

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ALVARO AUGUSTO WALDRIGUES DE ALMEIDA

PRÉ-DESPACHO HIDROTÉRMICO DE POTÊNCIA ATIVA E
REATIVA CONSIDERANDO GERENCIAMENTO DE CARGAS

CURITIBA

2015

ALVARO AUGUSTO WALDRIGUES DE ALMEIDA

PRÉ-DESPACHO HIDROTÉRMICO DE POTÊNCIA ATIVA E
REATIVA CONSIDERANDO GERENCIAMENTO DE CARGAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Thelma Solange Piazza Fernandes.

CURITIBA

2015

A447p

Almeida, Alvaro Augusto Waldrigues de
Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa considerando
gerenciamento de cargas/ Alvaro Augusto Waldrigues de Almeida. –
Curitiba, 2015.
153 f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia,
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2015.

Orientador: Thelma Solange Piazza Fernandes .
Bibliografia: p. 144-149.

1. Sistemas de energia elétrica hidrotérmica. 2. Demanda. 3. Otimização
matemática - Aplicações industriais. I. Universidade Federal do Paraná.
II.Fernandes, Thelma Solange Piazza. III. Título.

CDD: 621.312134

TERMO DE APROVAÇÃO

ALVARO AUGUSTO WALDRIGUES DE ALMEIDA

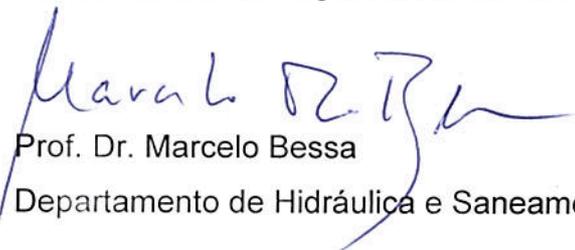
PRÉ-DESPACHO HIDROTÉRMICO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA CONSIDERANDO GERENCIAMENTO DE CARGAS

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:


Orientador: Prof.^a. Dr.^a. Thelma Solange Piazza Fernandes
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof.^a. Dr.^a. Elizete Maria Lourenço
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof. Dr. Odilon Luis Tortelli
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR


Prof. Dr. Marcelo Bessa
Departamento de Hidráulica e Saneamento, UFPR

Curitiba, 20 de março de 2015.

*“Life is what happens to you while
you’re busy making other plans”.*

John Lennon, 1980

AGRADECIMENTOS

À professora Thelma Solange Piazza Fernandes, pela transmissão de conhecimentos, ajuda na estruturação da dissertação e do programa, pelas sugestões e correções feitas na velocidade da internet e também pelo incentivo, laços de amizade contraídos e reflexões sobre educação e sociedade.

Ao meu pai, Alvaro Soares de Almeida (*in memoriam*), que me ensinou a ler.

À minha mãe, Selva Terezinha Waldrigues de Almeida, que me ensinou a ver.

Aos meus irmãos, Rosemay, Paulo Roberto e Patricée, que têm me incentivado e aguentado durante todos esses anos. À minha irmã, Renatinha, que infelizmente não pode chegar a ler estas linhas.

Aos meus tios Adélia e Wolnei, que me deram, talvez sem saber, incentivo, apoio e infraestrutura para a realização deste trabalho.

Aos professores e colegas do Departamento de Engenharia Elétrica da UFPR, em especial ao Clodomiro, à Elizete, ao Ivan Colling e ao Leandro, pelo apoio e conhecimentos transmitidos.

Aos meus colegas do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica da UTFPR, especialmente à Annemahlen, à Denize, ao Joaquim, ao Mário, ao Mariano, ao Raphael, à Rosângela, ao Saul, ao Ubirajara e ao Walenia. E em especial à Andrea, que me incentivou e me ajudou na realização deste trabalho e tem sido de fundamental importância na minha carreira de professor universitário.

Aos colegas da Copel, que me iniciaram nos mistérios do Setor Elétrico e dos sistemas hidrotérmicos.

Aos funcionários da UFPR, em especial à Raquel Forte, pelo apoio administrativo.

À CAPES, pelo apoio financeiro necessário à realização deste trabalho.

Aos colegas e amigos do Grupo Electra, em especial ao Valmor e ao Claudio, por razões que eles bem conhecem.

Aos membros da banca (Thelma, Elizete e Odilon, do DELT/UFPR, e Marcelo Bessa, do DSH/UFPR), pelas valiosas contribuições para o aperfeiçoamento desta monografia.

À minha esposa, Sandra Regina, que tem me ensinado que a sabedoria dos lírios dos campos é frequentemente mais importante do que a ânsia por nos tornarmos senhores temporários de um pedaço de poeira suspensa em um raio de luz (Sagan).

A todos, “*dif tor heh smusma*”!

RESUMO

Este trabalho apresenta um modelo computacional para solução do problema do pré-despacho de potência ativa e reativa de sistemas hidrotérmicos, considerando o gerenciamento da demanda para cargas pré-selecionadas. O problema de otimização é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual, que procura otimizar a demanda das cargas selecionadas ao longo de um horizonte de curto prazo, de modo a utilizar a energia hidrelétrica disponível e atender outras condições, tais como minimização do custo da geração termelétrica e minimização das perdas de transmissão. O gerenciamento da carga é feito por meio do remanejamento horário de parte dessas cargas (por exemplo, parte das cargas dos horários de carga pesada é remanejado para os horários de carga leve). Quando somente o gerenciamento não é suficiente para atender às restrições do problema, parte da carga é cortada. São apresentados resultados para um sistema de 33 barras abstraído do subsistema Sul, para três cenários de carga: a) despacho diário no período úmido, considerando patamares horários; b) despacho horário no período seco, também considerando patamares horários; c) despacho semanal considerando patamares de carga leve, média e pesada. Para cada cenário são analisados resultados tais como o despacho das usinas, o gerenciamento das cargas em função da tensão mínima e a energia cortada. Para os cenários (a) e (c), em particular, são ainda feitas comparações dos resultados do modelo com aqueles obtidos por meio de um modelo convencional que utiliza geradores fictícios nas barras das hidrelétricas. As diferenças na energia cortada, nos cenários nos quais a comparação pode ser feita, são inferiores a 4%.

Palavras-chave: Pré-Despacho. Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Pontos Interiores.

ABSTRACT

This work presents a computational model for solving the problem of active and reactive power pre-dispatch of hydrothermal systems, considering the demand management of pre-selected loads. The optimization problem is solved by means of the Primal-Dual Interior Points Method, which tries to optimize the demand of selected loads through a short run horizon, using the hydroelectric energy available and meeting other conditions, such as the minimization of thermoelectric generation costs and the minimization of transmission losses. Load management is done relocating part of these loads (as for an example, part of the peak-time load is relocated to the light-time load hours). When only the management is not enough to meet the problem constraints, load is partially cut. Results are presented for a 33 bus system abstracted from the Brazilian South subsystem, for three load scenarios: a) daily dispatch for a wet period; b) daily dispatch for a dry period; c) weekly dispatch, considering light, medium and heavy load hours. For each scenario, results such the power plants dispatch, load management as a function of minimum voltage and energy curtail are analyzed. For scenarios (a) and (c), in particular, comparisons of the results of the proposed model with those obtained using a conventional model using fictitious generators in hydroelectric bars are made. Differences in the energy curtail, in scenarios where this comparison can be made, are shown to be less than 4%.

Key words: Pre-Dispatch. Demand Side Management. Interior Points.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1– Categorias básicas de modificação de curvas de carga para programas de GLD.	37
Figura 2.2 – Categorias básicas de tipos de Resposta pelo lado da Demanda (RD).	38
Figura 2.3 – Variações horárias de três tipos de RDBP.....	41
Figura 2.4 – Patamares da Tarifa Branca.	45
Figura 2.5 – Fluxograma de um possível programa brasileiro de Resposta pelo lado da Demanda. ...	48
Figura 2.6 – Os diferentes tipos de cargas de consumidores de pequeno e médio portes.	52
Figura 4.1 – Sistema-teste de 33 barras.....	78
Figura 4.2 – Curvas de carga diárias para períodos distintos – subsistema Sul – área PR.	80
Figura 4.3 – Potências despachadas, Caso-base, $V_{min}=0.90$, maio/2009.	81
Figura 4.4 – Demandas prevista e gerenciada, Caso-base, $V_{min}=0.90$, maio/2009.	82
Figura 4.5 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso-base, $V_{min}=0.90$, maio/2009.	82
Figura 4.6 – Potências despachadas, Caso-base, $V_{min}=0.95$, maio/2009.	83
Figura 4.7 – Demandas prevista e gerenciada, Caso-base, $V_{min}=0.95$, maio/2009.	84
Figura 4.8 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso-base, $V_{min}=0.95$, maio/2009.	84
Figura 4.9 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 1, maio/2009.	87
Figura 4.10 – Covariância Caso 1, maio/2009.	87
Figura 4.11 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 2, maio/2009.....	88
Figura 4.12 – Covariância, Caso 2, maio/2009.....	88
Figura 4.13 – Potências despachadas, Caso 2a, $V_{min}=0.94$, maio/2009.....	89
Figura 4.14 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 2a e $V_{min}=0.94$, maio/2009.	89
Figura 4.15 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso 2a e $V_{min}=0.94$, maio/2009.	90
Figura 4.16 – Despachos de potência, Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e maio/2009. Sem termelétrica.....	90
Figura 4.17 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 2a e $V_{min}=0.94$, maio/2009. Sem termelétrica.	91
Figura 4.18 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e maio/2009. Sem termelétrica.	91
Figura 4.19 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 3, maio/2009.....	92
Figura 4.20 – Covariância, Caso 3, maio/2009.....	92
Figura 4.21 – Potências despachadas, Caso 3b, $V_{min}=0.94$, maio/2009.....	92
Figura 4.22 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 3b, $V_{min}=0.94$, maio/2009.....	92
Figura 4.23 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso 3b, $V_{min}=0.94$, maio/2009.	93
Figura 4.24 – Potências despachadas, Caso 3a, $V_{min}=0.935$, maio/2009.	93
Figura 4.25 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 3a, $V_{min}=0.935$, maio/2009.	94

Figura 4.26 – Diferença Percentual entre Energias (<i>DPE</i>), Caso 3a, $V_{min}=0.935$, maio/2009.	94
Figura 4.27 – Energia Cortada (<i>EC</i>) em função de <i>MultCarga</i> , Caso 3b e $V_{min}=0.95$, maio/2009.	95
Figura 4.28 – Energia Cortada (<i>EC</i>) em função de V_{min} , Caso 3b, maio/2009.	96
Figura 4.29 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 4, maio/2009.	97
Figura 4.30 – Covariância, Caso 4, maio/2009.	97
Figura 4.31 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 5, maio/2009.	97
Figura 4.32 – Covariância, Caso 5, maio/2009.	97
Figura 4.33 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 6, maio/2009.	97
Figura 4.34 – Covariância, Caso 6, maio/2009.	97
Figura 4.35 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 7, maio/2009.	98
Figura 4.36 – Covariância, Caso 7, maio/2009.	98
Figura 4.37 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 8, maio/2009.	98
Figura 4.38 – Covariância, Caso 8, maio/2009.	98
Figura 4.39 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 9, maio/2009.	98
Figura 4.40 – Covariância, Caso 9, maio/2009.	98
Figura 4.41 – Demandas, Caso 1, barra 24, $V_{min}=0.95$, $MultCarga=1.0$, $MultMeta=1.0$, maio/2009. ...	99
Figura 4.42 – Demandas, Caso 2, barra 24, $V_{min}=0.95$, $MultCarga=1.3$, $MultMeta=1.0$, maio/2009. ...	100
Figura 4.43 – Demandas, Caso 3, barra 24, $V_{min}=0.95$, e $MultCarga=1.5$, $MultMeta=1.0$, maio/2009.	100
Figura 4.44 – Potências despachadas, Caso-base, $V_{min}=0.90$, jan/2009.	101
Figura 4.45 – Demandas prevista e gerenciada, Caso-base, $V_{min}=0.90$, jan/2009.	101
Figura 4.46 – Diferença Percentual entre Energias (<i>DPE</i>), Caso-base, $V_{min}=0.90$, jan/2009.	102
Figura 4.47 – Potências despachadas, Caso-base, $V_{min}=0.95$, jan/2009.	102
Figura 4.48 – Demandas prevista e gerenciada, Caso-base, $V_{min}=0.95$, jan/2009.	103
Figura 4.49 – Diferença Percentual entre Energias (<i>DPE</i>), Caso-base, $V_{min}=0.95$, jan/2009.	104
Figura 4.50 – Potências despachadas para $MultMeta=0.8$, $MultCarga=1.0$, $V_{min}=0.94$, jan/2009. ...	104
Figura 4.51 – Demandas prevista e gerenciada para $MultMeta=0.8$, $MultCarga=1.0$, $V_{min}=0.94$, janeiro/2009.	105
Figura 4.52 – Diferença Percentual entre Energias (<i>DPE</i>), $MultMeta=0.8$, $MultCarga=1.0$, $V_{min}=0.94$, jan/2009.	105
Figura 4.53 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 1, jan/2009.	106
Figura 4.54 – Covariância, Caso 1, jan/2009.	106
Figura 4.55 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 2, jan/2009.	106
Figura 4.56 – Covariância Caso 2, jan/2009.	106

Figura 4.57 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 3, jan/2009.	106
Figura 4.58 – Covariância Caso 3, jan/2009.	106
Figura 4.59 – Potências despachadas, Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e jan/2009.	107
Figura 4.60 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 2a e $V_{min}=0.94$, jan/2009.	107
Figura 4.61 – Diferença Percentual entre Energias (<i>DPE</i>)	107
Figura 4.62 – Despachos de potência, Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e jan/2009. Sem termelétrica.	108
Figura 4.63 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 2a e $V_{min}=0.94$, jan/2009. Sem termelétrica.	108
Figura 4.64 – Diferença Percentual entre Energias (<i>DPE</i>), Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e jan/2009. Sem termelétrica.	109
Figura 4.65 – Potências despachadas, Caso 3a, $V_{min}=0.94$, jan/2009.	109
Figura 4.66 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 3a e $V_{min}=0.94$, jan/2009.	110
Figura 4.67 – Diferença Percentual entre Energias (<i>DPE</i>), Caso 3a, $V_{min}=0.94$ e jan/2009.	110
Figura 4.68 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 4, jan/2009.	111
Figura 4.69 – Covariância, Caso 4, jan/2009.	111
Figura 4.70 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 5, jan/2009.	111
Figura 4.71 – Covariância, Caso 5, jan/2009.	111
Figura 4.72 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 6, jan/2009.	111
Figura 4.73 – Covariância, Caso 6, jan/2009.	111
Figura 4.74 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 7, jan/2009.	112
Figura 4.75 – Covariância, Caso 7, jan/2009.	112
Figura 4.76 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 8, jan/2009.	112
Figura 4.77 – Covariância, Caso 8, jan/2009.	112
Figura 4.78 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 9, jan/2009.	112
Figura 4.79 – Covariância, Caso 9, jan/2009.	112
Figura 4.80 – <i>EC</i> em função de <i>MultCarga</i> , para $MultMeta=0.8$ e $V_{min}=0.95$, jan/2009.	113
Figura 4.81 – Energia Cortada (<i>EC</i>) em função de V_{min} e $MultCarga=1.5$, jan/2009.	114
Figura 4.82 – Demandas, Caso 1, barra 24, $V_{min}=0.95$, $MultCarga=1.0$, $MultMeta=1.0$, jan/2009.	114
Figura 4.83 – Demandas, Caso 2, barra 24, $V_{min}=0.95$, $MultCarga=1.3$, $MultMeta=1.0$, jan/2009.	115
Figura 4.84 – Demandas, Caso 3, barra 24, $V_{min}=0.95$, e $MultCarga=1.6$, $MultMeta=1.0$, jan/2009.	115
Figura 4.85 – Despacho das Usinas, versão fictícia, Caso I, $wgld=1$, $wfic=0$, maio/2009.	116
Figura 4.86 – Potência fictícia (<i>Pfic</i>), Caso I, $wgld=0$, $wfic=1$, maio/2009.	117
Figura 4.87 – Despacho das Usinas, versão fictícia, Caso II, $wgld=1$, $wfic=0$, maio/2009.	117
Figura 4.88 – Potência fictícia (<i>Pfic</i>), Caso II, $wgld=0$, $wfic=1$, maio/2009.	118
Figura 4.89 – Despacho das Usinas, versão fictícia, Caso III, $wgld=1$, $wfic=0$, maio/2009.	118

Figura 4.90 – Potência fictícia (Pfic), Caso III, $wgld=0$, $wfic=1$, maio/2009.	118
Figura 4.91 – Curva de potência fictícia total, Caso III, maio/2009.	119
Figura 4.92 – Produção diária média (pu) entre maio e out/2009 para o Sistema Interligado Nacional (SIN).....	122
Figura 4-93 – Potências despachadas – Caso 1a, $Vmin=0.94$, semanal.	124
Figura 4-94 – Energias despachadas – Caso 1a, $Vmin=0.94$, semanal.....	124
Figura 4.95 – Potências prevista e gerenciada, Caso 1a, barra 32, $Vmin=0.94$, semanal.	125
Figura 4.96 – Energias prevista e gerenciada, Caso 1a, barra 32, $Vmin=0.94$, semanal.	126
Figura 4.97 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso 1a, $Vmin=0.94$, barra 32, $Vmin=0.94$, semanal.	126
Figura 4-98 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 1, semanal.	127
Figura 4-99 – Covariância, Caso 1, semanal.	127
Figura 4-100 – Potências despachadas – Caso 2a, $Vmin=0.94$, semanal.....	127
Figura 4-101 – Energias despachadas – Caso 2a, $Vmin=0.94$, semanal.	128
Figura 4.102 – Potências prevista e gerenciada, Caso 2a, barra 32, $Vmin=0.94$, semanal.	129
Figura 4.103 – Energias prevista e gerenciada, Caso 2a, barra 32, $Vmin=0.94$, semanal.....	129
Figura 4.104 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso 2a, $Vmin=0.94$, barra 32, $Vmin=0.94$, semanal.	130
Figura 4-105 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 2, semanal.....	130
Figura 4-106 – Covariância, Caso 2, semanal.	130
Figura 4-107 – Potências despachadas – Caso 3a, $Vmin=0.94$, semanal.....	131
Figura 4-108 – Energias despachadas – Caso 3a, $Vmin=0.94$, semanal.	131
Figura 4.109 – Potências prevista e gerenciada, Caso 3a, barra 32, $Vmin=0.94$, semanal.	132
Figura 4.110 – Energias prevista e gerenciada, Caso 3a, barra 32, $Vmin=0.94$, semanal.....	132
Figura 4.111 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso 3a, $Vmin=0.94$, barra 32, $Vmin=0.94$, semanal.	133
Figura 4-112 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 3, semanal.....	133
Figura 4-113 – Covariância, Caso 3, semanal.	133
Figura 4-114 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 4, semanal.....	134
Figura 4-115 – Covariância para Caso 4, semanal.....	134
Figura 4-116 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 5, semanal.....	134
Figura 4-117 – Covariância, Caso 5, semanal.	134
Figura 4-118 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 6, semanal.....	134
Figura 4-119 – Covariância, Caso 6, semanal.	134

Figura 4-120 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 7, semanal.....	135
Figura 4-121 – Covariância para o Caso 7, semanal.	135
Figura 4-122 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 8, semanal.....	135
Figura 4-123 – Covariância, Caso 8, semanal.	135
Figura 4-124 – Média das Diferenças Absolutas (<i>MDA</i>), Caso 9, semanal.....	135
Figura 4-125 – Covariância, Caso 9, semanal.	135
Figura 4.126 – <i>EC</i> em função de <i>MultCarga</i> , <i>MultMeta</i> =65 e <i>Vmin</i> =0.94.....	136
Figura 4.127 – <i>EC</i> em função de <i>Vmin</i> e <i>MultCarga</i> =1.5, jan/2009.	137
Figura 4-128 – Tempos de CPU, maio.....	138
Figura 4-129 – Tempos de CPU, jan/2009.	138
Figura 4-130 – Tempos de CPU, patamares semanais.	138
Figura 4-131 – Energia Fictícia, <i>Efic</i> , Patamares Semanais – Caso I, semanal.	140
Figura 4-132 – Energia Fictícia, <i>Efic</i> , Patamares Semanais – Caso II, semanal	140
Figura 4-133 – Energia Fictícia, <i>Efic</i> , Patamares Semanais – Caso III, semanal.....	140

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Valores de TUST para alguns consumidores livres do ciclo 2014/2015	47
Tabela 3-1 – Capacidade instalada do SIN em 22/01/2015.....	55
Tabela 3-2 – Produção de energia do SIN em 31/12/2011.....	55
Tabela 3-3 – Produção de energia do SIN em 31/12/2014.....	56
Tabela 4-1 – Características das usinas geradoras (<i>pu</i>).....	78
Tabela 4-2 – Potências das barras de carga (<i>pu</i>)	79
Tabela 4-3 – Perfil das cargas por patamar (<i>pu</i>) – área do Paraná – jan/2009.....	80
Tabela 4-4 – Perfil das cargas por patamar (<i>pu</i>) – área do Paraná – maio/2009	80
Tabela 4-5 – Balanço de energia ativa do Caso-base com gerenciamento.	85
Tabela 4-6 – Conjuntos de reservas girantes	85
Tabela 4-7 – Conjuntos de cargas gerenciáveis.....	85
Tabela 4-8 – Casos simulados para gerenciamento de carga – mai/2009.	86
Tabela 4-9 – Energias Cortadas para o Caso 3b e $V_{min}=0.95$, maio.....	95
Tabela 4-10 – Energias Cortadas para o Caso 3, $V_{min}=0.935$, maio.....	95
Tabela 4-11 – Energias cortadas para $MultiMeta=0.8$ e $V_{min}=0.94$, jan/2009.....	113
Tabela 4-12 – Energias Cortada para $MultiCarga=1.5$, jan/2009.	113
Tabela 4-13 – Comparação: gerenciamento de carga com geração fictícia – Patamares diários.....	116
Tabela 4-14 – Definição dos patamares semanais.....	120
Tabela 4-15 – Perfil diário das cargas (<i>pu</i>) – área do Paraná – maio/2009 – dias úteis	120
Tabela 4-16 – Demandas médias por patamar (<i>pu</i>)	120
Tabela 4-17 – Produção diária média	121
Tabela 4-18 – Demandas semanais divididas por hora (<i>pu</i>) – maio	122
Tabela 4-19 – Casos simulados para gerenciamento de carga – patamares semanais	122
Tabela 4-20 – Energias despachadas, Caso 1a, $V_{min}=0.94$ – Figura 4.94	125
Tabela 4-21 – Energias despachadas, Caso 2a, $V_{min}=0.94$ – Figura 4.101.....	128
Tabela 4-22 – Energias despachadas, Caso 3a, $V_{min}=0.94$ – Figura 4.108.....	131
Tabela 4-23 – Energias Cortadas para $MultiMeta=65$ e $V_{min}=0.94$	136
Tabela 4-24 – Energias cortadas para $MultiCarga=1.6$	136
Tabela 4-25 – Média dos tempos médios de CPU.	137
Tabela 4-26 – Comparação: gerenciamento de carga com geração fictícia – Patamares semanais..	139
Tabela 7-1 – Dados das barras do sistema da Figura 4.1	150
Tabela 7-2 – Dados das linhas de transmissão e transformadores da Figura 4.1.	151

