

Controlo de tensão e reactiva com inteligência computacional: controlo difuso e enxames evolucionários

Vladimiro Miranda, *Fellow IEEE*

Resumo – O artigo descreve primeiro um novo modelo de controlador de tensão de uma rede com geração dispersa, com base em cascatas articuladas e competitivas de controladores de Mamdani, implementando uma estratégia minimax. As tensões podem ser assim todas encaixadas em bandas admissíveis e assegura-se em simultâneo que não se verificam violações de limites térmicos de linhas. Este controlador tem uma performance compatível com o seu uso on line e ordens de grandeza mais rápido do que anteriores modelos baseados em meta-heurísticas. O problema do investimento em novos equipamentos de controlo de tensão e injeção de reactiva é por sua vez modelizado considerando múltiplos cenários de operação e contingência. A optimização é conseguida com um algoritmo EPSO de enxames evolucionários. Finalmente, as vantagens de uma hibridação EPSO/Controlo Difuso para o problema de planeamento são discutidas. O artigo apresenta ainda resultados parciais de exemplos de simulação ilustrativos.

Palavras chave – Controlo de tensão, controlo de reactiva, controlo difuso, computação evolucionária, enxame de partículas

I. INTRODUÇÃO

O problema geral do controlo de tensão e de potência reactiva já foi objecto de inúmeras abordagens e modelizações (por exemplo [1]-[9]) e por isso importa compreender se as soluções propostas e o estado da arte respondem satisfatoriamente aos desafios resultantes dos novos paradigmas emergentes de organização dos sistemas de potência.

As alterações estruturais mais importantes com impacto na filosofia de planeamento e de operação dos sistemas são a emergência da geração distribuída e a introdução de mecanismos de mercado e de regulação. Em tempos recentes, a geração distribuída assumiu, em particular na Europa, uma importância notável, se não inesperada – e esta produção foi conectada em especial na distribuição. Isto deve-se não só à progressiva penetração da geração eólica como uma das componentes do parque produtor (e não apenas remetida para a categoria de energia alternativa) mas também à disseminação da cogeração, seja industrial seja em edifícios.

Para se aquilatar da importância assumida pela geração eólica, note-se que sendo a ponta de consumo de Portugal na ordem de grandeza dos 9 GW, a capacidade de geração instalada prevista em eólica para o final de 2010 aproximar-

se-á do valor de 6 GW. Em Espanha, para uma ponta actual de cerca de 45 GW a capacidade eólica na mesma data deve aproximar-se dos 20 GW.

A tradição estipulava que o controlo de energia reactiva se localizasse sobretudo no nível da transmissão, onde se localizavam importantes equipamentos controláveis, desde transformadores com regulação em carga até a FACTS. A nível de sub-transmissão apareciam como controláveis transformadores de regulação em carga e bancos de condensadores. A distribuição era considerada como estruturalmente radial, de rede passiva e fluxos unidireccionais. Muito do controlo de tensão assentava em transformadores com regulação em carga na conexão com o nível superior de tensão, e eventualmente em bancos de condensadores e regulação em vazio de transformadores de distribuição. Neste cenário, os centros de controlo da distribuição resumem-se as mais das vezes a sistemas de SCADA, ou seja, de aquisição de dados.

A implantação de um sistema de mercado e de regulação, a par com políticas de promoção de energias limpas (como ocorreu na União Europeia) desacoplou na operação os problemas da potência activa e reactiva, principalmente em presença de geração distribuída de propriedade privada e independente, cuja injeção na rede passou a ser obrigatória e não despachável. Esta dispersão da injeção de potência converteu a distribuição num sistema activo com fluxos bidireccionais e veio complicar fortemente o controlo de tensão e de energia reactiva, principalmente atendendo a que as distribuidoras não possuíam capacidade de intervir na geração distribuída. Em consequência, foi em vários países produzida legislação muito restritiva e penalizadora da viabilidade económica da geração distribuída, com imposição de limites administrativos ao factor de potência na geração distribuída sob o argumento de evitar que essas fontes se transformassem em factores de perturbação do normal funcionamento da rede (o que poderia ocorrer com maior impacto com a primeira família de sucesso da geração eólica, os geradores de indução). Porém, a presença de geração distribuída nas redes de distribuição abre a possibilidade de ser negociada a passagem do controlo da injeção de reactiva dos produtores independentes para a concessionária da rede. Efectivamente, estudos em Portugal mostraram que, em certos cenários, se poderiam conseguir economias na faixa de 10-20% se o controlo de tensão passasse negociadamente de mãos particulares para o operador de rede.

A necessidade de controlo de tensão e de reactiva ganhou,

Vladimiro Miranda é pesquisador no INESC Porto, Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto, e Professor Catedrático na FEUP, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal (email: vmiranda@inescporto.pt).

pois, escala na dimensão do problema e alastrou para o nível da distribuição. E as ferramentas disponíveis nos EMS da geração/transmissão não estavam conceptualmente preparadas para modelizar o novo problema na escala pretendida, sendo por exemplo raro encontrar modelos que explicitamente levassem em consideração cenários de contingência e em simultâneo mantivessem as tensões controladas e minimizassem as perdas de energia. O problema do controlo de tensão converteu-se, em muitos casos, num verdadeiro problema fluxo de potência reactiva óptimo com restrições de segurança.

