

A INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA TENSÃO E DA APLICAÇÃO DO CONTROLE ÓTIMO DO DESPACHO ECONÔMICO DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDAS

HERBERTH F. G. GOMES, PATRÍCIA R. S. JOTA

*Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET-MG – Campus II
Avenida Amazonas, 7675 – Nova Gameleira - Belo Horizonte – MG, 30510-000
E-mails: herberthfabricio@yahoo.com.br, prsjota@dppg.cefetmg.br*

Abstract— Distributed generation is more present reality every day in electric power systems due also to the increased reliability and network robustness. The inclusion of thermal sources defined by objective cost functions in quadratic form make up the classic study of the economic dispatch of energy. Such sources are the main forms of emergency power during times of energy crisis due to extreme weather events such as prolonged drought periods with increasingly larger and more frequent. This article aims to verify the impact of voltage variation application in the electrical system of feeder power and optimal control of energy economic dispatch in the presence of distributed heat sources.

Keywords— Newton-Raphson, Economic Dispatch, Distributed Generation, Energy Conservation, static load model.

Resumo— A geração distribuída constitui realidade cada dia mais presente nos sistemas elétricos de potência em virtude também do aumento da confiabilidade e robustez da rede. A inclusão de fontes térmicas definidas por funções objetivo custo na forma quadrática compõem o estudo clássico do despacho econômico de energia. Tais fontes representam as principais formas de energia emergencial durante momentos de crises energéticas em virtude de eventos climáticos extremos como secas prolongadas com períodos cada vez maiores e mais frequentes. Este artigo pretende verificar o impacto da aplicação da variação da tensão no alimentador do sistema elétrico de potência e do controle ótimo do despacho econômico de energia na presença de fontes térmicas distribuídas.

Palavras-chave— Despacho Econômico, Geração Distribuída, Fontes térmicas, Energia Emergencial, Crises Energéticas.

1 Introdução

O uso do despacho econômico (DE) nos sistemas elétricos inteligentes, “smart grids”, (SD) poderia ser exemplificado com a criação de incentivos em regiões específicas onde a alocação ótima das unidades de geração distribuída (GD) é vislumbrada, permitindo que o setor induza sua instalação otimizada. Pode-se ainda criar a possibilidade de, diante do cenário de inserção crescente de unidades de GD, verificar a situação ótima de todo o sistema, considerando um cenário com GD’s em todas as barras e inclusive considerando o redimensionamento das gerações preexistentes. Numa perspectiva mais real, pode-se ainda, considerando que as gerações distribuídas nas barras apresentam valores fixos em determinados momentos, redimensionar as gerações preexistentes nestas condições obtendo sempre um fluxo ótimo de potência e obtendo todos os benefícios em consequência.

Este trabalho pressupõe que caso existam gerações distribuídas em determinadas barras, podendo ser em todas as barras do sistema, qual seria um ótimo dimensionamento da geração considerando o controle de tensão para cada um dos casos de geração com o objetivo de redução do custo, primeiramente, e consequentemente obter a redução das perdas e demanda considerando a situação inicial do sistema e as restrições impostas no problema de otimização como o balanço de potência da barra principal geradora da subestação (‘slack’ ou Vteta ou barra 1).

O objetivo deste trabalho é analisar o impacto das variações de tensão, do controle ótimo do despacho de geração e do tipo de carga computados pelo mo-

delo de carga estático adotado (ZIP) no dimensionamento das unidades geradoras preexistentes e sobre as perdas e custo de geração do sistema elétrico de potência (SEP).

Para a obtenção do fluxo de potência e otimização do despacho de energia elétrica das unidades distribuídas preferiu-se utilizar do método determinístico de Newton-Raphson (NR) que constitui ferramenta de otimização classificada como direções de busca e que se atendido os requisitos básicos torna-se um eficiente método de solução com grande potencial técnico e didático.

Os tópicos seguintes do artigo tratarão de: II base teórica, III metodologia. IV estudo de caso, resultados e análises e V conclusões.

