

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICOS E DESEQUILIBRADOS

MARCEL C. CERBANTES, JOSÉ R. S. MANTOVANI

*Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica,
Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista – UNESP
Unesp Campus III – Caixa Postal 31
15385-000, Ilha Solteira, SP, Brasil
E-mails: marcel.chuma@gmail.com, mant@dee.feis.unesp.br*

Abstract— This paper presents a fast and useful algorithm for Optimal Power Flow (OPF) to support the operating decisions of unbalanced three-phase distribution systems considering real-time energy market. The objective is to minimize the network operating cost without violating its physical and operational constraints. The algorithm has developed in C/C++ using the Tabu Search (TS) metaheuristic as a solution technique. A 135 buses distribution system as a case study with 3 distributed generators is conducted. Results show the excellent performance of the proposed technique in terms of execution time and quality of solutions, which confirm its capability for practical application.

Keywords – Optimal Power Flow, Distribution Systems, Energy Market, Distributed Generation, Tabu Search.

Resumo— Neste trabalho propõe-se um algoritmo de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) rápido e eficiente para sistemas de distribuição trifásicos e desequilibrados, visando auxiliar a tomada de decisões da operação em mercados energéticos de tempo real. O objetivo do problema é minimizar o custo da energia comprada pela concessionária sem que haja violação de suas restrições físicas e operacionais. O algoritmo foi desenvolvido em linguagem computacional C/C++ usando a metaheurística Busca Tabu (BT) como técnica de solução. Os testes foram realizados em um sistema de distribuição de 135 barras com 3 geradores distribuídos (GD). Os resultados obtidos mostram o excelente desempenho da técnica proposta em termos de tempo computacional e qualidade das soluções, o que deixa evidente seu potencial para aplicação prática.

Palavras-chave— Fluxo de Potência Ótimo, Sistemas de Distribuição, Mercado de Energia, Geração Distribuída, Busca Tabu.

1 Introdução

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é uma ferramenta de análise que permite obter o melhor cenário operativo de um sistema elétrico, atendendo objetivos técnicos e econômicos. Sob a ótica da pesquisa operacional, trata-se de um problema de otimização combinatorial complexo de grande porte não linear e não convexo (Torres e Quintana 1998). Ele vem sendo utilizado durante várias décadas em todo o mundo como ferramenta para otimização da operação de sistemas de geração/transmissão de energia elétrica com análise de mercado. Normalmente, o despacho ótimo de potência ativa e/ou reativa é realizado pelo operador do sistema com antecedência de um dia, devido ao elevado tempo computacional exigido pelos *solvers* de otimização clássica utilizados na solução do problema (CCEE, 2013).

Os sistemas elétricos de potência convencionais podem ser divididos em: geração, transmissão e distribuição. A energia é produzida em grandes usinas geradoras centralizadas que, geralmente, estão distantes dos consumidores. Esta energia é transportada da geração para a distribuição através do sistema de transmissão e, por conseguinte, o custo deste transporte é agregado ao seu valor final para a distribuição (Glover et al. 2012; Lezama 2011).

O surgimento recente de fontes alternativas de geração de energia elétrica deu origem à chamada geração distribuída, na qual unidades geradoras descentralizadas de pequeno e médio porte podem ser ligadas diretamente aos sistemas de distribuição. Isto proporciona flexibilidade no mercado energético das

empresas distribuidoras, caso a estrutura de mercado forneça a opção de compra de energia do mercado atacadista e da geração distribuída. Com a geração distribuída, as concessionárias também podem comprar energia diretamente de uma fonte geradora e, com isso, tentar reduzir o custo da energia total comprada para operação da rede elétrica (Lezama, 2011). Além disso, a geração distribuída pode ajudar no controle da tensão e fator de potência e, também, na redução das perdas elétricas da rede (Glover et al. 2012).

