

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GERENCIAMENTO DA OFERTA E DA DEMANDA EM MICRO-SISTEMAS DE ENERGIA VIA OTIMIZAÇÃO POR ENXAMES DE PARTÍCULAS

Thaís de Fátima Araújo

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Energia

Orientador: Prof^a. Wadaed Uturbey da Costa, Dr.

Belo Horizonte, 27 de Maio de 2011.

**"Gerenciamento da Oferta e da Demanda Em Micro-sistemas
de Energia Via Otimização Por Enxames de Partículas"**

Thais de Fátima Araújo

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 27 de maio de 2011.

Por:



Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG) - Orientadora



Prof. Dr. João Antônio de Vasconcelos
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Felipe Campelo França Pinto
DEE (UFMG)

A Deus, minha força e minha inspiração.

Ao meu esposo.

Aos meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Ao meu bom Deus, por ter me presenteado com o maior de todos os dons: a vida.

Ao meu esposo, que compreendeu minha ausência e me incentivou nos momentos mais difíceis.

À minha família e amigos, pela compreensão, carinho e apoio constante.

À Prof^a. Dr^a. Wadaed Uturbey Costa, pelos ensinamentos, disponibilidade e confiança.

À Luna Leão Glória, aluna de iniciação científica, pelas discussões e momentos de descontração.

À equipe de trabalho do Laboratório de Simulações e Análises de Sistema de Potência, pela amizade e incentivo.

À Universidade Federal de Minas Gerais e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pela oportunidade de realizar este curso.

À Coordenadoria de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro.

Resumo

Dentre as tendências de evolução dos sistemas de distribuição de energia elétrica, as micro-redes inteligentes são utilizadas para integrar, em nível local, fontes distribuídas de geração de energia às cargas. Esse fato promove importantes modificações na forma de operação e gerenciamento do sistema, ao exigir que o controle e a inteligência do sistema estejam distribuídos na rede.

Com o intuito de abordar o gerenciamento de sistemas de pequeno porte, modelados no contexto das redes de distribuição do futuro, este trabalho trata da formulação e implementação de um modelo de gerenciamento da rede que, além de promover o despacho econômico da geração, também gerencia a participação da demanda. A participação da demanda é formulada a partir da flexibilização de parte da carga dos consumidores, permitindo que a mesma seja distribuída ao longo de um horizonte de tempo predeterminado. O modelo de gerenciamento é implementado através de um despacho econômico que considera não somente as restrições do fluxo de potência linearizado, para uma rede elétrica, como também, uma restrição de energia intertemporal, que impõe o valor da demanda flexibilizada que deve ser consumida no horizonte de tempo. Sendo assim, o problema de despacho deve ser resolvido de forma global considerando todo o horizonte de tempo.

Os modelos de despacho econômico com participação da demanda, propostos neste trabalho, são implementados através do algoritmo de Otimização por Enxames de Partículas e podem ser utilizados na programação da operação de uma micro-rede. O algoritmo de otimização é modificado com técnicas de tratamento das restrições de igualdade. Embora este seja um aspecto importante do problema, pois as restrições representam a operação do sistema, há na literatura poucos estudos sobre o tema. Neste trabalho são utilizadas duas estratégias: a primeira é uma metodologia analítica e a segunda baseia-se na utilização de funções de penalidade para forçar o atendimento dessas restrições.

A partir da proposta inicial do trabalho, chega-se a resultados que sugerem que o algoritmo de Otimização por Enxames de Partículas, modificado pelas técnicas de tratamento das restrições, é ferramenta adequada para a solução do problema de gerenciamento do despacho da oferta e da demanda.

Palavras-chave: Participação da Demanda; Otimização por Enxames de Partículas; Despacho Econômico; Redes Inteligentes de Distribuição.

Abstract

Intelligent micro-grids, which integrate distributed energy resources with loads, are among the current major tendencies for electric power distribution systems. Distributed resources promote important changes in the operation and management of the distribution system, since they require that the control and the intelligence of the system must be distributed on the network.

In order to address the management of small electric power systems, modeled in the context of the distribution networks of the future, this work deals with the formulation and implementation of grid management functions which, in addition to promoting the economic dispatch of generation, also manage consumer participation. The demand participation is modeled assuming that some consumers have a partially flexible consumption: they can shift part of their demand along a certain time horizon in order to reduce generation costs. The management model is implemented via an economic dispatch that considers not only the constraints of the linearized power flow, but also an energy constraint that imposes an amount of energy to be consumed during the time horizon. Therefore, due to this energy constraint, the dispatch problem must be solved considering the whole time horizon.

The economic dispatch with demand participation models proposed in this work are implemented using a particle swarm optimization algorithm and can be used in operations planning of micro-grids. The optimization algorithm is modified by including techniques to handle equality constraints. Although this is an important aspect of the problem, since restrictions represent the system operation, there are few studies in the literature on the subject. Two strategies are implemented: the first is an analytical methodology, while the second is based on the use of penalty functions to handle equality constraints.

The results obtained suggest that the particle swarm optimization algorithm, modified by techniques to handle the constraints, is a suitable tool for solving the economic dispatch with consumer participation.

Keywords: Demand Participation; Particle Swarm Optimization; Dispatch Economic; SmartGrids.

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|------------|--|----|
| Figura 1.1 | Classificação dos Programas de Resposta da Demanda (ALBADI e EL-SAADANY, 2008, modificado)..... | 8 |
| Figura 1.2 | Efeito simplificado da modelagem RD nos preços do mercado de energia elétrica..... | 9 |
| Figura 3.1 | Evolução do enxame de partículas na técnica de OEP..... | 24 |
| Figura 4.1 | Sistema teste em barramento único..... | 34 |
| Figura 4.2 | Representação gráfica das funções de custo dos geradores para o sistema teste com barra única..... | 34 |
| Figura 4.3 | Representação gráfica dos diferentes desempenhos da metodologias de otimização em relação à minimização do custo total de geração..... | 41 |
| Figura 4.4 | Representação gráfica dos diferentes desempenhos da metodologias de otimização em relação à minimização do custo total de geração..... | 48 |
| Figura 4.5 | Sistema teste com 6 barramentos..... | 49 |
| Figura 4.6 | Representação gráfica dos diferentes desempenhos da metodologias de otimização em relação à minimização do custo total de geração..... | 56 |
| Figura 4.7 | Funções de custo para os geradores do sistema teste com 30 barramentos..... | 60 |
| Figura 4.8 | Representação da variação do custo total de geração em relação à sua média..... | 64 |
| Figura A.1 | Curva de entrada-saída de um gerador com turbina a vapor..... | 76 |
| Figura A.2 | Curva de entrada-saída de um gerador com quatro válvulas de admissão de calor..... | 76 |
| Figura B.1 | Sistema teste IEEE-30 barras..... | 77 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|-------------|---|----|
| Tabela 4.1 | Funções de custo dos geradores para o problema DE-PD..... | 34 |
| Tabela 4.2 | Características do consumidor para o problema DE-PD..... | 35 |
| Tabela 4.3 | Resultados do problema DE sem PD através estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho..... | 36 |
| Tabela 4.4 | Resultados do problema DE-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho..... | 36 |
| Tabela 4.5 | Melhor resultado do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 37 |
| Tabela 4.6 | Pior resultado do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 37 |
| Tabela 4.7 | Média dos resultados do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 37 |
| Tabela 4.8 | Melhor resultado do problema DE -PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 38 |
| Tabela 4.9 | Pior resultado do problema DE -PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 38 |
| Tabela 4.10 | Média dos resultados do problema DE -PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 38 |
| Tabela 4.11 | Melhor resultado do problema DE -PD através da técnica PI, para 2 intervalos de despacho..... | 40 |
| Tabela 4.12 | Pior resultado do problema DE -PD através da técnica PI, para 2 intervalos de despacho..... | 40 |
| Tabela 4.13 | Média dos resultados do problema DE -PD através da técnica PI, para 2 intervalos de despacho..... | 40 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Tabela 4.14 | Resultado obtido através da utilização dos resultados do OEP como pontos iniciais do PI, para 2 intervalos de despacho..... | 41 |
| Tabela 4.15 | Média dos resultados do problema DE sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho..... | 42 |
| Tabela 4.16 | Média dos resultados do problema DE-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho..... | 43 |
| Tabela 4.17 | Melhor resultado do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho..... | 43 |
| Tabela 4.18 | Pior resultado do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho..... | 44 |
| Tabela 4.19 | Média dos resultados do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho..... | 44 |
| Tabela 4.20 | Melhor resultado do problema DE-PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho..... | 44 |
| Tabela 4.21 | Pior resultado do problema DE-PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho..... | 45 |
| Tabela 4.22 | Média dos resultados do problema DE-PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho..... | 45 |
| Tabela 4.23 | Melhor resultado do problema DE -PD através da técnica PI, para 3 intervalos de despacho..... | 47 |
| Tabela 4.24 | Pior resultado do problema DE -PD através da técnica PI, para 3 intervalos de despacho..... | 47 |
| Tabela 4.25 | Média dos resultados do problema DE -PD através da técnica PI, para 3 intervalos de despacho..... | 47 |
| Tabela 4.26 | Resultado obtido através da utilização dos resultados do OEP como pontos iniciais do PI, para 3 intervalos de despacho..... | 48 |
| Tabela 4.27 | Funções de custo dos geradores do sistema teste de 6 barras..... | 50 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Tabela 4.28 | Características dos consumidores para o problema DER-PD, para um sistema com 6 barras..... | 50 |
| Tabela 4.29 | Melhor resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho..... | 51 |
| Tabela 4.30 | Pior resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho..... | 51 |
| Tabela 4.31 | Média dos resultados do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho..... | 52 |
| Tabela 4.32 | Média dos resultados do problema DER-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho..... | 52 |
| Tabela 4.33 | Melhor resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 53 |
| Tabela 4.34 | Pior resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 53 |
| Tabela 4.35 | Média dos resultados do problema DER sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 53 |
| Tabela 4.36 | Melhor resultado do problema DER-PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 54 |
| Tabela 4.37 | Pior resultado do problema DER-PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 54 |
| Tabela 4.38 | Média dos resultados do problema DER-PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho..... | 55 |
| Tabela 4.39 | Melhor resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho..... | 57 |
| Tabela 4.40 | Pior resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho..... | 57 |
| Tabela 4.41 | Média dos resultados do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho..... | 57 |

| | | |
|-------------|--|----|
| Tabela 4.42 | Melhor resultado do problema DER-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho..... | 58 |
| Tabela 4.43 | Pior resultado do problema DER-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho..... | 58 |
| Tabela 4.44 | Média dos resultados do problema DER-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho..... | 58 |
| Tabela 4.45 | Funções de custo para os geradores do sistema com 30 barramentos..... | 59 |
| Tabela 4.46 | Limites operacionais para os consumidores do sistema com 30 barramentos..... | 60 |
| Tabela 4.47 | Melhor resultado sem PD para o sistema de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho..... | 62 |
| Tabela 4.48 | Pior resultado sem PD para o sistema de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho..... | 62 |
| Tabela 4.49 | Média dos resultados sem PD para o sistema de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho..... | 62 |
| Tabela 4.50 | Melhor resultado com PD para o sistema de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho..... | 63 |
| Tabela 4.51 | Pior resultado com PD para o sistema de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho..... | 63 |
| Tabela 4.52 | Média dos resultados com PD para o sistema de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho..... | 64 |
| Tabela 4.53 | Evolução das variâncias em relação ao aumento da dimensão do problema de DE com participação da demanda..... | 65 |
| Tabela B.1 | Dados de linhas do Sistema Teste 6 Barras..... | 77 |
| Tabela B.2 | Dados de linhas do Sistema Teste IEEE-30 Barras..... | 78 |
| Tabela B.3 | Cargas Ativas para o Sistema Teste IEEE-30 Barras..... | 78 |

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

| | |
|---------------------------|--|
| A | Espaço de procura. |
| a_D | Preço da energia fornecida pela distribuidora local. |
| (a_q, b_q, c_q) | Coefficientes de penalidade de uma função de custo quadrática. |
| (a_v, b_v, c_v, ev, fv) | Coefficientes de penalidade de uma função de custo de geradores com múltiplos pontos de válvula. |
| B | Matriz $((nB - 1) \times (nB - 1))$ de linearização do fluxo de potência. |
| C_{Gq} | Função de custo quadrática. |
| C_{Gv} | Função de custo de geradores com múltiplos pontos de válvula. |
| $C_i(P_i)$ | Função de custo de cada unidade geradora. |
| C_D | Custo da energia fornecida pela distribuidora local. |
| CO_2 | Gás carbônico. |
| cp | Coefficiente ou fator de penalidade. |
| C_T | Função de custo total de geração, função objetivo. |
| C_{Tot} | Custo total de geração. |
| c_1, c_2 | Coefficientes de aceleração. |
| DE | Despacho Econômico. |
| DE-PD | Despacho Econômico com Participação da Demanda |
| DER-PD | Despacho Econômico com Restrições de Rede e Participação da Demanda. |
| E | Energia que deve ser consumida ao longo do horizonte de tempo. |
| E_j | Energia, em pu , que deve ser consumida ao longo dos nT intervalos de tempo. |
| FC | Fator de contração. |
| FCG | Função de custo do gerador. |
| FO | Função objetivo. |
| $Fp, FP, FP(x)$ | Função de penalidade. |
| $F(x)$ | Função objetivo genérica. |

| | |
|----------------|--|
| G | Gerador. |
| $G_a(\vec{x})$ | Função que representa cada restrição de igualdade do problema de otimização. |
| G_{best} | Partícula melhor posicionada dentre todas as partículas do enxame. |
| GLD | Gerenciamento pelo Lado da Demanda. |
| $H_b(\vec{x})$ | Função que representa cada restrição de desigualdade de um problema de otimização. |
| j | j -ésima partícula. |
| K | Variação de preço da potência injetada pela distribuidora local. |
| k | k -ésima iteração. |
| L | Consumidor. |
| MATRI | Metodologia Analítica de Tratamento de Restrições de Igualdade. |
| n | Dimensão do vetor de variáveis x . |
| N | Número máximo de iterações. |
| nB | Número de barramentos que constituem o sistema elétrico. |
| nC | Número de consumidores. |
| nd | Número de restrições de igualdade. |
| nD | Número de barramentos com carga. |
| ni | Número de restrições de desigualdade. |
| NI | Número de iterações. |
| nG | Número de geradores. |
| nP | Número de partículas. |
| nT | Número de intervalos. |
| nv | Número de variáveis. |
| OEP | Otimização por Enxames de Partículas. |
| OEP-FP | Otimização por Enxames de Partículas com a utilização de FP. |
| OEP-MATRI | Otimização por Enxames de Partículas com a utilização da estratégia MATRI. |

| | |
|---------------------------------|---|
| P | Potência gerada por um gerador. |
| P_{best_j} | Melhor posição da partícula j . |
| PBP | Programas Baseados em Preço. |
| P_{carga} | Carga total de um sistema elétrico. |
| P_D | Carga total demandada por um sistema elétrico. |
| $P_{D,max}$ | Limite superior para distribuição da carga flexível. |
| $P_{D,min}$ | Limite inferior para distribuição da carga flexível. |
| $P_{D_{inf}}$ | Limite inferior da carga que deve ser alocada para cada horizonte de tempo. |
| \mathbf{P}_{D_t} | Vetor ($nD \times 1$) de cargas flexível em cada intervalo de tempo t . |
| $P_{D_{sup}}$ | Limite superior da carga que deve alocada para cada intervalo de tempo. |
| PFO | Pseudo função objetivo. |
| \mathbf{P}_{G_t} | Vetor ($nG \times 1$) da potência produzida pelas unidades geradoras em cada intervalo de tempo t . |
| $P_{G_{inf}}$ | Limite inferior de geração para cada gerador da micro-rede. |
| $P_{G_{sup}}$ | Limite superior de geração para cada gerador da micro-rede. |
| P_i | Potência despachada pela unidade geradora i . |
| $P_{i,l}, P_{i,inf}, P_{i,max}$ | Potência mínima de operação da unidade geradora i . |
| $P_{i,u}, P_{i,sup}, P_{i,inf}$ | Potência máxima de operação da unidade geradora i . |
| \mathbf{P}_{l_t} | Vetor ($nD \times 1$) das carga fixas do sistema em cada intervalo de tempo t . |
| PPC | Preço de Pico Crítico. |
| p.u. | Por unidade. |
| p.u.h | Por unidade hora, unidade de energia. |
| r | 10-20% da faixa de limite de cada variável do problema. |
| R | Domínio da função objetivo. |
| $rand_1, rand_2$ | Números aleatórios uniformemente distribuídos. |

| | |
|-------------|---|
| RD | Resposta da Demanda. |
| \sin | Seno. |
| t | t-ésimo intervalo. |
| x | Vetor de variáveis. |
| $x_{i,j}^k$ | Posição atual, k , do componente i da partícula j . |
| V_j | Velocidade da partícula j . |
| $V_{i,j}^k$ | Velocidade do componente i da partícula j . |
| V_i^{max} | Velocidade máxima do componente i . |
| V_i^{min} | Velocidade mínima do componente i . |
| x^* | Solução ótima de um problema de otimização |
| \vec{x} | Vetor de variáveis de um problema de otimização. |
| x_i^{max} | Vetor de limites máximos para o vetor de variáveis x . |
| x_i^{min} | Vetor de limites mínimo para o vetor de variáveis x . |
| x_i^{max} | Vetor de limites máximos para o vetor x . |
| x_L | Limites mínimos do vetor x . |
| x_u | Limites máximos do vetor x . |
| w | Inércia. |
| w_{max} | Limite máximo da inércia. |
| w_{min} | Limite mínimo da inércia. |
| \emptyset | Constante equivalente ao somatório das constantes de aceleração. |
| θ | Vetor $((nB - 1) \times 1)$ dos ângulos das tensões nos barramentos do sistema. |
| [\$] | Unidade de preço. |

SUMÁRIO

| | |
|--|----|
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1. Motivação | 1 |
| 1.2. Revisão Bibliográfica Preliminar..... | 2 |
| Redes Inteligentes de Distribuição (<i>SmartGrids</i>)..... | 2 |
| O Conceito de Micro-redes..... | 4 |
| O Gerenciamento pelo Lado da Demanda..... | 6 |
| A Resposta da Demanda | 7 |
| O Despacho Econômico | 10 |
| 1.3. Objetivos da Dissertação..... | 11 |
| 1.4. Estruturação da Dissertação | 12 |
| 2. FORMULAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO COM PARTICIPAÇÃO DA DEMANDA | 13 |
| 2.1. Conceitos Iniciais..... | 14 |
| 2.2. Despacho Econômico com Participação da Demanda (DE-PD) | 16 |
| 2.3. Despacho Econômico com Restrições de Rede e Participação da Demanda (DER-PD)..... | 17 |
| 2.4. Considerações Finais | 19 |
| 3. OTIMIZAÇÃO POR ENXAMES DE PARTÍCULAS..... | 20 |
| 3.1. Descrição do Algoritmo OEP..... | 20 |
| 3.1.1 O Algoritmo de OEP | 24 |
| 3.2. Tratamento das Restrições de Desigualdade e Igualdade | 25 |
| 3.3. Algoritmo OEP Modificado para Solução dos Problemas DE-PD e DER-PD ... | 29 |
| 3.3.1 Algoritmo OEP-MATRI para Solução dos Problemas DE-PD e DER-PD.. | 29 |
| 3.3.2 Algoritmo OEP-FP para Solução dos Problemas DE-PD e DER-PD | 30 |
| 3.4. Considerações Finais | 30 |
| 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES..... | 32 |
| 4.1. Resultados do Problema DE-PD | 33 |
| 4.1.1 Descrição do Cenário Simulado..... | 33 |
| 4.1.2 O Problema DE-PD Simulado em 2 Intervalos de Tempo | 35 |
| Resultados do problema DE-PD; $nT=2$; OEP-MATRI | 35 |

| | |
|---|----|
| Resultados do problema DE-PD; $nT = 2$; OEP-FP..... | 36 |
| Comparação dos resultados, para 2 intervalos de tempo, através das estratégias OEP-MATRI e OEP-FP | 39 |
| 4.1.3 O Problema DE-PD Simulado em 3 Intervalos de Tempo | 41 |
| Resultados do problema DE-PD; $nT=3$; OEP-MATRI | 42 |
| Resultados do problema DE-PD; $nT=3$; OEP-FP..... | 43 |
| Comparação dos resultados, para 3 intervalos de tempo, através das estratégias OEP-MATRI e OEP-FP | 45 |
| 4.2. Resultados do Problema DER-PD | 48 |
| 4.2.1. Sistema Teste com 6 Barras | 49 |
| 4.2.1.1 Resultados do Problema DER-PD para um sistema com 6 Barramentos | 50 |
| Resultados do problema DER-PD; $nT=2$; OEP-MATRI..... | 51 |
| Resultados do problema DER-PD; $nT=2$; OEP-FP | 52 |
| Comparação dos resultados, para 2 intervalos de tempo, através das estratégias MATRI e FP..... | 55 |
| Resultados do problema DER-PD; $nT = 3$; OEP-MATRI..... | 56 |
| 4.2.2 Sistema Teste com 30 Barras..... | 59 |
| 4.2.2.1 Resultados do Problema DER-PD para o Sistema IEEE-30 Barras..... | 61 |
| 4.3 Considerações Finais | 64 |
| 5. CONCLUSÕES | 67 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 70 |
| ANEXO A..... | 75 |
| ANEXO B..... | 77 |

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

O setor elétrico é um agente fundamental para o alcance do grande desafio da sociedade atual: garantir o desenvolvimento sustentável. O crescimento social e econômico está associado ao aumento da demanda por energia elétrica e o conceito de sustentabilidade gera importantes restrições ambientais aos empreendimentos em infraestrutura em geral, especialmente em geração de energia elétrica. Uma consequência desse fato é o foco no desenvolvimento de tecnologias renováveis de geração que sejam competitivas com as tradicionais plantas de geração.