2 Base Teórica

Neste item serão apresentados tópicos base para o desenvolvimento do trabalho.

2.1 Despacho ótimo

O despacho econômico é um assunto clássico com estudos iniciais anteriores a década de 1920 (X.Xia, 2010). Vem atualizando-se com a modernização dos sistemas elétricos de Potência inteligentes (Smart Grids) e, portanto, constituindo-se chave para o planejamento e operação de sistemas elétricos de potência (POSEP). O objetivo é executar um ótimo projeto de dimensionamento para os geradores distribuídos disponíveis, suprindo de forma eficiente todas as cargas do sistema de potência com o menor custo possível ao se atender todas as restrições impostas

pelo projeto (J. Hetzer, 2008) ou ainda, de forma mais sintética, visa obter o menor custo operacional necessário para satisfazer os limites operacionais de restrição do balanço de potência, dos geradores e redes do sistema elétrico de potência (Azza, 2013).

2.2 Modelo de carga

Segundo (EPRI, 2000), existem três aproximações para realizar a modelagem de carga: Modelos baseados em medições, modelos baseados em perturbações e, por último, modelos baseados em componentes de carga. São vários os modelos (S. G. Casper, 1995) e a maioria dos estudos utilizam o método de componentes por, dentre outras vantagens, não necessitar de medições no campo. Utiliza-se neste artigo o modelo ZIP na forma polinomial para representar a dependência da carga demandada com a variação da tensão no horizonte temporal sob análise, conforme expressões (1), (2) e (3). A carga, dessa forma, será composta por três tipos de valores constantes, a potência, P , a corrente, I , e a impedância, Z , numa proporção que pode ser selecionada pelos coeficientes. Assim tem-se:

$$P_{m(\text{load})} = P_0 \left[P_p + I_p \left(\frac{v_i}{v_o} \right) + Z_p (t) \left(\frac{v_i}{v_o} \right)^2 \right] \quad (1)$$

$$Q_{m(\text{load})} = Q_0 \left[P_q + I_q \left(\frac{v_i}{v_o} \right) + Z_q (t) \left(\frac{v_i}{v_o} \right)^2 \right] \quad (2)$$

$$P_p + I_p + Z_p = P_q + I_q + Z_q = 1 \quad (3)$$

Onde: P_m e Q_m representam a potência ativa e reativa respectivamente injetadas no barramento m no tempo t sob análise. P_0 e Q_0 representam as potências ativas e reativas respectivamente na tensão nominal, P_p , I_p e Z_p são os coeficientes ZIP para potência ativa e os de índice q para potência reativa.

3 Metodologia

Neste item serão apresentados a formulação do problema de otimização proposto além das estratégias e algoritmo de solução.

3.1 Formulação do problema

O objetivo principal do problema é determinar de forma eficiente o nível de potência de saída das unidades de geração distribuídas para atenderem a demanda de carga prevista com o mínimo custo de produção de energia (D. P. Kothari, 2006). Para

tanto, devem ser atendidas as restrições impostas no problema no período sob análise, considerando fontes de geração térmicas. O problema principal, representado pela função objetivo que deve ser minimizada, portanto, pode ser escrito como:

$$F(P_{gi}) = \sum_{i=1}^G \sum_{n=0}^E \left(a_{c(n,i)} P_{gi}^n \right) \$/h \quad (4)$$

Onde, $F(P_{gi})$ é função objetivo custo a ser minimizada num determinado instante de tempo, i corresponde a um determinado gerador, G corresponde ao total de geradores existentes, n é a ordem da função custo sob análise, E é a ordem máxima da função quadrática do custo, $a_{c(n,i)}$ corresponde aos coeficientes de custo da unidade de geração i de ordem n , P_{gi}^n é a potência ativa gerada da unidade i na barra g no tempo t com ordem n e $$/h$ corresponde a unidade monetária fictícia/hora do custo horário da geração.