Neste artigo apresentamos novas ideias para tratar o problema a nível de centros de controlo de distribuição ou no contexto de DMS (Distribution Management Systems) embora deva sublinhar-se que os conceitos explanados são aplicáveis sem grande necessidade de adaptação aos EMS (Energy Management Systems) controlando uma rede de transmissão. Os novos modelos assentam na contribuição de técnicas de Inteligência Computacional para a construção de modelos exequíveis e eficientes que possam responder tanto às questões da operação como do planeamento.

Para isso, será descrito em primeiro lugar um modelo de controlo de tensão para a operação com base em controladores difusos do tipo Mamdani, cuja grande vantagem é a velocidade de processamento para situações de controlo de múltiplas variáveis. Em segundo lugar abordar-se-á o problema do planeamento da injeção de reactiva com consideração de incerteza e múltiplos cenários, com base num modelo EPSO de enxames evolucionários de partículas. Finalmente, a hibridação dos dois modelos será discutida.

II. CONTROLO DE TENSÃO NA OPERAÇÃO COM CONTROLADORES DE LÓGICA DIFUSA

O objectivo primário do controlo de tensão numa rede de distribuição ou transmissão, seja de estrutura radial ou não mas dotada de geração distribuída, é manter as tensões nos vários barramentos dentro de uma faixa ou banda admissível. A presença da geração faz com que, nas redes de distribuição, já não importe apenas a tensão mínima mas também a tensão máxima.

Um controlador de tensão para um SCADA/DMS visa permitir uma decisão centralizada da regulação de tensão produzindo efeitos de optimização sistémica que acções apenas locais sem coordenação não conseguem. Fica viabilizado desde que exista uma rede de comunicação que assegure a monitorização das tensões e o envio de sinais de controlo. Os equipamentos considerados susceptíveis de serem controlados são:

- Geração clássica: excitação dos alternadores
- Geração distribuída: excitação de alternadores síncronos; fixação de tensão ou factor de potência nos geradores acoplados à rede por electrónica de potência, como seja geradores síncronos de velocidade variável ou geradores de indução DFIG (dual fed induction generators).
- Transformadores de regulação em carga: razão de

transformação

- Bancos de condensadores: unidades introduzidas em paralelo
- FACTS: factor de potência ou tensão

Observe-se como uma definição matemática rigorosa conduz a um problema de tratamento difícil pois coexistem variáveis reais (excitação de geradores, fixação de tensão em FACTS) com variáveis discretas (na definição dos escalões dos bancos de condensadores ou dos transformadores com regulação).

O pensamento tradicional associava a flutuação de tensão à carga mas na presença de geração dispersa as flutuações de injeção de potência assumem igual importância. Uma estratégia de controlo de tensão pode, assim, enfrentar dois tipos de cenários:

- Caso viável: em que é possível remeter todas as tensões para o interior da banda admissível
- Caso inviável: em que a tentativa de correcção de violações origina o aparecimento de novas violações noutros barramentos, a ponto de não existir uma solução possível. Isto ocorre normalmente (mas não exclusivamente) nos casos de sobrecarga da rede e com grande injeção de potência com origem, por exemplo, em parques eólicos.

Para resolver situações do primeiro caso várias funções objectivo podem ser definidas com resultados bastante semelhantes: A – minimização da soma dos desvios das tensões em ordem à banda admissível; B – minimização da soma dos quadrados dos desvios das tensões em ordem à banda admissível; C – Minimização do máximo desvio de tensão em ordem à banda admissível. Note-se que uma função do tipo “minimização das perdas de energia na rede” não assegura o correcto controlo das tensões e pode mesmo ser incompatível, ao contrário de uma crença comum, porque para esta função as diferenças de ângulo das tensões também importam e pode ocorrer que a manutenção dos módulos de tensão em valores muito próximos exija ângulos muito elevados com consequentes elevados valores de corrente nas linhas e perdas elevadas [10].

A experiência demonstra que a resolução de situações encaixando-se no caso viável não é, em regra, excessivamente difícil, sendo resolúvel pela aplicação de meta-heurísticas [11]. Já o mesmo não se pode dizer de casos inviáveis, para os quais é preciso definir o que fazer, se as tensões não podem ser todas corrigidas. Nesta situação, a nossa opção é clara: deve-se adoptar um critério não compensatório do tipo minimax, equivalente à definição de uma métrica de Chebishev no espaço de decisão: ou seja, um critério do tipo C: melhoramento em cada momento do pior valor. Qualquer outro critério permite que possa aparecer uma tensão excessivamente inaceitável, desde que as outras sejam tão aceitáveis que compensem matematicamente o efeito pernicioso da primeira.

Note-se que, como estamos num problema de operação, não entram, na definição do problema, parcelas de investimento nem de localização da aparelhagem.

A implementação de uma optimização sob métrica de Chebishev pode ser conseguida definindo o problema numa perspectiva de controlo. Isso foi conseguido com êxito com recurso a controladores (ou sistemas de inferência difusa) de Mamdani, conforme descrito em [12]. Faremos seguidamente uma descrição abreviada do modelo.

A. Conceito do controlador difuso de tensão (CDT)

A Figura 1 ilustra o conceito operacional do CDT: via SCADA, são adquiridos valores de tensão em todos os nós e correntes em todos os ramos da rede; se detecta violações, o controlador ensaia uma correcção no status dos equipamentos controláveis e verifica o resultado num modelo da rede que corre um fluxo de potência (Newton Raphson); este processo é iterativo até que uma solução satisfatória é atingida, caso em que o controlador assume os novos status dos equipamentos e emite acções de controlo para a rede (ou informa o operador das acções de remédio que propõe).