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CE	Computação Evolucionária
EDF	<i>Electricité de France</i>
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
IEE	Indústria da Energia Elétrica
KKT	Karush-Kuhn-Tucker, condições de
MAG	Método dos Algoritmos Genéticos
MCE	Método da Computação Evolucionária
MPIPD	Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual
MPIPC	Método dos Pontos Interiores versão Preditor-Corretor
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDA	Pré-Despacho de Potência Ativa
PDG	Pré-Despacho da Geração
PDH	Pré-Despacho Hidrotérmico
PDR	Pré-Despacho de Potência Reativa
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
RD	Resposta pelo lado da Demanda
RDBI	Resposta pelo lado da Demanda Baseada em Incentivos
RDBP	Resposta pelo lado da Demanda Baseada em Preços
RL	Relaxação Lagrangeana
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

LISTA DE SÍMBOLOS

$C(P_{gt})$	Função custo da geração termelétrica
<i>Covariância</i>	Covariância entre os vetores potência prevista e potência gerenciada
<i>DPE</i>	Diferença Percentual entre as Energias prevista e gerenciada por patamar
<i>EC</i>	Energia Cortada ao longo do horizonte de despacho
<i>ECP</i>	Energia Cortada por Patamar
<i>EGP</i>	Energia Gerenciada por Patamar
E_{d_prev}	Energia demandada prevista ao longo do horizonte de despacho
E_{d_ger}	Energia demandada gerenciada ao do longo horizonte de despacho
E_{fic}	Energia Fictícia injetada no sistema
E_{gh}	Energia hidrelétrica gerada ao longo do longo horizonte de despacho
E_{gt}	Energia termelétrica gerada ao longo do longo horizonte de despacho
F_{max}	Fluxo de potência máximo por linha de transmissão
<i>ipdfree</i>	Vetor que contém os índices das cargas gerenciáveis
<i>MDA</i>	Média das diferenças absolutas entre os vetores potência prevista e potência gerenciada
M_k	Meta energética para a hidrelétrica localizada na barra k , englobando todos os patamares
M_{carga_k}	Energia da carga gerenciável k a ser consumida no horizonte de despacho
<i>MultCarga</i>	Fator numérico usado para o gerenciamento das demandas
<i>MultMeta</i>	Fator numérico usado para o gerenciamento das metas das hidrelétricas
<i>nb</i>	Número de barras do sistema
<i>nc</i>	Número de cargas do sistema
<i>ncg</i>	Número de cargas gerenciáveis do sistema
<i>ngh</i>	Número de usinas hidrelétricas do sistema
<i>ngt</i>	Número de unidades termelétricas do sistema
<i>np</i>	Número de patamares do horizonte de despacho
<i>PC</i>	Potência Cortada ao longo do horizonte de despacho
<i>PCP</i>	Potência Cortada por Patamar
P_{d_prev}	Demanda ativa prevista por barra e por patamar
P_{d_ger}	Demanda ativa gerenciada, por barra e por patamar
P_{gh}	Potência ativa produzida pelas unidades hidrelétricas

P_{gh_min}	Limite inferior de potência ativa das usinas hidrelétricas
P_{gh_max}	Limite superior de potência ativa das usinas hidrelétricas
P_{gt}	Potência ativa produzida pelas usinas termelétricas
P_{gt_min}	Limite inferior de potência ativa das usinas termelétricas
P_{gt_max}	Limite superior de potência ativa das usinas termelétricas
PG	Potência Gerenciada ao longo do horizonte de despacho
PGP	Potência Gerenciada por Patamar
Q_{d_orig}	Demanda reativa prevista por barra e por patamar
Q_{d_ger}	Demanda reativa gerenciada, por barra e por patamar
Q_{gh}	Potência reativa produzida pelas usinas hidrelétricas
Q_{gh_min}	Limite inferior de potência reativa das usinas hidrelétricas
Q_{gh_max}	Limite superior de potência reativa das usinas hidrelétricas
Q_{gt}	Potência reativa produzida pelas usinas termelétricas
Q_{gt_min}	Limite inferior de potência reativa das usinas termelétricas
Q_{gt_max}	Limite superior de potência reativa das usinas termelétricas
Res_j	Reserva girante ativa das hidrelétricas selecionadas, no patamar j
r^2	Coeficiente de correlação para ajuste de curvas
TE	Tarifa de Energia
THS	Tarifa Horo-Sazonal
$TUSD$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
$TUST$	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
\mathbf{u}	Vetor unitário usado na função objetivo
\mathbf{V}	Vetor com fasores complexos de tensão
V_{min}	Tensão mínima a ser mantida por barra
V_{max}	Tensão máxima a ser mantida por barra
wc	Coeficiente ajustável relacionado aos custos de geração termelétrica
wgd	Coeficiente ajustável relacionado ao gerenciamento da demanda
$wfic$	Coeficiente ajustável relacionado à geração fictícia
wp	Coeficiente ajustável relacionado às perdas elétricas
wmc	Coeficiente ajustável relacionado à meta das cargas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Objetivos	20
1.2	Justificativa.....	20
1.3	Estrutura do trabalho.....	20
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	22
2.1	O problema do Pré-Despacho	22
2.2	O problema do Fluxo de Potência Ótimo	30
2.3	Fundamentos do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD).....	34
2.4	Resposta pelo lado da Demanda (RD)	38
2.4.1	Resposta pelo lado da Demanda Baseada em Incentivos (RDBI).....	38
2.4.2	Resposta pelo lado da Demanda Baseada em Preços (RDBP)	40
2.4.3	Resposta pelo lado da Demanda no Brasil.....	42
2.5	O conceito de Usina GLD	49
2.6	Gerenciamento pelo Lado da Demanda e <i>Smart Grids</i>	50
2.7	Gerenciamento pelo Lado da Demanda e Pré-Despacho Hidrotérmico ...	52
2.8	Considerações finais do capítulo	53
3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	55
3.1	Introdução	55
3.2	Hipóteses simplificadoras adotadas neste trabalho	57
3.3	Formulação do Pré-Despacho Hidrotérmico	58
3.3.1	Variáveis de entrada.....	59
3.3.2	Variáveis de otimização do problema original	62
3.3.3	Balanco de potência ativa e reativa	65
3.4	Formulação do problema de otimização com gerenciamento de cargas ..	71
3.5	Considerações finais do capítulo	75
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	77

4.1	Despacho Diário – 24 patamares.....	79
4.1.1	Resultados para o período seco – curva de maio/2009.....	81
4.1.2	Resultados para o período úmido – curva de jan/2009	100
4.1.3	Comparação com geração fictícia – despacho diário	115
4.2	Despacho Semanal – 21 patamares.....	119
4.2.1	Definição dos patamares semanais.....	119
4.2.2	Resultados para patamares semanais	122
4.2.3	Comparação com geração fictícia	139
4.2	Considerações finais do capítulo	140
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	142
6	REFERÊNCIAS.....	144
7	ANEXO A: DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS	150
8	ANEXO B: Publicações correlatas	153

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas hidrotérmicos de geração são formados por usinas termelétricas convencionais ou nucleares e usinas hidrelétricas, todas ligadas aos centros de carga por meio de um sistema de transmissão. O objetivo da operação do sistema hidrotérmico é determinar uma estratégia de geração para cada unidade de modo a minimizar o valor esperado total dos custos operativos para o horizonte de planejamento. A estratégia geral nos sistemas hidrotérmicos com preponderância hidrelétrica é a da complementação termelétrica, ou seja, despacham-se as usinas hidrelétricas sempre que possível e as termelétricas quando necessário.

O planejamento da operação de um sistema hidrotérmico deve levar em conta um amplo espectro de atividades, abrangendo desde a otimização plurianual dos reservatórios até o despacho das usinas, levando-se em conta as restrições elétricas, o que requer a utilização de diferentes horizontes de estudo correspondentes a diferentes tipos de análises do desempenho do sistema, tais como efeitos de médio prazo, de curto prazo e de curtíssimo prazo. Neste último caso encontram-se os estudos de Pré-Despacho da Geração (PDG).

Essa etapa do PDG se aproxima da operação em tempo real, na qual o problema energético se integra ao problema elétrico. Assim, é necessária uma representação mais detalhada do sistema elétrico e as equações de balanço de potência ativa e reativa devem ser inseridas no problema de otimização (CHIAVEGATO, OLIVEIRA e SOARES, 2001 e BORGES, FERNANDES e ALMEIDA, 2011), caracterizando-se um Fluxo de Potência Ótimo intertemporal (FPO), que os autores resolvem pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (MPIPD).

O problema assim formulado é muito grande e difícil de resolver. Contudo, levando-se em conta algumas simplificações, tais como o fato de que os volumes dos reservatórios variam muito pouco nos horizontes diário ou semanal, podem-se ignorar as restrições hidráulicas do problema a fim de se detalhar as restrições elétricas (NEPOMUCENO, 2000) e se reduzir o tempo de solução.

Estudos de Pré-Despacho, em horizontes de 24 horas, 48 horas ou outros, têm sido realizados com vários objetivos, dentre os quais o planejamento da operação do sistema e o estudo do corte de carga. Neste último caso, o estudo é realizado para situações de emergência. Contudo, estudos de corte ou realocação de carga também poderiam ser feitos em situações normais, esperando-se que, por meio de certa

interação com os consumidores, a máxima carga possível possa ser atendida pelo sistema. Nesse caso, o problema estaria relacionado com o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) e com a Resposta pelo lado da Demanda (RD).

O presente trabalho concentra-se na etapa de Pré-Despacho, que tem como objetivo fornecer uma programação de geração e intercâmbio de energia elétrica em intervalos pré-determinados (geralmente horários) para o próximo dia ou semana, levando-se em conta os horizontes de planejamento anteriores, aspectos relativos à economia e segurança operacional do sistema elétrico. Adicionalmente ao Pré-Despacho de potência ativa e reativa, inserem-se a questão da realocação horária de cargas (gerenciamento) de modo a se atender as metas energéticas estabelecidas para o período em estudo.

1.1 Objetivos

O objetivo geral do trabalho é desenvolver um modelo computacional de Pré-Despacho hidrotérmico que, considerando o conjunto usual de restrições, possa atender a máxima carga possível, por meio da realocação horária da demanda ou do deslocamento da demanda (corte de carga, redução e ou aumento de carga), os quais são procedimentos usuais dos programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) e da Resposta pelo lado da Demanda (RD).

1.2 Justificativa

Apesar do grande número de trabalhos relacionados ao GLD e à RD, existe certa deficiência de trabalhos que realizem o gerenciamento de carga de consumidores de grande porte de modo que se atendam às metas energéticas advindas da cadeia de programação energética de sistemas hidrotérmicos de geração. O trabalho proposto pretende assim ajudar a preencher esta lacuna.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho tem a estrutura descrita a seguir.

No presente capítulo, que é também o capítulo inicial, fez-se uma introdução geral ao problema do Pré-Despacho e do GLD.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica dos problemas relacionados ao Pré-Despacho da geração e ao FPO, bem como uma descrição das estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) e da Resposta pelo lado da Demanda (RD), incluindo-se aquelas que podem ser usadas junto aos consumidores da Rede Básica, e que serão empregadas para se realizar o gerenciamento das cargas de consumidores selecionados.

A formulação matemática do problema do Pré-Despacho com a inserção do gerenciamento de cargas é apresentada no Capítulo 3.

O Capítulo 4 trata das simulações computacionais realizadas, concentrando-se em um sistema de 33 barras abstraído do subsistema do Sul do Brasil. São simulados três horizontes de despacho: (a) diário, com curva de carga de maio/2009; (b) diário, com curva de carga de janeiro/2009; (c) semanal.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho e possíveis sugestões para trabalhos futuros. O capítulo 6 apresenta as referências pesquisadas para o presente trabalho e o capítulo 7 apresenta os dados numéricos do sistema de 33 barras utilizado para as simulações.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 O problema do Pré-Despacho

A definição de Pré-Despacho da Geração (PDG) varia conforme o autor e o contexto do problema que se deseja resolver. Carvalho (2002), por exemplo, entende por Pré-Despacho a programação da geração de energia para o dia seguinte, com horizonte de 24 horas e divisão em patamares de 30 minutos. As saídas do problema são as potências ativa e reativa por usina, as tensões por barra, os custos marginais de operação por barra e as indicações de corte de carga. Já Borges, Fernandes e Almeida (2011) entendem o problema como a geração de potência um dia à frente, enquanto Nepomuceno, Ohishi e Soares (2000) e Carvalho (2005) o entendem como a geração de potência entre um dia a uma semana à frente.

O PDG é considerado um problema de geração de curto prazo (entre um dia e uma semanas) que minimiza uma dada função objetivo (*f.o.*), a qual pode incluir perdas de transmissão, custos termelétricos, realocação de cargas, etc., ao mesmo tempo em que atende certas restrições, as quais podem incluir o atendimento da carga, os limites de geração, os limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão, etc.. Trata-se, assim, de um problema de otimização multivariável e multiobjetivo. Os resultados do PDG são os montantes de geração hidrelétrica e termelétrica de cada usina para cada período do horizonte de análise, assim como perdas esperadas, custo da geração termelétrica e outros.

O problema do Pré-Despacho é bastante conhecido e ganhou novo interesse a partir dos anos 60, com o surgimento de modelos baseados em equações de coordenação e do método de Newton-Raphson para resolução das equações associado ao teorema de Kuhn-Tucker para otimização (HAJDU *et al.*, 1968).

A inclusão dos aspectos elétricos no problema de Pré-Despacho dificulta sua solução por causa das não linearidades que surgem. Um trabalho pioneiro é apresentado por Bonaert, A.P.; El-Abiad, A.H.; Koivo, A.J (1972), que modelam detalhadamente o sistema de transmissão de forma não linear. Além da minimização dos custos do combustível, o modelo incorpora a variação das cotas das hidrelétricas, o tempo de atraso das afluições, os vertimentos e o efeito das usinas em cascata. A rede de transmissão é descrita por equações elétricas e o modelo inclui restrições tais como limites dos equipamentos e condições de operação. Para sua solução, o

problema é decomposto em dois subproblemas: um hidrelétrico e outro termelétrico, este contendo o sistema de transmissão. As soluções para cada subproblema são calculadas separadamente por meio de iterações sucessivas. No caso do problema hidrelétrico, a solução ótima é obtida por meio de técnicas de perturbação. Os autores aplicam o modelo a um pequeno sistema do IEEE, de cinco barras, duas hidrelétricas e duas termelétricas e observam ainda que a solução dos problemas em separado somente será igual à do problema original se a rede elétrica puder ser reduzida a um nó sem perdas, conectando todas as usinas. Tal aproximação é mais vantajosa em problemas de otimização estocástica de longo prazo, pois reduzirá o esforço computacional. Em problemas de Pré-Despacho, a solução do problema original (sem separação) é mais indicada para problemas de grande porte, porém mais demorada (especialmente levando-se em conta os recursos computacionais da época).

O problema da operação hidrotérmica pode ser formulado como um modelo de fluxo em redes, que aproveita a estrutura particular da rede hidrelétrica, por meio da partição das variáveis em conjuntos de variáveis básicas e não básicas, respectivamente, identificadas por um único índice. Nesse modelo, os nós representam os reservatórios e os arcos representam as conexões entre os rios. Dentro de um rio, o modelo permite identificar usinas mais a montante, usinas mais a jusante e as conexões entre elas.

Na década de 80, os aspectos elétricos passaram também a ser incluídos nos modelos de Pré-Despacho. Habibollahzadeh e Bubenko (1986) comentam que, até aquela época, os modelos existentes não se aplicavam a sistemas de tamanho real, requeriam elevados tempos computacionais, simplificavam demais o problema ou não consideravam sistemas com elevada participação hidrelétrica. Os autores propõem então um modelo baseado no método de Benders para decompor o problema original em um problema mestre, responsável pelo planejamento do despacho termelétrico, e em um subproblema, responsável pelo despacho econômico. Este subproblema é novamente decomposto em problemas hidroelétricos e termoelétricos, o que possibilita a aplicação de algoritmos de fluxo em redes para explorar a estrutura do problema. A função objetivo é o custo do combustível, que deve ser minimizado, separado em três componentes: custos de partida, custos fixos de operação e custos variáveis de operação. Os autores aplicam o modelo ao despacho diário do sistema de potência sueco, com 30 usinas hidrelétricas e 20 termelétricas, obtendo convergência em quinze iterações com tolerância de 2%.

Luo, Habibollahzadeh e Semlyen (1989) usam as técnicas de separação do problema original e de programação de fluxo em redes, desenvolvendo um modelo de despacho hidrotérmico. O problema termelétrico consiste na minimização dos custos do combustível, enquanto o problema hidrelétrico consiste na minimização da função $f.o. = \lambda_{jk}q_{jk}r_{jk}$. Sendo j o índice de uma hidrelétrica operando durante a hora k , λ_{jk} é custo incremental, q_{jk} é vazão e r_{jk} é o fator de conversão de vazão para potência. Os subproblemas termelétrico e hidrelétrico são resolvidos por meio de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) e equações de coordenação. Adicionalmente, um modelo de fluxo em redes é usado para garantir rapidez e precisão à solução do subproblema hidrelétrico. Os autores realizam testes em horizontes de 24 horas em três sistemas hidrotérmicos de complexidade crescente (1, 2 e 3 rios; 8, 16 e 28 usinas; 6, 13 e 22 reservatórios, respectivamente), observando que a metodologia de decomposição confere flexibilidade para que cada usuário possa empregar suas próprias rotinas de FPO.

Nepomuceno, Ohishi e Soares (2000) propõem um modelo no qual as restrições relacionadas à parte reativa do sistema de transmissão são incorporadas no problema de Pré-Despacho no horizonte de 24 horas, o qual é dividido em dois submodelos: Pré-Despacho de Potência Ativa (PDA) e Pré-Despacho de Potência Reativa (PDR). No PDA a geração ativa inicial é estabelecida por meio de um modelo de PDG tradicional. No PDR, o Pré-Despacho estabelecido pelo PDA é avaliado do ponto de vista reativo e, caso seja necessário, o PDR é capaz de estabelecer redespachos na geração ativa, de modo a contornar problemas reativos em intervalos críticos. As restrições hidráulicas são desconsideradas, pois os volumes dos reservatórios variam pouco no horizonte estudado, e a geração termelétrica é constante ao longo do horizonte de estudo, embora seja uma variável de otimização, desconsiderando-se restrições de tomada de carga. O problema PDR não está sujeito a restrições dinâmicas temporais, podendo ser decomposto em subproblemas e resolvido por FPO. Já o problema PDA está sujeito a uma série de restrições, tais como as metas das hidrelétricas, sendo tratado por meio de uma metodologia híbrida, que utiliza um modelo de fluxo de carga linear ótimo e um simulador da operação do sistema hidrelétrico. Os autores comentam que a função objetivo pode conter custos de produção, custos de partida de unidades geradora e perdas de transmissão. O modelo desenvolvido é aplicado à solução de dois casos de um sistema IEEE30,

mostrando-se capaz de calcular despachos de curto prazo de sistemas hidrotérmicos nos quais o sistema de transmissão é incluído e levando-se em conta os aspectos de potência ativa e reativa.

Soares e Salmazo (1997) propõem um modelo de Pré-Despacho aplicado ao sistema da Copel (Companhia Paranaense de Energia), que minimiza as perdas do sistema de produção e transmissão, atendendo os requisitos de carga, metas de geração, intercâmbios das unidades geradoras e limites do sistema de transmissão de energia. O horizonte de despacho é um dia, dividido em 24 patamares de uma hora, e as hidrelétricas são modeladas com algum detalhe, em termos de níveis dos canais de fuga, níveis de montante e rendimentos dos conjuntos turbina-gerador. O problema é resolvido por meio de heurísticas que selecionam as usinas em operação e de técnicas de decomposição temporal baseadas em Relaxação Lagrangeana (RL). O modelo é aplicado a um exemplo composto por três hidrelétricas da Copel (UHE Foz do Areia, UHE Segredo e UHE Capivari-Cachoeira) e por um sistema de transmissão associado, composto por 63 ramos. O horizonte é de 24 horas. Os autores concluem que seu uso resultaria em economia frente à operação real, principalmente em termos de redução dos custos de geração.

Conejo e Redondo (1999) também abordam a solução do Pré-Despacho Hidrotérmico por meio da Relaxação Lagrangeana (RL). Em vez de resolver o problema original, esta técnica resolve o problema dual. Sabendo-se que o *gap* de dualidade em muitos casos práticos é inferior a 0,1% e usando-se técnicas heurísticas, pode-se obter a solução do problema primal como subproduto da solução do problema dual, sendo que a solução do problema primal consiste do conjunto de decisões de despacho hidrotérmico. Contudo, os autores se concentram na solução dual e na obtenção de técnicas computacionais não oscilatórias, que não dependem de heurísticas “confusas” (*sic*). São analisadas três técnicas conhecidas (subgradiente, plano de corte e *bundle*) e uma quarta técnica, denominada plano de corte dinamicamente restrito, é desenvolvida. Dois casos, com 6 e 48 períodos de despacho, respectivamente, baseados no sistema de geração espanhol (60 usinas termelétricas e 30 usinas hidrelétricas) são analisados. O problema é a minimização de uma função objetivo formada pela soma dos custos de geração, custos de partida e custos parada das usinas termelétricas. Os autores concluem que a técnica proposta se mostra superior às técnicas existentes, em termos de tempo computacional e número de iterações.