Sendo assim, no sistema de energia elétrica do futuro deverão coexistir geradores de pequeno porte baseados em tecnologias diversas, muitas dessas intermitentes, como as energias eólica e solar; aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte; elementos diversificados de armazenamento de energia, que permitirão aperfeiçoar a utilização da energia renovável intermitente; e carros elétricos, que poderão operar como cargas do sistema ou como armazenadores/geradores de energia; dentre outros. Caminha-se para um sistema elétrico, com recursos de geração e de demanda distribuídos que juntos podem constituir redes de porte menor.

Segundo McDaniel e McLaughlin (2009), a tendência do sistema elétrico ser distribuído, isto é, ser constituído por redes de menor porte, constitui uma mudança de paradigma na operação e gerenciamento do sistema de energia elétrica, pois o controle e a inteligência do sistema deverão estar distribuídos na rede. O gerenciamento e a operação eficientes deste

sistema distribuído tornar-se-ão viáveis se o fluxo de informação for bidirecional, isto é, da concessionária para o consumidor/gerador/armazenador distribuído de energia e vice-versa, e em tempo quase real.

Grandes esforços foram e estão sendo realizados para modernizar os atuais sistemas de distribuição. A modernização do sistema que o torna mais inteligente e, ainda, muda o modelo de negócio do setor de distribuição, permitirá que as concessionárias e os consumidores revolucionem o modo como produzem e consomem energia e, também, como gerenciam a rede (SINGER, 2008). Isto quer dizer que a concessionária poderá operar equipamentos do consumidor e este poderá receber informações sobre a configuração atual do sistema, como preço da energia ou problemas de sobrecarga, em tempo hábil para que possam responder a esses estímulos, modificando sua curva de carga. A gestão de carga e a operação mais eficiente do sistema, que hoje são implementados em segmentos específicos do mercado de energia, estarão disponíveis para todos os consumidores.

A seguir, é apresentada uma revisão bibliográfica com intuito de se esclarecer alguns conceitos importantes que permitem contextualizar o trabalho proposto nesta dissertação.

1.2 Revisão Bibliográfica Preliminar

Redes Inteligentes de Distribuição (*SmartGrids*)

Segundo Chuang e McGranaghan (2008), o conceito de redes inteligentes incorpora de maneira generalizada fontes de geração local, geração distribuída, elementos de armazenamento de energia e programas de resposta da demanda (Molderink *et al.*, 2010). Já McDaniel e Smith (2009) definem as redes inteligentes de distribuição como redes de infra-estrutura de energia e de computadores que monitoram e gerenciam a forma como a energia é utilizada.

Outro conceito interessante é apresentado por Falcão (2009): *SmartGrid* é a implantação de estratégias de controle e otimização com intensa aplicação de tecnologia de informação e de comunicação para modernização da rede. É um sistema que otimiza o suprimento de energia, minimiza perdas, aumenta a capacidade de auto-recuperação e possibilita o surgimento de uma nova geração de aplicações energeticamente eficientes.

Segundo Brown e Rialhe (2008), algumas características são desejáveis a uma *SmartGrid*: (i) auto-recuperação; (ii) alta confiabilidade e qualidade da energia; (iii) resistência a ataques cibernéticos; (iv) capacidade de acomodação de grande variedade de fontes de geração distribuída; (v) opções de armazenamento; (vi) acessibilidade à utilização de ativos; (vii) capacidade de minimização de custos com operação e geração.

Dessa forma, a implantação dessas redes passa por barreiras tecnológicas como o desenvolvimento de avançados medidores digitais de energia; a automação do sistema de distribuição; o desenvolvimento de sistemas de comunicação de baixo custo com padrões e protocolos consistentes, que permitam integrar tecnologias de diferentes fabricantes; e o desenvolvimento de avançados sistemas de proteção e de tecnologias, ligadas à utilização de fontes distribuídas e elementos armazenadores de energia (BROWN, 2008). Por outro lado, importantes barreiras regulatórias também devem ser superadas. A regulação deve permitir uma forma eficiente de alocação de custos, como por exemplo, o custo das perdas, entre os usuários da rede.

O gerenciamento da rede inteligente, junto à estrutura de comunicação, deve possibilitar o controle e a coordenação das fontes distribuídas de geração e da *SmartGrid*. Isso quer dizer que o controle da rede de distribuição inteligente deve levar em consideração as preferências dos consumidores em relação à confiabilidade do sistema, qualidade de energia, além de possibilitar o acesso dos mesmos a programas de resposta da demanda (RONCERO, 2008). O gerenciador deve considerar as condições econômicas e ambientais, o conforto e os objetivos do consumidor final, as restrições físicas e regulatórias para alcançar a eficiência no consumo efetivo da energia dia-a-dia.

Um dos caminhos principais para a implementação de *SmartGrids* é a implementação de modelos de controle da transmissão e distribuição de energia. Modelos que controlem de maneira eficiente o despacho de recursos como a geração, a demanda, e o armazenamento de energia em uma rede inteligente.

Sendo assim, uma *SmartGrid* precisa de um “*SmartDispatch*” (Cheung *et al.*, 2009), ou seja um despacho inteligente de recursos do sistema, que leve em conta previsões de geração (eólica, hídrica, etc.), resposta da demanda, estado e restrições de armazenamento e cenários de oferta e demanda. O controle do sistema em redes inteligentes de distribuição passa pelo controle de pequenos sistemas que podem se comunicar com o gerenciador geral do sistema.

Projetos pilotos deste tipo de rede já estão sendo implantados e estudados em vários países. Alguns desses projetos são citados a seguir.

O *IntelliGrid*, fundado pela Electric Power Research Institute (EPRI) em 2001, é um importante projeto que tem como objetivo a criação de uma nova forma de infra-estrutura para fornecimento de energia, que integra avanços na comunicação, computação e eletrônica. Sua missão é promover o desenvolvimento, integração e aplicação de tecnologias para facilitar a transformação da infra-estrutura do setor elétrico (BROWN, 2008).

O *GridWise* é um programa que representa a visão do Departamento de Energia dos Estados Unidos. Seu objetivo é modernizar a infra-estrutura e a operação das redes de distribuição. Tudo isso com o fluxo de potência e de informação em mão-dupla, isto é, do gerador para a carga e da carga para o sistema (BROWN, 2008).

No cenário nacional, vários projetos também estão em andamento. A Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) desenvolve um projeto que visa a implementação de um novo patamar tecnológico, tendo como exemplo o projeto *IntelliGrid* desenvolvido pela EPRI. O objetivo desse projeto é o aumento da eficiência operacional, a redução de perdas técnicas e comerciais e a implantação de um plano diretor de automação, proteção e medição de energia (FALCÃO, 2010; CEMIG, 2009). As Centrais Elétricas de Goiás (CELG) desenvolvem trabalhos, que utilizam Controladores Lógicos Programáveis (CLP), para aplicações em redes inteligentes e serviços de comunicação de dados. A Eletropaulo também estabeleceu um plano de negócios para redes inteligentes com aplicações em subestações, redes, transformadores, medição eletrônica e recomposição automática (FALCÃO, 2009).

O Conceito de Micro-redes

O desenvolvimento da economia e da consciência ambiental incentivou o desenvolvimento de tecnologias de geração, como células fotovoltaicas, micro-turbinas e células combustíveis, que estão muitas vezes inseridas de forma distribuída nos sistemas elétricos. Essas tecnologias devem interfacear com o sistema de distribuição sem causar danos ao mesmo. Uma interessante estratégia para resolver esse problema é associar cargas às fontes de geração distribuídas formando subsistemas ou micro-redes que podem funcionar isoladamente ou interligadas ao sistema da companhia de distribuição (KATIRAEI *et al*, 2008).

Uma definição interessante para micro-redes é apresentada por Harziargyriou *et al* (2005): micro-redes são redes de distribuição de baixa tensão que podem conter vários geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento de energia e de controle de carga. Esses micro-sistemas podem operar isolados ou interconectados ao sistema de distribuição externo. Katiraei *et al* (2008) definem as micro-redes como uma parcela do sistema de distribuição que está a jusante da subestação de distribuição, que inclui unidades de geração distribuída, elementos de armazenamento de energia, com um ponto de interconexão com o sistema de distribuição externo, que serve a diversos tipos de consumidores, desde residenciais até parques industriais.

A utilização de micro-redes beneficia todas as partes constituintes do sistema. O sistema de distribuição pode se tornar mais eficiente, o que pode ajudar a protelar investimentos. Os consumidores podem usufruir de um sistema mais seguro, que pode ser isolado em uma situação de distúrbio na rede externa. Além dessas vantagens, a redução da distância entre a geração e a carga pode contribuir também para que o sistema ofereça melhor suporte de potência reativa, melhorando o perfil de tensão, além de promover a diminuição de perdas. O meio ambiente também é beneficiado: na Europa, por exemplo, a geração distribuída reduziu a emissão de CO₂ de 2% a 4% (LASSETER, 2007).

Para viabilizar a instalação de micro-redes é necessária a utilização de sensores inteligentes, que possam informar as condições dos agentes constituintes da micro-rede, um sistema de comunicação inteligente em tempo quase real para que o controle das mesmas seja eficiente e um sistema de controle robusto, para gerenciar de forma otimizada o subsistema. Há ainda, a necessidade de modificações na regulamentação da comercialização da energia para o desenvolvimento de um sistema mais confiável e sustentável no futuro (PUDJIANTO *et al*, 2005).

A configuração do sistema elétrico em micro-redes oferece também mais opções em relação ao despacho de energia das companhias de distribuição, além de facilitar a implementação de programas que visam à participação dos consumidores no gerenciamento da rede de distribuição. A participação dos consumidores na gestão da rede, mediante a implementação de sua resposta, por exemplo, ao preço da energia, ou a incentivos tarifários, pode modificar a curva de carga do sistema, deslocando os picos de demanda, promovendo uma utilização mais eficiente desses sistemas, protelando investimentos (COX e DAVIS, 2006, KATIRAEI *et al.*, 2008, POTTER, ARCHAMBAULT e WESTRICK, 2009).

Para melhor esclarecer os conceitos ligados ao gerenciamento pelo lado da demanda e à resposta da demanda, uma breve revisão é apresentada a seguir.

O Gerenciamento pelo Lado da Demanda

Os modelos de planejamento energético evoluíram substancialmente após a crise energética mundial de 1973/1974. Para superar essa crise, adotam-se ações pelo lado da demanda, que passam a formar parte do portfólio de recursos das distribuidoras. Basicamente, essas ações buscam induzir modificações na curva de carga, almejando o uso eficiente do sistema. As novas atividades pelo lado da demanda, que são associadas tanto ao planejamento, quanto à operação dos sistemas elétricos, são chamadas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD).

O GLD pode ser definido como a implementação de iniciativas que servem para controlar, influenciar e, geralmente, reduzir a demanda por energia elétrica, sem prejudicar o nível do serviço e o conforto dos consumidores. Programas de GLD, geralmente desenvolvidos e aplicados pelas concessionárias de energia, baseiam-se na combinação do uso de equipamentos de alta eficiência com o uso eficiente da eletricidade (BONNEVILLE, 2006).

Segundo Uturbey (2002), os programas de GLD são classificados em diretos e indiretos. Quando o gerenciamento da demanda é direto, a concessionária controla a carga, isto é, determina quais as cargas que devem ser alimentadas, reduzidas ou desconectadas em intervalos de tempo específicos. Os limites para as interferências das concessionárias são especificados através de um contrato firmado com o consumidor. Por outro lado, no gerenciamento indireto da demanda, o foco é a modificação no padrão de consumo. As táticas utilizadas vão desde campanhas educacionais, estabelecimento de padrões de equipamentos até a utilização de modificações nos preços de energia, às quais o consumidor pode responder. Nesta última forma de gerenciamento o consumidor pode alocar sua carga ou parte dela para intervalos com preços mais baratos, diminuindo seus custos com energia.

Os benefícios dos programas de GLD são interessantes tanto para os consumidores quanto para as concessionárias de energia. Segundo Gellings e Smith (1989), através do GLD as concessionárias podem obter benefícios como: protelar o investimento na infraestrutura do sistema, mitigar o aumento do custo da energia, reduzir os riscos de investimentos, aumentar a flexibilidade de operação e a confiabilidade do sistema, cumprir

as restrições regulatórias, aumentar o fator de potência, diminuir o impacto ambiental, além de melhorar sua imagem perante a sociedade. Já o consumidor participante de programas de GLD, além de se beneficiar através da diminuição do custo com consumo de energia, também se beneficia pelo aumento da confiabilidade do sistema.

Com a reestruturação do setor elétrico, as atividades de GLD passam a ser chamadas de Resposta da Demanda (RD) (AALAMI *et al.*, 2008). A principal diferença está no contexto regulatório de aplicação do conceito de participação da demanda na gestão do sistema, que passa a se desenvolver nos ambientes competitivos dos mercados de energia elétrica.

A Resposta da Demanda

O termo resposta da demanda refere-se à implementação da participação dos consumidores no gerenciamento da rede no contexto dos atuais mercados de energia elétrica. Trata-se, portanto, da revitalização do conceito de GLD. Albadi e El-Saadany (2008) conceituam a resposta da demanda, como todas as formas de induzir os consumidores a modificar a maneira como consome energia elétrica.

Albadi e El-Saadany (2008) definem ainda três perfis diferentes para os consumidores que participam de programas de resposta da demanda: (i) o consumidor que pode reduzir a utilização de energia em períodos críticos de pico de demanda, quando os preços são elevados, sem modificar seu padrão de consumo em outros períodos; (ii) o consumidor que responde à elevação dos preços de energia deslocando parte de sua demanda para outros períodos sem pico de demanda no sistema; (iii) por último, tem-se o consumidor que utiliza fontes de geração local, externas ao sistema de distribuição, como resposta à modificação de preços. No primeiro perfil, o consumidor sofre uma diminuição em sua condição de conforto, pois tem que diminuir o período de utilização ou desligar algum equipamento. Já no segundo perfil, o consumidor sofre perdas menores de conforto, pois apenas transfere atividades para horários onde não há pico de consumo. Por outro lado, no terceiro perfil o consumidor, por sua vez, praticamente não sofre alterações em seu padrão de consumo, pois adiciona fontes de energia ao sistema para que possa exercer suas atividades.

Segundo Albadi e El-Saadany (2008), os programas de resposta da demanda podem ser classificados em duas categorias principais: Programas Baseados em Incentivos (PBI) e os Programas Baseados em Preço (PBP). Nos clássicos PBI, os consumidores participantes são remunerados na forma de crédito ou taxas de desconto na conta de energia. Já os PBP são baseados em tarifas dinâmicas de energia com o objetivo principal de diminuir os picos da curva de demanda através de preços elevados durante esses períodos e preços baixos em períodos de vale da curva de carga. As subcategorias dos PBI e PBP são apresentadas na Figura 1.1. Maiores detalhes são apresentados na referência citada.

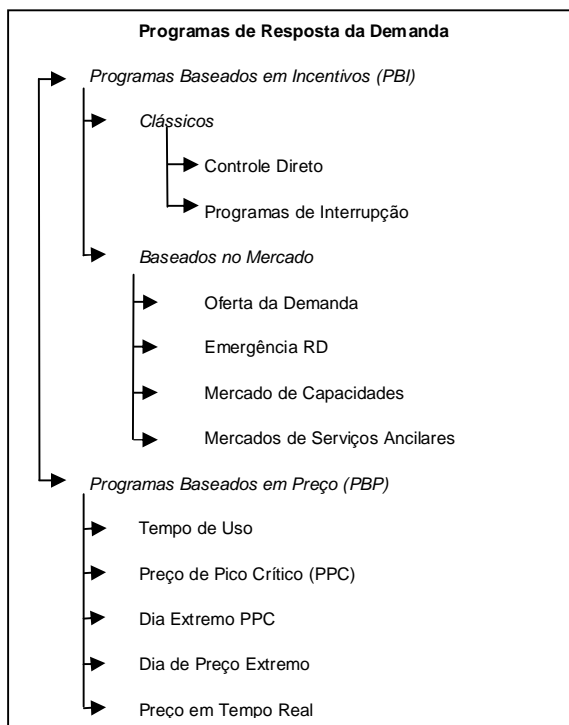


Figura 1.1 – Classificação dos Programas de Resposta da Demanda (ALBADI e EL-SAADANY, 2008, modificado).

Vários são os benefícios gerados pela aplicação de programas de RD. Os consumidores participantes deste tipo de programa, além de reduzirem suas contas de energia, podem, ainda, aumentar seu consumo em períodos de vale da curva de carga. Além disso, há uma expectativa de redução de preço geral, pois há uma maior eficiência no consumo de energia. Os programas de RD, como os programas de GLD, também minimizam a necessidade de investimentos na infra-estrutura dos sistemas de transmissão e distribuição e contribuem para diminuição de riscos de interrupções e suas consequências.

Outro importante benefício é a redução da volatilidade do preço nos mercados spot de energia, pois a RD reduz o poder de especuladores neste mercado. Esse fenômeno ocorre pelo fato do custo de geração aumentar exponencialmente próximo à capacidade máxima de geração, de acordo com a Figura 1.2. Dessa forma, uma pequena diminuição na demanda resulta em grande redução nos custos de geração (ALBADI e EL-SAADANY, 2008). Na Figura 1.2-a, c indica a demanda que não responde ao preço e que se iguala à capacidade instalada de geração. Na Figura 1.2-b, a demanda que responde ao preço é representada pela reta inclinada em vermelho. Através da figura observa-se que, quando há resposta da demanda, quanto maior o preço menor a demanda, o que leva a um aumento de preço e a uma volatilidade menores.

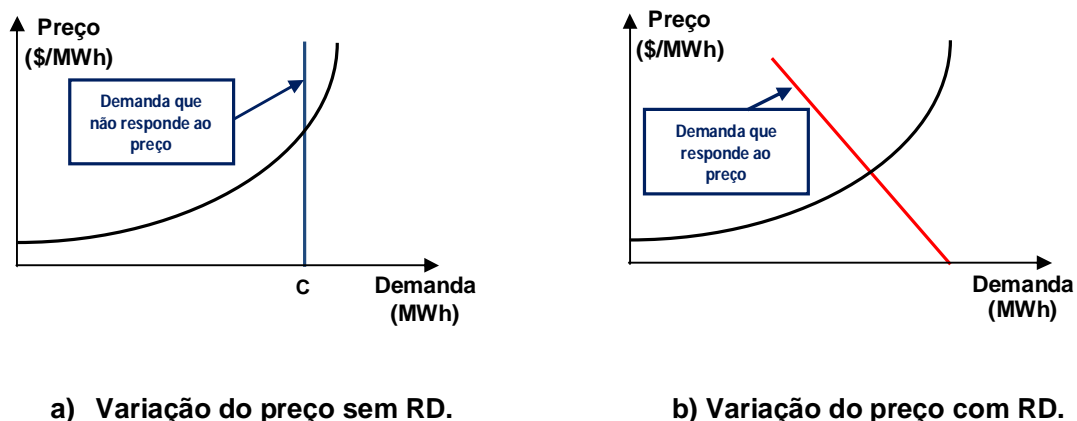


Figura 1.2 – Efeito simplificado da modelagem da RD nos preços do mercado de energia elétrica.

Diversos são os custos envolvidos em um programa de RD. Primeiramente, cita-se o custo de instalação de tecnologias, que permitem o gerenciamento de cargas, como por exemplo: controladores de pico de carga, programas de gerenciamento de sistemas e unidades de geração local. Há também os custos relativos à medição (necessidade de medidores inteligentes) e à comunicação entre os consumidores e a companhia de distribuição, além dos custos de administração e gerenciamento do programa.

Contudo, para que qualquer programa de RD obtenha sucesso, o principal fator necessário é a informação. Os consumidores têm que estar habilitados a entender as vantagens e desvantagens dos programas.

Muitas companhias energéticas possuem experiência na aplicação de programas de RD. A norte americana NYISO implementou um PBI no verão de 2003 com um custo de US\$7,2 milhões que incentivou 14000 participantes a liberarem juntos cerca de 700MW, o que gerou um lucro de US\$50 milhões. A companhia francesa *Electricite de France*, opera com programas de resposta da demanda há muito tempo. Em 1956, o programa foi aplicado em escala industrial e em 1965 introduziu consumidores residenciais. Estima-se que um terço dos consumidores franceses participe desse tipo de programa (ALBADI e EL-SAADANY, 2008). No Brasil, embora os programas de GLD não fossem tão desenvolvidos como, por exemplo, nos EUA (CAMARGO, 1996), são observadas várias aplicações piloto (GABIATTI *et al.*, 2005; ALVARENGA, 2009). Vislumbra-se que no médio prazo esta característica mudará significativamente, como conseqüência da implementação das *SmartGrid* (FALCÃO, 2010; CEMIG, 2009; ALVARENGA, 2009). Estas tecnologias, ao disponibilizar canais de comunicação bidirecional com o consumidor, medição inteligente e a possibilidade de atuar de forma automática na carga do consumidor, fornecem um meio extremamente eficiente para implementação de programas RD/GLD.

O Despacho Econômico

Como referenciado anteriormente, o controle de redes inteligentes de distribuição passa pelo controle de sistemas de pequeno porte que se comunicam com o gerenciador da rede. Observa-se que, com a implementação da resposta da demanda, os consumidores também participam ativamente do controle do sistema e surge, portanto, a necessidade de ferramentas de despacho que possam acomodar o gerenciamento da oferta e da demanda.

O despacho econômico é o problema da determinação do valor de geração das unidades geradoras que foram comissionadas anteriormente. Tradicionalmente, esse problema tem sido tratado através de métodos analíticos, como método da iteração Lambda, métodos do Gradiente, método de Newton, Programação Dinâmica e, recentemente, pelo método de Pontos Interiores (WOOD e WOLLENBERG, 1996). Contudo, os métodos citados não se adequam bem a problemas de grande dimensão, visto que o custo de estimativa de memória da matriz hessiana é proporcional a n^2 , e a problemas com funções de custo não-convexas, multimodais ou não-diferenciáveis. A abordagem mais utilizada é a de efetuar aproximações lineares, quadráticas, lineares por parte ou, no máximo, cúbicas, para as funções de custo de geração. Mais recentemente, técnicas de

otimização alternativas, como as metodologias estocásticas, que se adaptam bem às funções de custo multimodais e não-convexas dos geradores, tem sido bastante pesquisadas. Técnicas como os Algoritmos Genéticos, Recozimento Simulado e o Algoritmo de Otimização por Enxames de Partículas, tornam-se importantes ferramentas na solução do despacho econômico.