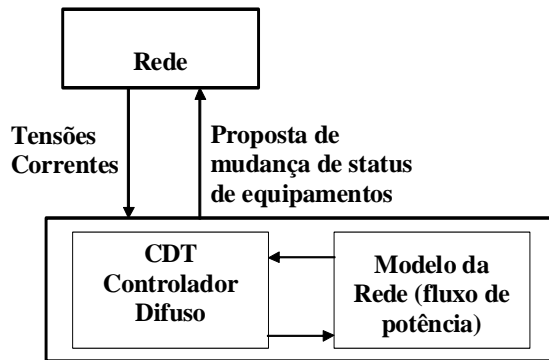


Fig. 1. Ilustração geral do esquema do CDT.

O CDT é constituído internamente por um conjunto de Sistemas de Inferência Difusa do tipo Mamdani agindo em paralelo, formando um Bloco de Controlo (BC) para cada equipamento controlável (transformadores, condensadores, geradores, FACTS, etc).

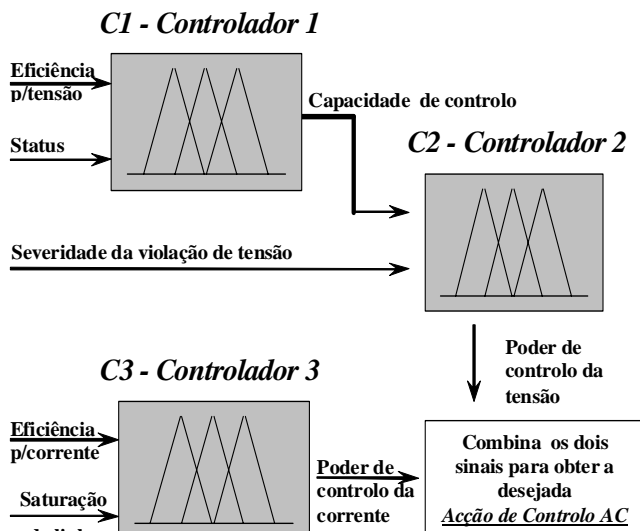


Fig. 2. Interação dos controladores de Mamdani formando um Bloco de Controlo para um equipamento controlável.

A acção de cada BC toma como entradas as seguintes variáveis:

- **Eficiência** para controlo de tensão (ou corrente): é um valor em $[-1, 1]$ correspondendo à sensibilidade da tensão de um barramento (ou da corrente de uma linha) em ordem a uma modificação incremental do status do aparelho sob controlo; esta sensibilidade pode ser calculada off-line de forma incremental para vários cenários e constitui uma matriz associando cada BC a todos os nós da rede.
- **Status** do equipamento: definida uma gama de regulação $[\Pi_j^{\min}, \Pi_j^{\max}]$ para um controlador Π_j com posição nominal Π_j^{nom} , o status é um valor mapeando $[\Pi_j^{\min}, \Pi_j^{\text{nom}}]$ em $[-1,0]$ e $[\Pi_j^{\text{nom}}, \Pi_j^{\max}]$ em $[0,1]$.
- **Saturação** da linha: com a corrente numa linha F_i devendo estar entre limites $F_i^{\min} \leq F_i \leq F_i^{\max}$, define-se a saturação como um valor linear em $[-1,1]$ dentro do intervalo seguro e com módulo 1 fora dos limites.
- **Severidade** da violação de tensão: define-se uma banda “morta” $V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max}$ para a tensão V_k em todos os nós onde o valor da severidade é 0. Uma outra banda $[a,b]$ englobando a primeira define os limites da violação tolerável. A severidade da violação é definida em $[-1,1]$ e é proporcional a $\Delta V = V_k - V_k^{\min}$ ou $\Delta V = V_k - V_k^{\max}$, conforme os casos.

A acção do CDT desenvolve-se em iterações sucessivas, sendo eficiente uma estratégia de minimax, ou seja, melhorar em cada iteração a maior violação detectada. Isto pode resultar em duas fases: 1. Uma solução é encontrada em que todas as tensões estão na banda morta. 2. Tal solução não é encontrada e então o CDT redefine sucessivamente esta banda por um alargamento incremental, buscando apertar as tensões todas na nova banda dilatada. Este procedimento tem por objectivo descobrir a solução com menor violação inevitável. É possível também dar instrução ao CDT para apertar a banda morta tanto quanto possível, buscando um perfil de tensão o mais regular possível – embora nem sempre isto seja desejável, porque pode implicar acréscimo de perdas de energia e elevação de correntes em algumas linhas. Por isso, o aperto da banda de tensão pode ser acompanhado de monitoração das perdas (disponíveis dado que se efectua um cálculo de fluxo de potência) sendo interrompido se estas demonstrarem acréscimo.

Quando violações de corrente são detectadas durante as operação do CDT, C3 é activado (Fig. 2) e os processos de controlo de tensão C1/C2 e corrente C3 competem para produzir um comando final (Acção de Controlo AC). Se as acções propostas são contraditórias, o controlador de corrente assume o comando; se são concordantes, o comando final AC corresponde à maior das acções propostas por C2 ou C3.