A geração distribuída permite que as concessionárias também possam otimizar a operação das redes de distribuição com a adaptação e consequente uso do FPO já utilizado para a geração/transmissão. É válido destacar que além das diferenças nas características elétricas, a dinâmica e as incertezas operacionais das redes de distribuição são muito maiores do que na geração/transmissão. No entanto, a dinâmica operacional da geração/transmissão, particularmente do mercado atacadista, é de fundamental importância para a tomada de decisões na distribuição. Isto exige que a técnica de solução seja capaz de resolver o problema de FPO de forma rápida o suficiente para que seja possível otimizar a operação da rede num mercado *spot* em tempo real.

Neste trabalho propõe-se o desenvolvimento de um algoritmo FPO rápido e eficiente para sistemas de distribuição trifásicos e desequilibrados, que permita auxiliar a tomada de decisões em mercados de energia elétrica de tempo real. O problema é abordado de forma trifásica e usando modelos exponenciais de cargas visando à obtenção de resultados mais precisos e condizentes com a realidade. Além disso,

a representação trifásica elimina os problemas de representação unifilar (sequência positiva) de trechos monofásicos e bifásicos da rede. A metaheurística Busca Tabu (BT) é a técnica de solução adotada para solução do FPO por se tratar de um algoritmo de busca local inteligente capaz de reduzir significativamente o tempo computacional para solução do problema se comparada com técnicas de otimização clássica que podem demorar horas para obter esta solução. Um algoritmo de cálculo de fluxo de potência trifásico *backward/forward* para redes fracamente malhadas e com geradores distribuídos (GD) foi utilizado para análise das soluções candidatas visitadas durante o processo de busca da BT. O estudo foi realizado em uma rede de distribuição primária de 135 barras e com 3 GD (LaPSEE, 2013).

2 Formulação do Problema de FPO com Análise de Mercado Energético

Neste trabalho o objetivo do problema de FPO é minimizar o custo da energia que será comprada pela concessionária num intervalo de tempo e cenário de operação seguinte ao atual, num mercado *spot* em tempo real, sem que haja violação das restrições físicas e operacionais da rede.

Na Figura 1 ilustra-se a estrutura de mercado utilizada para formulação do modelo de FPO.

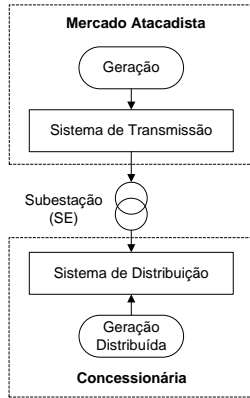


Figura 1. Estrutura de mercado utilizada.

Esta estrutura de mercado baseia-se na hipótese de que a geração distribuída está disposta a comercializar energia diretamente com a concessionária e que a concessionária pode comprar livremente energia do mercado atacadista e da geração distribuída. Considera-se ainda que o preço da energia varie ao longo do tempo, caracterizando um mercado de preços *spot* ou preços marginais locais (Lezama, 2011).

Nos mercados *spot* convencionais os limites dos preços do MWh são definidos para cada intervalo de hora de forma *ex-ante*, geralmente um dia, ao uso/compra efetivo da energia. Estes mercados são caracterizados pelo alto grau de risco, uma vez que as incertezas entre o pré-despacho e a operação em tempo real tornam os preços muito voláteis, e podem causar prejuízos aos compradores (Krause 1995; CCEE 2013).

Nos mercados *spot* em tempo real os preços do MWh são atualizados em intervalos de poucos minutos, de acordo com os custos atuais, para definição dos preços do intervalo de hora seguinte. O pré-despacho horário *ex-ante* de um dia (previsão de demanda e preços) é usado apenas como referência para o mercado em tempo real. Este tipo de mercado diminui os riscos para os compradores, uma vez que as incertezas operacionais são minimizadas e reduzem a volatilidade dos preços (IESO, 2013).