Com o estudo bibliográfico do tema, destaca-se a utilização do algoritmo de Otimização por Enxames de Partículas (OEP) na solução de problemas de despacho econômico. Embora os mínimos locais presentes em uma função objetivo não linear, que, por exemplo, representa o custo de geração de turbogeradores com múltiplos pontos de válvula, dificultam a busca da solução global, trabalhos como os de Pedrasa *et al.* (2010), Saber e Venayagamoorthy (2009), e Abido (2002) motivam a utilização do algoritmo OEP para solução deste tipo de problema de otimização e de despacho, por considerarem que a ferramenta OEP possui capacidade para gerar resultados de boa qualidade, isto é, resultados próximos à solução global.

1.3 Objetivos da Dissertação

Com a contínua modernização do sistema de distribuição, o estudo e o desenvolvimento de funções mais adequadas para o gerenciamento da rede passam a ser uma importante estratégia para o aumento da eficiência do sistema. Neste trabalho, opta-se pela análise da gestão de uma rede de distribuição com participação da demanda.

Dessa forma, o objetivo geral desta dissertação é o estudo da adequação do algoritmo de otimização escolhido, OEP, ao problema de despacho econômico modificado para considerar, além do despacho de oferta, o gerenciamento da demanda que é constituída por cargas parcialmente flexíveis. Os algoritmos estudados podem ser utilizados para a programação da operação de um sistema de distribuição de pequeno porte.

Para que o objetivo geral seja atingido, alguns objetivos específicos devem ser alcançados: (i) formulação do problema de despacho econômico, utilizando-se as características do fluxo de potência linearizado, com a modelagem de uma demanda com parcelas flexíveis dentro de um determinado horizonte de tempo; (ii) adaptação da técnica de otimização escolhida, a metodologia OEP, com diferentes técnicas de tratamento das restrições de igualdade e desigualdade do problema; (iii) implementação de algoritmos do

despacho econômico proposto no programa Matlab; (iv) análise dos resultados da aplicação da metodologia proposta mediante sistemas teste utilizados usualmente.

1.4 Estruturações da Dissertação

Além dessa introdução, o Capítulo 2 apresenta-se a formulação matemática do problema de despacho econômico com participação da demanda, em micro-redes inteligentes, para sistemas de barramento único e para sistemas que consideram as restrições de rede.

No Capítulo 3, apresenta o método de otimização OEP utilizado na solução do problema de despacho econômico proposto. São mostrados os conceitos básicos do método, os principais parâmetros e a influência de cada um deles na obtenção da resposta. São apresentadas também as adaptações realizadas na metodologia OEP, para a solução do problema proposto.

Os resultados obtidos através da aplicação da estratégia proposta, em sistemas teste usualmente utilizados, são discutidos no Capítulo 4.

Por fim, são apresentadas as conclusões gerais sobre o trabalho no Capítulo 5 e, em sequência, as referências bibliográficas consultadas.

CAPÍTULO 2

FORMULAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO COM PARTICIPAÇÃO DA DEMANDA

Como descrito no Capítulo 1, as tendências observadas da evolução do setor de distribuição para se constituir num sistema com maior inteligência, que facilita a implementação de programas de resposta da demanda, devem ser sustentadas por modelos de despacho adequados. Neste sentido, este capítulo apresenta a formulação de um despacho econômico (DE) modificado para incorporar a participação da demanda (PD).

O programa de resposta da demanda modelado considera que certos consumidores possuem flexibilidades de consumo e podem deslocar parte de sua demanda, dentro de certos limites, na procura de, por exemplo, diminuir os custos associados à energia. Esta flexibilidade de consumo é representada através de restrições de igualdade e desigualdade no problema de otimização.

Ressalta-se que, neste trabalho, a participação da demanda na gestão da rede envolve apenas a modelagem das possibilidades e das preferências de consumo do consumidor. Trata-se, por exemplo, de restrições associadas a um processo de produção em uma indústria, sem considerar a resposta a estímulos tais como incentivos tarifários ou sinais de preço.

Este capítulo apresenta a modelagem de dois problemas de despacho econômico com representação da demanda. O primeiro deles, o Despacho Econômico com Participação da Demanda (DE-PD), corresponde a um despacho econômico tradicional modificado pela participação da demanda, no qual o sistema elétrico é modelado em barramento único. Já, o Despacho Econômico com Restrições de Rede e Participação da

Demanda (DER-PD) inclui a representação da rede elétrica utilizando um modelo linearizado do fluxo de carga.

2.1 Conceitos Iniciais

O despacho econômico é formulado para um horizonte de tempo discretizado em intervalos de despacho. Trata-se, por exemplo, do despacho ao longo do período de 3 horas de ponta do sistema elétrico.

Na modelagem dos problemas tratados nesta dissertação, pressupõe-se uma situação genérica: parte da demanda dos consumidores que estava concentrada em um intervalo de pico de demanda é flexibilizada e pode ser alocada dentro de um horizonte de tempo, com intuito de se minimizar os custos com geração de energia. A parcela de carga dos consumidores, que não pode ser deslocada ao longo do tempo, é denominada como “carga fixa”.

Entende-se como micro-rede um sistema elétrico de pequeno porte com capacidade de operar de forma isolada, constituída por geradores de tipo térmicos, cargas, um centro de comando e circuiteria que permite o controle de cargas e geradores.

As funções de custo das unidades térmicas geradoras desse pequeno sistema elétrico podem ser de dois tipos: (i) quadrática (2.1a); (ii) e com representação dos efeitos dos pontos de válvula, detalhados no Anexo A, representados como em (2.1b) (PARK *et al.*, 2006). O custo da energia, representado em (2.1c), é uma função linear, que representa a tarifa aplicada pela distribuidora local para a micro-rede ou, ainda, o preço da energia. A tarifa pode, tipicamente, variar de acordo com os horários de ponta do sistema (tarifa horosazonal). Já o preço da energia é, em alguns mercados de energia, atualizado em intervalos de até 15 minutos.

$$C_{G_q} = a_q P_g^2 + b_q P_g + c_q \quad (2.1a)$$

$$C_{G_v} = a_v P_g^2 + b_v P_g + c_v + |e_v \sin(f_v(P_{inf} - P_g))| \quad (2.1b)$$

$$C_D = a_D P_G \quad (2.1c)$$

Em (2.1), (a_q, b_q, c_q) são os coeficientes da função de custo quadrática, $(a_v, b_v, c_v, e_v, f_v)$ são os coeficientes da função de custo com representação dos pontos de

válvula. Na equação (2.1c), a_D representa o custo da energia injetada pela companhia distribuidora.

A expressão (2.2) apresenta uma função objetivo proposta para os problemas a serem formulados, constituída pela função de custo de geração local da micro-rede ($\sum_{i=1}^{nG} C_{G_i}$) e o custo da energia injetada através da conexão com a distribuidora local (C_{D_t}).

$$C_{Tot} = \left(\sum_{i=1}^{nG} C_{G_i} \right) + C_{D_t} \quad (2.2)$$

Os modelos de despacho econômico, desenvolvidos nesta dissertação, se referem ao cálculo do perfil ótimo de despacho de unidades geradoras de energia visando minimizar o custo de produção de energia. Em (2.3) apresenta-se a modelagem tradicional do despacho econômico para um sistema com barramento único (WOOD e WOLLENBERG, 1996).

Problema de Despacho Econômico Tradicional

$$\text{Minimizar } C_T = \sum_{i=1}^{nG} C_i(P_i) \quad (2.3a)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{nG} P_i = P_{carga} \quad (2.3b)$$

$$P_{i,l} \leq P_i \leq P_{i,u} \quad (2.3c)$$

Onde cada variável pode ser definida da seguinte forma:

| | |
|-------------|---|
| C_T | função objetivo do DE; |
| $C_i(P_i)$ | função de custo de cada unidade geradora; |
| P_i | Potência, em pu, despachada pela unidade geradora i ; |
| P_{carga} | carga total, em pu, do sistema; |
| $P_{i,l}$ | geração mínima de operação da unidade geradora i ; |
| $P_{i,u}$ | geração máxima de operação da unidade geradora i . |

2.2 Despacho Econômico com Participação da Demanda (DE-PD)

O problema DE-PD representa um despacho econômico tradicional em barramento único, modificado pela representação da participação da demanda.

Objetiva-se minimizar o custo total de operação da micro-rede ao longo de um horizonte de tempo, que é dividido em nT intervalos de despacho.

A modelagem do problema DE-PD é apresentada a seguir em (2.4). Várias são as restrições impostas ao problema de otimização: (i) a restrição representada em (2.4b) refere-se ao balanço entre demanda e geração em cada intervalo de tempo; (ii) a expressão (2.4c) se refere aos limites operacionais dos geradores; (iii) a restrição apresentada em (2.4d) refere-se aos limites de deslocamento de carga flexível dos consumidores; (iv) e em (2.4e) representa-se a chamada restrição de energia, que determina o valor da energia que deve ser consumida no horizonte de tempo considerado para cada consumidor.

Problema DE-PD

$$\text{Minimizar } \sum_{t=1}^{nT} \sum_{i=1}^{nG} C_{i,t}(P_{i,t}) \quad (2.4a)$$

$$P_{l_t} + P_{D_t} = \sum_{i=1}^{nG} P_{g_{i,t}} \quad t = 1 \cdots nT \quad (2.4b)$$

$$P_{G_{inf}} \leq P_{G_{i,t}} \leq P_{G_{sup}} \quad i = 1 \cdots nG \quad (2.4c)$$

$$P_{D_{inf}} \leq P_{D_t} \leq P_{D_{sup}} \quad (2.4d)$$

$$\sum_{t=1}^{nT} P_{D_t} = E \quad (2.4e)$$

onde,

P_{l_t} carga fixa do sistema em cada intervalo de tempo t ;

P_{D_t} carga alocada para cada intervalo de tempo t ;

$P_{G_{i,t}}$ potência produzida pela unidade geradora i em cada intervalo de tempo t ;

$P_{G_{inf}}$ limite inferior de geração para cada gerador da micro-rede;

$P_{G_{sup}}$ limite superior de geração para cada gerador da micro-rede;

| | |
|---------------|---|
| $P_{D_{inf}}$ | limite inferior da carga que deve ser alocada para cada horizonte de tempo; |
| $P_{D_{sup}}$ | limite superior da carga que deve alocada para cada intervalo de tempo; |
| E | energia total acomodada no horizonte de tempo. |

2.3 Despacho Econômico com Restrições de Rede e Participação da Demanda (DER-PD)

Esta seção apresenta o problema DER-PD, que constitui um despacho econômico com representação da rede elétrica, modificado para incluir a participação da demanda. Pode-se interpretar o DER-PD como um fluxo de potência ótimo modificado com participação da demanda.

A formulação matemática do problema DER-PD é apresentada em (2.5). As restrições do mesmo são: restrições do fluxo de potência, representadas em (2.5b) e em (2.5c); limites operacionais das unidades geradoras, limites impostos pelos consumidores em relação à parcela da demanda que pode ser deslocada, representados em (2.5d) e em (2.5e), respectivamente; em (2.5f) representa-se a expressão referente à restrição intertemporal de energia, que representa o valor da demanda flexível que deve ser obrigatoriamente consumido por cada consumidor no horizonte de tempo (UTURBEY e SIMÕES COSTA, 2002). Não são considerados limites de transmissão, nem limites para os ângulos das tensões nas barras.

Objetiva-se minimizar o custo total de geração da micro-rede nos nT intervalos de tempo do horizonte como representado em (2.5a). Utiliza-se o fluxo de potência linear. Como a matriz de linearização do fluxo é singular, retira-se a linha e a coluna referentes ao barramento de referência e utiliza-se a equação (2.5c), para fechar o balanço de potência, através do gerador situado na barra de referência.

Problema DER-PD

$$\text{Minimizar } \sum_{t=1}^{nT} \sum_{i=1}^{nG} C_{i,t}(P_{i,t}) \quad (2.5a)$$

Sujeito a:

$$\mathbf{P}_t + \mathbf{P}_{D_t} + \mathbf{B}\boldsymbol{\theta}_t = \mathbf{P}_{G_t} \quad (2.5b)$$

$$P_l + P_{D_l} = \sum_{i=1}^{nG} P_{g_{i,t}} \quad t = 1 \dots nT \quad (2.5c)$$

$$P_{G_{inf}} \leq P_{G_{i,t}} \leq P_{G_{sup}} \quad i = 1 \dots nG \quad (2.5d)$$

$$P_{D_{inf}} \leq P_{D_{j,t}} \leq P_{D_{sup}} \quad j = 1 \dots nD \quad (2.4e)$$

$$\sum_{t=1}^{nT} P_{D_{j,t}} = E_j \quad (2.4f)$$

onde,

nB número de barramentos que constituem o sistema elétrico.

nD número de barramentos com demanda flexível;

nT número de intervalos de despacho considerados;

\mathbf{P}_t vetor $((nB - 1) \times 1)$ da carga fixa do sistema em cada intervalo de tempo t ;

\mathbf{P}_{D_t} vetor $(nD \times 1)$ da carga flexível que pode ser alocada em cada intervalo de tempo t ;

\mathbf{P}_{G_t} vetor $(nG \times 1)$ da potência gerada em cada intervalo de tempo t ;

$P_{G_{inf}}$ limite inferior de geração para cada gerador da micro-rede;

$P_{G_{sup}}$ limite superior de geração para cada gerador da micro-rede;

$P_{D_{inf}}$ limite inferior da carga que deve ser alocada para cada horizonte de tempo;

$P_{D_{sup}}$ limite superior da carga que deve alocada para cada intervalo de tempo;

E_j energia, em pu , que deve ser consumida no horizonte de tempo;

\mathbf{B} matriz $((nB - 1) \times (nB - 1))$ do fluxo de potência linearizado;

$\boldsymbol{\theta}$ vetor $((nB - 1) \times 1)$ dos ângulos das tensões nos barramentos do sistema;

2.4 Considerações Finais

Neste capítulo são apresentados os problemas de despacho econômico modificados pela participação da demanda. Essa etapa é primordial para se apresentar os algoritmos de OEP modificados para o atendimento das restrições dos problemas propostos. O atendimento dessas restrições é imprescindível, pois cada resultado gerado pelo algoritmo de otimização representa um ponto de operação do sistema.

No próximo capítulo será apresentado o Algoritmo de Otimização por Enxames de Partículas, bem como as modificações inseridas para o atendimento das restrições dos problemas propostos.

CAPÍTULO 3

OTIMIZAÇÃO POR ENXAMES DE PARTÍCULAS

O Algoritmo de Otimização por Enxames de Partículas (OEP), metodologia inspirada no comportamento de sistemas sociais ou enxames de peixes e pássaros, foi introduzida por Eberhart e Kennedy (1995). A metodologia do algoritmo de OEP baseia-se no conceito de inteligência coletiva desses sistemas sociais, isto é, na criação de padrões funcionais de procura onde os agentes, partículas integrantes do enxame, interagem no ambiente (espaço com as possíveis soluções) trocando informações para alcançar seu objetivo como, por exemplo, encontrar comida (VALLE *et al.*, 2008).

Neste capítulo, descreve-se a metodologia OEP. São apresentados o algoritmo OEP tradicional e os algoritmos OEP modificados pelas estratégias de tratamento das restrições de igualdade e desigualdade.

3.1 Descrição do Algoritmo OEP

Basicamente o algoritmo OEP trata da evolução de um enxame em um determinado meio, cujos agentes ou partículas constroem ou ajustam sua trajetória de acordo com o comportamento geral do enxame e de seu próprio comportamento. Isto quer dizer que o ajuste da trajetória da partícula é realizado levando-se em consideração três aspectos: (i) sua posição atual; (ii) um fator individual, dado pela posição que representa o melhor desempenho da partícula; (iii) e um fator social, dado pela posição do agente que obteve melhor desempenho em todo o enxame (PARK *et al.*, 2006).

O método OEP é apresentado considerando-se um problema de otimização com função objetivo genérica, como em (3.1).

$$\text{Encontrar } \vec{x}^* = \arg \min_{\vec{x}} F(\vec{x}) \quad (3.1a)$$

Sujeito a :

$$x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max}, \quad \forall i = 1, \dots, nv \quad (3.1b)$$

onde $\vec{x} \in \mathbb{R}^{nv}$ é um vetor que contém as variáveis do problema. A técnica de otimização consiste em definir indivíduos ou partículas, dentro do espaço de possíveis soluções para o problema matemático, e a sua forma de evolução no tempo. Dessa forma, a posição das partículas tem seus valores atualizados até que o critério de parada do algoritmo seja atingido.

Cada partícula que forma o enxame tem dimensão igual à quantidade de variáveis do problema, nV . Então, definindo-se um enxame com nP partículas, cada partícula j representa uma possível solução do problema.

À medida que o enxame evolui, as partículas têm sua posição atualizada. Esta atualização é realizada somando-se à posição atual da partícula um vetor chamado velocidade (V_j). A velocidade das partículas é calculada a partir de importantes conceitos: (i) $Pbest_j$, vetor que representa a melhor posição da partícula dentre todas as iterações realizadas; (ii) e $Gbest$, que representa a partícula melhor posicionada em relação a todo o enxame (EL-DIB *et al.*, 2006). A atualização da velocidade e da posição de cada componente contido na partícula é apresentada em (3.2) e (3.3), respectivamente.

$$V_{i,j}^k = V_{i,j}^{k-1} + c_1 \cdot rand_1 \cdot (Pbest_{i,j} - x_{i,j}^{k-1}) + c_2 \cdot rand_2 \cdot (Gbest - x_{i,j}^{k-1}) \quad (3.2)$$

$$x_{i,j}^k = x_{i,j}^{k-1} + V_{i,j}^k \quad (3.3)$$

Em (3.2) e (3.3), para o componente i da partícula j : $x_{i,j}^k$ representa a posição e $V_{i,j}^k$ a velocidade; $rand_1$ e $rand_2$ são variáveis aleatórias de distribuição uniforme $U(0,1)$; k é o número da iteração atual.

Existem duas outras formas de se atualizar a velocidade, no algoritmo OEP, essas formas melhoram a convergência do algoritmo. A primeira apresentada em (3.4) considera o peso da inércia w , isto é, considera o peso da influência da velocidade anterior no cálculo da velocidade. Em (3.5) e (3.6) são apresentadas as formulações utilizam um fator de

contração, apresentado em (3.7), que pode ser utilizado sem ou com o peso da inércia (BERGH e ENGELBRECHT, 2004).

Velocidade com peso da inércia

$$V_{i,j}^k = wV_{i,j}^{k-1} + c_1 \cdot rand_1 \cdot (Pbest_{i,j} - x_{i,j}^{k-1}) + c_2 \cdot rand_2 \cdot (Gbest - x_{i,j}^{k-1}) \quad (3.4)$$

Velocidade com fator de contração

$$V_{i,j}^k = [V_{i,j}^{k-1} + c_1 \cdot rand_1 \cdot (Pbest_{i,j} - x_{i,j}^{k-1}) + c_2 \cdot rand_2 \cdot (Gbest - x_{i,j}^{k-1})]FC \quad (3.5)$$

Velocidade com fator de contração e peso da inércia

$$V_{i,j}^k = [wV_{i,j}^{k-1} + c_1 \cdot rand_1 \cdot (Pbest_{i,j} - x_{i,j}^{k-1}) + c_2 \cdot rand_2 \cdot (Gbest - x_{i,j}^{k-1})]FC \quad (3.6)$$

onde,

$$FC = \frac{2}{|2 - \emptyset - \sqrt{\emptyset^2 - 4\emptyset}|} \quad (3.7)$$

e $\emptyset = c_1 + c_2, \emptyset > 4$.

A partir das expressões da velocidade observa-se que ela pode ser o resultado do somatório de três vetores. O primeiro refere-se à influência que a velocidade anterior da partícula terá no cálculo da velocidade atual, valor ponderado pela inércia w . O segundo vetor refere-se à parte cognitiva, ou seja, parte da velocidade que leva em consideração o comportamento individual da partícula, pois se calcula a distância da posição atual da partícula em relação ao $Pbest_j$. Já o terceiro vetor refere-se ao comportamento social da partícula, pois se calcula a diferença da posição atual da partícula em relação ao $Gbest$ (ABIDO, 2002). O valor da velocidade para cada partícula pode ser limitado. Segundo Jeyakumar *et al.* (2006) a velocidade deve estar dentro do seguinte intervalo $[-V_i^{max}, V_i^{max}]$, onde V_i^{max} é calculado segundo (3.8).

$$V_i^{max} = \frac{P_{i,max} - P_{i,min}}{r} \quad (3.8)$$

Em (3.8), r corresponde a uma parcela do limite operacional de cada variável do problema. Em contrapartida, Lee *et al.* (2007) sugerem que a velocidade seja limitada pelos próprios limites operacionais de cada variável X_i da partícula j , isto é, $[X_i^{min} \leq V_i^k \leq X_i^{max}]$.

Ainda observando-se as equações de atualização da velocidade notam-se algumas variáveis ou parâmetros importantes, como a inércia, w , que tem seus valores escolhidos

dentro do intervalo [0,1]. Yu e Peng (2010) sugerem que o valor da inércia decresça linearmente durante as iterações do algoritmo, entretanto não definem uma regra. Outros autores, como Park *et al.* (2006) e Jeyakumar *et al.* (2006), sugerem que a inércia assuma valores que decresçam linearmente no decorrer do processamento do algoritmo de acordo com (3.9). Essa estratégia é utilizada com a finalidade de se promover uma exploração mais eficiente do espaço de possíveis soluções, pois valores elevados de w promovem uma exploração global do espaço enquanto que valores baixos facilitam a exploração local (LI *et al.*, 2010).