Chiavegato, Oliveira e Soares (2001) abordam o problema da minimização dos custos de geração e das perdas de transmissão no Pré-Despacho de sistemas de energia elétrica por meio de um modelo linearizado da rede e resolvido via Relaxação Lagrangeana (RL) e Método de Pontos Interiores Primal-Dual (MPIPD). O modelo é aplicado a cinco cenários de um sistema IEEE30, com horizonte de estudos de 24 horas.

Ramos *et al.* (2001) combinam o Método dos Pontos Interiores versão Primal Dual (MPIPD) com o Método dos Algoritmos Genéticos (MAG) para a solução de problemas de despacho hidrotérmico de curto prazo. O AG é usado para otimizar o acionamento das termelétricas (ligadas/desligas), enquanto o MPIPD é usado para solucionar o despacho econômico de curto prazo do sistema hidrotérmico. A função objetivo, que deve ser minimizada, é formada pelo custo do combustível e pelos custos de tomada de carga e de parada. Também são consideradas funções de penalidade, de modo que os geradores termelétricos produzam a mínima potência solicitada e ainda satisfaçam os requisitos de rampa. A metodologia desenvolvida é aplicada a vários casos baseados no sistema espanhol de geração, incluindo 49 termelétricas e uma hidrelétrica equivalente. O horizonte de despacho é 24 horas. Os efeitos das rampas são aumentar os custos de operação e modificar o despacho ótimo das usinas.

Provençano (2003) estuda a representação individualizada de cada par turbina/gerador presente no conjunto de usinas hidrelétricas do sistema estudado. O problema é então abordado por meio de duas perspectivas: uma minimizando o volume de água consumido e outra minimizando as perdas de potência. O horizonte de estudos é 24 horas e três exemplos são estudados: Rio Paranapanema (oito hidrelétricas), Rio Paraná (três hidrelétricas) e Rio Tietê (quatro hidrelétricas). O autor comenta que o modelo desenvolvido para a solução do sistema hidrelétrico mostrou-se ineficiente, provavelmente por causa da linearidade entre a produção energética e as vazões turbinadas durante a resolução do problema dual, resultando em oscilações excessivas das variáveis até que se atingisse o valor ótimo. Uma alternativa seria a resolução do problema em termos primais, não estudada pelo autor.

Santos e Ohishi (2004) constroem um modelo baseado no Método dos Algoritmos Genéticos (MAG) e em técnicas de otimização contínua não linear. Os autores observam que, para usinas hidrelétricas, a relação entre a potência de saída e o custo associado é menos óbvia do que ocorre no caso de geradores termelétricos

e depende do critério de otimização adotado. Os autores também observam que o armazenamento diário de uma hidrelétrica apresenta pequena variação diária, sendo influenciada principalmente pela vazão do canal de fuga. O modelo adotado considera custos de partida e parada e é aplicado a três exemplos ilustrativos, baseados no subsistema Sudeste do Brasil. Mostrou-se que a adoção dos custos de partida e parada reduz o número de partidas e paradas ao longo do horizonte de despacho.

Carvalho (2005) utiliza o Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (MPIPD) e Preditor-Corretor (MPIPC) ao problema do Pré-Despacho DC (modelo linear da rede) de um sistema de potência predominantemente hidráulico, usando o princípio do mínimo esforço. A função objetivo, que deve ser minimizada, contém as perdas na geração hidrelétrica, variações nos canais de fuga, perdas nas comportas e eficiência das turbinas. Foram realizados testes nos sistemas IEEE30, IEEE118, em dois sistemas abstraídos do Sul/Sudeste do Brasil e em um sistema equivalente do Sistema Interligado Brasileiro (SIN), com 1993 barras. Três horizontes de tempo foram estudados: 24, 48 e 72 horas. O método mostrou-se eficiente, convergindo em poucas iterações.

Oliveira, Soares e Nepomuceno (2005) desenvolvem um modelo de fluxo em redes para o problema do Pré-Despacho e o resolvem pelo Método dos Pontos Interiores, versões Primal-Dual e Preditor-Corretor (MPIPD e MPIPC, respectivamente). Os autores comentam que o objetivo usual de se minimizar os custos do combustível pode ser substituído pela minimização das perdas na geração hidrelétrica associada à variação dos canais de fuga. A função-objetivo estudada é então uma função separável e ponderada dos custos de geração hidrelétrica e das perdas de transmissão. O sistema de transmissão incluído e as rampas de tomada de carga das termelétricas são consideradas. O modelo desenvolvido é aplicado ao sistema-teste IEEE30, mas com curvas de carga abstraídas do sistema CESP, com horizonte de 24 horas e base horária. Diferentes funções-objetivo foram estudadas, com diferentes pesos para os custos de geração e perdas de transmissão. Uma das conclusões é que os custos de geração prevalecem sobre as perdas de transmissão e permitem uma convergência mais rápida.

Probst (2006) formula o Pré-Despacho de um sistema hidrotérmico como um problema de fluxo em redes, resolvido pelo MPIPD. A função objetivo a ser minimizada é uma ponderação entre as perdas de transmissão e os custos de geração hidrelétrica e termelétrica. A implementação dos métodos de pontos interiores é testada em

estudos de casos nos sistemas IEEE30 e IEEE118 para um horizonte de 24 horas. São estudados três casos. O primeiro minimiza apenas as perdas de transmissão ($\alpha=1$ e $\beta=0$), o segundo minimiza apenas os custos de geração ($\alpha=0$ e $\beta=1$) e o terceiro minimiza ambos ($\alpha=1$ e $\beta=1$). Para todos os geradores foram estabelecidas metas de geração (mesmo para os termelétricos) e rampas (mesmo para os hidrelétricos). O autor comenta que o método mostrou-se bastante robusto, convergindo mesmo para problemas bastante carregados, sem apresentar instabilidade numérica, com precisão maior que a necessária em aplicações práticas.

Rahimullah e Rahman (2006) abordam o problema do Pré-Despacho hidrotérmico por meio do Método da Computação Evolucionária (MCE). A função-objetivo é o custo do combustível das termelétricas, representada por uma função quadrática. O horizonte de despacho é 24 horas, dividido em dois patamares de 12 horas. O sistema-teste é bastante simples, formado por uma hidrelétrica e uma termelétrica. Comparações são feitas entre o MCE e o Método dos Algoritmos Genéticos (MAG). Os autores observam que a técnica CE se mostrou mais eficiente em termos de economia de memória e tempo computacional em relação à técnica AG.

Thomaz (2007) aplica o MPIPD a um problema não linear (AC) de FPO, adotando a representação das tensões por meio de coordenadas retangulares, mas usando um modelo estático. São empregadas três funções objetivo para avaliar as soluções: (a) diferença entre a injeção de potência ativa calculada e injetada; (b) injeção de potência ativa na barra de referencia; (c) perdas de potência ativa nas linhas. Simulações são realizadas para os sistemas IEEE30, IEEE300 e para um sistema real brasileiro de 2098 barras. O autor observa a ocorrência de problemas de convergência do método, por causa da não-linearidade do problema de FPO, o que dificulta a escolha dos valores iniciais de algumas variáveis.

Sifuentes e Vargas (2007a, 2007b) observam as soluções do problema dual obtidas por meio de técnicas de Relaxação Lagrangeana (RL) são quase sempre impraticáveis, por causa dos ajustes necessários nas restrições do problema primário e nas restrições intertemporais. Os autores combinam então técnicas de decomposição generalizada de Benders, para resolver as restrições de intertemporalidade, com uma técnica modificada de FPO AC, para resolver o problema das restrições elétricas. A função objetivo inclui custos do combustível, custos de partida e custos de penalidade, os quais estão relacionados com a

incapacidade em fornecer potência ativa ou reativa ao sistema. A metodologia é aplicada a um sistema-teste abstraído do Sistema Interligado Norte do Peru, com 2.200 MW, composto por 22 termelétricas e 12 hidrelétricas, algumas delas em cascata. O sistema de transmissão é formado por 61 barras e 103 linhas. O horizonte de estudo é 24 horas, dividido em 48 períodos. O sistema IEEE118 (puramente termelétrico) também é ensaiado. Uma das conclusões é que o sistema converge sem que seja necessário adotar técnicas heurísticas complexas que nem sempre garantem a solução global ótima.

Carvalho e Oliveira (2009) desenvolvem um modelo de Pré-Despacho linear (DC) que minimiza as perdas de transmissão e o custo de geração de um sistema hidrelétrico, formulado como um modelo de fluxo em redes. A matriz obtida pela aplicação do Método dos Pontos Interiores Primal-Dual é reduzida de forma que o sistema linear final pode ser implementado de forma eficiente. Uma modificação deste método é feita com base em uma heurística que determina um novo parâmetro de perturbação, resultando em uma Versão Perturbada do Método de Pontos Interiores Primal-Dual (VP-MPIPD). São estudados casos com três horizontes (24, 48 e 72 horas) e os resultados se mostraram similares. O método modificado mostrou-se eficiente na prática e alcançou a convergência em menos iterações quando comparado com a versão desenvolvida por Oliveira, Soares e Nepomuceno (2005), a qual não leva em conta o parâmetro de perturbação.

Borges, Fernandes e Almeida (2011) aplicam o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) ao Pré-Despacho de potência ativa e reativa por meio da minimização das perdas de transmissão e dos custos termelétricos, aplicando-se ainda as hipóteses simplificadoras de Nepomuceno, Ohishi e Soares (2000). O horizonte é de 24 horas e a consideração dos reativos permite um controle efetivo das tensões nas barras. A representação dos fasores tensão na forma retangular contorna questões numéricas para o tratamento intertemporal do problema, resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (MPIPD), pois as restrições do problema tornam-se quadráticas e, conseqüentemente, mais fáceis de trabalhar. Outra vantagem é que a matriz Hessiana do problema é constante e a expansão em Taylor é exata para o termo de segunda ordem, segundo Torres e Quintana (1998).

Diferentes técnicas também são encontradas na literatura. Por exemplo, Lu *et al.* (2010) propõem um algoritmo evolucionário caótico e adaptativo para a solução do problema do Pré-Despacho. Dois pequenos sistemas são simulados e o horizonte de

estudo é 24 horas, dividido em base horária. Os autores observam que o método proposto pode fornecer soluções de despacho mais eficientes, com menores custos de combustível e tempos computacionais reduzidos em comparação a outros métodos da literatura. Lu, Sun e Lu (2010), por outro lado, empregam um método aperfeiçoado de enxame de partículas de comportamento quântico para otimizar o comportamento de um sistema hidrotérmico. O objetivo é minimizar as emissões de poluentes e algumas heurísticas são usadas para tratar as restrições hidráulicas e balanços de potência. Os testes realizados mostram que o modelo proposto apresenta características superiores em relação aos modelos comuns na literatura, tais como qualidade das soluções e propriedades de convergência.

2.2 O problema do Fluxo de Potência Ótimo

O objetivo do FPO é definir um conjunto de variáveis de controle que são capazes de eliminar as violações operativas do sistema elétrico que está sendo analisado, como exemplo desbalanços entre carga e geração, perfil de tensão, desequilíbrio de tensão, entre outras.

O FPO é um problema de programação linear ou não-linear com restrições, que pode ser formulado genericamente como:

Minimizar:

$$f(\mathbf{u}) \tag{2.1}$$

Sujeito a:

$$g(\mathbf{u}) = 0 \tag{2.2}$$

$$h^{min} \leq h(\mathbf{u}) \leq h^{max} \tag{2.3}$$

onde:

- \mathbf{u} : vetor de variáveis de otimização do sistema;
- $f(\mathbf{u})$: função objetivo a ser otimizada;
- $g(\mathbf{u})$: vetor de restrições de igualdade;
- $h(\mathbf{u})$: vetor de restrições de desigualdade.

As restrições (2.2) representam, por exemplo, a injeção de potência nas barras, descritas pelas equações de Kirchhoff para nós e ramos e as restrições (2.3) representam, por exemplo, os limites de potência ativa e reativa de cada unidade geradora.

Chiavegato, Oliveira e Soares (2001) dividem o problema de PDG em dois modelos: estático e dinâmico. O modelo estático é aquele descrito pelas equações (2.1) a (2.3) e é resolvido em único período de tempo. O modelo estático para um único período pode ser ampliado para um modelo dinâmico para np períodos por meio da introdução de uma função de acoplamento intertemporal representada pelas metas M_i das usinas hidrelétricas i . O FPO é agora repetido para vários períodos e todos os FPO são acoplados pelas metas M_i .

O FPO pode ser agora escrito como:

$$\min \sum_{k=1}^{np} f(\mathbf{u}^k) \quad (2.4)$$

Sujeito a:

$$g(\mathbf{u}^k) = 0 \quad k = 1, \dots, np \quad (2.5)$$

$$h^{\min} \leq h(\mathbf{u}^k) \leq h^{\max} \quad k = 1, \dots, np \quad (2.6)$$

Agrupados por:

$$\sum_{i=1}^{np} (P_{ghi} \Delta t) = M_i \quad i = 1, \dots, ngh \quad (2.7)$$

onde:

- \mathbf{u}^k : vetor de variáveis de otimização do sistema;
- ngh : número de geradores hidrelétricos;
- np : número de períodos (patamares);
- P_{ghi} : potência gerada pela hidrelétrica i ;
- M_i : meta energética da hidrelétrica i , proporcional ao volume de água que tal hidrelétrica pode utilizar para gerar energia ao longo dos np períodos de despacho;

- $f(\mathbf{u}^k)$: função objetivo a ser otimizada;
- $\mathbf{g}(\mathbf{u}^k)$: vetor de restrições de igualdade;
- $\mathbf{h}(\mathbf{u}^k)$: vetor de restrições de desigualdade.

A formulação inicial do FPO foi apresentada por Carpentier (1962) e consiste na minimização do custo de produção de energia. As restrições de igualdade são as equações de balanço de potência ativa e reativa e as restrições de desigualdade são as limitações físicas dos equipamentos.

Desde então diversos métodos foram propostos para a resolução do mesmo. Dentre eles destacam-se:

- a) Método do Gradiente Reduzido (e.g., DOMMEL; TINNEY, 1968).
- b) Método de Newton (e.g., SUN *et al.*, 1984).
- c) Método de Programação Linear Sucessiva (e.g., ALSAÇ *et al.*, 1990).
- d) Método Pontos Interiores versão Primal-Dual (e.g., MPIPD).

Destes, o MPIPD foi aplicado, com bons resultados, a uma formulação não linear do FPO por Granville (1994) e também por Latorre (1995). A aplicação do MPIPD tornou-se então usual a este tipo de problema e, por este motivo, é o método utilizada neste trabalho.

Resumidamente, o MPIPD obtém a solução ótima mantendo a direção de busca dentro da região delimitada pelas restrições. Para tanto, transforma-se as inequações do problema em equações de igualdades por meio da introdução de variáveis de folga e considera-se a não-negatividade das mesmas por meio da adição de uma função barreira logarítmica na função objetivo. Uma descrição mais detalhada do MPIPD é apresentada, por exemplo, por Borges (2010, p. 70–77).

Existem inúmeras aplicações para o FPO, tais como:

- a) **Determinação da máxima quantidade de geração distribuída** que pode ser conectada à rede. Este é um problema no nível da distribuição que está se tornando importante na Europa e cedo ou tarde se tornará importante também no Brasil. Para tanto, muitos pesquisadores representam os geradores distribuídos como cargas negativas (HARRISON; WALLACE, 2005), (OCHOA; DENT; HARRISON, 2010), (BOEHME; HARRISON; WALLACE, 2010).

- b) **Alocação ótima de recursos** tais como células fotovoltaicas, torres eólicas, baterias para armazenamento, células de combustível e solicitações de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) em redes de distribuição (RAU; WAN, 1994).
- c) **Gerenciamento dos limites térmicos de redes de distribuição.** Dolan *et al.* (2012), *e.g.*, apresentam dois casos de 11 kV e 33 kV para conexão de geração “não firme” no Reino Unido, onde a fonte distribuída mais recentemente conectada à rede deve ser a primeira a ser desconectada durante uma falta, de modo que a falta possa ser limpa e o sistema retorne à sua situação anterior. Os autores afirmam que a ferramenta desenvolvida é robusta e rápida o suficiente de modo a ser usada online.
- d) **Comportamento de agentes em mercados *spot*** como o modelo de despacho ótimo *pool*-bilateral apresentado em (FERNANDES; ALMEIDA, 2003) que se baseia em um conjunto de equações que representam as transações de potência e o mercado de curto prazo.
- e) **Otimização do corte de carga** de modo a se determinar o montante mínimo de carga a ser cortado ou reduzido, em situações de emergência, de modo a evitar o colapso do sistema e se permitir ao máximo a operação segura deste. Por exemplo, modelos capazes de determinar a mínima carga a ser cortada em situações de emergência, tais como a perda de uma grande parcela de geração e a perda de uma grande linha de interconexão é apresentado em (HAJDU *et al.*, 1968). Além disto, um FPO com relaxação das restrições operacionais foi aplicado em (FERNANDES; LENZI; MIKILITA, 2008) ao problema do corte de carga.
- f) **Inserção do Gerenciamento pelo lado da demanda ao FPO**, pioneiramente proposto em (UTURBEY; SIMÕES COSTA, 2007), que propôs a simulação do comportamento de cargas sensíveis ao preço na operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos, como é o caso do sistema brasileiro. Testes foram feitos para dois exemplos, ambos no horizonte de 48 horas. As conclusões são que, como esperado, cargas sensíveis a preços tendem a modificar as curvas de carga.

Desde o advento das Redes Inteligentes, programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) e de Resposta pelo lado da Demanda (RD) têm sido ostensivamente utilizados, principalmente para sistemas de distribuição. Inspirando-se nesta aplicação já clássica e usual, o presente trabalho tem como principal contribuição a inserção dos princípios do GLD e da RD ao também clássico problema do Pré-Despacho de Geração tal como proposto em Borges, Fernandes e Almeida (2011).

Assim, o principal diferencial desta monografia é agregar ao trabalho de Borges, Fernandes e Almeida (2011) a questão da realocação de parte da demanda para outros horários ou outras barras, de modo que se possa evitar cortes de carga no horizonte de planejamento escolhido. O trabalho guarda, assim, íntima conexão com técnicas de GLD e de RD, porém considerando-se apenas consumidores da Rede Básica (*i.e.*, consumidores conectados em 230 kV ou mais). E, de fato, tais consumidores têm cargas de dimensão suficiente para causar impacto na otimização da operação do sistema.

Os modelos de pré-despacho de sistemas hidrotérmicos otimizam a geração para o dia seguinte (horizonte de 24 horas) ou outro horizonte, consideradas as restrições. Contudo, dependendo da hidrologia e da disponibilidade das usinas termelétricas, um ou mais consumidores podem ter suas cargas cortadas em uma ou mais horas do horizonte de planejamento, de modo que os demais consumidores sejam atendidos. Com o presente trabalho alguns consumidores têm suas cargas automaticamente e previamente realocadas para outro horário, de modo que o sistema possa ser atendido, mesmo em situações nas quais os modelos convencionais de Pré-Despacho (BORGES; FERNANDES; ALMEIDA, 2011) não convergem ou indicam corte de carga para convergir.

2.3 Fundamentos do Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD)

Com o crescimento da Indústria da Energia Elétrica (IEE) e com as crises do petróleo dos anos 70 e 80, os planejadores energéticos, especialmente nos EUA, começaram a perceber que demanda previsível e energia barata, dois dos pré-

requisitos para o planejamento energético até então, começaram a se tornar mais difíceis de se obter. Dentre as soluções que começaram a ser propostas, tais como a reestruturação e a desverticalização da IEE, surgiram também propostas para que as concessionárias de energia elétrica pudessem influenciar o comportamento do consumidor por meio de várias atividades que ficaram conhecidas como Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD).

Segundo Gellings (1985), GLD consiste no “*Planejamento e implementação de atividades, através de ações da concessionária, de modo a influenciar o uso de eletricidade do consumidor de maneira que produza mudanças desejadas na curva de carga de energia elétrica. Enquanto o objetivo de qualquer atividade de GLD é produzir uma mudança na curva de carga, a arte da implementação bem sucedida e consequente sucesso do programa reside no balanço entre as necessidades do consumidor e da concessionária*”.

Seis categorias básicas de modificação da curva de carga, apresentadas por Gellings (1985), são mostradas na Figura 2.1 e descritas brevemente a seguir:

- a) Redução de Pico: uma das formas clássicas de GLD, consiste na redução da demanda de pico do sistema, onde este pico pode ser diário (ponta) ou sazonal. Não se trata aqui somente de redução de pico por meio de incentivos tarifários, como é o caso das tarifas Azul e Verde brasileiras, mas também do controle direto da carga e de programas interrompíveis. No primeiro caso a concessionária tem a permissão de desligar remotamente alguns equipamentos dos consumidores em horários de pico. No segundo, os consumidores são solicitados a reduzirem seus consumos a um determinado nível, correndo o risco de penalidades caso não o façam.
- b) Preenchimento de Vales: também uma das formas clássicas de GLD, consiste no aumento da demanda nos períodos fora de pico (“vales”). Pode ser interessante em períodos do ano nos quais o Custo Marginal de Energia (CMO) é maior do que o custo médio de energia. Uma das formas de se conseguir o preenchimento de vales é por meio da instalação de cargas de armazenamento de energia não elétrica (e.g., térmica) fora do horário de pico, especialmente em lugares servidos por geração termelétrica.