Para formulação do problema de FPO adota-se:

- 1) Um mercado *spot* em tempo real (atacadista) com atualizações em intervalos de 5 minutos;
- 2) Os preços da energia do mercado atacadista (R\$/MWh médio) e da geração distribuída (R\$/MWh fixo) para o intervalo de hora seguinte são definidos no minuto 55 do intervalo atual;
- 3) A compra de energia da geração distribuída para o intervalo de hora seguinte é definida nos últimos 5 minutos do intervalo atual, após a solução do FPO.

Desta forma, a solução do problema de FPO deve ser obtida em tempo suficientemente pequeno, dado o intervalo das negociações, para que seja possível auxiliar as tomadas de decisões de mercado. O problema de FPO é formulado, com base nos interesses financeiros das concessionárias e para cada intervalo de tempo (hora) seguinte ao atual $t=t'+I$, como:

$$\text{Min } FO = C_{SEt} (P_{SEt}^{abc} t_0) + \sum_{j=1}^{NGD} C_{GDij} (P_{GDij}^{abc} t_0) \quad (1)$$

sujeito a:

$$(P_{SEt}^{abc} + P_{GDt}^{abc}) - P_{Dt}^{abc} - P_{t}^{abc} (V, \theta, tap) = 0, \forall l \in NB \quad (2)$$

$$(Q_{SEt}^{abc} + Q_{GDt}^{abc}) - Q_{Dt}^{abc} - Q_{t}^{abc} (V, \theta, tap) + Q_{St}^{abc} = 0, \forall l \in NB \quad (3)$$

$$P_{GDj}^{abc \min} \leq P_{GDij}^{abc} \leq P_{GDj}^{abc \max} \leq P_{GDj}^{abc \max}, \forall j \in NGD \quad (4)$$

$$Q_{GDj}^{abc \min} \leq Q_{GDij}^{abc} \leq Q_{GDj}^{abc \max}, \forall j \in NGD \quad (5)$$

$$V_l^{abc \min} \leq V_l^{abc} \leq V_l^{abc \max}, \forall l \in NB \quad (6)$$

$$\cos(\theta_l^{abc}) \geq \cos(\theta_l^{abc \lim}), \forall l \in NB \quad (7)$$

$$tap_m^{\min} \leq tap_m \leq tap_m^{\max}, \forall m \in NRT \quad (8)$$

$$Q_{St}^{abc \min} \leq Q_{St}^{abc} \leq Q_{St}^{abc \max}, \forall l \in NB \quad (9)$$

$$|I_{ik}^{abc}| \leq I_k^{abc \max}, \forall k \in NR \quad (10)$$

Em que: $t_0 = 1$, h; t' é o intervalo de tempo (hora) atual, h; abc representa as fases a , b e c da rede; C_{GDij} é o custo médio da energia ativa do GD j no intervalo t , R\$/MWh; C_{SEt} é o custo médio da energia ativa do mercado atacadista no intervalo t , R\$/MWh; I_{ik}^{abc} é a corrente média que circula por cada fase do ramo k no intervalo t , A; $I_k^{abc \max}$ é a corrente máxima suportada pelos condutores do ramo k , A; NB é o conjunto das barras da rede; NGD é o conjunto dos GD ligados à rede; NR é o conjunto dos ramos da rede; NRT é o conjunto dos reguladores de tensão da rede; $P_{t}^{abc} (V, \theta, tap)$ é o fluxo mé-