O problema de otimização está sujeito a restrições seguintes:

- Balanço de potência ativa: a soma total das unidades de geração distribuída deve ser igual a demanda total mais as perdas total do sistema:

$$\left(P_{L(t)} - \sum_{i=1}^G P_{g(t,i)} + \sum_{j=1}^B P_{d(t,j)} \right) = 0 \quad (5)$$

Onde: $P_{L(t)}$ corresponde as perdas de potência ativa

no tempo t , $\sum_{i=1}^G P_{g(t,i)}$ corresponde ao somatório das unidades de GD, de i a G , no tempo t ,

$\sum_{j=1}^B P_{d(t,j)}$ é a soma das demandas de todas as cargas, B no tempo t .

- Balanço de potência reativa: a soma total das unidades de geração distribuída deve ser igual a demanda total mais as perdas total do sistema:

$$\left(Q_{L(t)} - \sum_{i=1}^G Q_{g(t,i)} + \sum_{j=1}^B Q_{d(t,j)} \right) = 0 \quad (6)$$

Onde: $Q_{L(t)}$ corresponde as perdas de potência ativa

no tempo t , $\sum_{i=1}^G Q_{g(t,i)}$ corresponde ao somatório das unidades de GD, de i a G , no tempo t ,

$\sum_{j=1}^B Q_{d(t,j)}$ é a soma das demandas de todas as cargas B no tempo t .

• Restrições de Limites de Potência:

$$P_{g(t,i)}^{\min} \leq P_{g(t,i)} \leq P_{g(t,i)}^{\max} \quad (7)$$

$$Q_{g(t,i)}^{\min} \leq Q_{g(t,i)} \leq Q_{g(t,i)}^{\max} \quad (8)$$

Onde: $P_{g(t,i)}^{\min}$ e $Q_{g(t,i)}^{\min}$ correspondem a mínima potência que pode ser gerada e $P_{g(t,i)}^{\max}$ e $Q_{g(t,i)}^{\max}$ correspondem a máxima potência que pode ser gerada no instante t para um gerador específico i .

3.2 Estratégias de Solução

Assim como informado previamente, para a solução do despacho econômico bem como para a solução do fluxo de potência utilizou-se do método numérico de Newton-Raphson. Para tanto, inicialmente, o problema com as restrições anteriores é convertido em um problema sem restrições através do multiplicador de Lagrange para maximizar ou minimizar a função, assim a função será definida como de forma completa (potências ativa e reativa) conforme (D. P. Kothari., 2006) para um período qualquer, por:

$$L(P_{gi}, Q_{gi}, \lambda_p, \lambda_q) = F(P_{gi}) + \lambda_p \left(P_{L(t)} - \sum_{i=1}^G P_{g(t,i)} + \sum_{j=1}^B P_{d(t,j)} \right) + \lambda_q \left(Q_{L(t)} - \sum_{i=1}^G Q_{g(t,i)} + \sum_{j=1}^B Q_{d(t,j)} \right) \quad (9)$$

Onde: λ_p é o multiplicador de Lagrange para a potência ativa, λ_q é o multiplicador de Lagrange para a potência reativa, p , e $L(P_{gi}, Q_{gi}, \lambda_p, \lambda_q)$ é a nova função objetivo sem restrições de balanço de potência e em função das potências e multiplicadores de Lagrange além da função custo.

Considerando que a potência inserida numa determinada barra como P_g e Q_g corresponde a potência gerada, $P_{g(gd)}$ menos a demandada pela carga conectada a barra, $P_{g(load)}$ tem-se:

$$P_L = \sum_{g=1}^{NB} \sum_{m=1}^{NB} (P_{g(gd)} - P_{g(load)}) B_{gm} (P_{m(gd)} - P_{m(load)}) \quad (10)$$

Após manipulações matemáticas e uso da forma de Kron obtêm-se as equações citadas anteriormente que serão úteis no algoritmo computacional de solução:

$$P_{L(t)} = B_{00} + \sum_{g=1}^{NG} (B_{g0} P_{g(gd)}) + \sum_{m=1}^{NG} \sum_{g=1}^{NG} \left(P_{g(gd)} B_{gm} P_{m(gd)} \right) = 0 \quad (11)$$

Conjunto similar de equações são aplicadas para potência reativa, Q .