- c) Deslocamento de Carga: a última forma clássica de GLD, consiste em se reduzir a demanda de pico enquanto se aumenta a demanda fora de ponta, com ou sem armazenamento de energia.
- d) Conservação Estratégica: consiste na redução da demanda nos períodos de pico e de vale em toda uma região. Pode ser obtida por meio do incentivo à substituição de aparelhos e equipamentos de uso final por modelos mais eficientes. Há que se avaliar aqui a relação custo/benefício, pois em certos casos a substituição pode ocorrer naturalmente, sem interferência da concessionária.
- e) Aumento Estratégico: de maneira contrária à conservação estratégica, o aumento estratégico consiste em ações da concessionária para aumentar o consumo nos períodos de pico e de vale. Pode ser obtido, por exemplo, por meio do incentivo à troca de óleo combustível por eletricidade, em períodos nos quais o preço da energia elétrica compensa.
- f) Curva de Carga Flexível: esta categoria se relaciona à confiabilidade, ou seja, o consumidor pode admitir certo nível de interrupções de fornecimento em troca de benefícios financeiros.

De acordo com Saini (2004) e Strbac (2008), as principais vantagens dos programas de GLD são:

- a) Redução da margem de geração.
- b) Melhorias nos investimentos nas linhas de transmissão.
- c) Melhorias nos investimentos nas redes de distribuição.
- d) Operação mais eficiente do sistema elétrico (geração, transmissão e distribuição).
- e) Postergação de investimentos em geração e transmissão.
- f) Modulação da curva de carga.
- g) Alívio de sobrecarga nas redes nos horários de maior demanda.
- h) Potencial redução das contas dos consumidores.
- i) Gerenciamento do equilíbrio entre oferta e demanda em sistemas com geração renovável intermitente, como é o caso das usinas eólicas e fotovoltaicas.
- j) Redução da poluição atmosférica e preservação dos recursos naturais.
- k) Melhoria na operação de sistemas com geração distribuída.

Em mercados com precificação em tempo real (mercados livres atacadistas bastante desenvolvidos), modificações na curva de carga na escala dos segundos também podem ser feitas, casos em que o GLD tem os efeitos de uma reserva girante (MERKERT *et al.* 2014).

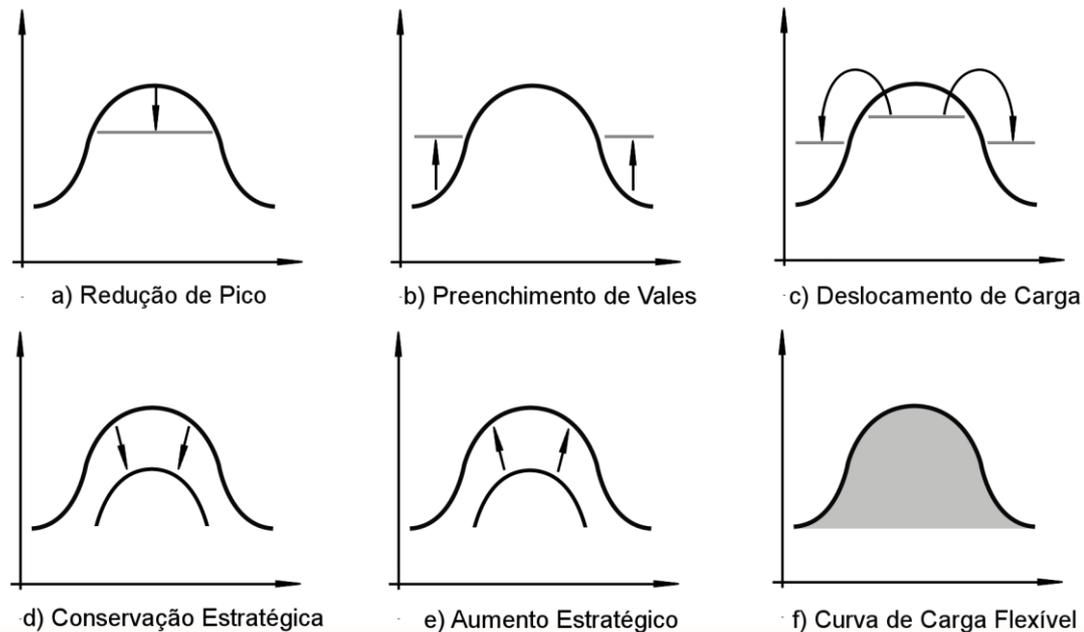


Figura 2.1– Categorias básicas de modificação de curvas de carga para programas de GLD.
Fonte: Adaptado de Gellings (1985).

Os vários objetivos do GLD são atingidos por meio da utilização de várias ferramentas adotadas pelas concessionárias, tais como:

- a) Eficiência energética.
- b) Tarifas variáveis.
- c) Geração distribuída.
- d) Substituição de combustível.
- e) Tecnologias emergentes (*e.g.*, microgeração, *smart grids*).

São consideradas programas de GLD apenas aqueles adotados deliberadamente pela concessionária de maneira a alterar a curva de carga dos consumidores (SIEBERT, 2013). Outras técnicas, que surgem especialmente em mercados desregulamentados, podem envolver não só as concessionárias de distribuição, mas o mercado de maneira mais ampla, incluindo geradores, comercializadores, consumidores livres e operadores do mercado e do sistema

elétrico. Nesse caso, fala-se em Resposta pelo lado da Demanda (RD¹), cujas técnicas são descritas a seguir.

2.4 Resposta pelo lado da Demanda (RD)

A Resposta pelo lado da Demanda (RD) pode ser definida como: “*mudanças no uso da eletricidade pelos consumidores finais, a partir de seus padrões normais de consumo, em resposta a mudanças de preços da energia elétrica ao longo do tempo*” (ALBADI; EL-SAADANY, 2008). Os preços da energia devem ser entendidos aqui de maneira bastante genérica, desde tarifas horo-sazonais regulamentadas em um mercado cativo até preços em um mercado livre com precificação em tempo real.

A RD pode ser classificada como mostra a Figura 2.2. Outras classificações são possíveis, como aquela apresentada por Balijepalli *et al.* (2011). Alguns dos tipos de RD apresentados por Albadi e El-Saadany (2008) são discutidos a seguir.

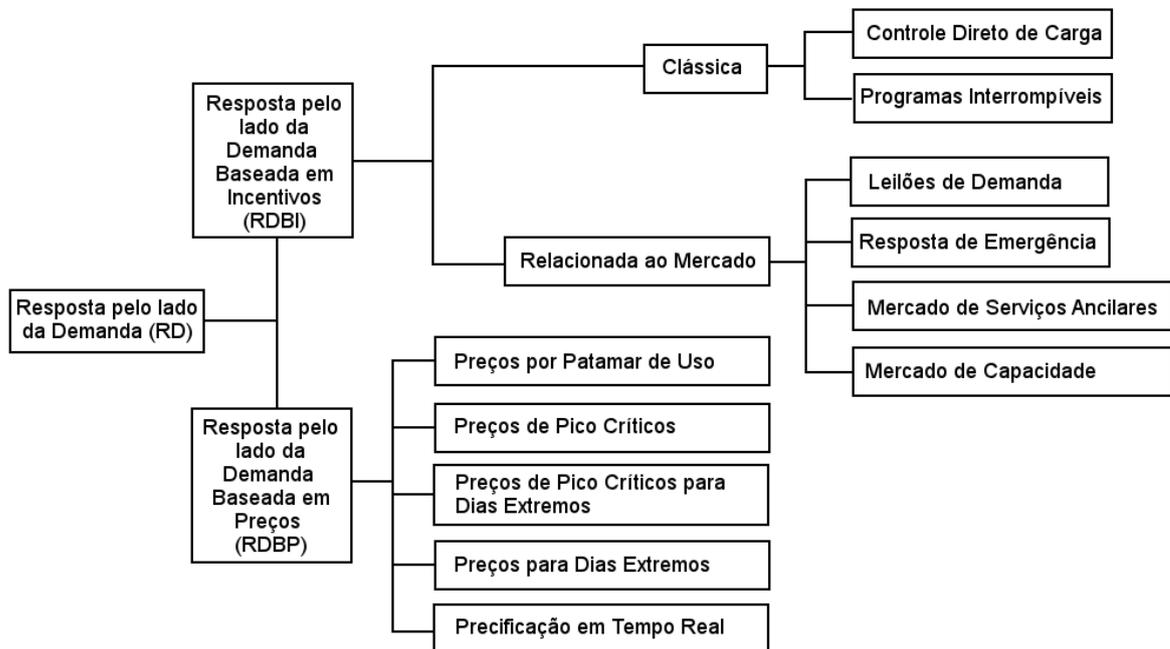


Figura 2.2 – Categorias básicas de tipos de Resposta pelo lado da Demanda (RD).

Fonte: Adaptado de Albadi; El-Saadany (2008).

¹ O uso do termo “Resposta à Demanda” como tradução do inglês “*Demand Response*” é bastante comum em português. Contudo, o mais correto é “Resposta da Demanda” ou “Resposta pelo lado Demanda”, pois é o consumidor (logo, a demanda) quem responde aos incentivos ou variações de preços.

2.4.1 Resposta pelo lado da Demanda Baseada em Incentivos (RDBI)

Os programas clássicos de RDBI podem ser aplicados a qualquer tipo de consumidor, livre ou cativo. Já os programas de RDBI relacionados ao mercado precisam de certo nível de desregulamentação para que possam ser aplicados. Em tais mercados, os leilões de demanda podem ser utilizados para incentivar grandes consumidores de energia a darem lances de redução de consumo a níveis que eles julgam adequados. Os consumidores vencedores devem então reduzir seus consumos aos níveis ofertados, sob risco de penalidades. O efeito obtido é o mesmo que nos casos do controle direto de carga e dos programas interrompíveis, mas de uma maneira mais dinâmica, transparente e mercadológica. O horizonte da curva de carga que se deseja controlar deve ser maior do que o período de liquidação do mercado, ou seja, de nada adiantaria tentar controlar a curva de carga diária em um mercado com liquidação mensal.

Os leilões de resposta de emergência à demanda podem funcionar da mesma forma que os leilões de demanda, mas apenas em situações emergenciais em momentos críticos. Estas situações podem incluir interrupções de linhas de transmissão e de geração, especialmente nos patamares de carga pesada. Programas como o brasileiro ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga) não devem ser considerados leilões de emergência, pois todos os consumidores da Rede Básica são obrigados a participar dele e não recebem remuneração por isso (ONS, 2009).

Serviços ancilares são mais abstratos do que demanda ou energia e devem ser cuidadosamente definidos. Embora tal definição varie de acordo com o autor, geralmente se considera que estes consistem em recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento, a segurança do sistema e a manutenção dos valores de frequência e tensão do sistema. Fazem parte desta lista serviços como reserva girante, regulação primária, regulação secundária, suporte de reativo para controle de tensão, suprimento de perdas, reservas de contingências, capacidade de restauração autônoma (*blackstart*) e outros (COSTA, 2004). Até 2009, todos esses serviços eram tradicionalmente supridos pelos geradores.

Com a evolução dos mercados atacadistas, e com o consequente aumento da participação dos grandes consumidores livres neles, a inclusão dos serviços ancilares na lista de serviços do tipo de Resposta pelo lado da Demanda não demorou

muito. Segundo Schisler, Sick e Brief (2008), a interconexão PJM², uma *Regional Transmission Organization* (RTO) que abrange parte da Interconexão Leste dos Estados Unidos das Américas, tornou-se o primeiro mercado atacadista de energia elétrica a abrir suas reservas girantes para a Resposta pelo lado da Demanda (RD). Em 2008, a participação da RD nos leilões do mercado de reserva girante (renomeado para “reserva sincronizada”) do PJM já era de 25%. No leilão de serviços ancilares os consumidores oferecem reduções de suas cargas para operar como capacidade de reserva. Quando as ofertas são aceitas, os consumidores participantes recebem um valor fixo para permanecerem em espera e recebem o preço *spot* de energia caso interrupções sejam necessárias (SCHISLER; SICK; BRIEF, 2008)

Os participantes do Mercado de Capacidade são aqueles que podem se comprometer com reduções pré-estabelecidas de demanda quando condições de emergência surgem. Os participantes são usualmente avisados com um dia de antecedência e são penalizados caso não façam a redução combinada. Caso a redução seja feita, o consumidor é recompensado financeiramente, conforme estabelecido contratualmente (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

2.4.2 Resposta pelo lado da Demanda Baseada em Preços (RDBP)

O tipo mais simples de RDBP é o Preço por Patamar de Uso, também denominado Tempo de Uso, da tradução direta do inglês “*Time of Use*” (TOU). Esse tipo de incentivo consiste na divisão do horizonte de precificação em diferentes períodos (ou patamares), com diferentes preços em cada um deles.

Os Preços de Pico Críticos são semelhantes aos Preços Por Patamar, com a diferença de que preços muito elevados são aplicados durante emergências ou em situações de preços de mercado também elevados. Essa aplicação é feita durante um número limitado de horas por ano. Os Preços para Dias Extremos são semelhantes aos do caso anterior, com a diferença de que posto tarifário não é a hora, mas sim o dia. No caso dos Preços Críticos para Dias Extremos, são utilizados preços críticos para os dias críticos, enquanto preços normais são usados nos demais dias. Finalmente, na Precificação em Tempo Real os preços são ancorados ao preço de

² O PJM tem este nome por ter se originado nos estados de Pensilvânia, Nova Jersey, Mariland, mas atualmente abrange 14 estados norte-americanos, suprindo 60 milhões de consumidores, com uma capacidade instalada de 167 GW.

mercado de curto prazo ou a outra referência, acompanhando as variações e volatilidade desta.

Siebert (2013) mostra, conforme a Figura 2.3, a diferença horária nas tarifas dos tipos Preços por Patamar de Uso, Preços de Picos Críticos e Precificação em Tempo Real, ficando evidente o aumento do grau de controle obtido pela concessionária quando se progride do tipo (a) para o (c).

Siebert (2013) também desenvolve um sistema de otimização de programas de RDBP centralizado na seleção de consumidores residenciais em um alimentador, a partir de duas abordagens: híbrida e heurística. Na primeira abordagem são usadas duas técnicas: FPO e enxame de partículas, enquanto na segunda abordagem é usada apenas a técnica de enxame de partículas para seleção dos consumidores via otimização ou por barra. A abordagem híbrida com otimização por barra resulta em uma menor relação entre o custo computacional e a redução de demanda. Já a abordagem heurística apresenta melhores resultados no atingimento da meta de redução. Contudo, o custo computacional pode inviabilizar sua aplicação em concessionárias.

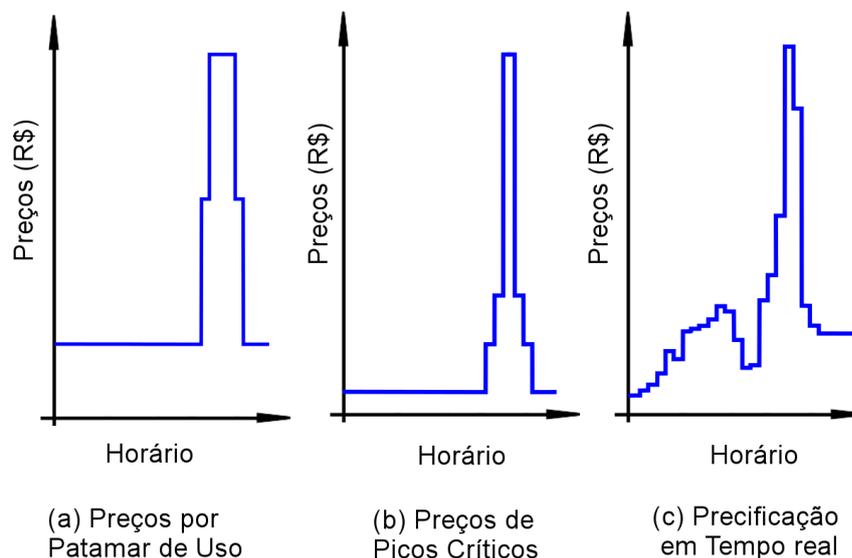


Figura 2.3 – Variações horárias de três tipos de RDBP.
Fonte: Adaptado de Siebert (2013).

Segundo Sousa (2013), a experiência internacional tem evoluído significativamente no campo da RD, especialmente em países como Estados Unidos, França, Reino Unido, Itália, Espanha, Alemanha, além de outros como Irlanda, Dinamarca, Suécia e Eslovênia. No Brasil, apesar do conceito não ser novo, do

volume de literatura disponível sobre o mesmo e do entendimento de vários autores de que a adoção de mecanismos de reação pelo lado da demanda deve ser almejada pelos planejadores e reguladores, isso ainda não acontece, e *“apesar de haver iniciativas isoladas por parte de alguns profissionais ligados a instituições governamentais do setor elétrico, não há ações formais nem sequer para diagnosticar o potencial de reação da demanda do país ou os impactos que possíveis programas proporcionariam ao setor elétrico em qualquer sentido considerado”*. O autor demonstra ainda, embora de maneira não muito formal, mas que será reforçada pelos resultados do presente trabalho, que a ampliação de programa de RD no Brasil resultaria na economia de combustíveis fósseis, em razão da redução da necessidade de despacho das termelétricas. Ainda assim, o antigo modelo de Tarifas Horo-Sazonais (THS), bem como a nova Tarifa Branca e os novos modelos de bandeiras tarifárias, descritos brevemente a seguir, podem ser considerados ferramentas de RD, aplicados aos consumidores cativos brasileiros.

2.4.3 Resposta pelo lado da Demanda no Brasil

No Brasil ainda não existem programas do tipo RDBI eficientes e de amplo impacto. Contudo, tais programas poderiam proporcionar mais economia energética, maior segurança sistêmica e preços mais baixos. Chala (2011), por exemplo, desenvolve um algoritmo baseado em FPO que busca minimizar uma função objetivo que inclui os custos de geração e os custos do não-faturamento decorrentes das reduções incentivadas de consumo em situações operacionais adversas. A rede é representada por meio de um modelo não linear completo, considerando-se as potências ativa e reativa e as tensões nas barras do sistema. Trata-se, assim, de um programa de uma RDBI denominada pelo autor de Programa de Participação de Demanda (PPD). A topologia da rede, assim como a correta modelagem dos consumidores participantes do PPD, auxiliam na tomada de decisões para a operação do sistema elétrico. A análise dos resultados mostra as vantagens operacionais e econômicas que uma distribuidora pode obter com o uso do PPD. O algoritmo fornece subsídios para auxiliar a distribuidora a definir se o acionamento do PPD é vantajoso. Caso seja, o algoritmo aponta quais consumidores devem ser chamados a reduzir suas demandas. A aplicação do PPD pode proporcionar uma economia considerável

à distribuidora e parte desta economia pode ser utilizada como incentivo financeiro aos consumidores, transformando o PPD de fato em um programa de RDBI.

Já os programas de Resposta pelo lado da Demanda Baseada em Preços (RDBP) são mais antigos no Brasil. O modelo de Tarifas Horo-Sazonais (THS), por exemplo, adotado pelo Brasil a partir dos anos 80, decorrente de uma cooperação entre DNAEE/Eletróbras e a *Electricité de France* (EDF) (FUGIMOTO, 2010) é um tipo de Preço por Patamar de Uso, onde todos os consumidores são cativos e os preços são tarifas reajustadas periodicamente pelo agente regulador para cada concessionária.

No modelo original de THS, válido somente para consumidores de alta tensão (Grupo A), o dia era dividido em dois patamares (ou “postos tarifários”): “Ponta” (três horas consecutivas) e “Fora de Ponta” (vinte e uma horas consecutivas). O ano, por sua vez, era dividido em dois períodos: Seco (maio a novembro) e Úmido (dezembro a abril). A energia era então precificada de duas formas: por meio de uma tarifa de demanda (em R\$/kW), aplicada sobre um valor de demanda contratada entre a distribuidora e consumidor, e uma tarifa de energia (em R\$/MWh), aplicada sobre a energia efetivamente consumida. Os valores de demanda contratada podiam ser diferentes na ponta ou fora dela e a demanda era cobrada independentemente de ter sido utilizada (ou seja, a demanda era cobrada mesmo que a unidade consumidora tivesse ficado desligada durante todo o mês). As tarifas de energia no período Seco eram maiores do que as tarifas de energia no período Úmido. Assim, enquanto as tarifas de demanda induziam o consumidor a deslocar seu consumo da ponta para fora dela, as tarifas de energia induziam o consumidor a deslocar seu consumo do período seco, quando os reservatórios das hidrelétricas estavam mais vazios relativamente à capacidade máxima, para o período úmido, quando os reservatórios estavam mais cheios relativamente à capacidade máxima. Esse sistema funcionou bem durante os anos 80 e 90, quando os reservatórios brasileiros podiam ser considerados de fato plurianuais e a capacidade hidrelétrica instalada nacional correspondia a mais de 90% da capacidade total, mas tornou-se muito rígido a partir de então, especialmente porque a definição de períodos Seco e Úmido era fixa.

Com a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), ocorrida a partir de 1998, as tarifas foram recalculadas (FUGIMOTO, 2010), as empresas foram desverticalizadas e a demanda passou a ser considerada um serviço suprido exclusivamente pelas distribuidoras, as quais continuavam a suprir a energia para

seus consumidores cativos. No caso dos consumidores livres, contudo, a energia, agora transformada em uma *commodity*, passava a ser suprida por agentes como produtores independentes, autoprodutores e comercializadoras de energia, por meio de contratos bilaterais de compra e venda livremente negociados (BORN; ALMEIDA, 1998). As distribuidoras continuavam conectadas fisicamente aos consumidores livres, e assim é até hoje, fornecendo seus serviços por meio de dois contratos padronizados: um Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) e um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD). O uso do sistema é precificado por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), definida anualmente pela ANEEL. Entre 1996, data da criação dos consumidores livres, e 2004, data da segunda reestruturação do SEB, as distribuidoras também podiam fornecer energia a consumidores livres (a Carbocloro S.A. Indústrias Químicas, por exemplo, instalada em São Paulo, tornou-se o primeiro consumidor livre brasileiro em 1999, recebendo energia elétrica da Copel). Atualmente as distribuidoras fornecem serviços de uso (conexão e demanda) a consumidores livres e consumidores cativos e repassam energia a consumidores cativos. A TUSD, no caso dos consumidores de alta tensão, continua dividida em dois patamares (Ponta e Fora de Ponta).

