensão da barra 160 (RT160a e RT160c) diminuiu de 30 para 17 e 33 para 10, respectivamente. De fato, observa-se uma diminuição significativa na quantidade de chaveamentos do regulador da barra 160. A influência desta alteração nos resultados das funções objetivo também é avaliada e está apresentada na TABELA III. Verifica-se que esta nova configuração apresenta valores próximos aos obtidos na TABELA II. Assim, mesmo com a alteração realizada, o desempenho do controle hierárquico não é significativamente afetado.

TABELA III. Resultados do controle hierárquico para os casos 2 e 3

Parâmetro avaliado	Comparações dos controles		
	Caso 2	Caso 3	Desvio
Desvio de tensão acumulado (pu)	4.544,8	4.950,5	+8,2%
Energia acumulada de perdas (kWh)	396,81	396,93	0
Energia total gerada (MWh)	30,31	30,31	0

V. CONCLUSÕES

Com o intuito de atender as necessidades de redes modernas de distribuição, um sistema de controle Volt/Var hierárquico foi apresentado neste trabalho. Para a execução deste controle, uma metodologia que integra três softwares, simulando uma operação de um sistema de distribuição em tempo quase real, foi desenvolvida. O problema de FPO foi formulado considerando-se o sistema trifásico, ou seja, representando-se os desequilíbrios topológicos típicos de tais sistemas.

A eficácia da metodologia proposta foi avaliada utilizando-se o sistema teste IEEE 123 barras. As simulações realizadas mostraram uma redução significativa dos desvios de tensão (~45%) e das perdas (~20%) do sistema com a utilização do controle hierárquico proposto, em comparação ao controle local. Em contrapartida, no primeiro caso analisado com o controle hierárquico, um alto número de chaveamentos foi observado em alguns equipamentos. Este problema foi amenizado alterando-se o ajuste da largura de banda destes equipamentos. Tal alteração não resultou em prejuízo à tensão do sistema e as perdas praticamente não variaram. O maior destaque dos resultados foi na redução do desvio de tensão, que mesmo com a alteração da largura de banda apresentou melhora de cerca de 40% com relação ao controle local. Além disso, as perdas elétricas também diminuíram com o controle proposto, representando uma redução de quase 100 kWh em um dia.

REFERÊNCIAS

- [1] M. Madrigal e R. Uluski, *Practical Guidance for Defining a Smart Grid Modernization Strategy*, World Bank Group, [Online]. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1596/978-1-4648-0410-6>
- [2] National Electrical Manufacturers Association, "Volt/Var optimization improves grid efficiency," [Online]. Disponível em: <https://www.nema.org/Policy/Energy/Smartgrid/Documents/VoltVAR-Optimization-Improves%20Grid-Efficiency.pdf>.
- [3] S. Borlase, *Smart Grids- Infrastructure, Technology and Solutions*, CRC Press, 2013.
- [4] S. W. Alnaser, e L. F. Ochoa, "Advanced network management systems: a risk-based AC OPF approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.30, pp. 409–418, Jan. 2015.
- [5] S. Paudyal, C. A. Cañizares e K. Bhattacharya, "Optimal operation of distribution feeders in smart grids," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, Oct. 2011.
- [6] L. A. Kojovic, C. A. Colopy e D. Arden, "Volt/Var control for smart grid solutions," *21st Int. Conf. on Electricity Distribution*, June 2011.
- [7] X. Han, A. M. Kosek, O. Gehrke, H. W. Bindner, e D. Kullmann, "Activate distributed energy resources 'services: hierarchical voltage controller as an application," *T&D Conf. and Expo.*, 2014.
- [8] I. Roytelman e V. Ganesan, "Coordinated local and centralized control distribution management systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 15, Apr. 2000.
- [9] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press, 2003.
- [10] D. A. Q. Rodezno, "Controle de tensão e reativos em redes de distribuição de energia elétrica," Tese de Mestrado, UNESP, Ilha Solteira, 2014.
- [11] A. Bagueri, R. Noroozian, A. Jalilvand e S. Jalilzadeh, "Voltage and reactive power control in distribution systems in the presence of distributed generation," *Int. Rev. on Modelling and Simulations*, 2012.
- [12] A. G. Madureira e J. A. P. Lopes, "Voltage and reactive power control in MV networks integrating microgrids," *Int. Conf. on Renewable Energies and Power Quality*, 2007.
- [13] S. Genc e M. Baggu, "Look ahead Volt/VAR control: A comparison of integrated and coordinated methods," *T&D Conf. and Exp.*, 2014 IEEE PES, pp. 1-5, Apr. 2014.
- [14] A. Keane, C. Dent, L. F. Ochoa e G. P. Harrison, "Optimal voltage control settings for wind power," *20th Int. Conf. on Electricity Distribution*, 2009.
- [15] A. C. Pinto, "Controle integrado de tensão e potência reativa através de aprendizado de máquina, Tese de Mestrado, Unicamp, Campinas, 2015.
- [16] Y. Liu, P. Zhang e X. Qiu, "Optimal volt/var control in distribution systems," *Elect. Power and Energy Systems*, 2002.
- [17] V. Y. Lyubchenko e D. A. Pavlyuchenko, "Reactive power and voltage control by genetic algorithm and artificial neural network," *Int. J. on Tech. and Physical Prob. of Eng.*, Dec. 2009.
- [18] J. M. Abdallah e A. R. Al-Zyound, "Voltage and reactive power control simulations using neural networks," *Int. J. of Simulation Syst., Sci. and Technol.*, vol. 10.
- [19] V. Borozan, M. E. Baran e D. Novosel, "Integrated volt/var control in distribution systems," *Power Eng. Soc. Winter Meeting*, 2001.
- [20] D. Ferreira, et al., "Estudo de caso dos impactos na qualidade de energia causados pelo chaveamento de bancos de capacitores na subestação da CPFL," Campina Grande, 2015.
- [21] J. Bisschop and M. Roelofs, *AIMMS – The User's Guide*, Paragon Decision Technology, 2006.
- [22] C. J. Dent, L. F. Ochoa, e G. P. Harrison, "Network distributed generation capacity analysis using OPF with voltage step constraints," *IEEE Trans. on Power Systems*, Feb. 2010.
- [23] R. Dugan e T. E. McDermott, "An open source platform for collaborating on smart grid research," in *Proc. IEEE/PES General Meeting*, 2011.
- [24] The MathWorks, Inc., MA, USA. *MATLAB – Language Ref. Manual, version.5* (1997).
- [25] F. Franco, M. J. Rider, R. Romero. "A mixed-integer linear programming model for the electric vehicle charging coordination problem in unbalanced electrical distribution systems". *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, Sep. 2015.
- [26] G. W. Chang, S. Y. Chu, H. L. Wang. "A Simplified Forward and Backward Sweep Approach for Distribution System Load Flow Analysis," 2006.
- [27] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2001.
- [28] *IEEE PES Distribution Test Feeders*, [Online]. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.htm>.