dio de potência ativa na barra l no intervalo t , MW; P_{Dil}^{abc} é a potência ativa média demandada pelas cargas da barra l no intervalo t , MW; P_{GDij}^{abc} é a potência ativa média comprada do GD j no intervalo t , MW; $P_{GDij}^{abc\ cap}$ é a capacidade média de geração de potência ativa do GD j no intervalo t , MW; $P_{GDj}^{abc\ max}$ é o limite máximo de geração de potência ativa do GD j , MW; $P_{GDj}^{abc\ min}$ é o limite mínimo de geração de potência ativa do GD j , MW; P_{SEt}^{abc} é a potência ativa média comprada do mercado atacadista no intervalo t , MW; $Q_{ik}^{abc}(V, \theta, tap)$ é o fluxo médio de potência reativa na barra l no intervalo t , MVAR; Q_{Dil}^{abc} é a potência reativa média demandada pelas cargas da barra l no intervalo t , MVAR; Q_{GDij}^{abc} é a potência reativa média fornecida pelo GD j no intervalo t , MVAR; $Q_{GDj}^{abc\ max}$ é o limite máximo de geração de potência reativa do GD j , MVAR; $Q_{GDj}^{abc\ min}$ é o limite mínimo de geração de potência reativa do GD j , MVAR; Q_{Sli}^{abc} é a potência reativa do banco de capacitores/reactores shunt (BS) injetada na barra l no intervalo t , MVAR; $Q_{Sli}^{abc\ max}$ é a potência reativa máxima do BS da barra l , MVAR; $Q_{Sli}^{abc\ min}$ é a potência reativa mínima do BS da barra l , MVAR; Q_{SEt}^{abc} é a potência reativa média fornecida pelo mercado atacadista no intervalo t , MVAR; tap_m é a posição de tap do regulador de tensão (RT) m no intervalo t ; tap_m^{max} é a posição máxima de tap do RT m ; tap_m^{min} é a posição mínima de tap do RT m ; V_l^{abc} é a tensão eficaz média de fase na barra l no intervalo t , V; $V_l^{abc\ max}$ é a tensão eficaz de fase máxima permitida na barra l , V; $V_l^{abc\ min}$ é a tensão eficaz de fase mínima permitida na barra l , V; θ_l^{abc} é o ângulo médio entre tensão e corrente na barra l no intervalo t , Graus; $\theta_l^{abc\ lim}$ é o ângulo limite entre tensão e corrente na barra l , Graus.

As restrições operacionais representam o balanço de potência ativa (2) e reativa (3), assim como os limites adequados das magnitudes de tensão (6) e de fator de potência (7) nas barras da rede. Por sua vez, as restrições físicas representam os limites operacionais dos equipamentos da rede: reguladores de tensão (8), bancos de capacitores/reactores (9) e capacidade de corrente dos condutores dos ramos (10); e da geração distribuída: limites de geração de potência ativa (4) e reativa (5).

3 Técnica de Solução

A otimização da operação de sistemas de distribuição reais e de grande porte exige uma solução rápida e eficiente do problema de FPO (1)-(10), da-

das as considerações de mercado adotadas. Desta forma, propõe-se a utilização da metaheurística Busca Tabu (BT) para solução deste problema, por se tratar de um algoritmo de busca local inteligente de grande significativa rapidez e eficiência. A BT é, basicamente, um procedimento metaheurístico utilizado para gerenciar um algoritmo heurístico de busca local através de estratégias para sair de ótimos locais (Gendreau, 2003).

Na Figura 2 apresenta-se a estrutura geral do algoritmo desenvolvido para solução do problema de FPO com análise de mercado em tempo real.

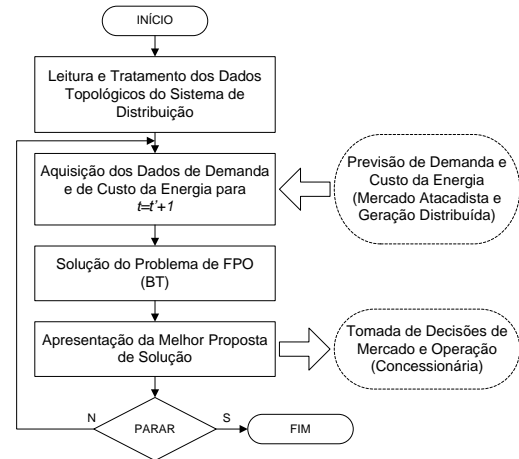


Figura 2. Algoritmo proposto.

Os passos do algoritmo de BT para solução do problema de FPO para cada intervalo de tempo t são apresentados no seguinte pseudocódigo:

Inicialização

Escolha (construa) uma solução inicial S_0 (Figura 3);

Calcule o estado da rede e $fa(S_0)$ para S_0 ;

Faça $S := S_0$, $fa^* := fa(S_0)$, $S^* := S_0$, $LT := \emptyset$.