Após inserir o modelo de carga ZIP conforme as equações (1), (2) e (3) tem-se que somente os valores relacionados as demandas das barras (NB) sofrerão variação conforme a tensão, portanto os valores relacionados aos somatórios com os geradores serão mantidos constantes. A condição necessária para que problema de otimização da equação da função objetivo (9), sujeita as equações de balanço, tenha um ponto de mínimo ou máximo no ponto P_{gi} é que a

derivada de primeira ordem da função L , com relação a cada um dos argumentos seja zero. A definição de máximo ou mínimo está relacionada ao sinal da derivada segunda sendo negativa ou positiva para cada um dos casos respectivamente considerando uma função bem-comportada. A solução destas equações não lineares, pode ser obtida pelo método de Newton-Raphson nas quais as alterações em $P_{gi}, Q_{gi}, \lambda_p, \lambda_q$ podem ser obtidas pela expansão das referidas equações sobre valores iniciais através da expansão de Taylor. Dessa forma as equações poderão ser reescritas matricialmente para o caso geral com g geradores:

$$\begin{bmatrix} \nabla P_{g \ g} & \nabla P_{g \ Q} & \nabla P_{g \ \lambda_p} & \nabla P_{g \ \lambda_q} \\ \nabla Q_{g \ g} & \nabla Q_{g \ Q} & \nabla Q_{g \ \lambda_p} & \nabla Q_{g \ \lambda_q} \\ \nabla \lambda_{p \ g} & \nabla \lambda_{p \ Q} & \nabla \lambda_{p \ p}^2 & \nabla \lambda_{p \ q} \\ \nabla \lambda_{q \ g} & \nabla \lambda_{q \ Q} & \nabla \lambda_{q \ p} & \nabla \lambda_{q \ q}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta Q_g \\ \Delta \lambda_p \\ \Delta \lambda_q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla P_g \\ \nabla Q_g \\ \nabla \lambda_p \\ \nabla \lambda_q \end{bmatrix} \quad (12)$$

Onde:

$[H]$ representa a primeira matriz, Hessiana;

$[\Delta X]$ representa a matriz com incrementos das variáveis de potências e multiplicadores de Lagrange a serem encontradas;

$[J]$ representa a terceira matriz, Jacobiana;

A solução de cada uma das equações completa-se com a solução de cada uma das derivadas de primeira e segunda ordens que compõem as matrizes Hessianas e Jacobianas conforme pode-se verificar pelas explicações e algoritmos do próximo tópico.

É interessante mencionar que as matrizes Hessiana, Jacobiana e Incremento terão suas dimensões alteradas não apenas com a quantidade de geradores, mas também com o tipo de geração. Quanto aos tipos, foram classificados como:

- 1) **PgoQgc**: Nesse tipo é otimizado apenas a potência ativa e considera-se a potência reativa com um valor constante relacionado a

potência ativa. Existe apenas a equação de restrição de potência ativa e seu correspondente valor do multiplicador de Lagrange.

- 2) **PgoQg0**: Nesse tipo é otimizado apenas a potência ativa e considera-se a potência reativa nula. Existe apenas a equação de restrição de potência ativa e seu correspondente valor do multiplicador de Lagrange.
- 3) **PgoQgo**: Nesse tipo é otimizado a potência ativa e a reativa é um método mais completo.

Neste artigo serão aplicados e analisados todos os métodos de otimização e controle de ativo e reativo na geração.

3.3 Algoritmo utilizado

No fluxograma 1 tem-se o algoritmo do despacho econômico das unidades de geração distribuídas alocadas em algumas das barras do sistema sob análise em seção posterior. A tensão na subestação com por consequência em todas as barras do sistema será variada em torno dos limites da faixa estipula pela ANEEL (PRODIST modulo8) verificando o impacto dessas alterações sob o sistema, perdas, custo de geração e sobre o próprio despacho ótimo de geração.