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{N} \cdot k \quad (3.9)$$

Em (3.9), N é o número máximo de iterações; k é a iteração atual; w_{max} e w_{min} são, respectivamente, o valor máximo e o mínimo da inércia (KHAMSAWANG e JIRIWIBHAKORN, 2009).

Além da inércia, os coeficientes de aceleração c_1 e c_2 , também se destacam. Esses valores controlam a movimentação de cada partícula em torno da melhor posição individual da partícula ($Pbest_j$) e da melhor posição global do enxame ($Gbest$). Pequenos valores para esses coeficientes podem limitar a movimentação da partícula, enquanto que valores muito altos podem dificultar a diminuição do valor da velocidade, prejudicando a exploração do espaço de busca (VALLE *et al.*, 2008).

A Figura 3.1 ilustra a dinâmica da atualização das partículas no decorrer das iterações do método. A figura apresenta três atualizações. Cada elipse dentro do conjunto representa uma partícula, que contém o conjunto de variáveis do problema a ser resolvido. Dessa forma, o problema possui um enxame com 4 partículas cada uma com 3 variáveis. Em cada iteração a posição dessas partículas é atualizada, isto é, evolui no tempo de acordo com (3.3). A delimitação do local onde essas partículas estão indica o espaço de possíveis soluções. A cada iteração k , os valores de $Pbest_j$ e de $Gbest$ são atualizados. Essas atualizações ocorrem até que o critério de parada seja alcançado.

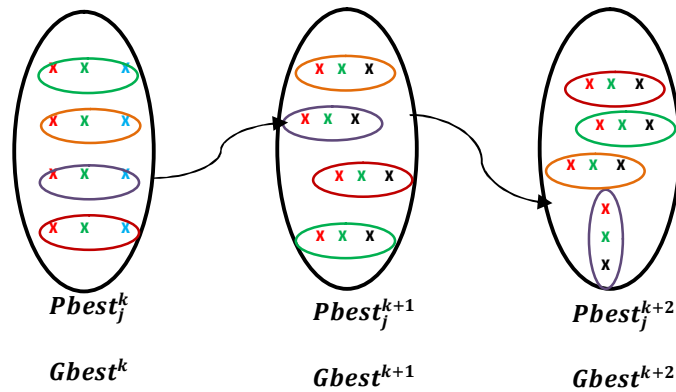


Figura 3.1 - Evolução do enxame de partículas na técnica OEP.

No próximo item é apresentado o algoritmo de otimização OEP tradicional, com intuito de se facilitar a compreensão da dinâmica do mesmo.

3.1.1 O Algoritmo de OEP

Considerando-se um problema de minimização, esse algoritmo pode ser implementado de acordo com os passos a seguir (ABIDO, 2002).

- Passo 1** *Inicialização de parâmetros:* especificar o número máximo de iterações (N); os valores dos parâmetros c_1 e c_2 ; o número de partículas do enxame, nP ; os limites da inércia e das velocidades das partículas.
- Passo 2** *Inicialização de variáveis:* inicializar, com valores aleatórios que obedecem aos limites de cada variável, o valor da posição e da velocidade de cada partícula do enxame. Nessa primeira etapa do algoritmo o $Pbest_j$ assume os valores das partículas gerados aleatoriamente.
- Passo 3** *Cálculo do valor da função objetivo para cada partícula.*
- Passo 4** *Determinação do Gbest:* identificar a partícula melhor posicionada a partir dos valores atribuídos à função objetivo. A partícula que gera o menor valor para a função objetivo em relação ao enxame será o $Gbest$.
- Passo 5** *Atualização de variáveis e da velocidade:* cálculo da velocidade e da posição de cada partícula j .

- Passo 6** **Verificação dos limites das variáveis:** verificar se alguma partícula ultrapassa seus limites e efetuar a substituição das mesmas por um valor factível.
- Passo7** **Cálculo do valor da função objetivo e determinação do $Pbest$:** calcular novos valores para a função objetivo utilizando os valores atualizados das posições das partículas. Se a nova posição assumida pela partícula gerar um valor menor para a função objetivo que a posição do $Pbest_j$ anterior; o vetor $Pbest_j$ assume esse novo valor.
- Passo 8** **Finalização do algoritmo:** repetir todo procedimento, a partir do passo (4), até que o critério de parada seja alcançado. O último valor de $Gbest$ representa a solução ótima.

O tratamento das restrições dos problemas de despacho econômico tradicional ou com participação da demanda são imprescindíveis. Nos próximos itens são apresentadas as técnicas utilizadas para o tratamento das restrições e os algoritmos OEP modificados para cada problema tratado nesta dissertação o DE-PD e o DER-PD.

3.2 Tratamento das Restrições de Desigualdade e Igualdade

Aplicações reais de otimização possuem restrições associadas à operação do sistema e aos limites operacionais do problema específico. Essas restrições, que podem ser de desigualdade e de igualdade, limitam o espaço de busca da solução ótima. Para ilustrar este tipo de aplicação, apresenta-se em (3.10) um problema com a configuração descrita acima.

$$\text{Encontrar } \vec{x}^* = \arg \min_{\vec{x}} F(\vec{x}) \quad (3.10a)$$

Sujeito a:

$$G_a(\vec{x}) \leq 0, \quad \forall j = 1, \dots, a \quad (3.10b)$$

$$H_b(\vec{x}) = 0, \quad \forall j = 1, \dots, b \quad (3.10c)$$

$$x_i^{min} \leq x_i \leq x_i^{max}, \quad \forall i = 1, \dots, nv \quad (3.10d)$$

onde, o espaço de procura, $A \subseteq \mathbb{R}^n$; \mathbb{R} representa o domínio da função objetivo $F(x)$; $G_a(x)$ representa a a-ésima restrição de desigualdade do problema; $H_b(x)$ representa a b-ésima restrição de igualdade do problema; nv representa o número total de variáveis; a expressão em (3.10d) representa a restrição de desigualdade linear de canalização, que define os limites inferiores e superiores para o vetor de variáveis do problema.

Algoritmos evolucionários, categoria do algoritmo OEP, de uma maneira geral são metodologias de busca de soluções ótimas aplicáveis em problemas sem restrições. Devido a isso, para resolver o problema proposto vários pesquisadores se dedicam a encontrar metodologias eficientes para tratar as restrições para esse tipo de algoritmo.

Pulido e Coelho (2004) propõem algumas metodologias interessantes. Na primeira, que pode ser chamada de “Operador de Turbulência”, os autores sugerem que uma turbulência seja gerada no algoritmo de forma a alterar a velocidade de “vôo” da partícula, aumentando a probabilidade de se encontrar soluções factíveis, permitindo a exploração mais eficiente do espaço de busca. O Operador de Turbulência baseia-se no fato de que, a probabilidade de se encontrar uma solução ótima diminui com a evolução do algoritmo, caso este esteja próximo de um mínimo local. Outra proposta apresentada pelos autores é o “Mecanismo de Controle de Restrições” que é utilizado para selecionar um líder. Basicamente, esta estratégia consiste na comparação das partículas de duas em duas. Se o algoritmo comparar duas partículas que se enquadram dentro do espaço de soluções, delimitado pelas restrições, seleciona-se a partícula que gera o melhor resultado. Comparando-se uma partícula que representa uma solução factível com outra que está fora deste espaço, a escolhida será a primeira. Se ambas as partículas comparadas não gerarem soluções factíveis, seleciona-se a que representa menor violação das restrições. As duas estratégias dos autores podem ser trabalhadas em conjunto em um mesmo algoritmo.

Outra técnica bastante utilizada para tratar as restrições de um problema de otimização são as chamadas funções de penalidade (FP). A utilização de funções de penalidade consiste em modificar a função objetivo, adicionando um fator que a penalize pela violação das restrições como apresentado em (3.11) para um DE tradicional (YU e PENG, 2010). O erro, ε , que correspondente à violação das restrições do problema, é multiplicado por um fator de penalidade, cp e somado à função objetivo, $F(x)$, do problema original. O montante gerado por essa multiplicação, na maioria das vezes, deve ser da mesma ordem dos valores apresentados pela função objetivo. Visando obter um fator de penalidade $FP(x)$ sempre positivo, pode-se utilizar o valor absoluto ou elevar a uma potência positiva o erro de violação. Essa metodologia é utilizada neste trabalho.

Problema DE-FP

$$\text{Minimizar } (C_T + Fp) \quad (3.11a)$$

Onde:

$$C_T = \sum_{i=1}^{nG} C(P_i) \quad (3.11b)$$

$$Fp = cp * (P_D - \sum_{i=1}^{nG} P_i)^2 \quad (3.11c)$$

Sujeito a:

$$\sum_i^{nG} P_i = P_{carga} \quad (3.11d)$$

$$P_{i,inf} \leq P_i \leq P_{i,sup} \quad (3.11e)$$

Onde,

| | |
|-------------|---|
| C_T | função de custo total de geração; |
| $C(P_i)$ | função de custo de cada gerador considerado; |
| nG | número de geradores; |
| P_i | potência despachada por cada unidade geradora; |
| P_{carga} | demanda total do sistema; |
| Fp | função de penalidade; |
| cp | coeficiente ou fator de penalidade; |
| $P_{i,inf}$ | limite inferior de geração da unidade geradora i; |
| $P_{i,sup}$ | limite superior de geração da unidade geradora i. |

A principal dificuldade desta técnica se refere à seleção dos valores dos coeficientes de penalidade, para que estes não restrinjam demais o espaço de procura e impeçam que o algoritmo encontre a solução ótima (ZHOUN, 2005).

Alguns autores, como Liu (2009), sugerem que problemas que contenham restrições não lineares sejam transformados em problemas bi-objetivo. Essa técnica consiste em transformar a restrição em uma função objetivo, que deve ser minimizada juntamente à função objetivo do problema, por isso o problema se torna bi-objetivo. A técnica descrita não é detalhada neste trabalho.

Lim *et al.* (2009) tratam as restrições de igualdade através de um mecanismo que força o atendimento das restrições de igualdade analiticamente. Isto quer dizer que, em

cada iteração do algoritmo OEP, calcula-se o valor de uma das variáveis do problema, para forçar o atendimento da restrição de igualdade. Neste trabalho, essa técnica é chamada de “Metodologia Analítica de Tratamento de Restrições de Igualdade” (MATRI) e é apresentada em (3.12).

Problema DE-MATRI

$$\text{Minimizar } (C_T) \tag{3.12a}$$

Onde:

$$C_T = \sum_{i=1}^{nG} C(P_i) \tag{3.12b}$$

Sujeito a:

$$\sum_i^{nG} P_i = P_{carga} \tag{3.12c}$$

$$P_{i,inf} \leq P_i \leq P_{i,sup} \tag{3.12d}$$

Solução da restrição de igualdade:

$$P_1 = P_{carga} - \sum_{i=2}^{nG} P_i \tag{3.12e}$$

onde,

- C_T função de custo total de geração;
- $C(P_i)$ função de custo de cada gerador considerado;
- nG número de geradores;
- P_i potência despachada por cada unidade geradora;
- $P_{i,inf}$ limite inferior de geração da unidade geradora i;
- $P_{i,sup}$ limite superior de geração da unidade geradora i.

Neste trabalho, as restrições de desigualdade são tratadas através de regras heurísticas. As partículas que extrapolam seus limites funcionais são substituídas, na primeira metade das iterações do algoritmo de OEP, por valores aleatórios. Essa estratégia visa à exploração eficiente do espaço de soluções factíveis. Na segunda metade das iterações, a partícula que ultrapassa seus limites é substituída pelo valor do P_{best} , que corresponde à melhor posição da partícula (ALRASHIDI e EL-HAWARY, 2006). Essa estratégia também ajuda no aumento da obtenção de soluções factíveis pelo algoritmo.

3.3 Algoritmo OEP Modificado para Solução dos Problemas DE-PD e DER-PD

Descreve-se, nesta seção, o algoritmo OEP adaptado para a resolução de ambos os problemas DEP-PD e DER-PD. As principais adaptações são realizadas para o tratamento das restrições dos problemas de despacho econômico.

3.3.1 Algoritmo OEP-MATRI para Solução dos Problemas DE-PD e DER-PD

A primeira modificação realizada no algoritmo OEP refere-se a sua adaptação à estratégia MATRI, de tratamento das restrições de igualdade. O algoritmo OEP modificado, para solução dos problemas DE-PD e DER-PD é apresentado a seguir.

- Passo 1** *Inicialização de parâmetros:* idem seção 3.1.1, passo 1.
- Passo 2** *Inicialização de variáveis:* idem seção 3.1.1, passo 2.
- Passo 3** *Cálculo do valor de uma das variáveis da restrição de energia:* aplicar a estratégia MATRI para calcular o valor da carga flexível em um dos intervalos de tempo.
- Passo 4** *Cálculo do fluxo de potência linearizado:* aplicar a estratégia MATRI para calcular o fluxo de potência.
- Passo 5** *Cálculo do valor da função objetivo para cada partícula.*
- Passo 6** *Determinação do G_{best} :* idem seção 3.1.1, passo 4.
- Passo 7** *Atualização de variáveis e da velocidade:* idem seção 3.1.1, passo 5.
- Passo 8** *Verificação dos limites das variáveis e da velocidade:* verificar se alguma partícula ultrapassa seus limites e efetuar a seguinte estratégia heurística: substituir tais partículas por valores aleatórios factíveis durante a primeira metade das iterações, e posteriormente, substituir pelo valor do P_{best_j} , melhor posição individual de cada partícula j .
- Passo 9** *Repetição dos passos 3 e 4.*
- Passo 10** *Cálculo do valor da função objetivo e determinação do P_{best} :* idem seção 3.1.1, passo 7.
- Passo 11** *Finalização do algoritmo:* repetir todo procedimento, a partir do passo (6), até que o critério de parada seja alcançado. O último valor de G_{best} representará a solução ótima.

3.3.2 Algoritmo OEP-FP para Solução dos Problemas DE-PD e DER-PD

Nesta seção é apresentado o algoritmo de OEP modificado para o tratamento das restrições de igualdade através de FP. Esse algoritmo pode ser implementado seguindo-se os passos seguintes.

- Passo 1** **Inicialização de parâmetros:** idem seção 3.1.1, passo 1.
- Passo 2** **Inicialização de variáveis:** idem seção 3.1.1, passo 2.
- Passo 3** **Cálculo dos valores das funções de penalidade:** aplicar a estratégia FP, multiplicando o erro, em relação ao atendimento de cada restrição de igualdade, pelo coeficiente de penalidade adotado.
- Passo 4** **Cálculo do valor da função objetivo adicionada à função de penalidade.**
- Passo 6** **Determinação do G_{best} :** idem seção 3.1.1, passo 4.
- Passo 7** **Atualização de variáveis e da velocidade:** idem seção 3.1.1, passo 5.
- Passo 8** **Verificação dos limites das variáveis e da velocidade:** idem seção 3.3.1, passo 8.
- Passo 9** **Repetição do passo 3.**
- Passo 10** **Cálculo do valor da função objetivo e determinação do P_{best} :** idem seção 3.1.1, passo 7.
- Passo 11** **Finalização do algoritmo:** idem seção 3.3.1, passo 11.

3.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a técnica evolucionária de Otimização por Enxames de Partículas.

Além dos princípios da técnica de otimização, foram apresentados o algoritmo OEP tradicional e modificado pelas duas técnicas de tratamento das restrições de igualdade dos problemas DE-PD e DER-PD. O atendimento destas restrições é imprescindível para se iniciar a análise da eficiência do algoritmo perante o problema de despacho econômico com participação da demanda, pois a solução gerada representa um ponto de operação real do sistema.

Nesta etapa de implementação, observa-se que o processo de definição dos valores dos coeficientes de penalidade, de forma a não restringir o espaço de busca, é um processo minucioso que requer a realização de testes. Observa-se também, que a estratégia MATRI pode gerar erros em relação aos limites das variáveis calculadas. Isso ocorre quando o resultado gerado pela estratégia não se insere nos limites funcionais das variáveis calculadas. Neste trabalho, a solução utilizada para resolver essa questão é a utilização de funções de penalidade para forçar o atendimento da restrição de igualdade não atendida através da estratégia MATRI.

Com o intuito de se verificar a adequação dos algoritmos de OEP, adaptado com o as técnicas de tratamento de restrições (OEP-MATRI e OEP-FP), ao problema de despacho econômico com participação da demanda, apresentam-se no Capítulo 4 os resultados obtidos e a discussão a partir da implementação de cada um dos algoritmos apresentados neste capítulo.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos a partir da implementação dos modelos desenvolvidos de despacho econômico com participação da demanda através da técnica de OEP modificada, considerando as duas formas de tratamento das restrições de igualdade. A precisão mínima de atendimento das restrições de igualdade, aceitável neste trabalho, é de 10^{-5} . Ressalta-se que o OEP é uma metodologia de forte componente estocástica, cujo comportamento é fortemente influenciado pelas posições iniciais das partículas, que são aleatórias, e pela aleatoriedade na atualização das posições e velocidades. Por isso, comparam-se os resultados provenientes de 20 execuções de cada algoritmo.

Primeiramente, são mostrados os resultados referentes ao problema DE-PD modelado a partir de um sistema elétrico com barramento único. Na segunda parte do capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da modelagem do problema DE com participação da demanda, considerando-se restrições de rede (DER-PD). Dois sistemas são utilizados para ilustrar a aplicabilidade do problema DER-PD: o primeiro configurado em 6 barramentos e o segundo configurado em 30 barramentos.

Na primeira fase de experimentos, compara-se a eficiência entre as técnicas OEP-MATRI, OEP-FP e Pontos Interiores (PI). As técnicas de otimização OEP-MATRI e OEP-FP são comparadas neste estudo sob as mesmas condições, isto é, com o mesmo número de avaliações da função objetivo. Na segunda fase de experimentos, quando se considera as restrições de rede, são comparadas as técnicas OEP-MATRI e OEP-FP. Para o sistema

com 30 barras, como se utiliza em conjunto as técnicas MATRI e FP, é realizada uma análise estatísticas dos resultados obtidos.

Para todos os casos estudados, são simulados dois cenários para ilustrar o efeito da participação da demanda na diminuição do custo total de geração de energia. O cenário principal refere-se ao problema DE-PD ou DER-PD. Associado a este, define-se um cenário de referência sem participação da demanda, ou seja, um despacho econômico convencional. Este cenário de referência é formulado para o mesmo horizonte de tempo que o cenário principal e possui carga total idêntica à demanda deste cenário. A parcela da carga que é flexibilizada no cenário principal, é, no cenário de referência, concentrada nos intervalos de despacho que constituem os intervalos de pico do horizonte de tempo. Assume-se que no intervalo de pico, a energia proveniente da distribuidora local é mais cara.

4.1 Resultados do Problema DE-PD

Nesta primeira seção são apresentados os resultados obtidos a partir do modelo do problema DE-PD, esquematizado no Capítulo 2. São mostrados os resultados obtidos a partir do cenário de referência e do cenário principal.

4.1.1 Descrição do Cenário Simulado

Os resultados aqui apresentados são obtidos a partir da simulação de um sistema em barramento único que possui dois geradores térmicos (G_1 e G_2), um ponto de conexão com o sistema da concessionária de distribuição local (PC) e uma carga. Parte da carga é flexível, e pode ser distribuída nos intervalos do horizonte de tempo, com intuito de se diminuir os custos com energia. Cada intervalo de tempo considerado neste trabalho representa um período de 1 hora. São simulados testes com horizontes de tempo de 2, 3 e 4 intervalos. A micro-rede utilizada na simulação do DE-PD, ilustrada na Figura 4.1, possui capacidade de atendimento da demanda local.

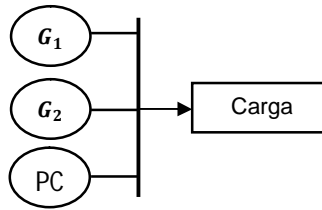


Figura 4. 1 - Sistema teste em barramento único.

As funções de custo dos geradores e seus limites operacionais são apresentados na Tabela 4.1 e ilustrados graficamente na Figura 4.2. A função de custo do gerador G_1 (FCG1) é quadrática, o gerador G_2 possui função de custo tipicamente utilizada para a representação de múltiplos pontos de válvulas (FCG2). As diferentes tarifas de energia da companhia distribuidora local são representadas pela função de custo do ponto de conexão (FCPC). Os limites de injeção de energia da distribuidora local também estão representados na Tabela 4.1. A Tabela 4.2 apresenta as características da demanda do consumidor em relação ao valor de sua carga fixa e flexível.

Tabela 4.1 - Funções de custo dos geradores para o problema DE-PD.

| | Funções de Custo | Limites de Geração (p.u.) | |
|-------|--|---------------------------|-------------------|
| | | \bar{P}_g | \underline{P}_g |
| G_1 | $P_g^2 + 0,5 \cdot P_g$ | 4,0 | 0,1 |
| G_2 | $0,039P_g^2 + 1,98 \cdot P_g + 0,73 \cdot \sin(3,15(P_g - P_g)) $ | 2,0 | 0,0 |
| PC | $K^a P_g$ | 5,0 | 0,3 |

a. $K = 2,0$ ou $K = 4,5$, indicando os diferentes preços da energia.

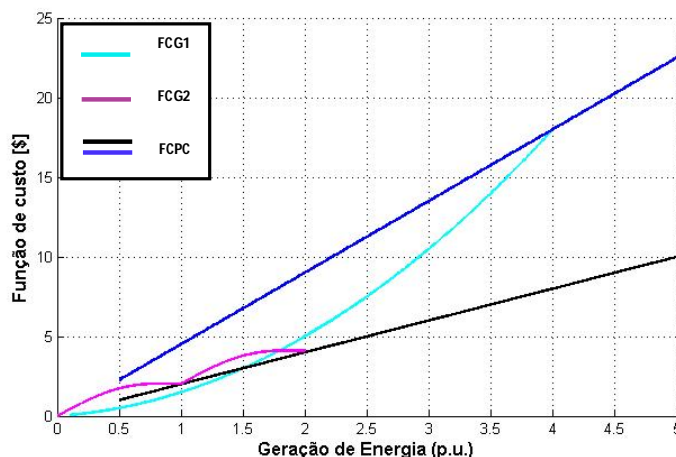


Figura 4.2 - Representação gráfica das funções de custo dos geradores para o sistema teste com barra única.