Busca

Enquanto o critério de convergência não é satisfeito faça

- Construa a vizinhança $N(S)$ de S ;

- Calcule o estado da rede e $fa(S')$ para $\forall S' \in N(S) - LT$;

- Selecione a melhor S no $argmin[fa(S')]$, $\forall S' \in \tilde{N}(S)$;

- Se $fa(S) < fa^*$, então faça $fa^* := fa(S)$ e $S^* := S$;

- Mova a solução corrente para a LT (apague as soluções antigas se necessário);

Fim.

Sendo: S é a solução corrente; S^* é a melhor solução conhecida (incumbente); fa^* é o valor da função de adaptação de S^* ; $\tilde{N}(S)$ é o subconjunto admissível de $N(S)$ (não proibido ou permitido por aspiração); LT é a lista tabu ou lista de soluções proibidas, onde são armazenadas as soluções e os valores de suas funções de adaptação.

Nas subseções seguintes estão descritos os principais aspectos da solução do FPO por BT.

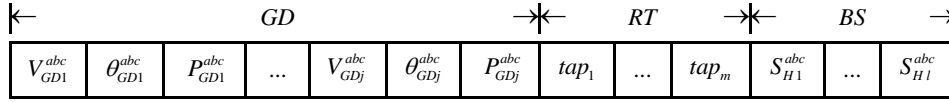


Figura 3. Variáveis de controle do problema de FPO.

3.1. Construção da Solução Inicial

O conjunto de variáveis de controle do problema de FPO consideradas na codificação do algoritmo BT, para cada período de tempo t , é composto pelas discretas/discretizadas apresentadas na Figura 3.

A potência ativa comprada dos GD e a tensão e o ângulo do fator de potência na barra em que os mesmos estão ligados, que são uns dos interesses da busca, são discretizadas para utilização no processo de busca da BT. A discretização destas variáveis é realizada de acordo com as equações a seguir:

$$P_{GDij}^{abc} = P_{GDj}^{abc \min} + n \left(\frac{P_{GDj}^{abc \max} - P_{GDj}^{abc \min}}{N} \right), \forall j \in NGD \quad (11)$$

$$V_{GDij}^{abc} = V_{GDj}^{abc \min} + n \left(\frac{V_{GDj}^{abc \max} - V_{GDj}^{abc \min}}{N} \right), \forall j \in NGD \quad (12)$$

$$\theta_{GDij}^{abc} = n \left(\frac{\pm |\theta_{GDj}^{abc \lim}|}{N} \right), \forall j \in NGD \quad (13)$$

Em que: $n = \{0, 1, 2, \dots, N\}$, sendo N o número de intervalos discretos das variáveis P_{GDij}^{abc} , V_{GDij}^{abc} e θ_{GDij}^{abc} .

A solução inicial ou semente inicial é construída com todas as variáveis discretas em $n = 0$.

3.2. Cálculo do Estado da Rede

O estado do sistema de distribuição de energia elétrica é calculado para cada proposta de solução gerada e/ou visitada durante todo o processo de busca do algoritmo de BT. O cálculo do estado elétrico de um sistema elétrico, para um dado instante/cenário de operação, consiste na determinação dos valores fasoriais de tensão e corrente em todas as barras e ramos, respectivamente. Isto é realizado usando algoritmos de cálculo de fluxo de potência.

O algoritmo de cálculo de fluxo de potência utilizado neste trabalho foi proposto por Cheng e Shirmohammadi (1995) e, permite a determinação do estado de sistemas de distribuição trifásicos desequilibrados, fracamente malhados e com GD.