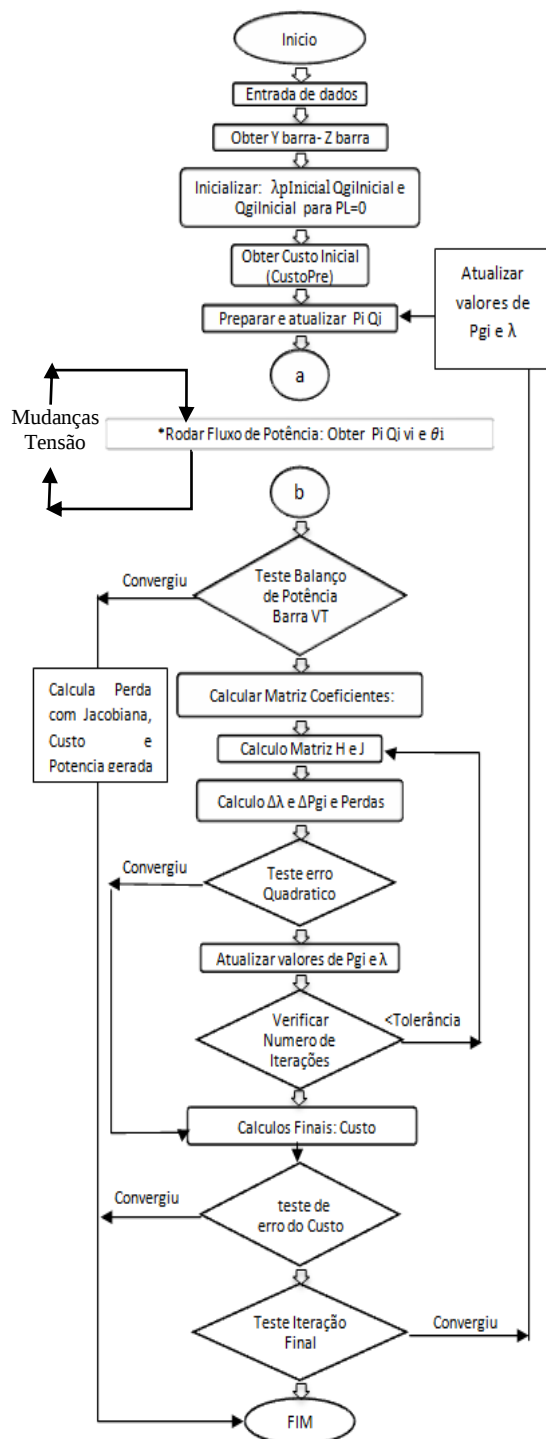
4 Estudo de Caso, Dados, Resultados e Análises

Serão realizadas simulações estáticas e, portanto, para um fluxo de potência horário (conforme características das cargas configuradas para este momento específico).

O sistema utilizado para análise possui 5 barras conectadas por 7 linhas em tensão nominal de 138 kV e três geradores térmicos conforme figura 1 abaixo. Os dados técnicos da linha (comprimento da linha, impedância etc...) foram obtidos de (D. P. Kothari, 2006) e são tabelados em anexo. O sistema original é modificado no sentido de atribuir ao gerador térmico da barra 1 (v_{teta}) toda a geração necessária ao balanço de potência conforme características de geração da barra v_{teta} de um sistema de potência típico. Assim foram calculadas as perdas e os custos totais de toda geração do sistema que é completamente térmica. No caso da referência parte da potência inserida na barra v_{teta} advém de fonte diversa da térmica e, portanto, as perdas e custos não são os totais do sistema elétrico de potência analisado.

As gerações distribuídas serão alocadas em 3 barras, vislumbrando assim, contemplar, também, a penetração GDs renováveis na distribuição.

Uma vez que a demanda depende da tensão na carga, (para determinados tipos de cargas, por exemplo, as sem ciclos térmicos) foi feito uma modificação do caso base em (D. P. Kothari, 2006) que utiliza modelos de carga de potência constante para modelos ZIP estático.



Fluxograma 1- Despacho econômico técnica NR. Adaptado Fonte: (D. P. Kothari, 2006).