O comando AC é um sinal em $[-1,1]$ e é mapeado na gama

de regulação de cada equipamento. Esse mapeamento é directo caso a gama seja definida como um intervalo real; caso seja um intervalo de valores discretos (caso de tomadas de transformadores ou bancos de condensadores), procede-se a um arredondamento estocástico para um dos valores mais próximos com uma probabilidade inversamente proporcional à distância para esses valores.

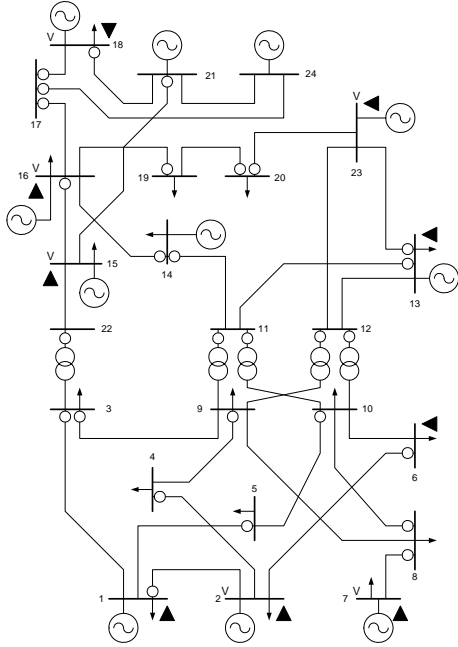


Fig. 3. Rede IEEE RTS (Reliability Test System) de 24 barramentos.

B. Desempenho

Em [12] encontra-se uma descrição volumosa de testes comparativos de desempenho do CDT na rede IEEE RTS 24 barras (Fig. 3), com controlo simultâneo em 16 equipamentos (geradores, transformadores e bancos de condensadores), e numa rede real de 60 kV de Portugal com geração dispersa (mini-hídrica, eólica e co-geração industrial), com controlo simultâneo de 43 equipamentos.

Os resultados da comparação do desempenho com uma meta-heurística de tipo “simulated annealing” (SA) disponível num sistema de DMS comercial em uso por diversas concessionárias de distribuição no mundo não deixa margem para dúvidas. Nos problemas mais fáceis (rede pouco carregada e geradores incluídos nos equipamentos controláveis) a rapidez de actuação do CDT é notável, requerendo na maior parte dos casos apenas umas poucas (menos de uma dezena) chamadas à rotina de fluxo de potência. Nos casos mais difíceis (rede carregada, linhas com limites apertados, apenas recurso a transformadores de regulação em carga) o CDT conseguiu uma solução numa velocidade (medida em chamadas à rotina de fluxo de potência) entre uma e duas ordens de grandeza menor que o modelo usando SA. Isto inclui os casos inviáveis onde foi preciso tolerar a dilatação da banda admissível. E em nenhum caso o SA descobriu melhor solução que o CDT.

III. PLANEAMENTO DE CONTROLO DE REACTIVA COM EPSO – ENXAMES EVOLUCIONÁRIOS

A. O modelo

O modelo anterior é um modelo adequado à operação mas num problema de planeamento há que ter em conta, para além do investimento na função objectivo, dois factores essenciais de incerteza: a variabilidade nos níveis de carga, cada um com a sua probabilidade de ocorrência, e a consideração de múltiplos cenários, decorrentes de alterações estruturais por via de contingências com dada probabilidade ou de evolução da rede em alternativas com dada probabilidade por reconfiguração ou adição de novos elementos.

Estes factores de incerteza ampliam notavelmente a complexidade do problema e a dimensão do espaço de busca de soluções. Não se conhece nenhuma solução efectiva ou prática por via de programação matemática clássica que forneça uma solução para o problema pelo que a adopção e meta-heurísticas está justificada.

O problema pode ser definido genericamente como de optimização estocástica multiobjectivo com função objectivo na forma

$$\text{Minimize OBJ} = \sum_{s=1..N_s} Pr_s \cdot (CC + \alpha EC + \beta VL)_s, \text{ com}$$

s – índice de cenários

Pr_s – probabilidade do cenário s

CC – investimento em função dos equipamentos propostos em cada localização dada inicialmente como admissível

EC – valorização das perdas de energia

VL – penalização por violação de limites de tensão

α, β – factores de escala/pesos atribuídos aos critérios

O modelo toma em conta a possibilidade de se instalarem bancos de condensadores fixos em paralelo com comutáveis definindo como fixa a parte comum aos vários níveis de carga para cada cenário estrutural, e entra em conta com os diferentes custos destas opções. A penalização de violações de tensão corresponde à introdução de restrições elásticas permitindo definir grau de preferência das soluções quanto à variabilidade do perfil de tensão admitida. As restrições aplicáveis são as comuns: as equações de fluxo de potência e os limites dos equipamentos.

Conseguiu-se uma solução para este problema adoptando uma meta-heurística EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization [13][14] que em português designamos por Enxames Evolucionários (EE). Em poucas palavras, o EPSO é um algoritmo do tipo evolucionário que usa como operador para a geração de novos indivíduos uma recombinação de 4 antecessores formulada a partir da equação do movimento de partículas do método (não evolucionário) PSO [15].