A partir de janeiro de 2015, o modelo THS foi modificado com a criação das “Bandeiras Tarifárias”, válidas para todos os consumidores, não só os do Grupo A. As bandeiras (Verde, Amarela e Vermelha), são aplicadas sobre as tarifas de energia dos consumidores cativos e seguem a lógica de um semáforo. No caso da Bandeira Verde (BV), as condições de suprimento são consideradas normais e não há acréscimo tarifário. No caso da Bandeira Amarela (BA), as condições são consideradas menos favoráveis e as tarifas de energia sofrem um acréscimo fixado pela ANEEL. Em janeiro de 2015, esse acréscimo era de R\$ 15/MWh. Finalmente, no caso da Bandeira Vermelha (BV), as condições são consideradas as mais desfavoráveis de todas, necessitando-se, por exemplo, do acionamento de muitas termelétricas, e o acréscimo tarifário é igual ao dobro daquele da bandeira amarela. A vantagem do modelo de bandeiras tarifárias sobre o modelo sazonal é que as bandeiras podem ser alteradas mensalmente pela ANEEL, dependendo da necessidade do sistema, enquanto os períodos Seco e Úmido eram fixos.

A aplicação dos postos tarifários (Ponta e Fora de Ponta) permanece a mesma do modelo THS e continua válida somente para consumidores do Grupo A. Contudo, no final de 2011 a ANEEL regulamentou a criação das Tarifas Brancas, que são

também Preços por Patamar de Uso, mas para consumidores do Grupo B (baixa tensão, 127 V a 440 V). Os patamares nesse caso são três, no caso dos dias úteis: Ponta (3 horas), Intermediário (2 horas) e Fora de Ponta (19 horas), conforme mostrado na Figura 2.4. Aos sábados, domingos e feriados apenas o patamar Fora de Ponta é válido.

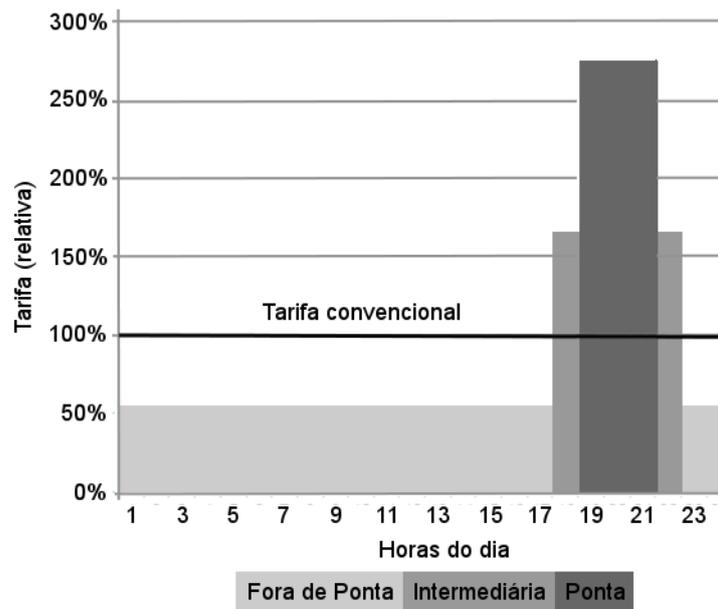


Figura 2.4 – Patamares da Tarifa Branca.
Fonte: ANEEL (2011).

Bueno, Urtubey e Hostt (2013) fazem uma avaliação dos efeitos da Tarifa Branca, do ponto de vista de métricas de risco, usando uma abordagem de opções (financeiras) e a partir de dados reais. Resultados preliminares mostram que uma adesão significativa de consumidores à nova tarifa deverá ocorrer de modo que se justifique postergações da expansão do sistema. Além disso, pesquisas sobre o comportamento do consumidor deverão ser feitas pela concessionária, pois a decisão de migrar para a nova tarifa é unicamente do consumidor, mas é a concessionária quem deverá arcar com os custos dos novos medidores eletrônicos necessários.

Um dos problemas dos Preços por Patamar de Uso, do ponto de vista da concessionária, é que esta não pode definir as áreas onde as reduções de demanda irão ocorrer. No Brasil, em especial, as tarifas são reguladas pela Aneel e devem ser as mesmas para cada classe de consumidor. Logo, a concessionária não pode, por exemplo, elevar as tarifas de uso unicamente em uma área na qual deseja que a demanda seja reduzida, mantendo as tarifas em outras áreas. Este é um problema

que as RDBI não apresentam, pois o Operador do Sistema pode escolher livremente os montantes de demanda e as áreas onde os leilões serão realizados.

A despeito da THS e das Bandeiras Tarifárias, a adoção de mecanismos eficientes de RD necessita de mercados com liquidação mais rápida do que a mensal, como ocorre atualmente, com preços calculados diariamente e integrado com redes inteligentes (*smart grids*). Uma possível exceção à falta de iniciativas nacionais nesse sentido é o “*White Paper*” da CCEE (2012), em parceria com a EPEXPOT (*European Power Exchange*) e a ECC (*European Commodity Clearing*), denominado “Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil”. Uma das sugestões dos autores é, por exemplo, transformar o mercado livre atual, que funciona como um mercado de balcão, no qual as transações não são seguras e podem ser feitas via telefone ou e-mail, para um mercado organizado, no qual os produtos são padronizados e as transações são feitas exclusivamente por meio de uma plataforma eletrônica segura. A adoção de tal plataforma permitiria a evolução para um mercado *day-ahead*, no qual o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) seria calculado diariamente, garantindo mais liquidez ao sistema e permitindo aos agentes uma estimativa mais precisa e segura das condições do sistema. Infelizmente, o papel da CCEE surgiu justamente em uma época na qual o Setor Elétrico Brasileiro começava a enfrentar dificuldades com a falta de energia hidrelétrica. Pouco tempo depois tais dificuldades passaram a constituir o centro das discussões do setor, em razão da persistência dos baixos armazenamentos e dos elevados despachos termelétricos associados, deixando-se as transformações do mercado livre para o futuro.

Resta observar que programas do tipo RBDI são mais eficazes para consumidores de grande porte, sejam eles consumidores finais ou concessionárias de distribuição. No Brasil, tais agentes estão conectados à Rede Básica, geralmente em tensões iguais ou superiores a 230 kV, e acessam a rede por meio do pagamento de uma Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). A TUSD, que as concessionárias repassam aos seus consumidores, tem a TUST como uma de suas componentes. Os valores da TUST para o período de 1 de julho de 2014 a 30 de junho de 2015 foram estabelecidos pela Resolução Homologatória 1.748/2014 da Aneel (ANEEL, 2014). Alguns dos valores para consumidores livres são mostrados na Tabela 2.1, juntamente com a diferença percentual entre a TUST na ponta e a TUST fora de ponta.

Tabela 2-1 – Valores de TUST para alguns consumidores livres do ciclo 2014/2015

Consumidor Livre	UF	TUST Ponta (R\$/kW)	TUST Fora de Ponta (R\$/kW)	Diferença (%)
ALBRÁS	PA	1.718	1.692	1.51%
BERNECK	PR	2.303	2.324	-0.91%
COTEMINAS	PB	1.488	1.419	4.64%
FIBRAPLAC	RS	2.141	2.154	-0.61%
VERACEL	BA	2.338	2.364	-1.11%
USIMINAS 1	MG	2.458	2.487	-1.18%
SOLVAY	SP	2.201	2.215	-0.64%
OXITENO	RS	2.132	2.163	-1.45%

Fonte: Aneel (2014)

Note-se o fato de que, em muitos casos, a TUST fora de ponta é maior do que a TUST na ponta, mesmo que a diferença seja pequena (a diferença média para todos os consumidores é 1,36%). A julgar unicamente por este fato, que se repete para 63 dos 108 dos consumidores livres da Resolução ANEEL 1758/2014 (ANEEL, 2014), as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão não estão sendo usadas adequadamente como uma ferramenta de GLD. Um mercado mais inteligente, com cargas sensíveis a preços, poderia atuar no sentido de aumentar a eficiência energética do sistema, reduzindo a necessidade de investimentos em instalações de distribuição e transmissão e a necessidade de despacho termelétrico.

As bandeiras tarifárias são válidas apenas para os consumidores cativos, pois no mercado livre os contratos de energia são negociados livremente entre os consumidores livres e os fornecedores de energia (geradores ou comercializadores). Os preços desses contratos de energia, por outro lado, são baseados no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que é o preço de curto prazo do mercado livre brasileiro, calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e baseado no Custo Marginal de Operação do sistema (CMO). Tais preços são calculados por meio dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, desenvolvidos pelo CEPEL (CEPELa, CEPELb, 2013). Souza (2014), por exemplo, analisa o impacto que possíveis políticas de Resposta pelo lado da Demanda poderiam ter sobre o PLD, tomando por base o fluxograma apresentado na Figura 2.5.

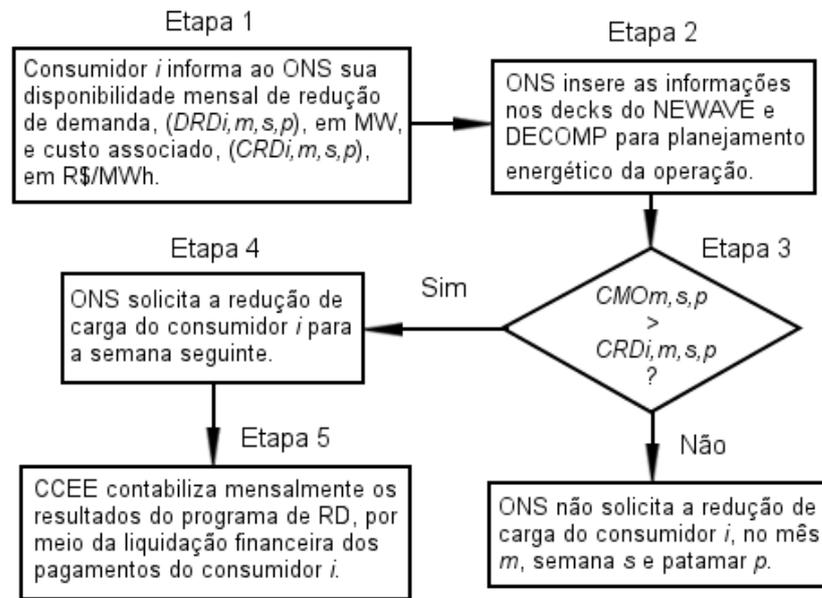


Figura 2.5 – Fluxograma de um possível programa brasileiro de Resposta pelo lado da Demanda.
Fonte: Souza (2014).

O autor relata, após simular o fluxograma proposto por meio dos modelos NEWAVE e DECOMP, ter obtido reduções consideráveis do PLD, assim como um acréscimo da variação percentual do preço de um mês para outro. Contudo, é necessário aperfeiçoar as regras de mercado para possibilitar a implantação de um programa como aquele sugerido pela Figura 2.5.

2.4.4 Tipos de consumidores gerenciáveis

Nem todos os tipos de consumidores podem ter sua carga gerenciada ou interrompida da mesma forma. Em geral, grandes consumidores industriais e comerciais são os principais participantes de programas de GLD/RD e alguns são mais flexíveis do que os outros. De Marco (2004) cita as experiências da Taiwan Power Company (CHEN, 1990), que argumentava que, naquela época, o controle de cargas era mais promissor quando aplicado a consumidores industriais ligados aos ramos do aço, cimento, plástico, fibras, têxteis e papel. De Marco (2004) agrupa então os consumidores de médio e grande portes em três categorias, de acordo com sua flexibilidade de gerenciamento:

- a) **Consumidor Flexível:** esta categoria de consumidor não apresenta restrições quanto a forma de execução da redução de carga, desde que

seja respeitado o valor da potência máxima a ser reduzida em cada hora, o qual deve ser estabelecido em contrato. Consumidores detentores de processos produtivos que apresentem boa elasticidade, a qual pode ser decorrente, por exemplo, de uma boa instalação de cogeração com regulação de potência, podem ser enquadrados nesta categoria.

- b) **Consumidor com Restrição de Energia:** esta categoria de consumidor apresenta algumas restrições quanto à redução de seu consumo, limitando os valores da energia a ser reduzida dentro de um horizonte de tempo. Os consumidores pertencentes a esta categoria devem informar seus limites máximos e mínimos para a energia a ser reduzida, bem como o valor da taxa de variação desejada para a demanda. Os consumidores desta classe apresentam um grau de flexibilidade inferior ao dos consumidores flexíveis, porém superior ao dos consumidores com restrição de potência (definidos a seguir). Consumidores com processos industriais que apresentem limites de tomada de carga em seus equipamentos podem ser enquadrados nesta classe.
- c) **Consumidor com Restrição de Potência:** os consumidores desta categoria têm a característica de, caso sejam acionados, reduzirem sua demanda de forma constante durante o horizonte de tempo requerido pela concessionária de distribuição ou operador do sistema. Para isto, informam apenas a potência máxima disponibilizada ao programa de gerenciamento de carga. A forma de consumo destes consumidores apresenta um acoplamento intertemporal entre os intervalos de tempo e, portanto, eles apresentam o menor grau de flexibilidade dentre as três categorias aqui apresentadas. Consumidores com sistemas de cogeração sem a possibilidade de regulação da potência fornecida podem ser enquadrados nesta categoria.

2.5 O conceito de Usina GLD

GLD em larga escala pode ser importante, particularmente em países que enfrentam escassez ou racionamento energéticos. Recentemente, Gupta e Bhattacharya (2013) apresentaram o conceito de Usina GLD, definido como um “conjunto de projetos e programas que reduzem o consumo de energia e os picos de carga, de modo que a economia energética obtida pode ser comparada à energia gerada por uma unidade geradora convencional”. A redução de potência obtida por uma Usina GLD de 100 MW é assim equivalente à geração de potência de uma usina convencional de 100 MW. Os autores usam, embora não citem, o conceito de “*negawatts*” (CARLEY, 2012) e mostram que a Usina GLD pode ser mais eficiente do que uma usina convencional.

Vários projetos ao redor do mundo podem ser classificados como Usinas GLD. Os autores citam projetos implementados na Califórnia, em Nova Iorque, na Coreia, em Guangdong (China) e em Hebei (China). Na Índia, país que está experimentando um crescimento sem precedentes de sua demanda por energia elétrica, o conceito de Usina GLD pode vir a se tornar bastante importante, assim como no Brasil, país que vem enfrentando restrições na geração de energia elétrica desde 2012, assim como uma redução da capacidade de regularização dos reservatórios de suas hidrelétricas. A implementação de projetos de Usinas GLD poderia, assim, substituir em parte o combustível fóssil das termelétricas convidadas a despachar em situações de restrições hidráulicas, como aquela atravessada atualmente pelo Setor Elétrico Brasileiro.

2.6 Gerenciamento pelo Lado da Demanda e *Smart Grids*

Com a criação de *smart grids* e geração distribuída, esperam-se particularmente que as estratégias existentes de GLD e RD sejam implantadas também em consumidores de menor porte, como residenciais e comerciais. Embora tais consumidores não sejam o foco do presente trabalho, o comportamento deles quando submetidos a programas de GLD pode influenciar a curva de carga de concessionárias de distribuição, as quais estão, estas sim, conectadas à Rede Básica. Assim, é interessante rever alguns trabalhos recentes que dizem respeito ao

comportamento de consumidores de pequeno porte submetidos a programas de GLD em sistemas dominados, no todo ou em parte, por *smart grids*.

Zhong, Xie e Xia (2013) desenvolvem uma formulação de Resposta pelo lado da Demanda centralizada em consumidores de pequeno porte, equipados com medidores eletrônicos de energia, mas que ainda operam com tarifas fixas com um único patamar. O sistema apresentado é denominado Resposta pelo lado da Demanda Baseada em Incentivos por Cupons (*Coupon Incentive-Based Demand Response*, CIDR) e pretende induzir o consumidor a variar sua demanda voluntariamente, quando o preço da energia no atacado exceder a tarifa fixa no varejo. A tarifa continua constante, mas a distribuidora oferece incentivos por cupons para que o consumidor flexibilize sua curva de carga em resposta à previsão de restrições de geração/transmissão ou de elevações de preços. De maneira geral, os consumidores se comprometem a reduzir seus consumos de energia desde que a receita associada ao cupom seja maior do que o benefício que eles receberiam consumindo a energia que eles se comprometeram a não consumir. Os autores aplicam uma formulação numérica baseada em dados reais do sistema *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) e concluem que, usando-se o CIDR, o bem-estar social aumenta em relação ao sistema de tarifas fixas, os consumidores não se tornam expostos aos preços do mercado atacadista e as distribuidoras tornam-se mais versáteis na administração de seus lucros. Uma das desvantagens do sistema é que, como as distribuidoras não podem ter certeza do grau de adesão dos consumidores, um certo nível de incerteza torna-se inerente. Outra desvantagem é o aumento do custo com *softwares*, utilizados para simulação do algoritmo do CIDR e para comunicação entre a distribuidora e os medidores eletrônicos dos consumidores. Por outro lado, tais *softwares* são inerentes a quaisquer sistemas que envolvam *smart tgrids*, de modo que o aumento de tais custos é esperado de qualquer forma.

He *et al.* (2013) observam que existem cinco tipos de cargas quando classificadas pelo grau de interromptibilidade, como mostra a Figura 2.6: a) cargas armazenáveis; b) cargas gerenciáveis; c) cargas cortáveis; d) cargas de base; e) autoprodução. O *Mix* de Cargas, por barra da distribuidora, depende do comportamento de todas as outras cargas conectadas a esta barra.

A divisão de cargas de He *et al.* (2013) pode servir de base para que a distribuidora use a medição eletrônica para concentrar seus esforços de GLD nos

consumidores adequados, de modo que as modificações pretendidas na curva de carga sejam obtidas.

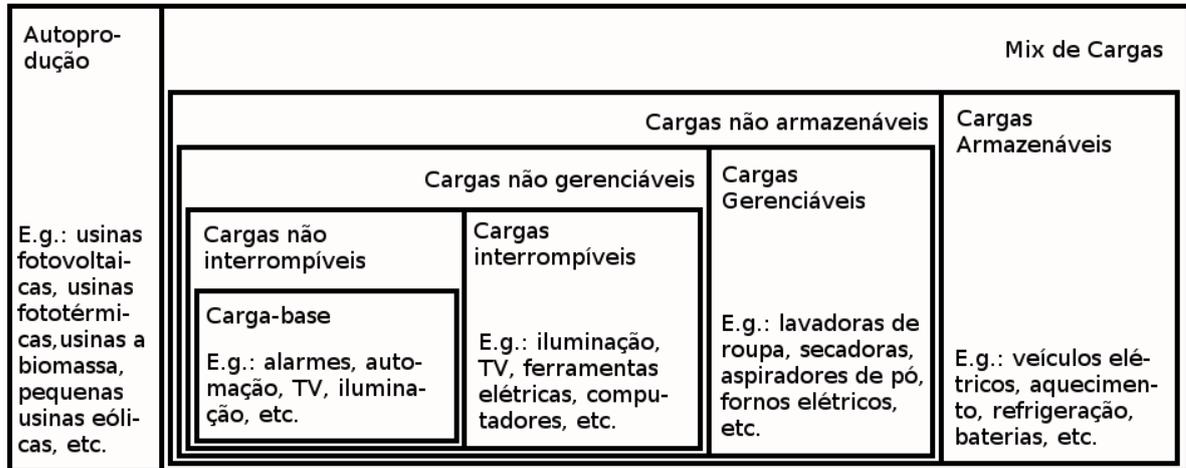


Figura 2.6 – Os diferentes tipos de cargas de consumidores de pequeno e médio portes.

Fonte: HE *et al.* (2013).

Os autores também observam que é necessário um entendimento criterioso das motivações do consumidor para que este se torne ativo em termos de Resposta pelo lado da Demanda. As medidas para se engajar os consumidores em programas de RD devem ser então baseadas em tal entendimento. Os autores ressaltam que este engajamento deve ser baseado na educação dos consumidores, *i.e.*, em se utilizar os dados dos medidores eletrônicos de modo que a resposta esperada possa ser obtida.

Neto *et al.* (2014) ressaltam que, ainda hoje, as redes de distribuição são projetadas de modo a suportarem a potência de pico, que vem crescendo a cada ano, mas ocorre apenas algumas horas por dia. A utilização de *smart grids* abriria espaço para a implantação e melhoramento de programas de GLD e DR. No âmbito do SEB, segundo os autores, o segmento da distribuição de energia não seguiu o mesmo ritmo de evolução de outros segmentos industriais. Enquanto em muitos segmentos industriais (e.g., indústria automotiva) a presença de automação e, logo, de elevados graus de confiabilidade, é constante, o mesmo não se dá na distribuição de energia, fato que tem dificultado a implantação de *smart grids* até o momento.

2.7 Gerenciamento pelo Lado da Demanda e Pré-Despacho Hidrotérmico

O presente trabalho concentra-se em consumidores de grande porte, geralmente conectados à Rede Básica, tais como grandes indústrias, ou alimentadores destinados ao suprimento de uma ou mais distribuidoras. Dentre as várias estratégias de GLD possíveis, as mais adequadas para o caso são a redução de pico, na qual a carga é deslocada para outros horários, e o deslocamento de carga, na qual a carga de uma ou mais barras é reduzida ou cortada de maneira que a carga de outras barras possa ser atendida. O interesse deste trabalho não é resposta ao preço, mas sim o atendimento de toda a carga dentro das métricas energéticas especificadas para um período, por meio da realocação temporal da demanda. Um modelo de despacho hidrotérmico na presença de Resposta pelo lado da Demanda (RD) e preços variáveis pode ser encontrado, por exemplo, em Uturbey e Simões Costa (2005), que resolveram um sistema para o Sul do Brasil por meio de MPIPD.