O objetivo é avaliar o comportamento de cargas concentradas nas barras na forma original da referência e para cargas do tipo residencial com a atribuição dos coeficientes específicos para cada caso. Os dois casos são comparados para verificação do impacto do modelo de carga no processo. Outras comparações serão realizadas como a avaliação da modificação da tensão na barra 1 e o impacto da alteração do tipo de geração conforme será explicado posteriormente neste artigo.

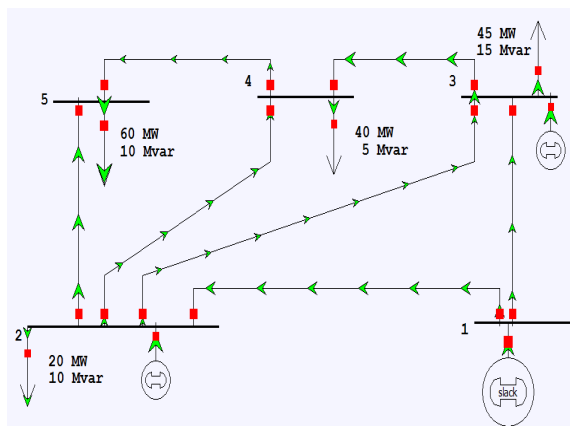


Figura 1- Sistema sob análise. Fonte: (D. P. Kothari, 2006).

Tabela 1. Casos de Simulação

Casos	Descrição				
	Carga		GD Térmica	OLTC SP	VVC
	Valor	Tipo			
Base 1 a 3	a	100% Industrial	Sem	1,06 pu	Não
	b	100% Residencial		1,00 pu 0,95 pu	
1 a 9	a	100% Industrial	PgoQg0	1,06 pu	Não
	b	100% Residencial	PgoQgc PgoQgo	1,00 pu 0,95 pu	

Na tabela 1, foram listados casos bases para referenciar os outros casos das simulações. Toda as possibilidades de tensão foram consideradas para o tipo específico de despacho de geração especificado na ordem de cima para baixo, por exemplo, o caso 6 corresponde a tensão de 0.95 p.u com tipo de geração PgoQgc. A ideia principal é realizar comparações entre os diversos casos avaliando o impacto de modificações no sistema de potência. Cada caso é subdividido em **a** e **b** de forma que o tipo e a quantidade de carga de cada uma das barras sejam configurados.

Tabela 2. Coeficientes da Carga. Fonte: (M. A. Aguil , 2013)

Classe	Zp	Ip	Pp	Zq	Iq	Pq
a Industrial	0	0	1	0	0	1
b Residencial	0,85	-1,12	1,27	10,96	-18,73	8,77

A tabela 2 cont m os valores dos coeficientes do modelo de carga utilizados nas simulações.

Onde: OLTC = Transformador de troca de carregamento on-line. SP = "Set Point" de tensão na barra V_teta ("Slack"); CVR = Técnica de redução e controle de tensão.

Todos os casos foram simulados no sistema de teste de 5 barras utilizando o software MATLAB.

4.1 Impacto do modelo de cargas

O modelo da carga interfere nos resultados do processo de otimização do despacho econômico de geração. Percebe-se que para a tensão na faixa superior, $V=1.06$ p.u., na barra de referência, as potências otimizadas para os geradores térmicos distribuídos no sistema, para geração do tipo PgoQg0, proporcionam perdas e custos menores no modelo de carga de

potência constante (Industrial) quando comparadas ao modelo de carga residencial. Neste caso as próprias potências otimizadas obedecem essa mesma diferença. Já para valores da faixa intermediária de tensão, $V=1.00$ p.u., e inferior, $V=0.95$ p.u., na barra 1, o comportamento é o contrário, ou seja, as potências ótimas dos geradores, as perdas e custos são menores para cargas 100% residenciais do que para 100% potência constante (industriais).