Um indivíduo (ou cromossoma, ou partícula) tem a seguinte composição genérica:

$$X = [Q_{c,1}^1 \dots Q_{c,N_c}^1, T_1^1 \dots T_{N_T}^1, V_1^1 \dots V_{N_{VR}}^1 \dots \\ Q_{c,1}^{N_L} \dots Q_{c,N_c}^{N_L}, T_1^{N_L} \dots T_{N_T}^{N_L}, V_1^{N_L} \dots V_{N_{VR}}^{N_L}]$$

As primeiras N_c variáveis correspondem à injeção de potência reactiva num dado nó (onde estarão condensadores

ou FACTS), numa gama de Q_{ci}^{\min} a Q_{ci}^{\max} ; as N_T variáveis seguintes representam a escolha da tomadas em transformadores com regulação, na gama de T_i^{\min} a T_i^{\max} ; as N_V variáveis respeitam à escolha de tensões onde esse controlo é possível (em nós com geração controlável, por exemplo). Estas variáveis repetem-se para cada um dos N_L níveis de carga definidos.

O algoritmo procede à avaliação da função de adaptação (função objectivo) da seguinte forma, para cada indivíduo:

- o Primeiro, os novos equipamentos propostos (deduzidos das injeções de reactiva sugeridas) são colocados na estrutura da rede
- o Depois, são acertadas as tomadas de transformadores e os valores das tensões especificadas
- o Uma corrida de um fluxo de potência (Newton Raphson) calcula, para cada cenário, as tensões e perdas de energia
- o Compara-se o dimensionamento dos equipamentos em cada cenário de carga e se houver diferenças divide-se a capacidade instalada entre fixa (a parte comum) e comutável.
- o O investimento é calculado.
- o O cômputo probabilístico da função objectivo é determinado.

B. Alguns resultados de testes

Em [16] encontram-se resultados de testes do modelo para os sistemas teste IEEE 30 e IEEE RTS 24 barramentos. Este último sistema foi tomado como base de vários cenários construídos definindo 8 barras candidatas para receber bancos de condensadores: 4 no nível de 138 kV e 4 no nível de 230 kV. Por outro lado, em todos os nós com geração (um total de 11) se definiu uma gama de regulação da tensão entre 0,97 e 1,1 p.u. A banda admissível de tensão em todos os nós foi fixada em 9%, sendo penalizada a solução que apresentasse algum nó com valor excedendo esse limite. Finalmente, foram fixados custos unitários (por unidade de 3 MVar) para condensadores fixos e para bancos comutáveis. Todos os testes foram realizados adoptando-se uma população de 30 indivíduos com produção de 2 clones por geração sendo o processo parado ao fim de 2000 gerações, implicando portanto 120.000 chamadas à rotina de Newton-Raphson.

Num dos testes criaram-se dois cenários de carga com o mesmo valor, com vista a testar se o algoritmo determinava a colocação apenas de condensadores fixos – e assim aconteceu, propondo o algoritmo a adição à rede de uma capacidade fixa de 441 MVar. Esta preocupação deriva do resultado experimental obtido para problemas com múltiplos níveis de carga [17], devido à dificuldade em termos gerais das meta-heurísticas produzirem a mesma solução exactamente, em corridas sucessivas.

Noutro teste criaram-se dois cenários, ambos com carga igual, sendo um de estrutura base e outro um cenário de contingência com a saída de serviço da linha 16 do IEEE RTS, com dada probabilidade, onde se verificava a existência de acentuadas sobretensões. O algoritmo produziu uma solução

consistente sugerindo a adição de 441 MVar de capacidade de condensadores fixos (idêntica à do teste anterior) com mais 62 MVar de capacidade comutável permitindo enfrentar o cenário de contingência – obtendo-se importantes reduções de perdas em ambos os cenários.

Testes como estes acima descritos permitiram ganhar confiança na qualidade das soluções propostas pelo algoritmo. Um outro ensaio, executado com a rede IEEE 30 barramentos, permitiu obter resultados interessantes ilustrando o trade-off que, em certas redes, se pode evidenciar entre os objectivos de minimizar os desvios de tensão e minimizar as perdas de energia (contrariando uma crença de que um sistema com tensões desequilibradas teria “naturalmente” maiores perdas). Para isso, foram efectuadas sucessivas corridas em que se especificaram diferentes valores para a banda de tensão admissível, permitindo que se instalassem condensadores em qualquer dos nós PQ do sistema. A Fig. 4 ilustra a fronteira de Pareto descoberta entre aquelas dois objectivos, sabendo que cada caso corresponde a um dado investimento (também se poderiam apresentar o trade-off entre investimento e perdas ou entre investimento e redução da banda de tensão admissível.

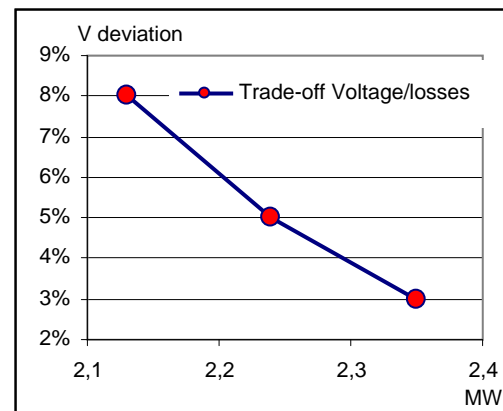


Fig. 4. Para um ensaio com a rede IEEE 30 barramentos, descobre-se que não há solução óptima quando se confronta a minimização das perdas com a minimização dos desvios de tensão em ordem à nominal.