2.8 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou uma sucinta revisão bibliográfica a respeito da formulação do Pré-Despacho hidrotérmico do FPO e dos programas de GLD e RD. Também sinalizou que a principal contribuição deste trabalho é a formulação de um problema de Pré-Despacho de geração hidrotérmico não linear com horizonte de tempo diário ou semanal, com divisão em patamares horários ou multi-horários, que ignora as restrições hidráulicas a fim de viabilizar o despacho de potência ativa e reativa e incorpora a ideia básica do gerenciamento da demanda a fim de se satisfazer as metas energéticas hidrelétricas e termelétricas obtidas da cadeia de planejamento energético.

Dada a importância da incorporação do gerenciamento de cargas para este trabalho, o presente capítulo descreveu com algum detalhe as estratégias e programas de GLD e RD, conceituando suas mais diversas aplicações e principais trabalhos descritos na literatura. A variedade de tais programas deixa claro que é possível aplicar o gerenciamento de cargas da maneira proposta pelo presente trabalho, mesmo que certa evolução do mercado de energia seja necessária.

Neste trabalho, a aplicação de GLD e RD no despacho hidrotérmico será no sentido de se viabilizar o atendimento de toda a energia demandada prevista para o

horizonte de estudo, realocando cargas de modo a se evitar ou minimizar cortes de carga que eventualmente se façam necessário em situações críticas de operação verificadas em períodos secos. Sendo assim, não é necessário considerar, por exemplo quais os valores do CMO na semana de despacho, se as cargas pertencem a consumidores livres ou cativos ou se os geradores fornecem energia para o mercado livre ou para o mercado cativo. Tais detalhes podem ser incluídos em um aperfeiçoamento futuro deste trabalho.

3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

3.1 Introdução

A capacidade de geração do Sistema Interligado Brasileiro (SIN) tinha, em 22 de janeiro de 2015, a composição ilustrada na Tabela 3.1. Embora a capacidade hidrelétrica instalada seja pouco superior a 66%, a participação da energia hidrelétrica, em condições normais de afluência e armazenamento, é superior a 85%. Tal diferença se dá porque o SIN opera por complementação hidrotérmica, ou seja, as hidrelétricas, mais baratas, são chamadas a despachar sempre que possível, e as termelétricas, mais caras, despacham apenas quando necessário, de modo a minimizar o custo do sistema e evitar interrupções de fornecimento. Para fins de confrontação entre capacidade instalada e energia gerada, a Tabela 3.2 mostra a geração efetiva do SIN em 31 de janeiro de 2011, que foi um ano de hidrologia pouco acima da média, quando os armazenamentos do Sudeste atingiram 90% em junho.

Tabela 3-1 – Capacidade instalada do SIN em 22/01/2015.

Tipo de Usina	Capacidade Instalada (GW)	(%)
Hidrelétrica ⁽¹⁾	89.23	66.59%
Termelétrica ⁽²⁾	39.79	29.70%
Outras ⁽³⁾	4.97	3.71%
TOTAL	133.99	100.0%

Fonte: ANEEL (2015). (1) UHEs, PCHs e CGHs; (2) convencionais e nucleares; (3) eólicas e fotovoltaicas.

Tabela 3-2 – Produção de energia do SIN em 31/12/2011.

Tipo de Usina	Produção Diária de Energia (GWmed)	(%)
Hidrelétrica ⁽¹⁾	43.569	88.13%
Termelétrica ⁽²⁾	5.334	10.79%
Outras ⁽³⁾	0.534	1.08%
TOTAL	49.437	100%

Fonte: ONS/IPDO (2011). (1) UHEs, PCHs e CGHs; (2) convencionais e nucleares; (3) eólicas e fotovoltaicas.

Quando os armazenamentos das hidrelétricas se reduzem, o acionamento das termelétricas pode ser mais vantajoso, de modo a se evitar reduções de armazenamentos ainda maiores no futuro. A Tabela 3.3 mostra a produção energética do SIN no final de 2014, deixando claro o aumento do despacho termelétrico necessário por causa da estiagem verificada ao longo do ano.

Tabela 3-3 – Produção de energia do SIN em 31/12/2014.

Tipo de Usina	Produção Diária de Energia (GWmed)	(%)
Hidrelétrica ⁽¹⁾	40.443	69.34%
Termelétrica ⁽²⁾	16.675	28.59%
Outras ⁽³⁾	1.209	2.07%
TOTAL	58.327	100.00%

Fonte: ONS/IPDO (2014). (1) UHEs, PCHs e CGHs; (2) convencionais e nucleares; (3) eólicas e fotovoltaicas.

De uma maneira geral, quanto menor o despacho termelétrico em dado período, menor será o custo da água neste período. Nesse caso, as metas das hidrelétricas (M_i), conforme equação (2.7), podem ser definidas em valores elevados, o inverso acontecendo quando o custo da água é elevado. Do ponto de vista do presente trabalho, as metas hidrológicas são variáveis exógenas e devem ser calculadas por um modelo de simulação de médio ou longo prazo.

O planejamento mensal do SIN tem sido feito por meio do NEWAVE, um modelo desenvolvido pelo CEPEL (CEPELa, 2013) que determina a política de operação mais econômica com base no algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), considerando as incertezas das afluições futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos. O NEWAVE é um modelo a subsistemas equivalentes, ou seja, todos os reservatórios das hidrelétricas de um determinado subsistema (N, NE, S, SE/CO) são agregados em um só reservatório, resultando em um sistema composto por quatro reservatórios interligados.

Algumas das variáveis de saída do NEWAVE são o Custo Marginal de Operação mensal (CMO) por subsistema e por patamar (Leve, Pesado e Médio), a Função Custo Futuro (FCF), o armazenamento final mensal por subsistema, a geração para cada subsistema e a sequência prevista de afluições. A seguir, tais variáveis podem ser carregadas no DECOMP, outro modelo desenvolvido pelo CEPEL (CEPELb, 2013), para se obter o CMO semanal por subsistema e patamar, os

intercâmbios energéticos entre subsistemas, as metas individuais das hidrelétricas e termelétricas

As metas necessárias para o presente trabalho podem assim ser aquelas provenientes de uma sequência de simulações feitas com o NEWAVE e o DECOMP.

3.2 Hipóteses simplificadoras adotadas neste trabalho

O presente trabalho baseia-se nas hipóteses simplificadoras utilizadas por Nepomuceno, Ohishi e Soares (2000) em um estudo de despacho com horizonte diário, quais sejam:

- a) As rampas de motorização das usinas termelétricas podem ser desconsideradas, devido ao curto espaço de despacho. Assim, embora o despacho termelétrico seja uma variável de otimização, é considerado constante ao longo de todo o horizonte de despacho. Tal tipo de consideração, além de simplificadora, condiz com o tipo de operação geralmente adotado em sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos, nos quais as termelétricas são colocadas para operar na base e as variações da demanda do sistema são atendidas pelas hidrelétricas.
- b) Os volumes dos reservatórios variam muito pouco ao longo do horizonte de despacho, permitindo que se ignore as restrições hidrelétricas, tais como variações de quedas líquidas e acoplamentos entre usinas.

Deve-se observar que, quanto menor o horizonte de tempo do estudo, mais fortes se tornam as hipóteses acima. As hipóteses acima foram levadas em conta no presente trabalho mesmo no caso do despacho semanal, no qual os armazenamentos das hidrelétricas podem variar diariamente em várias situações (especialmente em subsistemas de pequena capacidade de armazenamento, como é o caso do subsistema Sul).

O trabalho baseia-se também em Borges, Fernandes e Almeida (2011), que desenvolvem um modelo de Pré-Despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa que minimiza, por meio de Fluxo de Potência Ótimo, o custo de produção das usinas termelétricas e perdas elétricas na transmissão, considerando ainda os seguintes limites operacionais:

- a) Atendimento da demanda ativa e reativa.
- b) Limites máximos e mínimos de geração de potência ativa e reativa das usinas hidrelétricas e usinas termelétricas.
- c) Limites de magnitude de tensão nas barras.
- d) Limites de meta energética.
- e) Limites de reserva energética.
- f) Limites de transmissão de potência ativa utilizando a formulação linearizada.

As metas energéticas das hidrelétricas são variáveis externas e podem ser obtidas por meio de um modelo de médio prazo, por exemplo. O mesmo acontece com as reservas girantes.

A rede elétrica é representada de forma não linear, de modo que o Pré-Despacho das potências ativa e reativa possa ser obtida, e a representação dos fasores tensão é feita na forma retangular. De acordo com Borges, Fernandes e Almeida (2011), tal representação *“transforma as restrições de balanço de potência ativa e reativa em funções quadráticas de modo que a expansão em Série de Taylor é exata para o termo de segunda ordem, o que contorna questões numéricas para o tratamento intertemporal do problema resolvido pelo Método dos Pontos Interiores.”* Ressalte-se que a resolução do problema se dará por meio do Método dos Pontos Interiores Versão Primal-Dual (MPIPD).

3.3 Formulação do Pré-Despacho Hidrotérmico

Conforme já adiantado no item 2.1.1, o presente trabalho se baseia em Borges, Fernandes e Almeida (2011), que desenvolveram um modelo de Pré-Despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa que minimiza as perdas de transmissão e o custo de produção das termelétricas, considerando ainda limites operacionais especificados. Esta seção resume a formulação dos autores, de modo que seja possível tomá-la como base para o desenvolvimento do modelo com gerenciamento de cargas, que será apresentado na seção 3.3.

3.3.1 Variáveis de entrada

A finalidade do modelo é otimizar a geração de energia de modo a atender as demandas ativa e reativa por barra ao longo do horizonte de despacho, atendendo ainda restrições especificadas. Nas definições a seguir, os símbolos em negrito representam vetores.

A primeira variável de entrada a ser considerada é a demanda de potência ativa, representada como um vetor de dimensão $[np.nb \times 1]$:

$$\mathbf{Pd} = [Pd_1^1 \quad \dots \quad Pd_{nb}^1 \quad \dots \quad Pd_1^{np} \quad \dots \quad Pd_{nb}^{np}]^t. \quad (3.1)$$

onde:

- nb : número de barras;
- np : número de períodos;
- Pd_i^k : vetor-demanda da potência ativa na barra i no período k .

A demanda de potência reativa pode ser representada de maneira semelhante:

$$\mathbf{Qd} = [Qd_1^1 \quad \dots \quad Qd_{nb}^1 \quad \dots \quad Qd_1^{np} \quad \dots \quad Qd_{nb}^{np}]^t. \quad (3.2)$$

onde:

- Qd_i^k : vetor-demanda de potência reativa na barra i no período k .

As metas de geração das hidrelétricas também podem ser agrupadas em um vetor, agora de dimensão $[nb \times 1]$:

$$\mathbf{M} = [M_1 \quad \dots \quad M_{nb}]^t. \quad (3.3)$$

onde:

- M_k : meta energética para a usina hidrelétrica localizada na barra k , a fim de suprir todos os períodos do estudo.

As reservas girantes, conforme já definido no item 2.1.1, também são variáveis de entrada e podem ser representadas como:

$$\mathbf{R} = [R_1^1 \quad \dots \quad R_{nb}^1 \quad \dots \quad R_1^{np} \quad \dots \quad R_{nb}^{np}]^t. \quad (3.4)$$

onde:

- R_i^k : reserva de geração ativa para a usina localizada barra i no período k .

Outras oito variáveis de entrada são os limites mínimos e máximos de geração de potência ativa e reativa das usinas hidrelétricas e termelétricas. Todas podem ser declaradas como vetores de dimensão $[nb \times 1]$.

a) Vetor limite máximo de geração ativa para as termelétricas:

$$\mathbf{Pgt}_{max} = [Pgt_{max_1} \quad \dots \quad Pgt_{max_{nb}}]^t. \quad (3.5)$$

onde:

- Pgt_{max_i} : limite máximo de geração de potência ativa para a termelétrica localizada na barra i .

b) Vetor limite mínimo de geração ativa para as termelétricas:

$$\mathbf{Pgt}_{min} = [Pgt_{min_1} \quad \dots \quad Pgt_{min_{nb}}]^t. \quad (3.6)$$

onde:

- Pgt_{min_i} : limite mínimo de geração de potência ativa para a termelétrica localizada na barra i .

c) Vetor limite máximo de geração ativa para as hidrelétricas:

$$\mathbf{Pgh}_{max} = [Pgh_{max_1} \quad \dots \quad Pgh_{max_{nb}}]^t. \quad (3.7)$$

onde:

- Pgh_{max_i} : limite máximo de geração de potência ativa para a hidrelétrica localizada na barra i .

d) Vetor limite mínimo de geração ativa para as hidrelétricas:

$$\mathbf{Pgh}_{min} = [Pgh_{min_1} \quad \dots \quad Pgh_{min_{nb}}]^t. \quad (3.8)$$

onde:

- Pgh_{min_i} : limite mínimo de geração de potência ativa para a hidrelétrica localizada na barra i .

e) Vetor limite máximo de geração reativa para as termelétricas:

$$\mathbf{Qgt}_{max} = [Qgt_{max_1} \quad \dots \quad Qgt_{max_{nb}}]^t. \quad (3.9)$$

onde:

- Qgt_{max_i} : limite máximo de geração de potência reativa para a termelétrica localizada na barra i .

f) Vetor limite mínimo de geração reativa para as termelétricas:

$$\mathbf{Qgt}_{min} = [Qgt_{min_1} \quad \dots \quad Qgt_{min_{nb}}]^t. \quad (3.10)$$

onde:

- Qgt_{min_i} : limite mínimo de geração de potência reativa para a termelétrica localizada na barra i .

g) Vetor limite máximo de geração reativa para as hidrelétricas:

$$\mathbf{Qgh}_{max} = [Qgh_{max_1} \quad \dots \quad Qgh_{max_{nb}}]^t. \quad (3.11)$$

onde:

- Qgh_{max_i} : limite máximo de geração de potência reativa para a hidrelétrica localizada na barra i .

h) Vetor limite mínimo de geração reativa para as hidrelétricas:

$$\mathbf{Qgh}_{min} = [Qgh_{min_1} \quad \dots \quad Qgh_{min_{nb}}]^t. \quad (3.12)$$

onde:

- Qgh_{min_i} : limite mínimo de geração de potência reativa para a hidrelétrica localizada na barra i .

Conforme o número de períodos analisado, esses vetores se repetem sequencialmente a fim de ficarem com a mesma dimensão dos vetores \mathbf{Pd} e \mathbf{Qd} .

$$\mathbf{Ptmax} = [\mathbf{Pgt}_{max} \quad \dots \quad \mathbf{Pgt}_{max}]^t. \quad (3.13)$$

$$\mathbf{Phmax} = [\mathbf{Pgh}_{max} \quad \dots \quad \mathbf{Pgh}_{max}]^t. \quad (3.14)$$

$$\mathbf{Qtmax} = [\mathbf{Qgt}_{max} \quad \dots \quad \mathbf{Qgt}_{max}]^t. \quad (3.15)$$

$$\mathbf{Qhmax} = [\mathbf{Qgh}_{max} \quad \dots \quad \mathbf{Qgh}_{max}]^t. \quad (3.16)$$

Devem ser definidas ainda relações semelhantes para limites mínimos de geração de potência ativa e reativa para termelétricas e hidrelétricas: \mathbf{Ptmin} , \mathbf{Phmin} , \mathbf{Qtmin} , \mathbf{Qhmin} ,

3.3.2 Variáveis de otimização do problema original

As variáveis de otimização são aquelas cujos valores são determinados pelo programa, que são: fasores de tensões, geração de potências ativas e reativas das hidrelétricas e termelétricas. O fasor tensão nodal é representado por um vetor de dimensão $[np.nb \times 1]$, que pode ser representada na forma retangular:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_1^{np} \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1^1 \\ \vdots \\ e_{nb}^1 \\ \vdots \\ e_1^{np} \\ \vdots \\ e_{nb}^{np} \end{bmatrix} + j \cdot \begin{bmatrix} f_1^1 \\ \vdots \\ f_{nb}^1 \\ \vdots \\ f_1^{np} \\ \vdots \\ f_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

A relação (3.17) pode ser representada de forma mais compacta como:

$$\dot{V} = e + j.f \quad (3.18)$$

onde:

- \dot{V} : vetor formado pelos fasores de tensões em todas as barras e períodos, de dimensão $[np.nb \times 1]$.
- e : parte real da tensão \dot{V} .
- f : parte imaginária da tensão \dot{V} .

A tensão \dot{V} pode ser escrita compactamente em função de um vetor x , de dimensão $[2.nb \times 1]$, definido como segue:

$$x = [e_1^1 \quad \dots \quad e_{nb}^1 \quad \dots \quad e_1^{np} \quad \dots \quad e_{nb}^{np} \quad f_1^1 \quad \dots \quad f_{nb}^1 \quad \dots \quad f_1^{np} \quad \dots \quad f_{nb}^{np}]^t. \quad (3.19)$$

As seguintes matrizes devem ainda ser definidas:

$$\Gamma_e = [\Gamma \quad \mathbf{N}]. \quad (3.20)$$

$$\Gamma_f = [\mathbf{N} \quad \Gamma]. \quad (3.21)$$

onde:

- Γ : matriz identidade de dimensão $[(nb \cdot np) \times (nb \cdot np)]$;
- \mathbf{N} : matriz nula de dimensão $[(nb \cdot np) \times (nb \cdot np)]$;
- Γ_e : matriz composta pela justaposição da matriz Γ e da matriz \mathbf{N} , com dimensão $[(nb \cdot np) \times (2 \cdot nb \cdot np)]$.
- Γ_f : matriz composta pela justaposição da matriz \mathbf{N} e da matriz Γ , com dimensão $[(nb \cdot np) \times (2 \cdot nb \cdot np)]$.

Os vetores e e f podem agora ser escritos como:

$$e = \Gamma_e \cdot x. \quad (3.22)$$

$$\mathbf{f} = \mathbf{\Gamma}_f \cdot \mathbf{x}. \quad (3.23)$$

Outras variáveis de otimização a serem consideradas são os vetores potência ativa geradas pelas hidrelétricas e termelétricas, ambos com dimensão $[nb.np \times 1]$. No caso das hidrelétricas, tal vetor pode ser escrito como:

$$\mathbf{Pgh} = [Pgh_1^1 \quad \dots \quad Pgh_{nb}^1 \quad \dots \quad Pgh_1^{np} \quad \dots \quad Pgh_{nb}^{np}]^t. \quad (3.24)$$

onde:

- Pgh_i^k : geração de potência ativa da hidrelétrica localizada na barra i no período k .

No caso das termelétricas, conforme já observado no item 2.1.1, a potência gerada será considerada constante ao longo do horizonte de despacho. Inicialmente é construído um vetor com as potências termelétricas ativas em todas as barras:

$$\mathbf{Pt} = [Pt_1 \quad \dots \quad Pt_i \quad \dots \quad Pt_{nb}]^t. \quad (3.25)$$

onde:

- Pt_i : geração de potência ativa da termelétrica localizada na barra i .

Depois, o vetor \mathbf{Pt} é repetido np vezes, formando o vetor \mathbf{Pgt} , de dimensão $[nb.np \times 1]$, como segue:

$$\mathbf{Pgt} = [Pt \quad \dots \quad Pt \quad \dots \quad Pt]^t. \quad (3.26)$$

O vetor \mathbf{Pt} é constante ao longo do horizonte de despacho para cada usina. O despacho Pt_i de cada termelétrica é otimizado pelo modelo, pois esta variável dependerá das metas assinaladas para as hidrelétricas e de outros parâmetros.

A soma vetorial da geração ativa das usinas hidrelétricas e termelétricas é igual à potência ativa total gerada \mathbf{Pg} :

$$\mathbf{Pg} = \mathbf{Pgh} + \mathbf{Pgt}. \quad (3.27)$$

Outra variável de otimização a ser considerada é vetor potência reativa gerada pelas hidrelétricas e termelétricas, ambas com dimensão $[nb.np \times 1]$. No caso das hidrelétricas, tal vetor pode ser escrito como:

$$\mathbf{Qgh} = [Qh_1^1 \quad \dots \quad Qh_{nb}^1 \quad \dots \quad Qh_1^{np} \quad \dots \quad Qh_{nb}^{np}]^t. \quad (3.28)$$

onde:

- Qgh_i^k : geração de potência reativa da usina hidrelétrica localizada na barra i no período k .

A potência reativa das termelétricas será considerada constante ao longo do horizonte de despacho, da mesma forma que se dá no caso da potência ativa de tais usinas. Assim, o vetor \mathbf{Qt} é inicialmente escrito como:

$$\mathbf{Qt} = [Qt_1 \quad \dots \quad Qt_i \quad \dots \quad Qt_{nb}]^t. \quad (3.29)$$

onde:

- Qt_i : geração de potência reativa da termelétrica localizada na barra i .

A seguir, o vetor \mathbf{Qt} é repetido np vezes, formando o vetor \mathbf{Qgt} , de dimensão $[nb.np \times 1]$:

$$\mathbf{Qgt} = [Qt \quad \dots \quad Qt \quad \dots \quad Qt]^t. \quad (3.30)$$

A soma vetorial da geração ativa das usinas hidrelétrica e termelétrica é igual à potência ativa total gerada \mathbf{Qg} :

$$\mathbf{Qg} = \mathbf{Qgh} + \mathbf{Qgt}. \quad (3.31)$$

3.3.3 Balanço de potência ativa e reativa

Borges, Fernandes e Almeida (2011) representam as tensões complexas nas barras na forma retangular. Assim, é preciso detalhar as equações de balanço de potência ativa e reativa para np períodos.

As potências ativa e reativa injetadas nas barras, para todos os períodos, podem ser escritas respectivamente como:

$$\mathbf{P} = \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd}. \quad (3.32)$$

$$\mathbf{Q} = \mathbf{Qg} - \mathbf{Qd}. \quad (3.33)$$

onde:

- \mathbf{Pg} : vetor de dimensão $[np.nb \times 1]$, contendo a potência ativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e termelétricas;
- \mathbf{Pd} : vetor de dimensão $[np.nb \times 1]$, contendo a demanda de potência ativa;
- \mathbf{Qg} : vetor de dimensão $[np.nb \times 1]$, contendo a potência reativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e termelétricas;
- \mathbf{Qd} : vetor de dimensão $[np.nb \times 1]$, contendo a demanda de potência reativa.