Comparação entre Perda e Custo com Variação da Potência Ativa dos Geradores 2 e 3 com cargas Industriais e Residenciais

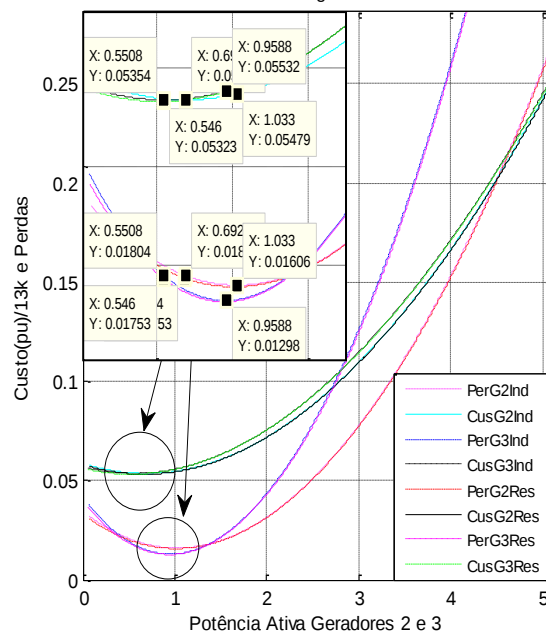


Figura 2- Tensão de 1.06 p.u. e geração PgoQg0

4.2 Impacto das variações de tensão

Na comparação entre os casos com a variação de tensão constata-se que, através dos gráficos simulados, como o da figura 3, os custos e perdas aumentaram para a geração ótima com cargas do tipo PQ (industriais) com a redução da tensão. Já para o modelo residencial com a redução da tensão as perdas também aumentaram, mas numa proporção menor (2 a 3 vezes) comparativamente ao modelo potência constante (industrial). Já o custo de geração diminuiu com a redução da tensão, portanto, com comportamento contrário aos de cargas 100% industriais nas barras. Com a redução da tensão a potência otimizada reduz e, portanto, o custo também. Então, para o caso de cargas com potência constante, a redução das tensões faz com que as perdas e o custo aumentem neste caso o despacho econômico fornece pontos de operação com geradores maiores para barras diferentes da barra de referência (Vteta, 'slack') apesar de menor geração para a barra Vteta o que justificaria o aumento do custo. O aumento das perdas ocorre pois com a redução das tensões a diferença de potencial (ddp) entre as barras, nos trechos, aumenta para uma mesma potência demandada no caso de cargas industriais.

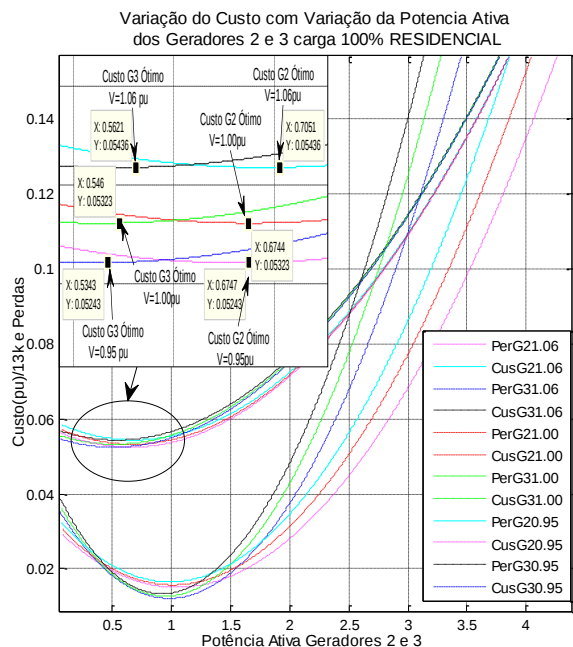


Figura 3 - Custo com variação de tensão para Geração PgoQg0

4.3 Impacto do Tipo de Geração

Para uma tensão de 1.06 pu e tipo de carga potência constante (Industrial) os resultados de gerações do tipo PgoQg0 e PgoQgo são bem parecidos quanto a perda e custo de geração com perdas menores para maiores gerações para o caso PgoQg0. Já para gerações do tipo PgoQgc os valores são bem diferentes dos outros casos. Os valores são piores, pois apresentam maiores perdas e custos de geração. Através da figura seguinte, 4, pode-se verificar o descrito além de poder facilmente verificar que o ponto ótimo de geração para os tipos PgoQg0 e PgoQgo aproximam-se do mínimo global da função objetivo custo enquanto a geração do tipo PgoQgc está visualmente mais afastado.