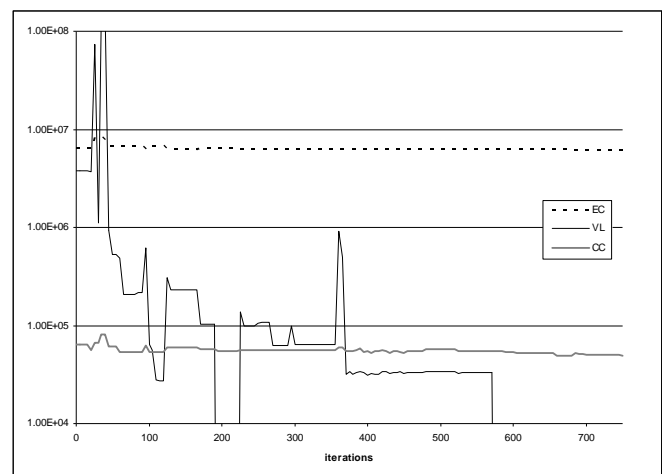


Fig. 5. Evolução dos valores das 3 componentes da função objectiva para o caso da rede IEEE 30 em que foram penalizados desvios de tensão acima de 3% da nominal.

Na Fig. 5 pode apreciar-se, para o caso em que foram penalizados desvios de tensão acima de 3% da nominal, que as primeiras 580 iterações (34.800 chamadas ao Newton-Raphson) foram gastas no acerto das tensões.

IV. USO DO EPSO EM PLANEAMENTO DA OPERAÇÃO

O EPSO é um modelo geral e poderia ser usado para resolver o problema da operação, bastando “desligar” a parcela do investimento na função objectivo ou colocar-lhe um valor proibitivo. Na verdade, esse uso vem limitado pela exigência de um grande número de chamadas à rotina de Newton-Raphson exigindo tempo de processamento pouco compatível com tempo real. Porém, essa limitação de tempo já não ocorre quando se trata de um problema de planeamento da operação (em que o investimento está excluído).

Um problema dessa natureza pode apresentar-se nos sistemas com elevada penetração de geração dispersa, ao nível da distribuição. Em muitos países foi imposta à produção privada e independente, pela legislação, a fixação do factor de potência nos locais de geração, daí resultando a colocação de bancos de condensadores na saída de parques eólicos ou junto de pequenas centrais hídricas, ou a fixação da excitação dos geradores nos casos em que a natureza e regulação destes o permitia.

Várias preocupações presidiram a esta perspectiva regulamentadora, de entre as quais se avoluma o desejo de evitar que cada gerador independente fosse causa de perturbação na rede. Porém, a legislação apenas podia fixar condições individualmente e não atendeu aos efeitos sistémicos. Essa injeção de reactiva ficou da responsabilidade dos produtores independentes que se limitavam a cumprir o legislado para evitar sanções.

Mas isto resultou num abundante investimento em mecanismos de controlo de reactiva nas redes de distribuição com elevada penetração de geração dispersa. A estes mecanismos acrescentou-se a possibilidade de controlo oferecida pelos mais modernos geradores eólicos, seja síncronos de velocidade variável seja assíncronos do tipo duplamente alimentado (DFIG – dual fed induction generator), cuja conexão com a rede se faz por electrónica de potência.

Abre-se, assim, uma nova possibilidade: a de uma concessionária da rede negociar com os produtores privados a passagem do controlo da injeção de reactiva, considerando esta como um serviço auxiliar de sistema sujeito a regras de regulação de mercado na distribuição. A vantagem eventualmente oferecida por um serviço desses pode ser aferida pela estimativa dos benefícios em perdas de energia e controlo de tensão que a exploradora da rede obterá, por comparação com a situação anterior.

Um exercício deste tipo foi efectuado para uma dada região da União Europeia [18] em que o sistema de distribuição se compõe de uma rede malhada a 60 kV e redes exploradas de forma radial a 30kV ou a 15 kV, para a qual foram definidos dois cenários de estudo – ponta e vazio.

Na rede de 60 kV tem-se

Barra-mentos	Linhas	Gera-dores	Transfor-madores	Baterias de cond.	Cargas
50	37	36	26	10	16

Em 32 destes barramentos dispõe-se de disponibilidade de controlo, por acção na excitação de geradores síncronos ou em sistemas com interface electrónico controlável (16 casos), em baterias e condensadores comutáveis (12 casos) ou em transformadores com regulação em carga. A composição da geração distribuída é:

Geradores	Tipo	n.º	MVA
hídricos	Síncrono	17	105,6
	Assíncrono	2	1,0
eólicos	Síncrono	5	34,6
	Assíncrono	8	46,6
Total		32	187,8

A potência instalada representa cerca de 85% do consumo máximo da rede (aproximadamente 220 MVA). Foram definidos diversos cenários de ponta e de vazio e feita uma comparação entre a situação original (sem controlo da reactiva) e o caso em que o controlo é possível. A optimização do controlo de reactiva foi efectuada com um EPSO com variáveis discretas e contínuas. Eis alguns resultados:

- Na rede de 60 kV conseguiu-se, no cenário de ponta, uma redução de perdas de 16%.
- Num exercício semelhante para as redes de 15 kV com 361 nós e 364 linhas, dispondo de 11 produtores independentes de co-geração industrial num total de 65 MVA, conseguiram-se economias de perdas adicionais na ordem dos 8%.
- Houve melhoria geral dos perfis de tensão e alívio de linhas sobrecarregadas e de sobretensões nos nós de produção.
- Os ganhos de eficiência são tanto mais patentes quanto mais distribuída estiver a geração na rede de distribuição, sendo menores no caso de situações onde a ligação se faz sobretudo directamente sobre barramentos das subestações.