Tabela 4.2 - Características do consumidor para o problema DE-PD.

| Número de Intervalos | Carga Fixa (p.u.) | Limites Funcionais da Demanda Flexível (p.u.) | | Restrição de Energia (pu-h) |
|----------------------|-------------------|---|-------------------|-----------------------------|
| | | $\overline{P_d}$ | $\underline{P_d}$ | |
| $nT \leq 3$ | 1,0 | 0,4 | 0,1 | 0,4 |

4.1.2 O Problema DE-PD Simulado em 2 Intervalos de Tempo

Os resultados das simulações do problema de DE-PD, em 2 intervalos de tempo, solucionado a partir da técnica de OEP são apresentados nesta subseção. A tarifa energética imposta pela companhia distribuidora local é mais cara no segundo intervalo.

Primeiramente, são apresentados os resultados referentes à utilização da técnica OEP-MATRI. Na segunda parte são mostrados os resultados referentes à utilização da técnica OEP junto às funções de penalidade, OEP-FP.

A carga total para todos os sistemas simulados nesta seção é igual a 2,4 p.u.. A parcela flexível da demanda de 0,4 p.u. é concentrada no segundo intervalo quando se simula os cenários de referência.

Resultados do problema DE-PD; $nT=2$; OEP-MATRI

Nesta fase de simulação do problema de DE-PD, pela técnica de OEP, o tratamento das restrições de igualdade é realizado através da estratégia MATRI.

Os valores dos parâmetros do algoritmo de OEP-MATRI foram os seguintes: (i) 3000, para o número de iterações; (ii) 100, para o número de partículas; (iii) 3 e 1, respectivamente, para os coeficientes de aceleração c_1 e c_2 . O algoritmo utilizado na simulação é apresentado na seção 3.3.1 do Capítulo 3.

A Tabela 4.3 apresenta os resultados obtidos com as simulações do DE sem o gerenciamento da carga flexível e a Tabela 4.4 mostra os resultados do DE-PD. Os resultados aqui apresentados correspondem de 20 execuções de cada algoritmo, em todas as execuções as restrições do problema são obedecidas e o mesmo resultado. Observa-se, de maneira geral que, quando há participação da demanda, a carga flexível é distribuída entre os intervalos de tempo de forma a diminuir o custo total de geração de energia.

Tabela 4.3 – Resultados do problema DE sem PD através estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|-------------|
| | 1 | 2 |
| Carga (p.u.) | 1,00 | 1,40 |
| G₁ (p.u.) | 0,70 | 1,10 |
| G₂ (p.u.) | 0,00 | 0,00 |
| PC^a (p.u.) | 0,30 | 0,30 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 1,44 | 3,11 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 4,55 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.4 – Resultados do problema DE-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|---------------|
| | 1 | 2 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,3000 | 0,1000 |
| G₁ (p.u.) | 0,7500 | 0,8000 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,0000 |
| PC^a (p.u.) | 0,5500 | 0,3000 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 2,0375 | 2,3900 |
| Custo Total Médio de Geração Total [\$] | 4,4275 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Resultados do problema DE-PD; $nT = 2$; OEP-FP

Os resultados aqui apresentados são obtidos através da utilização da técnica de OEP-FP para a solução do problema de DE-PD.

Os valores dos parâmetros do algoritmo de OEP-FP são iguais aos dos parâmetros da técnica OEP-MATRI. O coeficiente de penalidade utilizado é igual a 10^5 . O algoritmo utilizado nesta simulação é apresentado na seção 3.3.2 do Capítulo 3.

Os resultados aqui apresentados são obtidos a partir de 20 execuções de cada algoritmo simulado. As restrições de igualdade não são violadas durante as execuções. As Tabelas 4.5, 4.6 e 4.7 mostram os resultados obtidos com simulações do cenário de referência e as Tabelas 4.8, 4.9 e 4.10 apresentam os resultados do despacho econômico com participação da demanda. Observa-se, através da análise dos resultados, que há uma diminuição do custo total de geração quando a participação da demanda é considerada.

Tabela 4.5 – Melhor resultado do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|-------------|
| | 1 | 2 |
| Carga (p.u.) | 1,00 | 1,40 |
| G₁ (p.u.) | 0,70 | 1,10 |
| G₂ (p.u.) | 0,00 | 0,00 |
| PC^a (p.u.) | 0,30 | 0,30 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 1,44 | 3,11 |
| Custo de Geração Total [\$] | 4,55 | |

Tabela 4.6 – Pior resultado do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|---------------|
| | 1 | 2 |
| Carga (p.u.) | 1,0000 | 1,4000 |
| G₁ (p.u.) | 0,6344 | 0,5187 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,5813 |
| PC^a (p.u.) | 0,3656 | 0,3000 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 1,4508 | 3,7673 |
| Custo Total de Geração [\$] | 5,2181 | |

Tabela 4.7 – Média dos resultados do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|---------------|
| | 1 | 2 |
| G₁ (p.u.) | 0,6341 | 1,0026 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,0924 |
| PC^a (p.u.) | 0,3659 | 0,3000 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 1,4534 | 3,1809 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 4,6342 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.8 – Melhor resultado do problema DE-PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|---------------|
| | 1 | 2 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,2989 | 0,1011 |
| G₁ (p.u.) | 0,7501 | 0,8011 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,0000 |
| PC^a (p.u.) | 0,5488 | 0,3000 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 1,9595 | 2,8011 |
| Custo de Geração Total [\$] | 4,4276 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.9 – Pior resultado do problema DE-PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|---------------|
| | 1 | 2 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,2702 | 0,1298 |
| G₁ (p.u.) | 0,1000 | 0,3309 |
| G₂ (p.u.) | 0,8402 | 0,4989 |
| PC^a (p.u.) | 0,3000 | 0,3000 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 2,7050 | 3,3725 |
| Custo de Geração Total [\$] | 6,0775 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.10 – Média dos resultados do problema DE-PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|---------------|
| | 1 | 2 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,2062 | 0,1938 |
| G₁ (p.u.) | 0,6215 | 0,7468 |
| G₂ (p.u.) | 0,1335 | 0,1328 |
| PC^a (p.u.) | 0,4512 | 0,3142 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 2,0050 | 2,4244 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 4,7606 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Comparação dos resultados, para 2 intervalos de tempo, através das estratégias OEP-MATRI e OEP-FP

Através da análise dos resultados, observa-se que há uma diminuição do custo total de geração quando a participação da demanda é modelada, como esperado. A carga flexível é distribuída de acordo com o cenário de preços imposto pela concessionária local. Isto quer dizer que, para o intervalo #2, o valor da carga flexível deve ser igual ou bem próximo do valor mínimo estabelecido de 0,1 p.u.. Ressalte-se que no intervalo #2, para o melhor resultado OEP-FP, o valor da carga flexível é ligeiramente maior que valor mínimo estabelecido, o que gera um custo maior que o custo alcançado através da estratégia OEP-MATRI. Além disso, observa-se que, quando não há restrição de energia, o algoritmo OEP-FP consegue gerar o mesmo resultado obtido através da técnica OEP-MATRI.

Com intuito de se qualificar a eficiência do OEP, compara-se os resultados obtidos pelas duas estratégias, OEP-MATRI e OEP-FP, com os resultados obtidos pelo algoritmo de otimização por Pontos Interiores (PI). O algoritmo de PI é executado 80.000 vezes com pontos iniciais aleatórios. Nas Tabelas 4.11, 4.12 e 4.13 são apresentados os resultados obtidos através do PI com pontos iniciais aleatórios. Além disso, em uma segunda etapa, utilizam-se os resultados obtidos através das estratégias OEP-MATRI e OEP-FP como pontos iniciais para o algoritmo PI que depende da qualidade desses pontos, esses resultados são apresentados na Tabela 4.14. Observando os resultados desta primeira fase de testes, percebe-se que a média dos resultados dos algoritmos PI e OEP-FP tem qualidade inferior aos resultados médios gerados pela técnica OEP-MATRI.

A Figura 4.3 apresenta um comparativo dos resultados das metodologias de otimização comparadas na primeira etapa descrita acima. A marca central representa a mediana do custo total de geração obtido com cada metodologia, as margens da figura representam os 25º e 75º percentis e os riscos em preto, representam os custos de geração extremos obtidos em cada estratégia. Os *outliers* são representados pelo sinal "+". Através da mesma observa-se que a técnica OEP-MATRI possui variância nula, apresentando o melhor desempenho. A técnica com pior desempenho neste caso é a OEP-FP, com variância 0,2111. Em segundo lugar, encontra-se o algoritmo PI, com uma variância de 0,0124.

Em uma segunda etapa, utilizam-se os resultados obtidos através das estratégias OEP-MATRI e OEP-FP como pontos iniciais para o algoritmo PI. Esses resultados são apresentados na Tabela 4.14. Percebe-se que a distribuição da carga, o despacho de geradores e, conseqüentemente, os custos de geração são iguais aos resultados obtidos

pela técnica OEP-MATRI. Ou seja, o algoritmo de PI não melhora o resultado do algoritmo OEP-MATRI. Utilizando-se o melhor e o pior resultado da técnica OEP-FP como pontos iniciais o algoritmo PI gera o mesmo resultado obtido pela técnica OEP-MATRI. Isto é, ele consegue melhorar os resultados da estratégia OEP-FP.

Tabela 4.11 – Melhor resultado do problema DE-PD através da técnica PI, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|---------------|
| | 1 | 2 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,3000 | 0,1000 |
| Carga Total (p.u.) | 1,3000 | 1,1000 |
| G₁ (p.u.) | 0,7500 | 0,8000 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,0000 |
| PC (p.u.) | 0,5500 | 0,3000 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 2,0375 | 2,3900 |
| Custo Total de Geração [\$] | 4,4275 | |

Tabela 4.12 – Pior resultado do problema DE-PD através da técnica PI, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|---------------|
| | 1 | 2 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,1000 | 0,3000 |
| Carga Total (p.u.) | 1,1000 | 1,3000 |
| G₁ (p.u.) | 0,7500 | 0,1000 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,9000 |
| PC (p.u.) | 0,3500 | 0,3000 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 1,6375 | 3,5139 |
| Custo Total de Geração [\$] | 5,1514 | |

Tabela 4.13 - Resultados médios do problema DE-PD através da técnica PI, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|--------|
| | 1 | 2 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,2707 | 0,1293 |
| G₁ (p.u.) | 0,7389 | 0,6973 |
| G₂ (p.u.) | 0,0153 | 0,1320 |
| PC (p.u.) | 0,5164 | 0,3000 |
| Custo Total Médio de Geração Total [\$] | 4,5448 | |

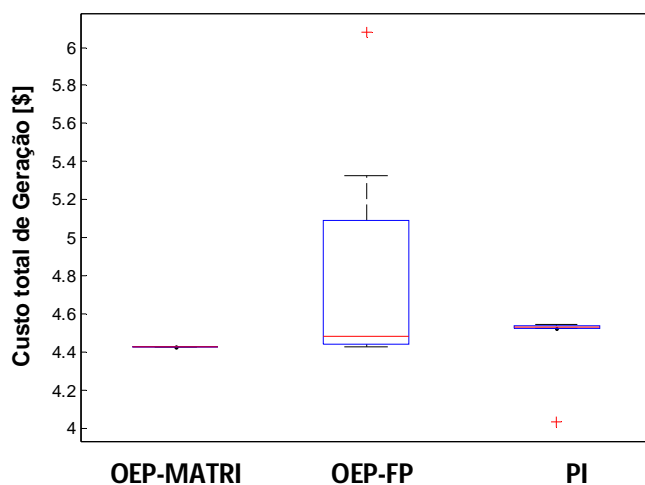


Figura 4.3 - Representação gráfica do diferente desempenho das metodologias de otimização em relação à minimização do custo total de geração.

Tabela 4.14 – Resultado obtido através da utilização dos resultados do OEP como pontos iniciais do PI, para 2 intervalos de despacho

| MATRI | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|---------------|
| | 1 | 2 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,3000 | 0,1000 |
| Carga Total (p.u.) | 1,3000 | 1,1000 |
| G₁ (p.u.) | 0,7500 | 0,8000 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,0000 |
| PC (p.u.) | 0,5500 | 0,3000 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 2,0375 | 2,3900 |
| Custo Total de Geração [\$] | 4,4275 | |

4.1.3 O Problema DE-PD Simulado em 3 Intervalos de Tempo

Esta subseção apresenta os resultados obtidos através da simulação do problema DE-PD, para 3 intervalos de despacho, utilizando-se as técnicas OEP-MATRI e OEP-FP.

O intervalo de despacho #2 é caracterizado como intervalo de pico de demanda com tarifa de energia mais cara. Utilizam-se, novamente, as funções de custo de geração mostradas na Tabela 4.1.

Em todos os testes realizados, tanto nos quais se modela a participação da demanda, quanto nos cenários de referência, a carga total dos sistemas é igual a 2,4 p.u. A

parcela de carga flexível do despacho com participação da demanda é, nos cenários de referência, concentrada no intervalo #2.

Resultados do problema DE-PD: $nT=3$; OEP-MATRI

Os resultados aqui apresentados são obtidos através da utilização do algoritmo OEP-MATRI para solução do problema DE-PD. São realizadas 20 execuções do algoritmo para cada cenário testado.

Os valores dos parâmetros para o algoritmo OEP-MATRI são: número de iterações igual a 3000; c_1 e c_2 iguais respectivamente a 3 e 1; e número de partículas igual a 200.

A Tabela 4.15 apresenta os resultados obtidos através das simulações sem a modelagem de cargas flexíveis e a Tabela 4.16 ilustra os resultados com a participação da demanda. Quando há participação da demanda observa-se que os custos dos intervalos #1 e #3 aumentam em oposição ao comportamento do intervalo de pico #2, que teve seu custo diminuído. Porém, na totalização dos custos, observa-se a diminuição do custo total de geração de energia com aplicação da participação da demanda.

Observa-se que, devido ao fato das funções de custo serem iguais nos intervalos #1 e #3, a distribuição da geração e o valor da carga flexível devem ser iguais nesses intervalos. Porém, a distribuição acima mencionada não é verificada nas simulações do OEP-MATRI, como pode ser observado na Tabela 4.16. Contudo, em todas as 20 execuções o custo total de geração obtido é igual a \$5,8650. Ressalta-se que a taxa de convergência dessas simulações é de 100%.

Tabela 4.15 – Média dos resultados do problema DE sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|-------------|-------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| G_1 (p.u.) | 0,70 | 1,10 | 0,70 |
| G_2 (p.u.) | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| PC^a (p.u.) | 0,30 | 0,30 | 0,30 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 1,44 | 3,11 | 1,44 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 5,99 | | |

a. $K=2.0$ para o intervalo #1 , $k =4.5$ para o intervalo #2.

Tabela 4.16 – Média dos resultados do problema DE-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,1832 | 0,1001 | 0,1254 |
| G₁ (p.u.) | 0,7500 | 0,7859 | 0,7500 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| PC^a (p.u.) | 0,4332 | 0,3142 | 0,3754 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 1,8039 | 2,4245 | 1,6883 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 5,8650 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3 , k=4.5 para o intervalo #2.

Resultados do problema DE-PD; nT=3; OEP-FP

Os resultados aqui ilustrados se referem à simulação do problema DE-PD através da técnica OEP-FP para 3 intervalos de despacho.

Os valores dos parâmetros para o algoritmo OEP-FP são iguais aos utilizados pela técnica OEP-MATRI. O valor do coeficiente de penalidade é igual a 10^5 .

Nesta seção, as Tabelas 4.17, 4.18 e 4.19 ilustram os resultados obtidos com a simulação do cenário de referência e as Tabelas 4.20, 4.21 e 4.22 apresentam os resultados do problema com o gerenciamento de cargas flexíveis. São analisados os resultados obtidos através das 20 simulações de cada cenário. Obteve-se 100% de convergência nas simulações. De maneira geral, observa-se o mesmo comportamento dos problemas anteriores: uma diminuição do custo total de geração de energia elétrica com a participação da demanda.

Tabela 4.17 – Melhor resultado do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|-------------|-------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga (p.u.) | 1,00 | 1,40 | 1,00 |
| G₁ (p.u.) | 0,70 | 1,10 | 0,70 |
| G₂ (p.u.) | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| PC^a (p.u.) | 0,30 | 0,30 | 0,30 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 1,44 | 3,11 | 1,44 |
| Custo Total de Geração [\$] | 5,99 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3 , k=4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.18 – Pior resultado do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga (p.u.) | 1,00 | 1,40 | 1,00 |
| G₁ (p.u.) | 0,7000 | 0,5649 | 0,7000 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,5351 | 0,0000 |
| PC^a (p.u.) | 0,3000 | 0,3000 | 0,3000 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 1,4400 | 3,7673 | 1,4400 |
| Custo de Geração Total [\$] | 6,6473 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.19 – Média dos resultados do problema DE sem PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| G₁ (p.u.) | 0,6944 | 0,7875 | 0,6349 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,3125 | 0,0000 |
| PC^a (p.u.) | 0,3056 | 0,3000 | 0,3651 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 1,4408 | 3,2512 | 1,4704 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 6,1624 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.20 – Melhor resultado do problema DE-PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,1928 | 0,1072 | 0,1000 |
| Carga Total (p.u.) | 1,1928 | 1,1072 | 1,1000 |
| G₁ (p.u.) | 0,1068 | 0,5154 | 0,7323 |
| G₂ (p.u.) | 0,7773 | 0,2917 | 0,0000 |
| PC^a (p.u.) | 0,3087 | 0,3000 | 0,3673 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 1,7280 | 2,4206 | 1,7182 |
| Custo Total de Geração [\$] | 5,8669 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.21 – Pior resultado do problema DE-PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,1295 | 0,1213 | 0,1492 |
| Carga Total (p.u.) | 1,1295 | 1,1213 | 1,1492 |
| G₁ (p.u.) | 0,7082 | 0,8212 | 0,8480 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| PC^a (p.u.) | 0,4213 | 0,3000 | 0,3012 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 2,7240 | 3,0505 | 1,6378 |
| Custo de Geração Total [\$] | 7,4124 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.22 – Média dos resultados do problema DE-PD através da estratégia OEP-FP, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga Flexível Média (p.u.) | 0,1442 | 0,1313 | 0,1354 |
| G₁ (p.u.) | 0,6021 | 0,7578 | 0,7179 |
| G₂ (p.u.) | 0,0579 | 0,0678 | 0,0106 |
| PC^a (p.u.) | 0,4816 | 0,3057 | 0,4069 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 1,7435 | 2,4833 | 1,6473 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 5,8742 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3 , k =4.5 para o intervalo #2.

Comparação dos resultados, para 3 intervalos de tempo, através das estratégias OEP-MATRI e OEP-FP

Analisando-se os resultados obtidos através das duas estratégias de tratamento das restrições de igualdade, observa-se que se atingiu o objetivo de se diminuir o custo total de geração com a utilização da modelagem da participação da demanda. A carga flexível é distribuída durante os três intervalos do horizonte de tempo considerado e as restrições do problema são atendidas.

O sistema de barramento único, simulado em 3 intervalos de despacho, gera resultados que apresentam o mesmo comportamento observado nas simulações com 2 intervalos: quando não há restrição de energia o melhor resultado alcançado pela técnica OEP-FP é igual ao resultado gerado pela estratégia OEP-MATRI. Além disso, o resultado médio gerado pela estratégia OEP-FP é ligeiramente superior ao melhor resultado obtido.

Porém, quando a participação da demanda é modelada, e utiliza-se a estratégia OEP-FP, o valor da carga flexível no intervalo #2 para o melhor resultado é ligeiramente maior que o limite funcional inferior, estabelecido para a variável carga flexível. Isso implica em um custo total de geração levemente superior ao obtido pela estratégia OEP-MATRI. Contudo, a média dos resultados indica que há uma pequena variação em relação ao melhor resultado.

A análise da qualidade dos resultados obtidos é realizada através da comparação das duas metodologias estocásticas utilizadas com uma técnica analítica. Dessa forma, primeiramente, compara-se os resultados obtidos através das técnicas OEP-MATRI e OEP-FP com a técnica de otimização PI inicializada com pontos aleatórios. Esses resultados são apresentados nas Tabelas 4.23, 4.24 e 4.25. Com a análise dos resultados, percebe-se que o algoritmo PI, sendo iniciado com pontos aleatórios, gera resultados sempre diferentes, mas com uma pequena variação em relação ao menor custo total de geração. Além disso, observa-se que o valor do custo total de geração, obtido no melhor resultado da técnica PI, é igual ao obtido com a metodologia OEP-MATRI.

Em uma segunda etapa de qualificação utilizam-se os valores gerados pelas duas estratégias, MATRI e FP, com a modelagem da resposta da demanda, como pontos iniciais para o algoritmo de otimização PI. Esses resultados são apresentados na Tabela 4.26. Através dessa metodologia, alcança-se um custo total de \$5,8650, exatamente o mesmo valor obtido através da estratégia OEP-MATRI. Ou seja, a técnica PI não melhora o resultado obtido pela estratégia OEP-MATRI. Utilizando-se como pontos iniciais os resultados obtidos através da estratégia OEP-FP, o algoritmo PI alcança-se um custo total de \$5,8650, igual ao custo alcançado pela estratégia OEP-MATRI.

A Figura 4.4 apresenta a comparação das metodologias OEP-MATRI, OEP-FP e PI, e atesta que os resultados das estratégias OEP possuem qualidade equiparável a estratégia analítica de otimização PI. Esse fato é comprovado observando-se que as linhas centrais vermelhas, que indicam a mediana de cada metodologia, possuem valores bem próximos. Observa-se também, que a estratégia OEP-MATRI, que possui variância nula, apresenta o melhor desempenho. A técnica PI, com variância igual a 0,0045737, apresenta um desempenho ligeiramente inferior a estratégia OEP-MATRI. Já a estratégia OEP-FP, com uma variância de 0,2105, apresenta o pior desempenho.