O vetor de potências injetadas, para todos os períodos e todas as barras, pode ser escrito como:

$$\hat{\mathbf{S}} = \mathbf{P} + j\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} \hat{S}_1^1 \\ \vdots \\ \hat{S}_{nb}^1 \\ \vdots \\ \hat{S}_1^{np} \\ \vdots \\ \hat{S}_{nb}^{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Pg_1^1 - Pd_1^1 + jQg_1^1 - jQd_1^1 \\ \vdots \\ Pg_{nb}^1 - Pd_{nb}^1 + jQg_{nb}^1 - jQd_{nb}^1 \\ \vdots \\ \vdots \\ Pg_1^{np} - Pd_1^{np} + jQg_1^{np} - jQd_1^{np} \\ \vdots \\ Pg_{nb}^{np} - Pd_{nb}^{np} + jQg_{nb}^{np} - jQd_{nb}^{np} \end{bmatrix}. \quad (3.34)$$

onde:

- \mathbf{P} : vetor de potência ativa injetada, para todas as barras e períodos, de dimensão $[np.nb \times 1]$;
- \mathbf{Q} : vetor de potência reativa injetada, para todas as barras e períodos, de dimensão $[np.nb \times 1]$.

A matriz de injeção de potências também pode ser escrita como:

$$\dot{\mathbf{S}} = \begin{bmatrix} \dot{V}_1^1 & & & & \\ & \ddots & & & \\ & & \ddots & & \\ & & & \ddots & \\ & & & & \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{Y}^* & & & & \\ & \ddots & & & \\ & & \dot{Y}^* & & \\ & & & \ddots & \\ & & & & \dot{Y}^* \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_1^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^1 \\ \vdots \\ \dot{V}_1^{np} \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

A parte real e a parte imaginária de (3.35) podem ser separadas da seguinte forma, de acordo com Fernandes (2004):

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{e}^1) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{e}^{np}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^1 - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^1 & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^{np} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{f}^1) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{f}^{np}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{B} \cdot \mathbf{e}^1 + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}^1 & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{B} \cdot \mathbf{e}^{np} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

e

$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{f}^1) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{f}^{np}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^1 - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^1 & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{G} \cdot \mathbf{e}^{np} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \text{diag}(\mathbf{e}^1) & & \\ & \ddots & \\ & & \text{diag}(\mathbf{e}^{np}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{B} \cdot \mathbf{e}^1 + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}^1 & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{B} \cdot \mathbf{e}^{np} + \mathbf{G} \cdot \mathbf{f}^{np} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

onde:

- $\mathbf{e}^k = [e_1^k \dots e_{nb}^k]^t$ é um vetor de dimensão $[nb \times 1]$, correspondente à parte real da tensão no período k ;
- $\mathbf{f}^k = [f_1^k \dots f_{nb}^k]^t$ é um vetor de dimensão $[nb \times 1]$, correspondente à parte imaginária da tensão no período k ;
- \mathbf{G} =matriz-condutância de barra, com dimensão $[nb \times nb]$, igual à parte real da matriz \mathbf{Y} ;

- B =matriz-susceptância de barra, com dimensão $[nb \times nb]$, igual à parte imaginária da matriz Y .

As potências injetadas (3.36) e (3.37) podem ser equacionadas em função do vetor x (3.19) desde que se definam as seguintes matrizes:

$$GG = \begin{bmatrix} G & & \\ & \ddots & \\ & & G \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$BB = \begin{bmatrix} B & & \\ & \ddots & \\ & & B \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

onde:

- GG : matriz de dimensão $[np.nb \times np.nb]$ formada por matrizes G dispostas diagonalmente;
- BB : matriz de dimensão $[np.nb \times np.nb]$ formada por matrizes B dispostas diagonalmente.

As equações de potência injetada podem ser agora escritas respectivamente como:

$$Pg - Pd = \{diag(\Gamma_e \cdot x) \cdot [GG - BB] + diag(\Gamma_f \cdot x) \cdot [BB GG]\} \cdot x \quad (3.40)$$

$$Qg - Qd = \{diag(\Gamma_f \cdot x) \cdot [GG - BB] - diag(\Gamma_e \cdot x) \cdot [BB GG]\} \cdot x \quad (3.41)$$

Finalmente, as equações (3.40) e (3.41) podem ser representadas compactamente (FERNANDES, 2004, p.75) como:

$$Pg - Pd = P(x) \cdot x \quad (3.42)$$

$$Qg - Qd = Q(x) \cdot x \quad (3.43)$$

A última etapa é a representação para cálculo dos fluxos de potência que circulam pelo sistema de transmissão. Para fins de redução do esforço computacional, adotou-se a formulação do fluxo de potência linearizado, como fazem Provençano

(2003) e Borges, Fernandes e Almeida (2011). Inicialmente, o vetor de fluxo de potência ativa circulante nas linhas para o período k pode ser escrito como:

$$\mathbf{Fl}_{cc}^k = \mathbf{M}_{FL} \cdot \mathbf{P}^k, \quad k=1, \dots, np \quad (3.44)$$

onde:

- \mathbf{M}_{FL} : matriz auxiliar para o cálculo do fluxo linearizado para o período k ;
- \mathbf{P}^k : vetor injeção de potência para o período k .

A restrição de limites de fluxo de potência nas linhas é então escrita como:

$$-\mathbf{F}_{max} \leq \mathbf{M}_{FL} \cdot \mathbf{P}^k \leq \mathbf{F}_{max}, \quad k=1, \dots, np \quad (3.45)$$

onde:

- \mathbf{F}_{max} : limite máximo especificado para cada uma das linhas de transmissão.

Como o despacho das hidrelétricas deve ainda satisfazer os valores das metas energéticas ($Meta_i$) de cada unidade i , os quais são estabelecidos pelo planejamento de médio-prazo para todo período em estudo, deve-se incorporar ao problema a seguinte restrição:

$$\sum_{k=1}^{np} P_{gh_i}^k \cdot nhoras_k \leq Meta_i, \quad \text{onde } i = 1, \dots, ngh \quad (3.46)$$

onde ngh é o número de usinas hidrelétricas e $nhoras_k$ contém o número de horas de cada período do horizonte do estudo.

A reserva de potência representa uma folga de capacidade de geração, necessária para permitir que se mantenha a qualidade de suprimento na ocorrência de manutenções programadas e falhas das unidades geradoras, erros de previsão de carga e necessidade de regulação de frequência do sistema. Ela é modelada como sendo a diferença entre a produção máxima e a atual de um determinado subconjunto

de usinas (Provençano, 2003), e deve ser maior ou igual a um valor pré-especificado, ou seja:

$$\sum_{i \in I} [(P_{gh_max_i} + P_{gt_max_i}) - (P_{gh_i^k} + P_{gt_i^k})] > Res^k, \text{ onde } k = 1, \dots, np \quad (3.47)$$

onde I é o conjunto de usinas associadas à reserva girante e Res^k é o valor de reserva girante para o subconjunto de usinas especificadas para o período k , referindo-se a uma percentagem da carga total de cada período.

A formulação clássica de um FPO intertemporal que realiza o Pré-Despacho de geração, segundo Borges, Fernandes e Almeida (2011), tem como meta a minimização dos custos de geração termelétrica e a minimização das perdas elétricas de transmissão. A função objetivo deste problema, que deve ser minimizada, pode ser escrita como:

$$f.o. = wc \cdot \mathbf{u}^t \cdot C(\mathbf{P}_{gt}) + wp \cdot \mathbf{u}^t \cdot (\mathbf{P}_{gt} + \mathbf{P}_{gh}) \quad (3.48)$$

onde:

- \mathbf{u} :vetor unitário;
- wc : coeficiente ajustável relacionado aos custos de geração termelétrica (valor padrão=1);
- wp : coeficiente ajustável relacionado às perdas elétricas (valor padrão=1);
- $C(\mathbf{P}_{gt})$: custos de geração termelétrica;
- \mathbf{P}_{gt} : vetor de potências ativas geradas pelas termelétricas;
- \mathbf{P}_{gh} : vetor de potências ativas geradas pelas hidrelétricas.

A $f.o.$ está sujeita às seguintes restrições:

$$\mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d = \mathbf{P}(x) \cdot x \quad (3.49)$$

$$\mathbf{Q}_g - \mathbf{Q}_d = \mathbf{Q}(x) \cdot x \quad (3.50)$$

$$\mathbf{P}_{hmin} \leq \mathbf{P}_{gh} \leq \mathbf{P}_{hmax} \quad (3.51)$$

$$\mathbf{Q}_{hmin} \leq \mathbf{Q}_{gh} \leq \mathbf{Q}_{hmax} \quad (3.52)$$

$$\mathbf{P}_{tmin} \leq \mathbf{P}_{gt} \leq \mathbf{P}_{tmax} \quad (3.53)$$

$$\mathbf{Q}_{tmin} \leq \mathbf{Q}_{gt} \leq \mathbf{Q}_{tmax} \quad (3.54)$$

$$\mathbf{V}_{min} \leq \mathbf{V}(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{V}_{max} \quad (3.55)$$

$$-\mathbf{F}_{max} \leq \mathbf{M}_{FL} \cdot \mathbf{P} \leq \mathbf{F}_{max} \quad (3.56)$$

$$\sum_{i \in I} [(P_{gh_max_i} + P_{gt_max_i}) - (P_{gh_i^k} + P_{gt_i^k})] > Res^k, \quad (3.57)$$

onde $k = 1, \dots, np$; $i = 1, \dots, ngh$

$$\sum_{k=1}^{np} P_{gh_i^k} \cdot nhoras_k \leq Meta_i, \quad \text{onde } i = 1, \dots, ngh \quad (3.58)$$

Observa-se que o problema (3.49) a (3.58) está escrito na estrutura geral do problema (2.4) a (2.7). As equações (3.49) e (3.50) representam as equações de balanço de potência ativa e reativa de cada barra e período e as equações (3.51) a (3.56) representam os limites físicos e operacionais do sistema.

O somatório da equação (3.57) é feito sobre o conjunto de hidrelétricas definidas como reserva girante. Esta equação expressa que, para cada patamar k , a diferença entre a soma das produções termelétrica e hidrelétrica máximas e a soma das produções termelétrica e hidrelétrica neste patamar k deve ser igual ou superior à reserva girante pré-estabelecida para o patamar k .

A equação (3.58) faz o acoplamento hidrelétrico entre os vários períodos de tempo, ou seja, impõe que a energia produzida pela hidrelétrica i , ao longo dos np períodos de estudo, deve ser igual ou menor à meta energética especificada para ela.

3.4 Formulação do problema de otimização com gerenciamento de cargas

Ao problema proposto em (3.49) a (3.58) incorpora-se agora o gerenciamento da demanda, transformando-se o parâmetro de entrada \mathbf{P}_d (vetor com demanda de potência ativa por barra e período), do problema anterior, em variável de otimização. Ou seja, para barras previamente selecionadas como gerenciáveis, incorpora-se a premissa de que há uma energia demandada total ($Mcarga$), prevista para o horizonte total do estudo, a qual deve ser atendida. As cargas destas barras gerenciáveis são

ajustadas ao longo dos períodos de modo a atender a energia prevista total (M_{carga}), desviando-se minimamente da demanda por barra prevista (\mathbf{P}_{d_prev}), além de atender também às metas energéticas totais de cada geradora e limites operacionais do sistema.

Para tanto, incorpora-se ao problema descrito na seção anterior, dois novos critérios de otimização:

- (i) Referente a minimizar o desvio da demanda em relação à demanda por barra prevista (\mathbf{P}_{d_prev}), ponderado pelo coeficiente w_{gld} , de modo a não alterar drasticamente o perfil de carga do consumidor. A quantidade $(\mathbf{P}_d - \mathbf{P}_{d_prev})$ é elevada ao quadrado para que o resultado seja positivo e sempre se minimize o módulo da diferença.
- (ii) Referente a maximizar o valor total da carga ajustada \mathbf{P}_d , de modo a se evitar soluções aquém da carga total prevista, o que caracterizaria corte de carga. Assim, este critério procura forçar o atendimento total da carga prevista e é ponderado pelo coeficiente w_{mc} .

A nova função objetivo é agora escrita como:

$$f.o. = wc \cdot \mathbf{u}^t \cdot C(\mathbf{P}_{gt}) + wp \cdot \mathbf{u}^t \cdot (\mathbf{P}_{gt} + \mathbf{P}_{gh}) + w_{gld} \cdot \mathbf{u}^t \cdot (\mathbf{P}_d - \mathbf{P}_{d_prev})^2 - w_{mc} \cdot \mathbf{u}^t \cdot \mathbf{P}_d \quad (3.59)$$

onde:

- w_{gld} : coeficiente ajustável relacionado ao gerenciamento de cargas (valor-padrão=1.0);
- w_{mc} : coeficiente ajustável relacionado ao remanejamento de cargas e que simula os custos para se gerenciar as cargas. O valor-padrão de w_{mc} é 1.0.
- \mathbf{P}_{d_prev} : vetor de potências demandas previstas;
- \mathbf{P}_d : vetor de potências demandas gerenciadas.

A nova $f.o.$ está sujeita às mesmas restrições do problema anterior (3.49 a 3.58), adicionando-se as seguintes restrições:

$$\sum_{k=1}^{np} P_{d_i}^k \cdot nhoras_i^k \leq Mcarga_i, \text{ onde } i = 1, \dots, nc \quad (3.60)$$

$$P_{d_min}(igld) \leq P_d(igld) \leq P_{d_max}(igld) \quad (3.61)$$

onde

- nc : número de barras gerenciáveis;
- ***igld***: vetor que contém as barras de carga escolhidas para gerenciamento.

A equação (3.60) impõe que a energia consumida pelas cargas gerenciadas não pode ser superior à meta especificada de consumo $Mcarga_i$. Nos casos estudados, $Mcarga_i$ é a energia prevista para ser consumida pela carga da barra i ao longo do horizonte de estudo.

A equação (3.61) limita o valor de carga ativa gerenciável a valores mínimo e máximo desejados. Nos casos estudados, tais limites são, respectivamente, zero e 1.3 vezes a carga P_{d_prev} , ou seja, pode-se zerar a carga em um determinado instante e em outro não se pode exceder 30 % do valor da carga originalmente prevista.

Os valores de carga reativa são remanejados de modo a manter os fatores de potência das cargas previstas originais.

O novo problema proposto neste trabalho passa a ter então a seguinte formulação final:

Minimizar:

$$f.o. = wc \cdot \mathbf{u}^t \cdot C(\mathbf{P}_{gt}) + wp \cdot \mathbf{u}^t \cdot (\mathbf{P}_{gt} + \mathbf{P}_{gh}) + wgl d \cdot \mathbf{u}^t \cdot (\mathbf{P}_d - \mathbf{P}_{d_prev})^2 - wmc \cdot \mathbf{u}^t \cdot \mathbf{P}_d \quad (3.62)$$

s.a

$$\mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d = \mathbf{P}(x) \cdot x \quad (3.63)$$

$$\mathbf{Q}_g - \mathbf{Q}_d = \mathbf{Q}(x) \cdot x \quad (3.64)$$

$$\mathbf{P}_{hmin} \leq \mathbf{P}_{gh} \leq \mathbf{P}_{hmax} \quad (3.65)$$

$$\mathbf{Q}_{hmin} \leq \mathbf{Q}_{gh} \leq \mathbf{Q}_{hmax} \quad (3.66)$$

$$\mathbf{P}_{tmin} \leq \mathbf{P}_{gt} \leq \mathbf{P}_{tmax} \quad (3.67)$$

$$\mathbf{Q}_{tmin} \leq \mathbf{Q}_{gt} \leq \mathbf{Q}_{tmax} \quad (3.68)$$

$$\mathbf{V}_{min} \leq \mathbf{V}(\mathbf{x}). \mathbf{x} \leq \mathbf{V}_{max} \quad (3.69)$$

$$-\mathbf{F}_{max} \leq \mathbf{M}_{FL} \cdot \mathbf{P} \leq \mathbf{F}_{max} \quad (3.70)$$

$$\sum_{k=1}^{np} P_{d_i}^k \cdot nhoras_i^k \leq Mcarga_i, \text{ onde } i = 1, \dots, nc \quad (3.71)$$

$$\mathbf{P}_{d_min}(igld) \leq P_d(igld) \leq \mathbf{P}_{d_max}(igld) \quad (3.72)$$

$$\sum_{i \in I} [(P_{gh_max_i} + P_{gt_max_i}) - (P_{gh_i}^k + P_{gt_i}^k)] > Res^k, \quad (3.73)$$

onde $k = 1, \dots, np; i = 1, \dots, ngh$.

$$\sum_{k=1}^{np} P_{gh_i}^k \cdot nhoras_i^k \leq Meta_i, \text{ onde } i = 1, \dots, ngh \quad (3.74)$$

Os dados de entrada do problema de otimização representado pelas equações (3.62) a (3.74) são:

- número de barras;
- número de patamares;
- valores previstos de demandas ativa e reativa por barra e por patamar;
- limites operacionais das usinas hidrelétricas e usinas termelétricas;
- custos de geração das usinas termelétricas;
- limites de tensões mínimas e máximas por barra;
- dados do sistema de transmissão (resistências, reatâncias e capacidades);
- metas energéticas das usinas hidrelétricas;
- percentual de reserva girante;
- barras com cargas gerenciáveis e entre quais limites elas podem excursionar.

As variáveis de otimização são:

- geração de potência ativa e reativa hidrelétrica por usina e por patamar (P_{gh} e Q_{gh});
- geração de potência ativa e reativa termelétrica por usina e por patamar (P_{gt} e Q_{gt});
- magnitudes de tensão complexa (V) por patamar para todas as barras;
- valores de demanda de potências ativas ($P_d(igld)$) para as barras gerenciáveis ($igld$) por patamar.

O problema de otimização (3.62)-(3.74) é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual, que consiste em se transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade por meio da adição de variáveis de folga, associando-se uma função barreira logarítmica à função objetivo. Com isso, constrói-se uma função lagrangeana estendida somente com restrições de igualdade e aplica-se as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) a esta função. As condições de otimalidade formam um sistema de equações não lineares, resolvido pelo Método de Newton-Raphson, por meio de um algoritmo especialmente desenvolvido em *Matlab*, a fim de se encontrar a solução do problema de otimização. Mais detalhes sobre o MIPID podem ser encontrados em Borges (2010, p. 70–77).

O algoritmo de solução é apresentado simplificadaamente a seguir:

Passo 1: Entrada de dados.

Passo 2: Inicialização de todas as variáveis de otimização, representadas pelo vetor \mathbf{Z}^k , com $k = 0$.

Passo 3: Cálculo do gradiente da função Lagrangeana (L) do problema (3.62) – (3.74): $\mathbf{g}(\mathbf{Z}^k) = \partial L(\mathbf{Z}^k) / \partial \mathbf{Z}^k$.

Passo 4: Teste dos critérios de convergência:

- Se o ponto atual \mathbf{Z}^k satisfaz as condições de otimalidade de primeira ordem, ou seja, se $\mathbf{g}(\mathbf{Z}^k) = 0$, FIM, a solução ótima foi encontrada.
- Caso contrário, prossegue para o **Passo 5**.

Passo 5: Resolução do sistema de equações não-lineares $\mathbf{g}(\mathbf{Z}^k) = 0$ pelo Método de Newton-Raphson. Resolução da equação:

$$\frac{\mathbf{g}(\mathbf{Z}^k)}{\partial \mathbf{Z}^k} \cdot \Delta \mathbf{Z}^k = -\mathbf{g}(\mathbf{Z}^k).$$

Determinação do comprimento dos passos e atualização de todas as variáveis. Atualização da iteração: $k=k+1$.

Passo 6: Atualização do parâmetro barreira μ e retorno ao **Passo 4**.

3.5 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foi apresentada a formulação matemática de um problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) intertemporal com incorporação do gerenciamento de cargas. A intertemporalidade é obtida por meio da introdução de uma função de acoplamento representada pelas metas M_i das usinas hidrelétricas. O gerenciamento de cargas é obtido adicionando-se duas parcelas à função objetivo original (3.48) e duas restrições (3.60 e 3.61) ao conjunto original de restrições (3.49 a 3.58). Como resultado, têm-se um FPO que busca, além da minimização dos custos com combustível e perdas de transmissão, também a maximização da demanda atendida por barra e a minimização da diferença entre a demanda prevista e da demanda gerenciada por barra.

Foram descritos detalhadamente os dados de entrada, variáveis de otimização, restrições de igualdade e de desigualdade do problema de otimização envolvido, cuja solução fornece uma programação de geração de potência ativa e reativa de cada usina termelétrica e hidrelétrica para cada intervalo de tempo do horizonte em estudo e uma programação de remanejamento das cargas gerenciáveis de modo a satisfazer os limites energéticos, gargalos do sistema de transmissão e magnitudes de tensão nas barras.

Também foram descritas as modificações a serem feitas no problema original de Borges, Fernandes e Almeida (2011) de modo a se obter o gerenciamento de cargas desejado.

No próximo capítulo são apresentados os resultados numéricos pertinentes ao problema proposto.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo tem por objetivo apresentar resultados das simulações computacionais obtidos pela formulação proposta nesta dissertação, a qual foi implementada na plataforma Matlab. Os resultados são apresentados para um sistema de 33 barras (ALVES, 2007).

As análises foram realizadas para os seguintes cenários e horizontes de estudo:

- a) Despacho diário – 24 patamares de uma hora cada – período seco.
- b) Despacho diário – 24 patamares de uma hora cada – período úmido.
- c) Despacho Semanal – 21 patamares, definidos conforme a Tabela 4.14, totalizando 168 horas por semana.

O caso simulado para os fins do presente trabalho, tanto para patamares diários quanto semanais, está representado na Figura 4.1, tem 33 barras e representa parte do sistema da região Sul do Brasil (ALVES, 2007). Ele contém 7 usinas hidrelétricas, uma unidade termelétrica, 16 subestações (representadas como transformadores) e 9 barras de cargas. Os transformadores das subestações estão em paralelo, de modo que o sistema resultante tem 33 barras e 71 linhas.

As impedâncias das linhas e transformadores, assim como suas capacidades, estão disponíveis no Anexo A. As usinas componentes do sistema são mostradas na Tabela 4.1 (a potência-base é 100 MVA). A potência ativa mínima para todas as usinas é zero.