Estes resultados conduziram às conclusões:

- Proposta de identificar os requisitos técnicos e respectivos custos de implementação de uma estrutura de comunicações entre os centros de operação e os autómatos de grupo das unidades de geração dispersa.
- Desenvolvimento de módulos de software a integrar nos DMS dos centros de operação para controlo em tempo real da tensão/reactiva.
- Proposta de alterações de carácter legislativo com vista a permitir a remuneração adicional do serviço de sistema de controlo de tensão e potência reactiva aos geradores que tenham capacidade para tal e cuja participação na gestão do sistema interesse tecnicamente à empresa concessionária das redes de distribuição.

V. HÍBRIDO EPSO/CDT

Estes dois modelos, para a operação constituindo um CDT e para o planeamento recorrendo a um EPSO, são profundamente distintos na sua concepção. O CDT é muito rápido mas não permite resolver o problema do investimento. O EPSO é um modelo geral e poderia ser usado para a operação (bastando “desligar” a parcela do investimento na função objectivo ou colocar-lhe um valor proibitivo) mas sofre do problema geral das meta-heurísticas: o número de chamadas à rotina de cálculo do fluxo de potência é incompatível com um uso em tempo real na operação.

Ora a experiência anterior com algoritmos genéticos, reportada em [ISAP Budapest 8] havia já demonstrado que a adição de um procedimento de reparação de cromossomas acelerava e conferia enorme robustez ao algoritmo. O procedimento ali adoptado recorria a sensibilidades perdas/tensão para corrigir as tensões, em cada situação de proposta de investimento, como que tentando resolver um problema de operação. Retomando de alguma forma essa ideia, o modelo de planeamento agora proposto é um híbrido EPSO/CDT em que o cromossoma/partícula/indivíduo tem agora uma representação simplificada, porque apenas necessita de variáveis representando as opções de investimento,

$$X = [Q_{c,1}^1 \dots Q_{c,N_c}^1, \dots, Q_{c,1}^{N_L} \dots Q_{c,N_c}^{N_L}]$$

sendo em cada caso a determinação do valor de regulação da injeção de reactiva determinado pela chamada a um CDT que actua na excitação dos geradores e nos transformadores com regulação. A função objectivo mantém as 3 parcelas indicadas anteriormente.

A redução acentuada da dimensão do espaço de busca melhora muito a eficiência da busca de soluções apesar do preço a pagar em cada iteração pelo aumento do número de chamadas à rotina de Newton Raphson (na acção do CDT). No momento da escrita deste artigo ainda não se dispõe de conclusões definitivas quanto à melhor estratégia de aplicação do CDT (é necessário limitar o número de iterações nos casos em que não há solução viável). Porém, os resultados são promissores e serão objecto de próxima publicação.

VI. CONCLUSÕES

O controlo em tempo real de tensão e injeção de reactiva assume novo interesse no contexto de redes com elevada penetração de geração dispersa, da mais diversa natureza, abrindo caminho para um mercado de serviços auxiliares de sistema na distribuição, o que carece na generalidade dos países ainda de regulamentação.

A inteligência computacional permite construir hoje complexas aplicações que propõem soluções optimizadas para o planeamento dos investimentos em equipamentos de rede como seja bancos de condensadores ou FACTS e ainda levar em conta a capacidade de regulação de transformadores com tomadas e de geradores síncronos com comando de excitação ou de geradores em geral acoplados ao sistema por electrónica de potência.

A meta-heurística EPSO demonstrou ter a eficiência e robustez adequadas para permitir o desenvolvimento de aplicações para planeamento do investimento e também para planeamento da operação em redes com injeção de reactiva controlável. Porém, para aplicações de operação em tempo real convém adoptar modelos muito mais ágeis e um desses modelos aparece também descrito neste artigo: um Controlador Difuso de Tensão (CDT) com desempenho ordens de grandeza mais rápido do que algumas meta-heurísticas. Note-se que o CDT foi testado em redes reais e problemas de grande dimensão, a qual é determinada pelo número de equipamentos em simultâneo a controlar e não pela dimensão da rede..

Finalmente, perspectiva-se o desenvolvimento de uma aplicação ainda mais robusta na forma de híbrido EPSO/CDT.

A inteligência computacional veio assim, viabilizar tecnicamente uma situação desejável de optimização da operação de um sistema ou rede com presença importante de geração independente, abrindo a porta a novas formas de negócio no sistema eléctrico e simultaneamente a uma optimização da operação que não é possível no cenário sem mercado de serviços auxiliares de sistema, o que é comum na distribuição.

VII. AGRADECIMENTO

Este trabalho foi parcialmente financiado pela Fundação de Ciência e Tecnologia (FCT), Portugal, projecto POSC/EEA-ESE/60980/2004.