3.3. Cálculo da Função Adaptação

A função de adaptação fa (14) é composta pela FO (1) adicionada dos fatores de penalização das restrições de desigualdade violadas (6), (7) e (10).

$$fa = FO + \sum_{r=1}^{NRV} \mu_r |P_r| \quad (14)$$

Sendo que: μ_r é o parâmetro de penalização da violação da restrição de desigualdade r ; $|P_r|$ especifica o quanto a restrição de desigualdade r está violada (% do valor de referência ou nominal); NRV é conjunto formado pelas restrições de desigualdade violadas.

3.4. Geração da Vizinhaça

A vizinhaça $N(S)$ é definida e gerada para as variáveis discretas/discretizadas da solução corrente (semente) S . São feitas todas as combinações possíveis entre os vizinhos das variáveis discretas/discretizadas do problema. A Figura 4 ilustra um exemplo simplificado de como é feita a geração da vizinhaça para uma solução semente. Neste exemplo, o vetor solução é composto por duas variáveis quaisquer A e B . Os vizinhos de A e B são definidos de acordo com os seus intervalos discretos de variação ΔA e ΔB , respectivamente. Definidos os vizinhos, gera-se a vizinhaça com quatro novas propostas de soluções.

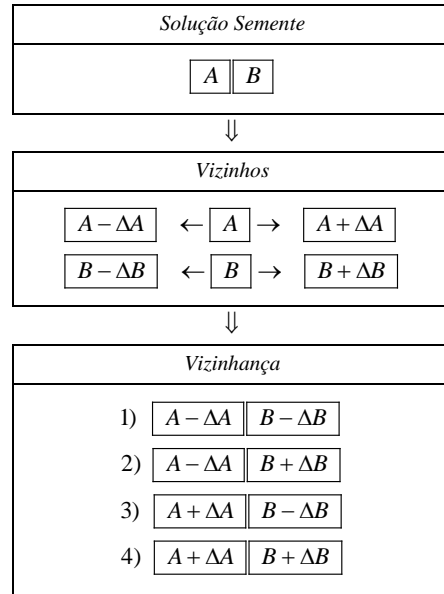


Figura 4. Geração da vizinhaça de S .

3.5. Escolha da Melhor Solução Vizinha

A partir da configuração corrente, passa-se à solução vizinha com menor valor de fa . As soluções proibidas da LT são escolhidas somente se o valor de sua fa for menor que o valor da incumbente, ou seja, se o critério de aspiração for satisfeito.

3.6. Atualização da Lista Tabu

No final de cada iteração armazena-se S e o valor de sua fa na LT , iniciando-se o contador de proibição CP . Faz-se $CP(S') = CP(S') - 1, \forall S' \in LT$. Se $CP(S') = 0, \forall S' \in LT$, então S' é excluída da LT .

3.7. Critério de Convergência

A convergência é dada pelo total de iterações, IT_{max} , em que a solução incumbente fica inalterada.

4 Resultados

O algoritmo proposto para solução do problema de FPO para auxiliar nas decisões de mercado em tempo real foi desenvolvido em linguagem computacional C/C++ usando o *software* Visual Studio® 2008. Todas as simulações são realizadas em um computador Intel® Core™ i7 2,80GHz 4GB RAM. Utiliza-se um sistema teste de distribuição primário (13,8kV) trifásico e desequilibrado de 135 barras, 135 ramos (LaPSEE, 2013) e com 3 geradores distribuídos. As cargas do sistema são modeladas como potência constante. O controle de tensão (com relação à tensão nominal) e do fator de potência (com relação ao fator de potência unitário) dos GD são realizados no fluxo de potência convencional, uma vez que os mesmos ainda não são utilizados na BT.

Na Tabela 1 estão apresentados os dados utilizados nas simulações para os GD e para o sistema teste. Definem-se $IT_{max} = 10$, $\mu_1 = 20$ (6), $\mu_2 = 10$ (7) e $\mu_3 = 200$ (10).

Tabela 1. Dados de simulação.