Tabela 4.23 – Melhor resultado do problema DE-PD através da técnica de otimização por PI, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,1500 | 0,1000 | 0,1500 |
| Carga Total (p.u.) | 1,1500 | 1,1000 | 1,1500 |
| G₁ (p.u.) | 0,7500 | 0,8000 | 0,7500 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| PC (p.u.) | 0,400 | 0,3000 | 0,4000 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 1,7375 | 2,3900 | 1,7375 |
| Custo de Geração Total [\$] | 5,8650 | | |

Tabela 4.24 – Pior resultado do problema DE-PD através da técnica de otimização por PI, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,1000 | 0,2000 | 0,1000 |
| Carga Total (p.u.) | 1,1000 | 1,3000 | 1,1000 |
| G₁ (p.u.) | 0,7500 | 0,1000 | 0,7500 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,8000 | 0,0000 |
| PC (p.u.) | 0,3500 | 0,3000 | 0,3500 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 1,6375 | 3,4441 | 1,6375 |
| Custo de Geração Total [\$] | 6,7191 | | |

Tabela 4.25 – Média dos resultados do problema DE-PD através da técnica de otimização por PI, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga Flexível Média (p.u.) | 0,1498 | 0,1004 | 0,1498 |
| G₁ (p.u.) | 0,7500 | 0,7972 | 0,75000 |
| G₂ (p.u.) | 0,0000 | 0,0032 | 0,0000 |
| PC (p.u.) | 0,3998 | 0,3000 | 0,3998 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 1,7371 | 2,3942 | 1,7371 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 5,8684 | | |

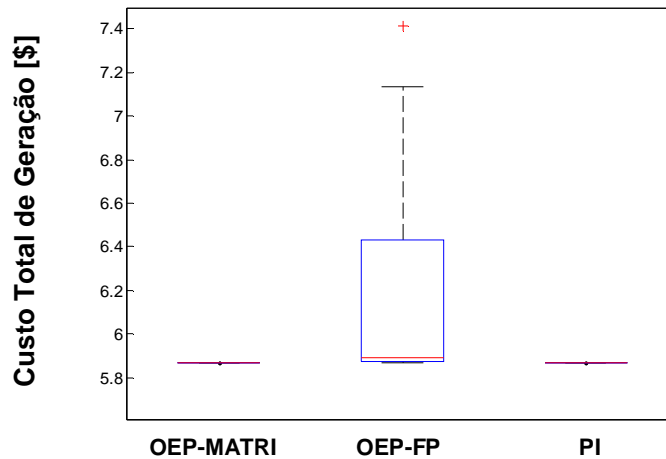


Figura 4.4 - Representação gráfica do diferente desempenho das metodologias de otimização, em relação à minimização do custo total de geração.

Tabela 4.26 – Resultado obtido através da utilização dos resultados do OEP como pontos iniciais do PI, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga Fixa (p.u.) | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | 0,1498 | 0,1004 | 0,1498 |
| Carga Total (p.u.) | 1,1498 | 1,1004 | 1,1498 |
| G₁ (p.u.) | 0,75 | 0,7972 | 0,75000 |
| G₂ (p.u.) | 0,00 | 0,0032 | 0,0000 |
| PC (p.u.) | 0,3998 | 0,300 | 0,3998 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 1,7371 | 2,3942 | 1,7371 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 5,8684 | | |

4.2. Resultados do Problema DER-PD

As simulações do sistema em barramento único são realizadas com o objetivo de validar a metodologia OEP para a resolução de problemas com participação da demanda e com restrições intertemporais. Esta segunda etapa tem o intuito de avaliar a técnica OEP para solução de problemas mais complexos com restrições intertemporais e com maior número de variáveis. Para isso, são simuladas micro-redes elétricas com vários barramentos.

O problema DER-PD é ilustrado através da simulação de dois sistemas: o primeiro com 6 e o segundo com 30 barramentos. O sistema com 6 barras e 2 intervalos de despacho é simulado através das estratégias OEP-MATRI e OEP-FP. Já o problema DER-PD para o sistema com 6 barras e 3 intervalos de despacho é simulado somente através da metodologia OEP-MATRI.

Finalmente, o problema DER-PD para um sistema com 30 barramentos e 3 intervalos de despacho é simulado através de um algoritmo que faz a junção das duas estratégias de tratamento das restrições de igualdade utilizadas neste trabalho. Esse algoritmo recebe o nome de OEP-MATRI-FP.

4.2.1. Sistema Teste com 6 Barras

O sistema elétrico utilizado nas próximas simulações, apresentado na Figura 4.5, possui capacidade de atendimento da demanda local. Ele está configurado em seis barramentos, com cargas nas barras #2, #4 e #5. Os geradores considerados nestas simulações são térmicos e estão localizados nos barramentos #1 e #3. A barra #6, chamada de PC_6 , representa a conexão do micro-sistema com o sistema da distribuidora local. A barra #1 é adotada como barra de referência de ângulos. Detalhes do sistema testes, como valores das admitâncias de linhas, são apresentados no Anexo B.

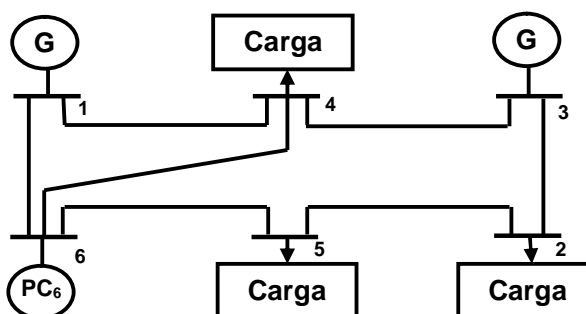


Figura 4.5 - Sistema teste com 6 barramentos.

As funções de custo dos geradores do micro sistema com 6 barramentos são as mesmas do problema DE-PD em barramento único, e são reproduzidas na Tabela 4.27.

Cada consumidor deste sistema possui uma demanda com uma parcela flexível, com limites superiores e inferiores diferentes para o deslocamento de carga flexível no horizonte de tempo. Esses limites são apresentados na Tabela 4.28.

Tabela 4.27 - Funções de custo dos geradores do sistema teste de 6 barras

| | Funções de Custo | Limites de Geração (p.u.) | |
|-----------------------|---|---------------------------|-------------------|
| | | \bar{P}_g | \underline{P}_g |
| G₁ | $P_g^2 + 0,5 \cdot P_g$ | 4,0 | 0,1 |
| G₃ | $0,039P_g^2 + 1,98 \cdot P_g + \left 0,73 \cdot \sin\left(3,15\left(\underline{P}_g - P_g\right)\right) \right $ | 2,0 | 0,0 |
| PC₆ | $K^a P_g$ | 5,0 | 0,3 |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.28 - Características dos consumidores para o problema DER-PD, para um sistema com 6 barras

| Consumidor | Carga Fixa (p.u.) | Limites Funcionais da Demanda Flexível (p.u.) | | Restrição de Energia (pu.h) |
|----------------------|-------------------|---|-------------------|-----------------------------|
| | | \bar{P}_d | \underline{P}_d | |
| L₂ | 1,0 | 0,4 | 0,1 | 0,4 |
| L₄ | 1,0 | 1,2 | 0,1 | 1,2 |
| L₅ | 1,0 | 0,8 | 0,1 | 0,8 |

4.2.1.1 Resultados do Problema DER-PD para um sistema com 6 Barramentos

Esta subseção apresenta os resultados obtidos com a aplicação da técnica OEP para a solução do problema DER-PD em um horizonte com 2 e 3 intervalos de tempo.

A aplicabilidade das duas técnicas utilizadas neste trabalho, OEP-MATRI e OEP-FP, é ilustrada através da comparação do sistema modelado com participação da demanda com o cenário de referência. A carga total das duas configurações é igual a 5,4 p.u.. O valor total da demanda flexível, igual a 2,4 p.u., é, no cenário de referência, concentrado no(s) intervalo(s) cujo preço da energia imposto pela distribuidora local é mais caro, de acordo com as características de cada consumidor apresentadas na Tabela 4.27.

Resultados do problema DER-PD; $nT=2$; OEP-MATRI

Nesta seção são apresentados os resultados relativos à utilização da estratégia OEP-MATRI para o problema DER-PD aplicado a um sistema com 6 barramentos em 2 intervalos de despacho. A tarifa energética imposta pela companhia distribuidora local é mais cara no segundo intervalo.

Os parâmetros utilizados para o algoritmo OEP-MATRI são os seguintes: número de partículas igual a 100; c_1 e c_2 iguais a 3 e 1, respectivamente; número de iterações igual a 3000. São realizadas 20 execuções para cada cenário considerado.

Os resultados obtidos para o cenário de referência são apresentados nas Tabelas 4.29, 4.30 e 4.31. Os resultados das simulações do cenário principal são apresentados nas Tabelas 4.32, pois nessas simulações a técnica OEP-MATRI gera o mesmo resultado, nas 20 execuções. De maneira geral, observa-se que, com a participação da demanda, houve uma diminuição dos custos no intervalo #2, intervalo que possuía pico de demanda, e um aumento dos custos com a geração no intervalo #1.

Tabela 4.29 – Melhor resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|----------------|
| | 1 | 2 |
| Carga (p.u.) | 3,0000 | 5,4000 |
| G_1 (p.u.) | 0,75 | 2,0000 |
| G_3 (p.u.) | 0,9973 | 2,00 |
| PC_6^a (p.u.) | 1,2527 | 1,40 |
| Custo de geração por Intervalo [\$] | 5,4564 | 15,4288 |
| Custo de Geração Total [\$] | 20,8852 | |

Tabela 4.30 – Pior resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|----------------|
| | 1 | 2 |
| Carga (p.u.) | 3,0000 | 5,4000 |
| G_1 (p.u.) | 0,75 | 2,0000 |
| G_3 (p.u.) | 1,0073 | 2,00 |
| PC_6^a (p.u.) | 1,2427 | 1,40 |
| Custo de geração por Intervalo [\$] | 5,4806 | 15,4288 |
| Custo de Geração Total [\$] | 20,9094 | |

Tabela 4.31 – Média dos resultados do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|----------------|
| | 1 | 2 |
| Carga (p.u.) | 3,0000 | 5,4000 |
| G₁ (p.u.) | 0,7389 | 2,0000 |
| G₃ (p.u.) | 0,9983 | 1,9995 |
| PC₆^a (p.u.) | 1,2628 | 1,4005 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 5,4564 | 15,4288 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 20,8884 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1, k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.32 – Média dos resultados do problema DER-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|--------|
| | 1 | 2 | |
| Carga Fixa (p.u.) | 3,0000 | 3,0000 | |
| Carga Flexível (p.u.) | L₂ | 0,3000 | 0,1000 |
| | L₄ | 1,1000 | 0,1000 |
| | L₅ | 0,7000 | 0,1000 |
| Carga Total (p.u.) | 5,1000 | 3,3000 | |
| G₁ (p.u.) | 0,7500 | 1,0053 | |
| G₃ (p.u.) | 0,9973 | 1,9947 | |
| PC₆^a (p.u.) | 3,3527 | 0,3000 | |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 9,6564 | 6,9682 | |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 16,6246 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1, k =4.5 para o intervalo #2.

Resultados do problema DER-PD; nT=2; OEP-FP

Os resultados aqui apresentados originam-se da simulação do problema DER-PD através da técnica OEP-FP.

Os parâmetros utilizados para o algoritmo OEP-FP são iguais aos do algoritmo OEP-MATRI. O coeficiente de penalidade utilizado é igual a 10^5 .

As Tabelas 4.33, 4.34 e 4.35 apresentam os resultados relativos ao problema sem participação da demanda. As Tabelas 4.36, 4.37 e 4.38 ilustram os resultados do problema DER-PD. Os resultados originam-se da observação das 20 rodadas do algoritmo para cada cenário. Ressalta-se que a taxa de convergência obtida na simulação do cenário de referência é de 62,5% e para o cenário principal é de 36,94%.

Tabela 4.33 – Melhor resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|----------------|
| | 1 | 2 |
| Carga (p.u.) | 3,0000 | 5,4000 |
| G₁ (p.u.) | 2,5182 | 1,5122 |
| G₃ (p.u.) | 0,0000 | 2,0000 |
| PC₆^a (p.u.) | 0,4818 | 1,8878 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 8,5640 | 15,6667 |
| Custo de Geração Total [\$] | 24,2307 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1, k=4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.34 – Pior resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|----------------|
| | 1 | 2 |
| Carga (p.u.) | 3,0000 | 5,4000 |
| G₁ (p.u.) | 2,5182 | 1,5122 |
| G₃ (p.u.) | 0,0000 | 2,0000 |
| PC₆^a (p.u.) | 0,4818 | 1,8878 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 8,5640 | 15,6667 |
| Custo de Geração Total [\$] | 24,2307 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1, k=4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.35 – Média dos resultados do problema DER sem PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|----------------|
| | 1 | 2 |
| Carga (p.u.) | 3,0000 | 5,4000 |
| G₁ (p.u.) | 0,5212 | 1,2252 |
| G₃ (p.u.) | 0,7637 | 0,0176 |
| PC₆^a (p.u.) | 1,1751 | 4,1573 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 6,0009 | 20,8976 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 29,8984 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1, k=4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.36 – Melhor resultado do problema DER-PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|----------------|
| | 1 | 2 |
| Carga Fixa (p.u.) | 3,0000 | 3,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | L ₂ | 0,1494 |
| | L ₄ | 0,8171 |
| | L ₅ | 0,2480 |
| Carga Total (p.u.) | 4,2145 | 4,1855 |
| G₁ (p.u.) | 0,8936 | 0,8584 |
| G₃ (p.u.) | 1,9734 | 1,4151 |
| PC₆^a (p.u.) | 1,3473 | 1,9121 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 8,0496 | 13,3763 |
| Custo de Geração Total [\$] | 21,4260 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.37 – Pior resultado do problema DER-PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|----------------|
| | 1 | 2 |
| Carga Fixa (p.u.) | 3,0000 | 3,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | L ₂ | 0,1613 |
| | L ₄ | 0,1000 |
| | L ₅ | 0,3543 |
| Carga Total (p.u.) | 3,6156 | 4,5696 |
| G₁ (p.u.) | 2,3943 | 0,1000 |
| G₃ (p.u.) | 0,3605 | 1,7181 |
| PC₆^a (p.u.) | 0,8607 | 2,9663 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 10,0505 | 17,4993 |
| Custo de Geração Total [\$] | 27,5498 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.38 – Média do resultado do problema DER-PD através da estratégia OEP-FP, para 2 intervalos de despacho

| | | # Intervalo de Tempo | |
|--|----------------------|----------------------|----------------|
| | | 1 | 2 |
| Carga Fixa (p.u.) | | 3,0000 | 3,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | L₂ | 0,2052 | 0,1794 |
| | L₄ | 0,6160 | 0,5839 |
| | L₅ | 0,3902 | 0,4098 |
| Carga Total (p.u.) | | 1,2114 | 1,1731 |
| G₁ (p.u.) | | 1,5368 | 0,6800 |
| G₃ (p.u.) | | 1,0856 | 1,1944 |
| PC₆^a (p.u.) | | 1,5890 | 2,3142 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | | 9,7162 | 14,6301 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | | 23,3463 | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 , k =4.5 para o intervalo #2.

Comparação dos resultados, para 2 intervalos de tempo, através das estratégias OEP-MATRI e OEP-FP

De maneira geral, observa-se que, com a modelagem da participação da demanda, há uma diminuição do custo total de geração, mesmo que o intervalo #2, que possui um preço maior da energia fornecida pela concessionária, continue sendo o intervalo com maior custo. Além disso, percebe-se que a distribuição das cargas e o despacho dos geradores obtidos pela técnica OEP-FP são diferentes dos resultados obtidos através da estratégia OEP-MATRI. Quando se aplica a estratégia MATRI, as cargas flexíveis (Tabela 4.20) se concentram no intervalo #1, o que está de acordo com o fato de ser este o intervalo de menor preço para a energia fornecida pela distribuidora.

A Figura 4.6 apresenta uma comparação entre os resultados obtidos nas 20 execuções de cada metodologia. Analisando a figura e os resultados apresentados, verifica-se que a técnica OEP-FP além de fornecer um custo maior, em média, que a técnica OEP-MATRI, também possui uma taxa de convergência menor. Além disso, observa-se que a estratégia OEP-MATRI possui uma variância nula. Já a metodologia OEP-FP apresenta uma

variância igual a 3,6428. Pode-se afirmar então, que a técnica OEP-MATRI apresenta um desempenho superior ao da técnica OEP-FP.

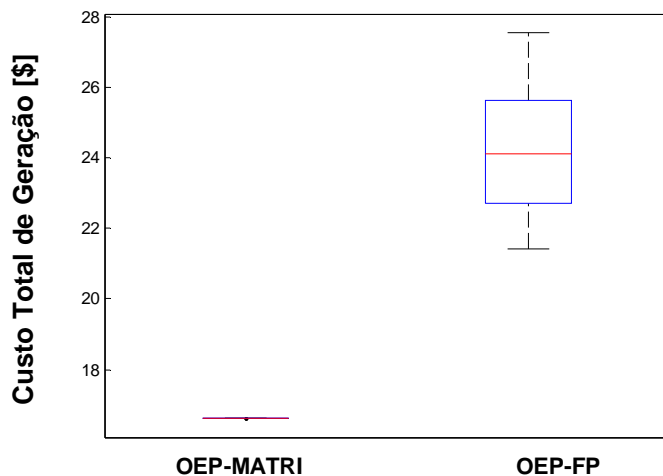


Figura 4.6 - Representação gráfica do diferente desempenho das metodologias de otimização, em relação à minimização do custo total de geração.

Resultados do problema DER-PD; $nT = 3$; OEP-MATRI

Nesta seção são apresentados os resultados para o problema proposto DER-PD com 6 barras simulado em 3 intervalos de despacho, através da técnica OEP-MATRI. Os resultados da técnica OEP-FP não são apresentados devido ao fato da necessidade do uso de coeficientes de penalidade elevados.

Os parâmetros utilizados para o algoritmo OEP-MATRI são os seguintes: número de partículas igual a 200; c_1 e c_2 iguais a 3 e 1, respectivamente; número de iterações igual a 4000.

As Tabelas 4.39, 4.40 e 4.41 apresentam os resultados do problema DER simulado para o cenário de referência. As Tabelas 4.42, 4.43 e 4.44 ilustram os resultados com a participação da demanda. Realizando-se uma análise geral dos resultados, observa-se também que há uma diminuição do custo total e do custo no intervalo #2, de pico, com a participação da demanda. A taxa de convergência das simulações do cenário de referência é de 55% e para o cenário principal é de 40%.

Tabela 4.39 – Melhor resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|----------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga (p.u.) | 3,0000 | 5,4000 | 3,0000 |
| G₁ (p.u.) | 06909 | 2,0000 | 0,7500 |
| G₃ (p.u.) | 1,9947 | 2,0000 | 0,9973 |
| PC₆^a (p.u.) | 0,3144 | 1,4000 | 1,2527 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 5,5566 | 15,4288 | 5,4564 |
| Custo Total de Geração [\$] | 26,4418 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3, k=4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.40 – Pior resultado do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|----------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga (p.u.) | 3,0000 | 5,4000 | 3,0000 |
| G₁ (p.u.) | 2,2085 | 2,0000 | 0,7500 |
| G₃ (p.u.) | 0,3240 | 2,0000 | 0,9973 |
| PC₆^a (p.u.) | 0,4674 | 1,4000 | 1,2527 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 8,2018 | 15,4288 | 5,4564 |
| Custo Total de Geração [\$] | 29,0870 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3, k=4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.41 – Média dos resultados do problema DER sem PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|----------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga (p.u.) | 3,0000 | 5,4000 | 3,0000 |
| G₁ (p.u.) | 1,3784 | 2,0000 | 0,7500 |
| G₃ (p.u.) | 1,0099 | 2,0000 | 0,9973 |
| PC₆^a (p.u.) | 0,6117 | 1,4000 | 1,2527 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | 6,6213 | 15,4288 | 5,4564 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | 27,5065 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3, k=4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.42 - Melhor resultado do problema DER-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho

| | | # Intervalo de Tempo | | |
|-------------------------------------|----------------|----------------------|---------------|---------------|
| | | 1 | 2 | 3 |
| Carga-fixa (p.u.) | | 3,0000 | 3,0000 | 3,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | L ₂ | 0,2000 | 0,1000 | 0,1000 |
| | L ₄ | 1,0000 | 0,1000 | 0,1000 |
| | L ₅ | 0,6000 | 0,1000 | 0,1000 |
| Carga Total (p.u.) | | 4,8000 | 3,3000 | 3,3000 |
| G ₁ (p.u.) | | 0,8238 | 1,0053 | 0,7500 |
| G ₃ (p.u.) | | 0,0204 | 1,9947 | 0,0000 |
| PC ₆ ^a (p.u.) | | 3,9557 | 0,3000 | 2,5500 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | | 9,0908 | 6,9682 | 6,0375 |
| Custo Total de Geração [\$] | | 22,0965 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3, k=4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.43 - Pior resultado do problema DER-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho

| | | # Intervalo de Tempo | | |
|-------------------------------------|----------------|----------------------|---------------|---------------|
| | | 1 | 2 | 3 |
| Carga-fixa (p.u.) | | 3,0000 | 3,0000 | 3,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | L ₂ | 0,2000 | 0,1000 | 0,1000 |
| | L ₄ | 1,0000 | 0,1000 | 0,1000 |
| | L ₅ | 0,2000 | 0,1000 | 0,1000 |
| Carga Total (p.u.) | | 4,4000 | 3,3000 | 3,3000 |
| G ₁ (p.u.) | | 3,8665 | 1,0053 | 0,7500 |
| G ₃ (p.u.) | | 0,6314 | 1,9947 | 0,9973 |
| G ₆ ^a (p.u.) | | 0,3021 | 0,3000 | 1,5527 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | | 19,4382 | 6,9682 | 5,0564 |
| Custo Total de Geração [\$] | | 32,4328 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3, k=4.5 para o intervalo #2.