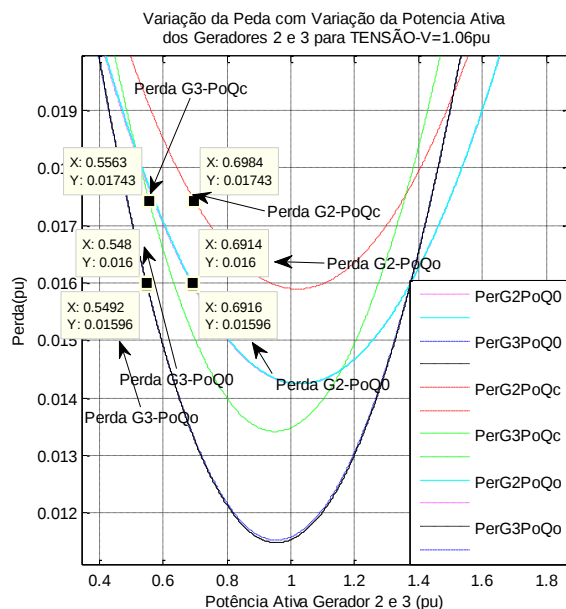


Figura 4 - Perda com variação do tipo de gerador. Carga industrial

5 Conclusão

Este artigo analisa os efeitos das variações do modelo de carga, das variações de tensão e do tipo de geração no despacho econômico de geração utilizando um sistema de 5 barras.

Muitas informações são obtidas por meio de gráficos e tabelas relacionados a tensão, perdas e custo de geração. As perdas em relação ao caso base diminuem expressivamente em todos os casos e pode-se mencionar o método com otimização de potência ativa e reativa, PgoQgo, como um aprimoramento do processo de despacho econômico dos geradores distribuídos.

É interessante observar que, analisando os resultados melhores (da relação de compromisso entre os parâmetros analisados) levam a concluir que o tipo de geração PgoQgo é o melhor dentre os outros, pode-se concluir, naturalmente, que manter a tensão no limite inferior, sem violação e também realizar o controle desta tensão representa uma alternativa técnica muito viável assim como já é conhecido na literatura técnica com aplicação de dispositivos como capacitores fixos e chaveados, transformadores OLTC's, reguladores de tensão dentre outros.

Referências Bibliográficas

- ANEEL – Agência nacional de energia elétrica, PRODIST – Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Modulo 8 – Qualidade de energia elétrica, Revisão 3, 2011.
- Azza A. ElDesouky, "Security and Stochastic Economic Dispatch of Power System Including Wind and Solar Resources with Environmental Consideration," International Journal of Renewable Energy Reserch, vol.3, No.4 pp. 951-958, 2013.7.
- D. P. Kothari and J. S. Dhillon, Power System Optimization. New Delhi: Prentice-Hall, 2006.
- "EPRI report load modeling for power flow and transient stability computer studies," New York, EPRI, vol. 1.
- J.Hetzer, D.C.Yu, and K. Bhattaria, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power," IEEE Trans. Energy Convrison, Vol.23, no.2, Pp. 603-611, June 2008.
- S. G. Casper, C. O. Nwankpa, R. W. Bradish, H.-D. Chiang, C. Concordia, J. V. Staron, C. W. Taylor, E. Vaahedi, and G. Wu, "Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation," IEEE Trans. Power Syst., vol. 10, no. 1, pp. 523-538, Feb. 1995.
- X.Xia, A.M.Elaiw, "Optimal dynamic economic dispatch of generation: A review," Eletric Power System Research, Vol.80, Pp.975-986, Fev 2010.