VIII. REFERENCES

- [1] J.G. Vlachogiannis and K.Y. Lee, "Reactive power control based on particle swarm multi-objective optimization", *Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on*, Vol., Iss., 6-10 Nov. 2005
- [2] J.T. Ma and L.L. Lai, "Evolutionary programming approach to reactive power planning", *IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Vol.143, Iss.4, Jul 1996, Pages:365-370
- [3] K.Y. Lee and F.F. Yang, "Optimal reactive power planning using evolutionary algorithms: a comparative study for evolutionary programming, evolutionary strategy, genetic algorithm, and linear programming", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.13, Iss.1, Feb 1998, Pages:101-108
- [4] K. H. Abdul-Rahman and S. M. Shahidehpour, "A Fuzzy Based Optimal Reactive Power Control", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No.2, May 1992
- [5] B. Venkatesh, G. Sadasivam, M. Abdullah Khan, "Fuzzy Logic Based Successive LP Method for Reactive Power Optimization", *Electric Machines & Power Systems*, Vol. 27, No. 10, October 1999
- [6] Jorge Pereira, J. Tomé Saraiva, Maria Teresa Ponce de Leão, "Identification of operation strategies of distribution networks using a simulated annealing approach", *Proceedings of IEEE Budapest Power Tech'99*, paper BPT99-357-17, August 1999
- [7] C.W. Liu, C. S. Chang, and J. A. Jiang, "Genetic algorithms as a reactive power source dispatching aid for voltage security enhancement," *Proc. Nat. Sci. Council ROC(A)*, vol. 25, no. 1, pp. 53–62, 2001.
- [8] Marcio Junges, "Fuzzy Logic in voltage and reactive power control in power systems" (in Portuguese, "Lógica fuzzy em controle de tensão e potência reativa em sistemas de potência"), M.Sc. Thesis, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, no. 621.31J95[T - PucMinas Library, Belo Horizonte, Brazil, 2000
- [9] Petr Ekel, Luiz Terra, Marcio Junges, Vladimir Popov "Fuzzy technology in the design, planning and control of power systems and subsystems", *Proceedings of EUFIT'98 - European Congress on*

- Intelligent Techniques and Soft Computing*, vol.2., pp. 1126-1130, Aachen, Germany, 1998
- [10] Vladimiro Miranda, Nuno Fonseca, "Reactive Power Dispatch with EPSO - Evolutionary Particle Swarm Optimization", in *Proceedings of PMAPS2002 - International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Naples, Italy, Sep 2002.
- [11] Vladimiro Miranda, Nuno Fonseca, "EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization, a New Algorithm with Application in Power Systems", *Proceedings of IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific*, Yokohama, Japan, Oct 2002
- [12] Vladimiro Miranda, André Moreira, Jorge Pereira, "An Improved Fuzzy Inference System for Voltage/VAR Control", *IEEE Transactions on Power Systems*, Nov 2007
- [13] V. Miranda and N. Fonseca, "EPSO – Best-Of-Two-Worlds Meta-Heuristic Applied To Power System Problems ", *Proceedings of WCCI'2002 - CEC - World Congress on Computational Intelligence - Conference on Evolutionary Computing*, Proceedings of, May 2002.
- [14] V. Miranda, H. Keko and A. Jaramillo, "EPSO: Evolutionary Particle Swarms", Ch. 6 in "*Advances in Evolutionary Computing for System design*", L. Jain, V. Palade, D. Srinivasan Eds., Springer, series: Studies In Computational Intelligence, ISBN 978-3-540-72376-9, Volume 66, pp. 139-168, 2007.
- [15] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle Swarm Optimization", *Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN'95)*, Vol. IV, pp.1942-1948, Perth, Australia, 1995.
- [16] H. Keko, A. Jaramillo Duque and V. Miranda, "A Multiple Scenario Security Constrained Reactive Power Planning Tool Using EPSO", *Proceedings of ISAP 2007 – International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, Kao Shung, Taiwan, Nov 2007
- [17] V. Miranda, N.W. Oo, J.N. Fidalgo, "Experimenting in the Optimal Capacitor Placement and Control Problem with Hybrid Mathematical-Genetic Algorithms", *Proceedings of ISAP'2001 - Intelligent Systems Applications to Power Systems Conference*, vol.1, June 2001.
- [18] J. A. Peças Lopes, Ângelo Mendonça, José Sousa Pinto, Luís Seca, Nuno Fonseca, "Avaliação do Impacto da Produção em Regime Especial nas Redes de Distribuição de AT e MT", relatório interno INESC Porto, MAR 2003

IX. BIOGRAFIA



Vladimiro Miranda (M'90, SM'04, F'05) recebeu os graus de Licenciado, Doutorado e Agregação pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, em 1977, 1982 e 1991, em Engenharia Electrotécnica.

Em 1981 foi admitido na FEUP como docente e ocupa presentemente a posição de Professor Catedrático da Área de Energia do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.

Em 1985 foi também admitido como pesquisador no INESC tendo assumido até 1996 a coordenação do Grupo de Sistemas de Informação e Apoio à Decisão que incluía a área de Sistemas de Potência. Em 1996 e 1997 foi Presidente da Direcção do INESC Macau, na China e foi também Professor Catedrático da Universidade de Macau.

A partir de 1998 ficou associado ao INESC Porto, sendo um dos membros da sua Direcção desde 2000 até ao presente. Foi também consultor da Agência de Inovação (de Portugal) para a cooperação com a China.

Tem sido membro do Conselho de Administração de empresas spin-off incubadas pelo INESC e chamado internacionalmente a cooperar na avaliação de projectos e de institutos de pesquisa bem como na selecção de cientistas para prestigiadas universidades.

É autor ou co-autor de muitos artigos publicados nas mais importantes revistas internacionais e foi responsável por muitos projectos em temas relacionados com a aplicação de Inteligência Computacional em Sistemas de Potência.