Tabela 4.44 - Média dos resultados do problema DER-PD através da estratégia OEP-MATRI, para 3 intervalos de despacho

| | | # Intervalo de Tempo | | |
|---|----------------|----------------------|---------------|---------------|
| | | 1 | 2 | 3 |
| Carga-fixa (p.u.) | | 3,0000 | 3,0000 | 3,0000 |
| Carga Flexível (p.u.) | L ₂ | 0,2000 | 0,1000 | 0,1000 |
| | L ₄ | 1,0000 | 0,1000 | 0,1000 |
| | L ₅ | 0,5636 | 0,1000 | 0,1000 |
| G ₁ (p.u.) | | 2,3726 | 1,0053 | 0,7500 |
| G ₃ (p.u.) | | 0,9949 | 1,9947 | 0,9066 |
| PC ₆ ^a (p.u.) | | 2,3414 | 0,3000 | 1,5524 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | | 13,4451 | 6,9682 | 5,9708 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | | 26,4723 | | |

a. K=2.0 para o intervalo #1 e #3, k=4.5 para o intervalo #2.

4.2.2 Sistema Teste com 30 Barras

O sistema teste utilizado nesta fase de simulações é o IEEE-30 barras, cujas principais características são apresentadas no Anexo B (UNIVERSITY OF WASHINGTON ELECTRICAL ENGINEERING, 2011).

A Tabela 4.45 apresenta as funções de custo e os limites operacionais para os cinco geradores do sistema, juntamente com o preço da energia proveniente do sistema de distribuição. A energia fornecida pela companhia distribuidora tem custo linear e considera-se que o ponto de conexão encontra-se no barramento 1 (PC₁); os geradores situados nos barramentos #2 e #5, G₂ e G₅, têm funções de custo quadráticas; já os geradores G₈, G₁₁ e G₁₃ possuem funções de custo que representam seus respectivos pontos de válvula. As funções de custo são apresentadas graficamente na Figura 4.7.

Os valores de carga fixa de cada consumidor, os limites para o deslocamento da parcela flexível e as respectivas restrições de energia são apresentados na Tabela 4.46. Os consumidores dos barramentos #2, #5, #7, #8, #12, #21, #30 têm parte de sua demanda flexível, os outros consumidores têm carga que não responde às modificações de preço de energia da distribuidora local.

Observa-se que, diferentemente dos outros sistemas simulados, esta micro-rede não possui capacidade de geração para atender isoladamente sua demanda interna.

Tabela 4.45 - Funções de custo para os geradores do sistema teste com 30 barramentos

| Geradores | Funções de Custo | Limites Operacionais (p.u.) | |
|-----------------|---|-----------------------------|-------------------|
| | | $\overline{P_g}$ | $\underline{P_g}$ |
| PC ₁ | $K^a \cdot p_g$ | 2,00 | 0,50 |
| G ₂ | $175p_g^2 + 175p_g$ | 0,80 | 0,20 |
| G ₅ | $625p_g^2 + 100p_g$ | 0,50 | 0,15 |
| G ₈ | $834p_g^2 + 325p_g + \left 30 \cdot \sin\left(30\left(p_g - p_s\right)\right) \right $ | 0,35 | 0,10 |
| G ₁₁ | $250p_g^2 + 300p_g + \left 20 \cdot \sin\left(40\left(p_g - p_s\right)\right) \right $ | 0,30 | 0,10 |
| G ₁₃ | $250p_g^2 + 300p_g + \left 15 \cdot \sin\left(30\left(p_g - p_s\right)\right) \right $ | 0,40 | 0,12 |

a. K=200 para o intervalo #1 e #3, k =450 para o intervalo #2.

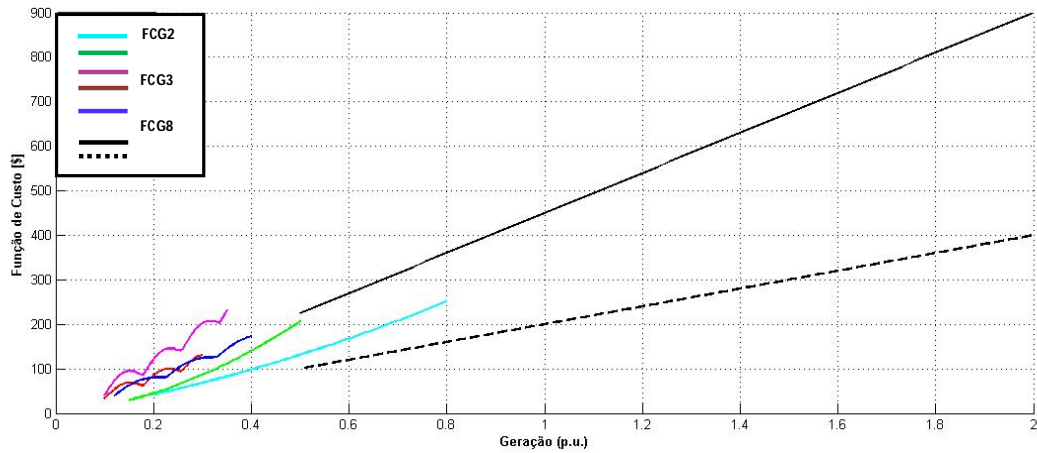


Figura 4.7 - Funções de custo para os geradores do sistema teste com 30 barramentos.

Tabela 4.46 - Limites funcionais para os consumidores do sistema com 30 barramentos

| Consumidor | Carga Fixa (p.u.) | Limites Operacionais para Deslocamento de Cargas Flexíveis (p.u.) | | E (Restrição de Energia) (p.u.h) |
|-----------------|-------------------|---|-------------------|----------------------------------|
| | | $\overline{P_d}$ | $\underline{P_d}$ | |
| L ₂ | 0,1736 | 0,0434 | 0,0010 | 0,0434 |
| L ₃ | 0,0240 | - | - | - |
| L ₄ | 0,0760 | - | - | - |
| L ₅ | 0,7536 | 0,1884 | 0,0010 | 0,1884 |
| L ₇ | 0,1824 | 0,0456 | 0,0010 | 0,0456 |
| L ₈ | 0,2400 | 0,0600 | 0,0010 | 0,0600 |
| L ₁₀ | 0,0580 | - | - | - |
| L ₁₂ | 0,0896 | 0,0224 | 0,0010 | 0,0224 |
| L ₁₄ | 0,0620 | - | - | - |
| L ₁₅ | 0,0820 | - | - | - |
| L ₁₆ | 0,0350 | - | - | - |
| L ₁₇ | 0,0900 | - | - | - |
| L ₁₈ | 0,0320 | - | - | - |
| L ₁₉ | 0,0950 | - | - | - |
| L ₂₀ | 0,0220 | - | - | - |
| L ₂₁ | 0,1400 | 0,0350 | 0,0010 | 0,0350 |
| L ₂₃ | 0,0320 | - | - | - |
| L ₂₄ | 0,0870 | - | - | - |
| L ₂₆ | 0,0350 | - | - | - |
| L ₂₉ | 0,0240 | - | - | - |
| L ₃₀ | 0,0848 | 0,0212 | 0,0010 | 0,0212 |
| Total | 2,4180 | - | - | 0,4160 |

4.2.2.1 Resultados do Problema DER-PD para o Sistema IEEE-30 Barras

Para as simulações do problema DER-PD com o sistema teste IEEE-30 barras é necessária a junção das duas estratégias de tratamento das restrições de igualdade no OEP. Em alguns casos, ao resolver analiticamente para uma variável de uma restrição de igualdade, no OEP-MATRI, observa-se que o valor obtido não pertence à região viável. A solução adotada para forçar o atendimento da restrição violada é adotar uma função de penalidade. Na simulação do problema DER-PD, através do sistema teste IEEE-30 barras, a restrição de energia apresenta o comportamento descrito anteriormente (ARAÚJO e UTURBEY, 2011).

Os valores para os outros parâmetros para o algoritmo OEP são os seguintes: número de partículas igual a 100; c_1 e c_2 iguais a 3 e 1, respectivamente; número de iterações igual a 4000; coeficiente de penalidade igual a 10^8 .

As Tabelas 4.47, 4.48 e 4.49 apresentam os resultados oriundos das 20 simulações do algoritmo para o cenário de referência. Os resultados obtidos com as 20 execuções do algoritmo para o cenário principal, DER-PD, são apresentados nas Tabelas 4.50, 4.51 e 4.52. Através da análise dos resultados para o cenário principal, observa-se que a carga flexível foi distribuída entre os 3 intervalos e que a restrição de energia é verificada para todos os consumidores. Comparando-se ainda os resultados dos dois cenários, percebe-se que há um aumento da carga nos intervalos #1 e #3 e, por outro lado, uma diminuição da carga do intervalo #2.

Outra importante observação refere-se ao fato de que, para a simulação do cenário com participação da demanda, algumas cargas flexíveis no segundo intervalo, não foram fixadas em seus valores mínimos. Este comportamento tem sido observado em várias simulações e indica uma maior dificuldade do algoritmo OEP para explorar o espaço de soluções factíveis com a utilização de funções de penalidade. Em todas as execuções do algoritmo as restrições são respeitadas. A taxa de convergência dos testes para o cenário de referência é de 100% e para o cenário principal é de 61,92%.

A Figura 4.8 ilustra a variação dos custos totais de geração em relação ao valor médio deste custo. Comparando-se a variação dos resultados obtidos em relação à média, observa-se que há uma variação muito maior para a estratégia OEP-MATR-FP, que possui variância igual a 2660, quando comparado aos resultados obtidos pela estratégia OEP-

MATRI apresentados anteriormente. Isso confirma a dificuldade do algoritmo em explorar o espaço de busca, conforme a dimensão do problema aumenta.

Tabela 4.47 – Melhor resultado sem PD para o sistema de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|--------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga (p.u.) | 2,4180 | 2,8340 | 2,4180 |
| PC₁^a (p.u.) | 1,6507 | 1,0960 | 1,7480 |
| G₂(p.u.) | 0,2000 | 0,7857 | 0,2000 |
| G₅ (p.u.) | 0,1500 | 0,2800 | 0,1500 |
| G₈ (p.u.) | 0,1000 | 0,1063 | 0,1000 |
| G₁₁ (p.u.) | 0,1221 | 0,2998 | 0,1000 |
| G₁₃ (p.u.) | 0,1952 | 0,2662 | 0,1200 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 550,5 | 1069,7 | 533,6 |
| Custo de Geração Total [\$] | 2153,8 | | |

a. K=200 para o intervalo #1 e #3, k =450 para o intervalo #2.

Tabela 4.48 – Pior resultado sem PD para o sistema de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|--------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga (p.u.) | 2,4180 | 2,8340 | 2,4180 |
| PC₁^a (p.u.) | 1,5719 | 0,9914 | 1,6593 |
| G₂(p.u.) | 0,2 | 0,7857 | 0,2 |
| G₅ (p.u.) | 0,15 | 0,2800 | 0,15 |
| G₈ (p.u.) | 0,1064 | 0,1254 | 0,1001 |
| G₁₁ (p.u.) | 0,2002 | 0,3000 | 0,1480 |
| G₁₃ (p.u.) | 0,1895 | 0,3515 | 0,1606 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | 565,4 | 1071,4 | 548,3 |
| Custo de Geração Total [\$] | 2185,1 | | |

a. K=200 para o intervalo #1 e #3, k =450 para o intervalo #2.

Tabela 4.49 – Média dos resultados sem PD para o sistema de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho

| | # Intervalo de Tempo | | |
|--|----------------------|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| Carga (p.u.) | 2,4180 | 2,8340 | 2,4180 |
| PC₁(p.u.) | 1,6567 | 1,0931 | 1,6666 |
| G₂(p.u.) | 0,19 | 0,7857 | 0,2000 |
| G₅ (p.u.) | 0,15 | 0,28 | 0,1500 |
| G₈ (p.u.) | 0,1007 | 0,1045 | 0,1004 |
| G₁₁ (p.u.) | 0,1558 | 0,2754 | 0,1543 |
| G₁₃ (p.u.) | 0,1666 | 0,2952 | 0,1467 |
| Custo de Geração Médio por Intervalo [\$] | 549,1550 | 1022,6 | 547,42 |
| Custo de Geração Total [\$] | 2165,9 | | |

Tabela 4.50 - Melhor resultado com PD para o sistema teste de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho

| | | # Intervalo de Despacho | | |
|--|-----------------|-------------------------|-----------------|-----------------|
| | | 1 | 2 | 3 |
| Carga Fixa (p.u.) | | 2,4180 | 2,4180 | 2,4180 |
| Carga Flexível (p.u.) | | 0,2303 | 0,0199 | 0,1658 |
| Carga total (p.u.) | | 2,6483 | 2,4379 | 2,5838 |
| Carga Flexível (p.u.) | L ₂ | 0,0052 | 0,0010 | 0,0372 |
| | L ₅ | 0,1221 | 0,0010 | 0,0653 |
| | L ₇ | 0,0248 | 0,0096 | 0,0112 |
| | L ₈ | 0,0333 | 0,0010 | 0,0257 |
| | L ₁₂ | 0,0176 | 0,0010 | 0,0038 |
| | L ₂₁ | 0,0177 | 0,0010 | 0,0163 |
| | L ₃₀ | 0,0096 | 0,0053 | 0,0063 |
| PC₁^a (p.u.) | | 1,8877 | 0,6964 | 1,8226 |
| G₂ (p.u.) | | 0,2000 | 0,7855 | 0,2000 |
| G₅ (p.u.) | | 0,1500 | 0,2797 | 0,1500 |
| G₈ (p.u.) | | 0,1000 | 0,1348 | 0,1000 |
| G₁₁ (p.u.) | | 0,1421 | 0,2878 | 0,1406 |
| G₁₃ (p.u.) | | 0,1686 | 0,2537 | 0,1706 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | | 594,7957 | 893,8658 | 581,9992 |
| Custo Total de Geração [\$] | | 2070,7 | | |

a. K=200 para o intervalo #1 e #3, k =450 para o intervalo #2.

Tabela 4.51 – Pior resultados com PD para o sistema teste de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho

| | | # Intervalo de Despacho | | |
|--|-----------------|-------------------------|-----------------|-----------------|
| | | 1 | 2 | 3 |
| Carga Fixa (p.u.) | | 2,4180 | 2,4180 | 2,4180 |
| Carga Flexível (p.u.) | | 0,0790 | 0,1763 | 0,1608 |
| Carga total (p.u.) | | 2,4970 | 2,5943 | 2,5788 |
| Carga Flexível (p.u.) | L ₂ | 0,0010 | 0,0180 | 0,0244 |
| | L ₅ | 0,0191 | 0,1026 | 0,0667 |
| | L ₇ | 0,0201 | 0,0232 | 0,0023 |
| | L ₈ | 0,0189 | 0,0028 | 0,0384 |
| | L ₁₂ | 0,0095 | 0,0096 | 0,0033 |
| | L ₂₁ | 0,0068 | 0,0114 | 0,0168 |
| | L ₃₀ | 0,0036 | 0,0087 | 0,0089 |
| PC₁^a (p.u.) | | 1,5149 | 0,9288 | 1,4181 |
| G₂ (p.u.) | | 0,2000 | 0,7974 | 0,3956 |
| G₅ (p.u.) | | 0,1500 | 0,2800 | 0,1500 |
| G₈ (p.u.) | | 0,1834 | 0,1338 | 0,1954 |
| G₁₁ (p.u.) | | 0,1062 | 0,2382 | 0,1575 |
| G₁₃ (p.u.) | | 0,3425 | 0,2161 | 0,2621 |
| Custo de Geração por Intervalo [\$] | | 628,4702 | 966,3579 | 650,8010 |
| Custo Total de Geração [\$] | | 2245,6 | | |

a. K=200 para o intervalo #1 e #3, k =450 para o intervalo #2.

Tabela 4.52 – Média dos resultados com PD para o sistema teste de 30 barras, simulado em 3 intervalos de despacho

| | | # Intervalo de Despacho | | |
|---|-----------------|-------------------------|----------|----------|
| | | 1 | 2 | 3 |
| Carga Flexível (p.u.) | L ₂ | 0,0131 | 0,0127 | 0,0176 |
| | L ₅ | 0,0633 | 0,0535 | 0,0716 |
| | L ₇ | 0,0185 | 0,0123 | 0,0148 |
| | L ₈ | 0,0218 | 0,0140 | 0,0242 |
| | L ₁₂ | 0,0058 | 0,0078 | 0,0089 |
| | L ₂₁ | 0,0120 | 0,0076 | 0,0154 |
| | L ₃₀ | 0,0075 | 0,0051 | 0,0086 |
| G ₁ ^a (p.u.) | | 1,7440 | 0,8568 | 1,7246 |
| G ₂ (p.u.) | | 0,2116 | 0,7879 | 0,2163 |
| G ₅ (p.u.) | | 0,1500 | 0,2901 | 0,1501 |
| G ₈ (p.u.) | | 0,1172 | 0,1365 | 0,1264 |
| G ₁₁ (p.u.) | | 0,1425 | 0,1982 | 0,1456 |
| G ₁₃ (p.u.) | | 0,1945 | 0,2667 | 0,2160 |
| Custo Médio de Geração por Intervalo [\$] | | 585,3175 | 947,4193 | 607,9299 |
| Custo Total Médio de Geração [\$] | | 2135,6 | | |

a. K=200 para o intervalo #1 e #3, k =450 para o intervalo #2.

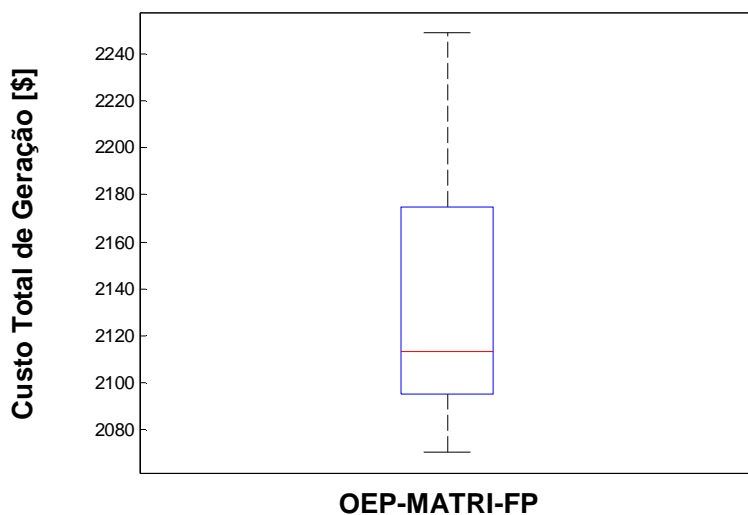


Figura 4.8 - Representação da variação do custo total de geração em relação à sua média.

4.3 Considerações Finais

Através da observação dos resultados apresentados, ressalta-se a adequação do algoritmo OEP, modificado com técnicas de tratamento das restrições, ao problema de gerenciamento de uma rede com demanda participativa.

Os resultados gerados pelo algoritmo são de boa qualidade, principalmente quando o problema tratado tem uma configuração simples, isto é, com um número de variáveis reduzido, como os problemas DE-PD com até 3 intervalos de despacho. Essa qualidade é comprovada pela comparação desses resultados com a metodologia de otimização por Pontos Interiores.

Em relação ao despacho dos geradores, percebe-se que em alguns casos, um dos geradores não é despachado, como nos problemas DE-PD, simulados em 2 e 3 intervalos. Através da análise das funções de custo de geração, essa ocorrência justifica-se pelo fato de que os limites operacionais dos geradores (restrições de canalização) devem ser obedecidos na realização do despacho econômico.

Ao observar os resultados dos problemas DER-PD, percebe-se que o algoritmo OEP-FP possui um desempenho inferior em relação à metodologia de otimização, OEP-MATRI. A Tabela 4.53, que apresenta as variâncias normalizadas, em relação à média, para o custo total de cada problema, permite observar esse fato.

Tabela 4.53 – Evolução das variâncias em relação ao aumento da dimensão do problema de DE com participação da demanda

| Problema Tratado | Número de Intervalos | Estratégia de Otimização | Desvio Padrão | Custo Total Médio | Melhor Custo Total | Pior Custo Total |
|------------------|----------------------|--------------------------|---------------|-------------------|--------------------|------------------|
| DE-PD | 2 | OEP-MATRI | 0,0000 | 4,4275 | - | - |
| DE-PD | 2 | OEP-PI | 0,1113 | 4,5448 | 4,4275 | 5,1514 |
| DE-PD | 2 | OPE-FP | 0,4595 | 4,7606 | 4,4276 | 6,0775 |
| DE-PD | 3 | OEP-MATRI | 0,0000 | 5,8650 | - | - |
| DE-PD | 3 | OEP-PI | 0,00067 | 5,8684 | 5,8650 | 6,7191 |
| DE-PD | 3 | OEP-FP | 0,4588 | 5,8742 | 5,5669 | 7,4124 |
| DER6-PD | 2 | OEP-MATRI | 0,0000 | 16,6246 | - | - |
| DER6-PD | 2 | OEP-FP | 1,9086 | 23,3463 | 21,4260 | 27,5498 |
| DER6-PD | 3 | OEP-MATRI | 3,8537 | 26,4723 | 22,0965 | 32,4328 |
| DER30-PD | 3 | OEP-MATRI-FP | 51,5748 | 2135,6 | 2070,7 | 2245,6 |

Conclui-se, então, que a utilização de coeficientes de penalidade elevados que visam forçar o atendimento das restrições de igualdade, prejudica a exploração do espaço de soluções factíveis e diminui a qualidade dos resultados do processo de minimização. Entretanto, para o problema DER-PD com 30 barras, o emprego de funções de penalidade complementa a estratégia MATRI, forçando o atendimento da restrição de energia sem, contudo, limitar exageradamente o espaço de busca de soluções.