Dados dos GD			
	GD1	GD2	GD3
Barra de Ligação	88	119	122
Controle de Frequência e Tensão	SIM	NÃO	SIM
Controle do Fator de Potência (7)	NÃO	1,00	NÃO
Potência Ativa Máxima (MW)	1,00	1,00	1,00
Potência Ativa Mínima (MW)	0,10	0,10	0,10
Potência Reativa Máxima (MVar)	0,50	0,20	0,60
Potência Reativa Mínima (MVar)	-0,20	-0,10	-0,30
Dados da Rede			
Tensão de Fase Máxima (pu)	1,05		
Tensão de Fase Mínima (pu)	0,93		
Fator de Potência Mínimo Indutivo e Capacitivo	0,92		

As simulações são realizadas para um período de operação de 24 horas (um dia) considerando os vários cenários de carregamento do sistema: leve (50% da carga nominal), normal (75% da carga nominal) e pesado (100% da carga nominal).

Na Figura 5 ilustram-se as curvas dos preços horários da energia do mercado atacadista (R\$/MWh médio) e dos GD (R\$/MWh fixo) para os vários cenários de operação do sistema.

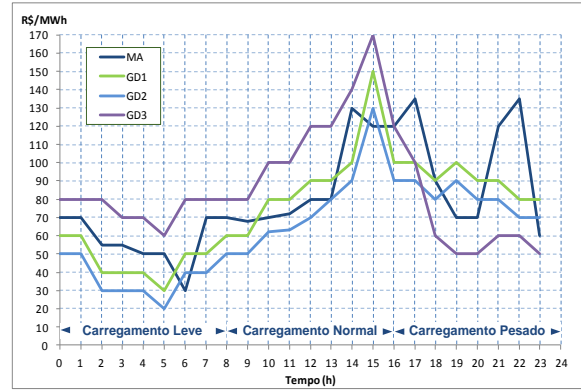


Figura 5. Curvas de preços horários do mercado atacadista (MA) e dos GD.

Os resultados obtidos na otimização da operação da rede (FPO) com geração distribuída num mercado em tempo real são ilustrados nas Figuras 6, 7 e 8.

Na Figura 6 ilustram-se as decisões de compra de energia para cada intervalo de hora do dia.

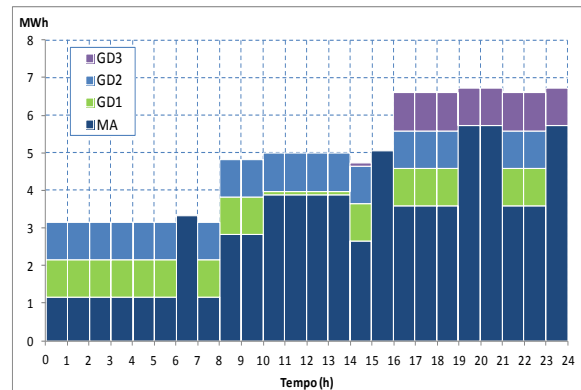


Figura 6. Compra horária de energia do MA e dos GD.

Na Figura 7 ilustram-se os custos operacionais horários da rede sem (compra exclusiva do MA) e com a utilização do FPO para fins de comparação.

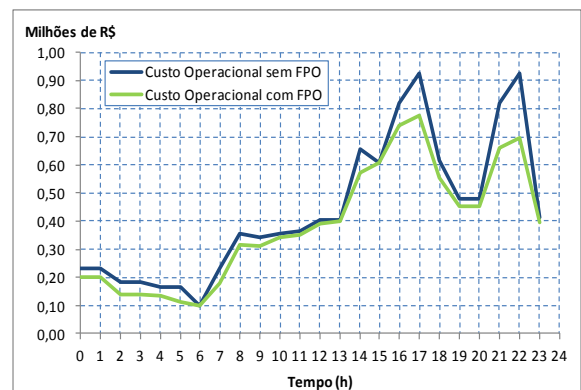


Figura 7. Custo operacional horário da rede.

Na Figura 8 ilustram-se as perdas ativas da rede em cada intervalo de hora e cenário de carregamento sem (compra exclusiva do MA) e com a utilização do FPO.