Ressalta-se que as simulações referentes ao DER-PD através do algoritmo OEP-FP, para um sistema com 6 barramentos com 3 intervalos de despacho, não são apresentadas devido à baixa qualidade dos resultados originada, possivelmente, da utilização de elevados coeficientes de penalidade.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

As constantes transformações que estão ocorrendo no setor de distribuição de energia elétrica estabelecem importantes modificações na configuração da operação e do gerenciamento do sistema. A tendência da utilização de micro-redes, constituídas por cargas e geração distribuídas, permite que o gerenciamento e inteligência do sistema estejam distribuídos. A modernização do sistema de distribuição deve ser realizada tendo como base funções de gestão que aumentem a eficiência do sistema respeitando as preferências dos consumidores.

Sendo assim, a resposta da demanda, que tem como objetivo induzir a modificação da curva de carga através da transformação do padrão de consumo de energia elétrica é uma das estratégias mais interessantes para tornar o consumo de energia eficiente, protelando investimentos, reduzindo riscos de investimentos, aumentando a flexibilidade de operação, aumentando a confiabilidade do sistema e diminuindo impactos ambientais.

O foco desta dissertação foi o estudo de uma modelagem de despacho econômico que, além de definir o valor a ser despachado por cada gerador em um sistema de pequeno porte, permitisse também o gerenciamento da participação da demanda. A modelagem da participação da demanda foi realizada a partir de consumidores com parcelas de demanda flexíveis que foram distribuídas dentro de um horizonte de tempo, respeitando certos limites, com intuito de se diminuir os custos com energia.

O algoritmo OEP foi utilizado para resolver os problemas de despacho tratados neste trabalho, DE-PD e DER-PD. Para que isso fosse possível, o algoritmo OEP foi modificado com técnicas de tratamento de restrições de igualdade que devem ser impreterivelmente atendidas, pois representam a operação do sistema. Foram utilizadas duas estratégias para o tratamento das restrições de igualdade: a metodologia MATRI, que resolve analiticamente o problema das restrições e a técnica FP que adiciona à função objetivo um fator penalizador, proporcional ao erro provocado pelo não atendimento das restrições de igualdade.

Três sistemas foram utilizados para ilustrar a aplicabilidade da modelagem da participação da demanda. O primeiro foi configurado em barramento único e foi simulado em horizontes de tempo com 2, 3 e 4 intervalos através das metodologias OEP-MATRI e OEP-FP. O segundo sistema possui 6 barramentos e foi simulado em horizontes de tempo também com 2, 3 e 4 intervalos através da metodologia OEP-MATRI e com 2 intervalos para o mecanismo OEP-FP. O terceiro sistema, de maior dimensão (30 barras), foi simulado em um horizonte de tempo com 3 intervalos, com a utilização da técnica de otimização OEP junto às duas estratégias de tratamento das restrições de igualdade, MATRI e FP.

Em relação à simulação do problema em barramento único, percebeu-se a eficiência do algoritmo OEP modificado pelas duas estratégias de tratamento das restrições de igualdade. Já ao aumentar a complexidade dos sistemas simulados, observou-se que a estratégia de otimização OEP-FP gerou resultados com qualidade inferior à estratégia OEP-MATRI. Observou-se também, que a utilização de funções de penalidade com coeficientes de penalidade elevados restringe o espaço de busca de soluções factíveis, diminuindo a qualidade dos resultados. Porém, para o sistema com 30 barras, a estratégia FP associada à metodologia MATRI possibilitou a implementação deste sistema, visto que a utilização da estratégia OEP-MATRI, neste caso, não conseguiu gerar resultados factíveis.

De uma forma geral, a simulação dos três sistemas, confirmaram a adequação da ferramenta de otimização OEP ao problema de despacho econômico com a participação da demanda. As simulações sugerem também que a melhor metodologia utilizada foi a OEP-MATRI, que obteve um desempenho superior tanto na simulação do DE-PD, quanto do DER-PD. Além disso, as comparações dos algoritmos OEP e PI atestaram que a metodologia estocástica, neste contexto, gerou resultados com qualidade equiparável aos resultados da metodologia analítica, PI.

Para continuidade do trabalho, sugere-se que os sistemas utilizados para a avaliação da participação da demanda sejam sistemas com uma configuração mais radial,

aproximando-se mais dos sistemas de distribuição. Além disso, a modelagem do problema DER-PD deve considerar as perdas de transmissão do sistema e a potência reativa.

Uma modelagem diferente da participação dos consumidores, como por exemplo, utilizando funções de resposta da demanda, também pode ser abordada futuramente.

Outra interessante possibilidade para o trabalho é a utilização de novos algoritmos de otimização. Algoritmos mais robustos, que utilizam outras estratégias para forçar o atendimento das restrições, podem gerar soluções com uma maior qualidade, mais próximas das soluções globais para uma formulação mais complexa e detalhada do problema de despacho econômico com participação da demanda.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AALAMI, H., YOUSEFI, G. R. & MOGHADAM, M. P., Demand Response model considering EDRP and TOU programs, *Transmission and Distribution Conference and Exposition, T&D-IEEE/PES 21-24*, 2008, p. 1-6.

ABIDO, A., Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization, *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, 2002, vol. 24, no. 7, p. 563–571.

ALBADI, M. H., EL-SAADANY, E. F., A Summary of Demand Response in Electricity Markets, *Electric Power Systems Research*, 2008, vol. 78, p. 1989-1996.

ALRASCHIDI, M. R., EL-HAWARY, M. E., Emission- Economic Dispatch Using a Novel Constraint Handling particle Swarm Optimization Strategy, *IEEE CCECE/CCGEI*, 2006, Ottawa, p. 664-669.

ALVARENGA, L.M., Medição inteligente de energia e eficiência energética, *Medição inteligente de energia no Brasil: desafios e oportunidades Painel Setorial – INMETRO*, 2009, Rio de Janeiro.

ARAÚJO, T. F., UTURBEY, W., Generation and Demand Management via Particle Swarm Optimization, International Conference on Environment and Electrical Engineering - IEEEIC, pp. 469-472, 2011.

BERGH, F. B., ENGELBRECHT, A. P.A, A Cooperative Approach to Particle Swarm Optimization, 2004, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Vol.8, nº3,p. 225-239.

BONNEVILLE, E. RIALHE A., Demand Side Management for Residential and Commercial End-users, 2006, Disponível em: <http://www.leonardoenergy.org/repository/Library/Papers/DSM-Commerce.pdf>

BROWN, R. E., Impact of Smartgrid on Distribution System Design, *IEEE Power and Energy Society General Meeting Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, p. 1-4.

CAMARGO, C. DE B, 1996, **Gerenciamento pelo Lado da Demanda: Metodologia para Identificação do Potencial de Conservação de Energia Elétrica de Consumidores**

Residenciais, Tese de Doutorado, Prog. de Pós-grad. em Eng. De Produção da UFSC, Florianópolis, SC.

CEMIG, SMARTGRID - Rede Inteligente de Energia, *Apresentação para Sociedade Mineira de Engenheiros*, 2009. Disponível em:
<http://www.sme.org.br/arquivos/pdf/091209SMARTGRID.pdf>

CHEUNG, K., WANG, X., SUN, D., Smart Dispatch of Generation Resource for Restructured Electric Power Systems, *International Conference in Advances in Power Systems Control Operation and Management (APSCOM)*, 2009, Hong Kong, China.

COX, D. J., DAVIS, T., Distributed Generation and Sensing for Intelligent Distributed Microgrids, *International Conference on System of Systems Engineering*, 2006, Los Angeles, USA, p. 179-183.

CHUANG, A., MCGRANAGHAN, M., Functions of a Load Controller to Coordinate Distributed Resources in a SmartGrid, *Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, p. 1-6.

EBERHART R., KENNEDY J., “A new optimizer using particle swarm theory”, Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science Nagoya, Japan IEEE Service Centre, pp. 39–43, 1995.

EL-DIB, A. A., YOUSSEF, H. K. M., LE-METWALLY, M. M., OSMAN, Z., Maximum Loadability of Power Systems Using Hybrid Particle Swarm Optimization, *Electric Power Systems Research*, 2006, p.485-492.

FALCÃO, D. M., Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid, *SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2010, Belém, Pará.

FALCÃO, D. M., SmartGrids e Micro redes: o Futuro já é Presente, *VIII SIMPASE*, 2009, Rio de Janeiro.

GABIATTI, A., ZANONI, C., KAEHLER, J. W., Indicadores para Programas de GLD em Força Motriz na Área de Concessão da AES Sul, *V CIERTEC - Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico.*, 2005, Maceió, Brasil.

GELLINGS, C. W., SMITH, W. M., Integrating demand-side management into utility planning, *Proceedings of the IEEE*, 2002, p. 908-918.

HARZIARGYRIOU, N. D., DIMEAS, A., TSIKALAKIS, A. G., LOPES, J. A. P., KARINIOTAKIS, G., OYARZABAL, J., Management of Microgrids in Market Environment, *International Conference on Future Power Systems*, 2005.

JEYAKUMAR, D. N., JAYABARATHI, T., RAGHUNATHAN, T., Particle Swarm Optimization for Various Types of Economic Dispatch Problems, *International Journal Electrical Power and Energy Systems*, 2006, p. 36-42.

KATIRAEI, F., IRAVANI, R., HATZIAEGYRIOU, N., DIMEAS, A., Microgrids Management, *IEEE Power & Energy Magazine*, 2008, p. 55-59.

KHAMSAWANG, S., JIRIWIBHAKORN, S., Solving the Economic Dispatch Problem Using Novel Particle Swarm Optimization, *Journal of Electrical Computer and Systems Engineering*, 2009.

LASSETER, R. H., Microgrids and Distributed Generation, *Journal of Energy Engineering*® ASCE, 2007, p. 144-149.

LEE, T. S., TING, T. O., LIN, Y. J., HTAY, T., A Particle Swarm Approach for Grinding Process Optimization Analysis, *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 2007, vol.33, nº 11-12, p. 1128-1135.

LIM, S. Y., MONTAKHAD, M., NOURI H., Economic Dispatch of Power system Using Particle Swarm Optimization with Constriction Factor, *International Journal of Innovations in Energy Systems and Power*, 2009, vol.4, p. 29-34.

MCDANIEL P., MCLAUGHLIN S., Security and Privacy Challenges in the Smart Grid, *IEEE Security and Privacy*, 2009, vol. 7, nº 3, p. 75-77.

POTTER, C. W., ARCHAMBAULT, A., WESTRICK, K., Building a Smarter Smart Grid Through Better Renewable Energy Information, *Power Systems Conference and Exposition, PSCE'09 IEEE/PES*, 2009, Seattle.

PULIDO, G. T., COELHO, C. A., A Constraint-Handling Mechanism for Particle Swarm Optimization, *Evolutionary Computation*, 2004, vol. 2, p. 1396-1403.

UNIVERSITY OF WASHINGTON ELECTRICAL ENGINEERING, **Power systems Test Case Archive**, Disponível em: http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm, consultado em 03/10/11.

PUDJIANTO, D., STRBAC, G., OVERBEEKE, F., ANDROUTSOS, A. I., LARRABE, Z., Investigation of Regulatory, Commercial, Economic and Environmental issues in MicroGrids, *International Conference Future Power Systems*, 2005, Amsterdam.

PARK, J.B., JEONG, Y. W., KIM, H. H., SHIN, J. R., An Improved Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Valve-Point Effect, *International Journal of Innovations in Energy Systems and Power*, 2006, vol. 1, nº.1.

PEDRASA, M. A., SPOONER, T. D. MACGILL, I. F., Coordinated Scheduling of Residential Distributed Energy Resources to Optimize Smart Home Energy Services, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2010, p. 134-143.

POTTER, C. W., ARCHAMBAULT, A., WESTRICK, K., Building a Smarter Smart Grid Through Better Renewable Energy Information, *Power Systems Conference and Exposition, PSCE'09*, 2009, p.1-5, Seattle.

PULIDO, G. T., COELHO, C. A., A Constraint-Handling Mechanism for Particle Swarm Optimization, *Evolutionary Computation*, 2004, vol. 2, p.1396 -1403.

RONCERO, J. R., Integration is key to smart grid Management, *CIREN Seminar*, 2008, Frankfurt, paper 09.

SABER, A. Y., VENAYAGAMOORTHY, G. K., One Million Plug-in Electric Vehicles on the Road by 2015, *12th International IEEE Conference on Intelligent Transportation Systems*, 2009, St. Louis.

SINGER, J., Enabling Tomorrow's Electricity System: Report of the Ontario Smart Grid, 2008, Ontario, Canada.

UTURBEY, W., SIMÕES COSTA, A., Optimal Power Flow With Inter-temporal Constraints as an Aiding Tool for Demand-side Management, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 2002, vol. 149, nº1, p. 37-43.

UTURBEY, W., **Modelagem de Efeitos Intertemporais no Fluxo de Potência Ótimo: Abordagem do Gerenciamento pelo Lado da Demanda.** 2002, 157 f., Tese de Doutorado- Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

VALLE, Y., VENAYAGAMOORTHY, G. K., MOHAGHEGHI, S., HERNANDEZ, J. C., HARLEY, R. G., Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants and Applications in

Power Systems, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 2008, vol.12, nº2, p. 171-192.

ZHOUN, C., Generic PSO Heuristic for Constraint Planning, *ICAPS*, 2005, p. 101-103.

YU, T. F., PENG, C.H., Application of An Improved particle swarm Optimization to Economic Load Dispatch in Power Plant, *3rd International on Advanced Computer and Engineering (ICACTE)*, 2010, vol. 2, p. 619-624.

WOOD, A.J., WOLLWNBURG, B.F., *Power Generation, Operation and Control*, 2^a edição, N.Y, John Wiley & Sons, 1996, 569p.

ANEXO A

UNIDADES GERADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA COM MÚLTIPLOS PONTOS DE VÁLVULA

As características de entrada e saída das unidades térmicas de geração são fundamentais para a modelagem de problemas econômicos de um sistema de energia elétrica.

O custo de geração de uma unidade geradora térmica, que pode incluir o custo de operação da mesma, pode ser expresso como uma função da saída dessas unidades. A entrada é dada em termos da energia requerida H [MBtu/h] ou do custo total por hora F [R/h], e a saída é a potência P fornecida à rede elétrica [em MW]. A Figura A.1 exemplifica uma curva de entrada e saída de forma idealizada, representando uma curva suave e convexa. Essa curva suavizada pode ser representada por uma função polinomial e, em muitos casos, quadrática.

Entretanto, existe uma série de características diferentes entre os geradores de turbina a vapor. Em muitos deles, a curva de entrada-saída não é tão suave quanto à representada na Figura A.1. Eles possuem um número de válvulas de admissão de vapor que são abertas em seqüência para obter uma saída cada vez maior na unidade. A Figura A.2 ilustra a curva de entrada-saída para uma unidade térmica com quatro válvulas. Quando a primeira válvula é aberta, as perdas por estrangulamento aumentam rapidamente e a taxa incremental de energia aumenta subitamente. Isso leva à característica descontínua do aumento da taxa de calor ilustrada. Esse tipo de curva é não convexo, portanto, técnicas de otimização que requerem características convexas não podem ser usadas sem serem prejudicadas (WOOD e WOLLENBERG, 1996).

Como neste trabalho, modelam-se os vários pontos de válvula de unidades geradoras, opta-se pela utilização da metodologia OEP, que não requer que a função objetivo possua características convexas.

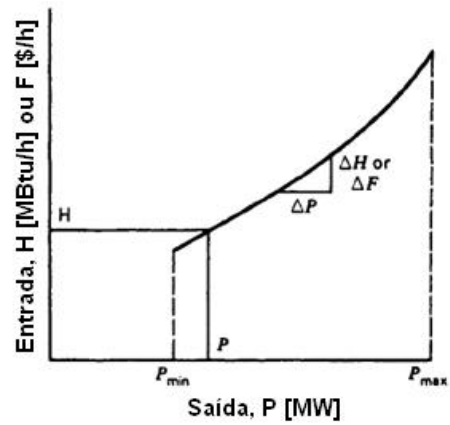


Figura A. 1 - Curva de entrada-saída de um gerador com turbina a vapor (WOOD e WOLLENBERG, 1996).

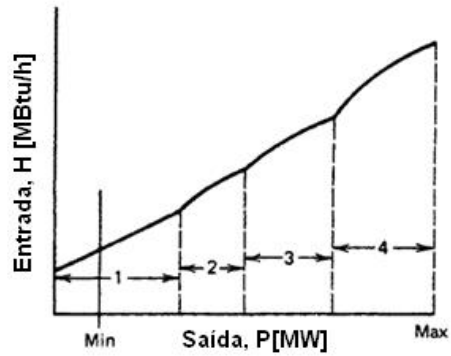


Figura A.2 - Curva de entrada-saída de um gerador com quatro válvulas de admissão de calor (WOOD e WOLLENBERG, 1996).

ANEXO B

DADOS DOS SISTEMAS TESTES

Sistema Teste 6 Barras

Tabela B. 1 - Dados de linhas do Sistema Teste 6 Barras

| Linha | De | Para | X (p.u.) |
|-------|----|------|----------|
| 1 | 1 | 4 | 0,3682 |
| 2 | 1 | 6 | 0,5181 |
| 3 | 2 | 3 | 0,154 |
| 4 | 2 | 5 | 0,640 |
| 5 | 3 | 4 | 0,133 |
| 6 | 4 | 6 | 0,407 |
| 7 | 5 | 6 | 0,20 |

Sistema Teste IEEE-30 Barras

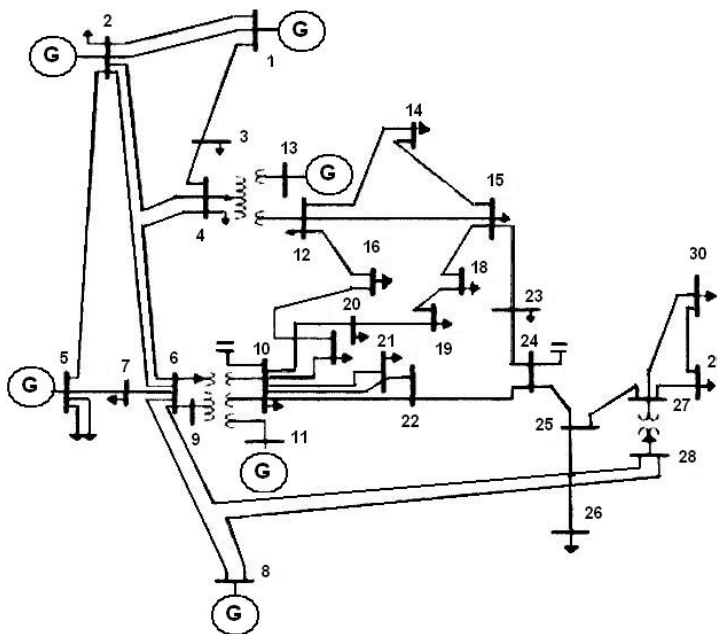


Figura B. 1 - Sistema teste IEEE-30 barras (UNIVERSITY OF WASHINGTON ELECTRICAL ENGINEERING, 2011).

Tabela B.2 - Dados de linhas do Sistema Teste IEEE-30 Barras

| Linha | De | Para | X (p.u.) | Linha | De | Para | X (p.u.) |
|-------|----|------|----------|-------|----|------|----------|
| 1 | 1 | 2 | 0,0575 | 22 | 12 | 13 | 0,1400 |
| 2 | 1 | 3 | 0,1652 | 23 | 12 | 14 | 0,2559 |
| 3 | 2 | 4 | 0,1737 | 24 | 12 | 15 | 0,1304 |
| 4 | 2 | 5 | 0,1983 | 25 | 12 | 16 | 0,1987 |
| 5 | 2 | 6 | 0,1763 | 26 | 14 | 15 | 0,1997 |
| 6 | 3 | 4 | 0,0132 | 27 | 15 | 18 | 0,2185 |
| 7 | 4 | 6 | 0,0414 | 28 | 15 | 23 | 0,2020 |
| 8 | 4 | 12 | 0,2560 | 29 | 16 | 17 | 0,1923 |
| 9 | 5 | 7 | 0,1160 | 30 | 18 | 19 | 0,1292 |
| 10 | 6 | 7 | 0,0820 | 31 | 19 | 20 | 0,0680 |
| 11 | 6 | 8 | 0,0420 | 32 | 21 | 22 | 0,0236 |
| 12 | 6 | 9 | 0,2080 | 33 | 22 | 24 | 0,1790 |
| 13 | 6 | 10 | 0,5560 | 34 | 23 | 24 | 0,2700 |
| 14 | 6 | 28 | 0,0599 | 35 | 24 | 25 | 0,3292 |
| 15 | 8 | 28 | 0,2000 | 36 | 25 | 26 | 0,3800 |
| 16 | 9 | 11 | 0,2080 | 37 | 25 | 27 | 0,2087 |
| 17 | 9 | 10 | 0,1100 | 38 | 27 | 29 | 0,4153 |
| 18 | 10 | 20 | 0,2090 | 39 | 27 | 30 | 0,6027 |
| 19 | 10 | 17 | 0,0845 | 40 | 28 | 27 | 0,3960 |
| 20 | 10 | 21 | 0,0749 | 41 | 29 | 30 | 0,4533 |
| 21 | 10 | 22 | 0,1499 | | | | |

Tabela B.3 - Cargas Ativas para o Sistema Teste IEEE-30 barras

| Barra | Carga Ativa (p.u.) | Barra | Carga Ativa (p.u.) |
|-------|--------------------|-------|--------------------|
| 1 | 0,0000 | 16 | 0,0350 |
| 2 | 0,2170 | 17 | 0,0900 |
| 3 | 0,0240 | 18 | 0,0320 |
| 4 | 0,0760 | 19 | 0,0950 |
| 5 | 0,9420 | 20 | 0,0220 |
| 6 | 0,0000 | 21 | 0,0175 |
| 7 | 0,2280 | 22 | 0,0000 |
| 8 | 0,3000 | 23 | 0,0320 |
| 9 | 0,0000 | 24 | 0,0870 |
| 10 | 0,0580 | 25 | 0,0000 |
| 11 | 0,0000 | 26 | 0,0350 |
| 12 | 0,1120 | 27 | 0,0000 |
| 13 | 0,0000 | 28 | 0,0000 |
| 14 | 0,0620 | 29 | 0,0240 |
| 15 | 0,0820 | 30 | 0,1060 |