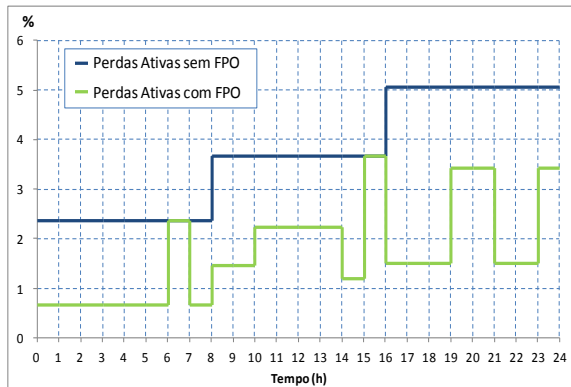


Figura 8. Perdas ativas da rede em cada intervalo de hora.

São observadas violações dos limites de tensão (6) em 127 barras da rede no cenário de carregamento pesado sem a solução do FPO, ou seja, com a compra de energia somente do mercado atacadista.

Os resultados apresentados nas Figuras 6, 7 e 8 mostram que a operação otimizada dos GD pode reduzir o custo operacional e as perdas ativas. Além disso, com a solução do FPO todas as violações das restrições operacionais são eliminadas. No caso simulado o custo operacional total diário é reduzido de 11,93% e as perdas ativas totais são reduzidas de 52,34%. As 24 simulações exigem um tempo de CPU de 68,95 segundos (2,87 segundos para cada simulação).

Conclusões

Os resultados obtidos mostraram que a técnica de solução (BT) proposta para solução do problema de FPO em sistemas de distribuição é capaz de encontrar soluções de boa qualidade, uma vez que a operação do sistema é otimizada, e com elevada rapidez. Isto mostra que a técnica utilizada possui grande potencial para análise do problema em sistemas de grande porte e com mercados de energia em tempo real. É importante destacar que o ajuste correto do critério de convergência da BT ajuda a reduzir significativamente o tempo de simulação exigido.

Trabalhos futuros devem considerar a análise de bancos de capacitores/reatores, reguladores de tensão e das variáveis discretizadas não abordadas (tensão e ângulo do fator de potência das barras com GD) na solução do FPO para melhor avaliar os resultados e a rapidez da técnica de solução proposta.

Agradecimentos: À FEPISA (Proc. nº 031/2012) pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2013) [WWW] CCEE. Disponível em: <http://www.ccee.org.br> [Acessado 10/04/13].
- Cheng, C. S. e Shirmohammadi, D. (1995), A Three-phase Power Flow Method for Real-time

- Distribution System Analysis. IEEE Trans. on Pow. Sys., v. 10, n. 2, pp. 671-679.
- Gendreau, M. (2003). An Introduction to Tabu Search. In Handbook of Metaheuristics. Kluwer, Boston, pp. 37-54.
- Glover, J. D., Sarma, M. S. e Overbye, T. J. (2012). Power system – Analysis and Design. Cengage Learning, Stamford.
- IESO – Independent Electricity System Operator (2013) [WWW] IESO. Disponível em: <http://www.ieso.ca> [Acessado 12/04/13].
- Krause, G. G. (1995). Mercado Spot e Energia Elétrica: Uma Commodity como Outra Qualquer?. Rev. Brasileira de Energia, v. 4, n. 1.
- LaPSEE (2013) *Sistema Prático 135 Barras Trifásico* [WWW] LaPSEE. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/> [Acessado 20/03/13].
- Lezama, J. M. L. (2011). Avaliação de Localização e Preço de Contrato de Geração Distribuída em um Ambiente Competitivo. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira.
- Meneses, C. A. P. (2012). Desenvolvimento de Técnicas e Modelos Matemáticos para Solução do Problema de Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geradores Distribuídos. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira.
- Torres, G. L. e Quintana, V. H. (1998). An Interior-Point Method for Non-linear Optimal Power Flow Using Voltage Rectangular Coordinates. IEEE Trans. on Pow. Sys, v. 13, n. 4, pp. 1211-1218.