As usinas hidrelétricas selecionadas para Reserva Girante devem disponibilizar 1% do total despachado ($Res=0,01$), como definido por Borges, Fernandes e Almeida (2011). Todas as simulações foram inicialmente realizadas com os seguintes pesos para a *f.o.* definida em (3.62): $wc = 1.0$, $wp = 1.0$, $wgld = 1.0$, $wmc = 1.0$. Tais pesos podem ser alterados, dependendo de qual grandeza de desejo priorizar.

A título de confrontação e análise de resultados será chamado Caso-base aquele constituído pelas seguintes barras de cargas gerenciáveis:

$$igld = [4; 21; 24; 32], \quad (4.1)$$

as quais foram escolhidas por serem as barras de maior carga, conforme os resultados de Alves (2007).

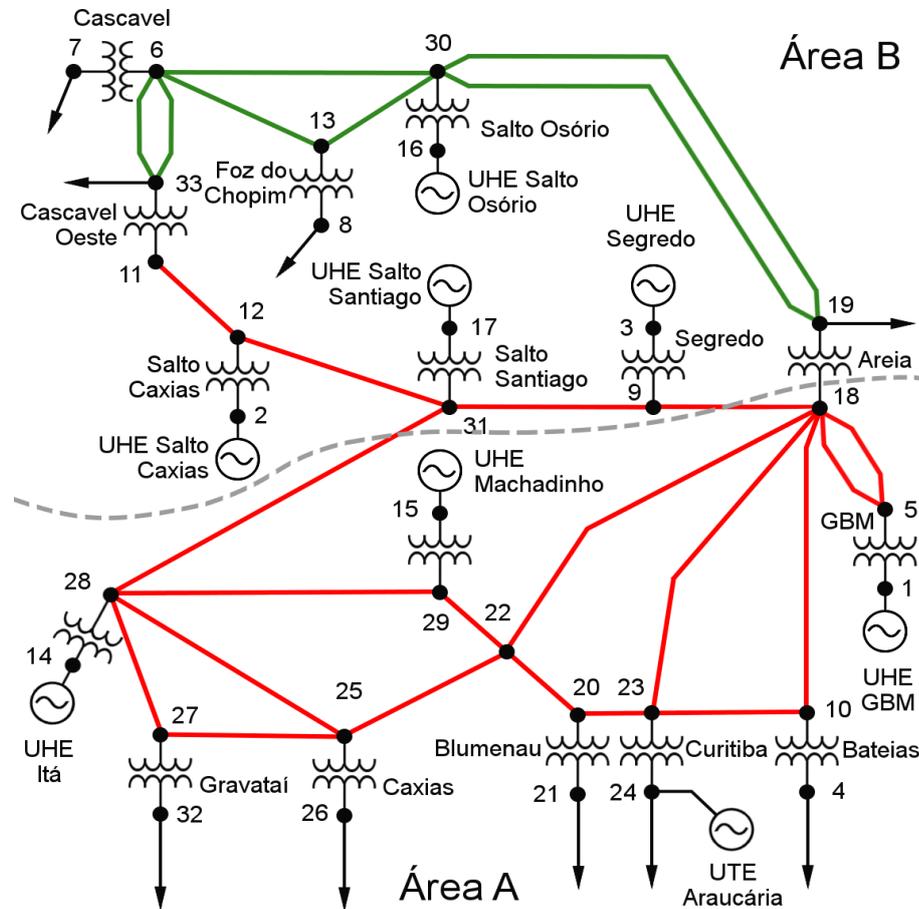


Figura 4.1 – Sistema-teste de 33 barras.
Fonte: Adaptado de Alves (2007)

Tabela 4-1 – Características das usinas geradoras (pu).

Barra	Tipo	Nome	P_{gmin} (pu)	P_{gmax} (pu)	Q_{gmin} (pu)	Q_{gmax} (pu)	Meta ($pu.h$)
1	UHE	GBM	0.0	16.67	16.67	-16.67	184.3
2	UHE	Caxias	0.0	12.40	12.40	-12.40	206.3
3	UHE	Segredo	0.0	12.60	12.60	-12.60	179.1
14	UHE	Itá	0.0	14.50	14.50	-14.50	174.3
15	UHE	Machadinho	0.0	11.40	11.40	-11.40	197.1
16	UHE	Osório	0.0	10.78	10.78	-10.78	161.9
17	UHE	Santiago	0.0	14.20	14.20	-14.20	186.3
24	UTE	Araucária	0.0	4.88	4.88	-4.88	-

Fonte: ALVES (2007).

Para facilitar as simulações, o vetor de metas hidrelétricas, em *pu.h*, que contém o valor das metas energéticas de cada unidade hidrelétrica, é escrito como

$$M = MultMeta \times [184.3; 206.3; 179.1; 174.3; 197.1; 161.9; 186.3], \quad (4.2)$$

onde os valores entre colchetes são as metas das usinas hidrelétricas, em *pu.h*, conforme Tabela 4.1.

Assim, os resultados numéricos foram divididos em patamares para várias configurações de cenários que diferem quanto aos valores de metas energéticas (*MultMeta*), limites mínimos de tensão especificados (*Vmin*), quantidade de cargas gerenciáveis (*CargaGer*) e de geradores disponibilizando reserva girante (*Res*). *MultMeta*, para o Caso-base, é igual a 1.0.

A carga prevista por barra do sistema (P_{d_prev} e Q_{d_prev}) foi obtida de Alves (2007) e encontra-se reproduzida na Tabela 4.2.

Tabela 4-2 – Potências das barras de carga (*pu*)

Barra	Nome	P_{d_prev}	Q_{d_prev}
4	Bateias	6.8	1.3
7	Cascavel	1.5	0.32
8	Foz do Chopim	0.9	0.17
19	Areia	2.35	0.57
21	Blumenau	9.4	0.5
24	Curitiba	7.9	3.3
26	Caxias	7.0	0.49
32	Gravataí	11.0	4.0
33	Cascavel Oeste	4.0	1.25

Fonte: Alves (2007)

4.1 Despacho Diário – 24 patamares

As simulações para o despacho diário, com 24 patamares de uma hora cada, foram feitas a partir da curva de carga do subsistema Sul, área Paraná, publicada pelo ONS em seu Plano de Ampliações e Reforços (ONS, 2007). O ONS disponibiliza duas curvas: uma para o período seco (maio/2009) e outra para o período úmido (jan/2009), com potências em MW. Para os fins do presente trabalho, necessita-se conhecer as

curvas de potência ativa e reativa de cada barra de carga do sistema da Figura 4.1. Assim, inicialmente a curva de maio/2009 do ONS foi convertida para pu , onde o valor de 1 pu ocorre às 19h, conforme mostra a Figura 4.2. Depois, as curvas da Figura 4.2 foram multiplicadas pelas potências ativa e reativa de cada barra de carga, conforme Tabela 4.2, obtendo-se, de maneira simplificada, curvas de potências ativa e reativa para cada barra de carga. Dessa maneira, as potências da Tabela 4.2 correspondem ao horário de pico da curva de maio/2009, mas esta potência de pico pode ser facilmente alterada, multiplicando-se as curvas de carga por um fator denominado *MultCarga*, que será uma das variáveis dos cenários de simulação a serem definidos. Os valores, em pu , das curvas de carga da Figura 4.2 são mostrados nas Tabelas 4.3 e 4.4.

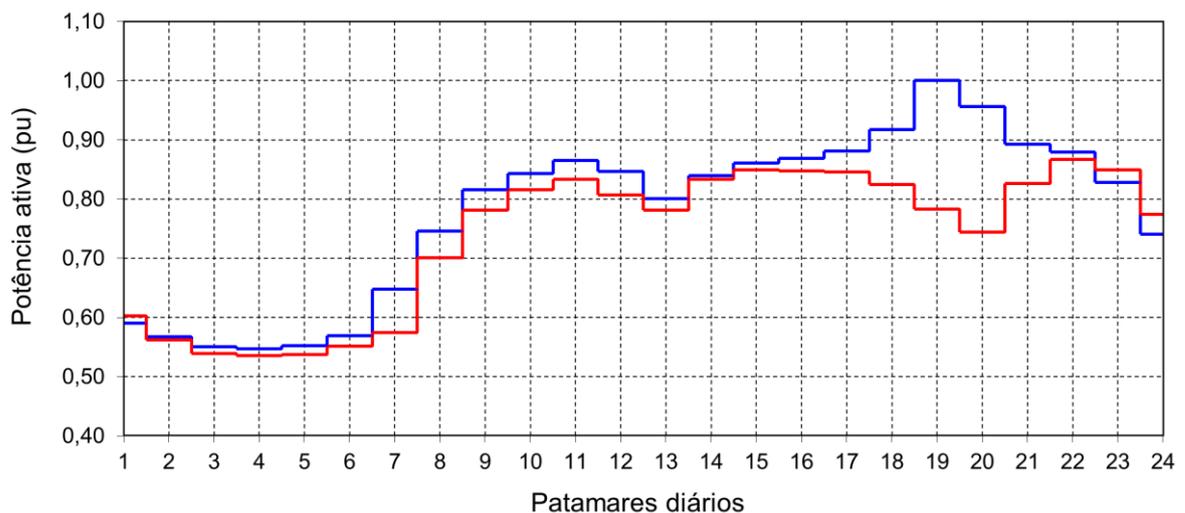


Figura 4.2 – Curvas de carga diárias para períodos distintos – subsistema Sul – área PR.
Fonte: ONS (2007), pag. 42.

Tabela 4-3 – Perfil das cargas por patamar (pu) – área do Paraná – jan/2009

Patamar	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pot. Ativa	0.603	0.562	0.539	0.535	0.537	0.551	0.574	0.701	0.782	0.815	0.833	0.807
Patamar	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Pot. Ativa	0.782	0.833	0.848	0.848	0.846	0.824	0.783	0.744	0.826	0.867	0.849	0.774

Fonte: ONS (2007), convertidos para pu .

Tabela 4-4 – Perfil das cargas por patamar (pu) – área do Paraná – maio/2009

Patamar	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pot. Ativa	0.591	0.567	0.55	0.547	0.552	0.569	0.647	0.746	0.815	0.843	0.865	0.847
Patamar	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Pot. Ativa	0.801	0.839	0.861	0.868	0.881	0.918	1.00	0.956	0.892	0.879	0.828	0.741

Fonte: ONS (2007), convertidos para pu .

4.1.1 Resultados para o período seco – curva de maio/2009

O Caso-base, quando despachado com limite mínimo de tensão igual a 0.9 pu , $MultCarga=1.0$ e $MultMeta =1.0$, não precisa do acionamento da termelétrica, como mostra a Figura 4.3. Neste gráfico a abscissa representa cada um dos 24 patamares horários e a ordenada representa os valores de despacho de geração ativa para cada uma das usinas hidrelétricas e para a termelétrica. As usinas hidrelétricas são capazes de atender toda a carga, ou seja, o despacho da unidade termelétrica é nulo ou aproximadamente nulo e a necessidade de gerenciamento da demanda é muito reduzida.

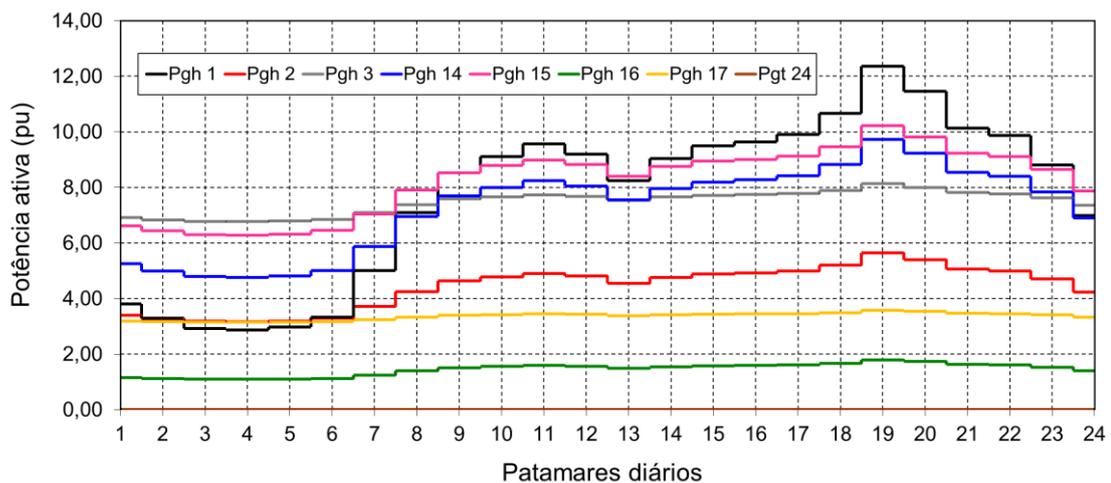


Figura 4.3 – Potências despachadas, Caso-base, $V_{min}=0.90$, maio/2009.

Fonte: O autor (2015).

A Figura 4.4 mostra os resultados em termos de demanda prevista e demanda gerenciada, para todas as barras gerenciadas e para limite mínimo de tensão igual a 0.90, deixando claro que, neste caso, não há necessidade de gerenciamento (note-se que as curvas se superpõem). Neste gráfico, a abscissa representa os 24 patamares de cada uma das quatro barras escolhidas para gerenciamento, conforme (4.1)

posicionadas lado a lado, e a ordenada representa a potência ativa demandada. Uma maneira de se estimar o efeito do corte ou do gerenciamento de cargas para um único valor de V_{min} é por meio da Diferença Percentual entre Energias (DPE), calculada por patamar, da seguinte forma:

$$DPE = \left(\frac{P_{d_prev} - P_{d_ger}}{P_{d_prev}} \right) \times 100. \quad (4.3)$$

A DPE para o Caso-base da Figura 4.3 é mostrada na Figura 4.5. Percebe-se que tal variável é muito reduzida, a ponto de poder ser considerada nula.

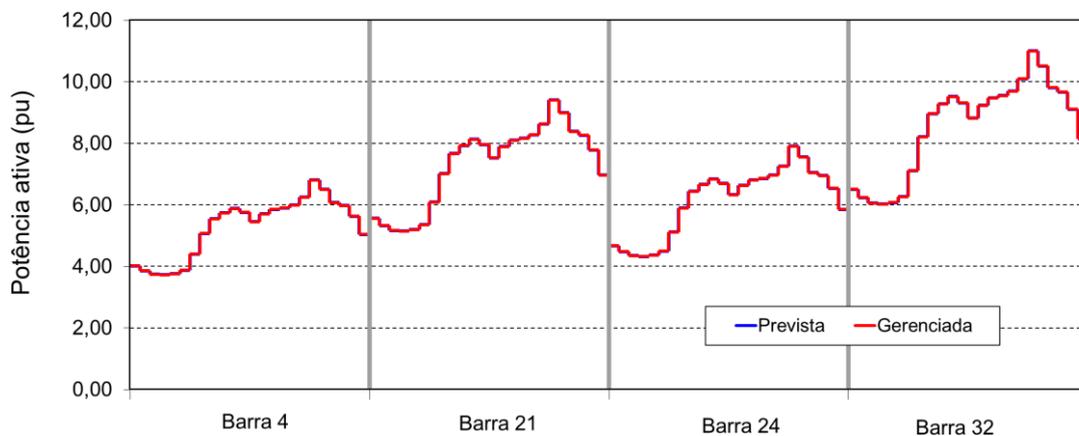


Figura 4.4 – Demandas prevista e gerenciada, Caso-base, $V_{min}=0.90$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015)

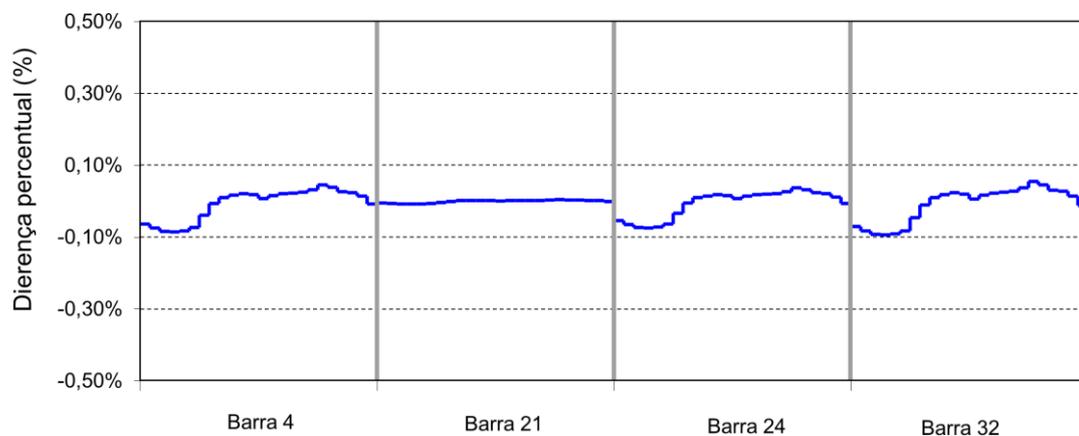


Figura 4.5 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso-base, $V_{min}=0.90$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015)

Quando se aumenta o limite mínimo de tensão para valores entre 0.93 e 0.95, a necessidade de gerenciamento surge. Por exemplo, a Figura 4.6 mostra o despacho para o Caso-base e $V_{min}=0.95 \text{ pu}$. Ainda não há necessidade de despacho termelétrico, mas algumas hidrelétricas passam a despachar mais entre 1h e 9h, indicando um aumento de demanda nesse período e, logo, gerenciamento de cargas.

Deve ser lembrado que a função objetivo (3.62), a ser minimizada, inclui não só o gerenciamento das cargas, mas também as perdas de transmissão e o custo de geração termelétrica. Assim, o que acontece neste caso é que, do ponto de vista sistêmico, e considerando-se os custos do combustível utilizados e malha elétrica, o gerenciamento das cargas é mais interessante do que o acionamento da termelétrica, pois não há custos de gerenciamento no modelo implementado. Se *MultCarga* for elevado para 1.3, por exemplo, a termelétrica passará a ser despachada com $P_{gt}=2.82 \text{ pu}$.

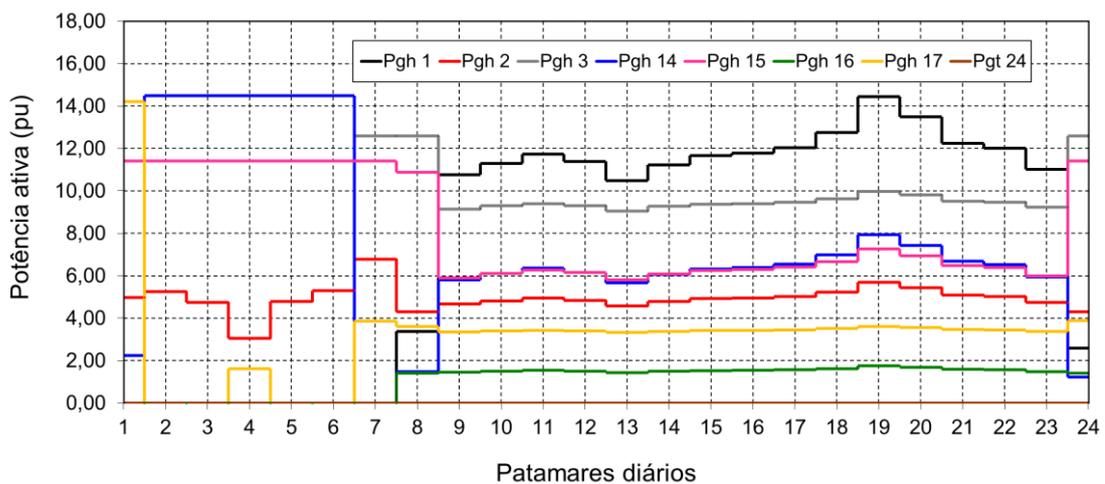


Figura 4.6 – Potências despachadas, Caso-base, $V_{min}=0.95$, maio/2009.

Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.7 e 4.8 mostram os resultados em termos de demanda prevista e demanda gerenciada, para todas as barras escolhidas para gerenciamento e para limite mínimo de tensão igual a 0.95 pu . Percebe-se, claramente, que há uma realocação do período de ponta para o período fora de ponta. Tal realocação é maior para as barras 4 e 24 (Bateias e Curitiba, respectivamente) e menor para as barras 21 e 32 (Blumenau e Gravataí, respectivamente).

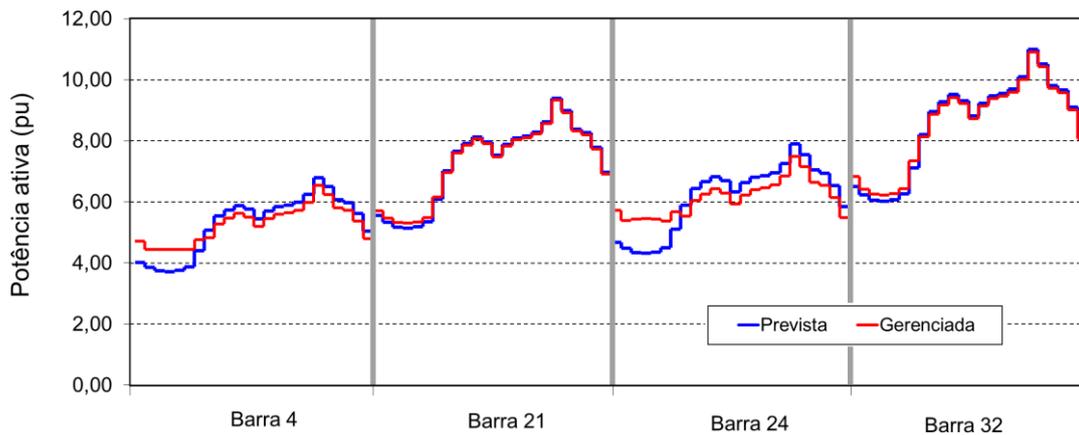


Figura 4.7 – Demandas prevista e gerenciada, Caso-base, $V_{min}=0.95$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

A Figura 4.8 contém a mesma abscissa que a Figura 4.7, mas a ordenada agora é a Diferença Percentual entre Energias (DPE).

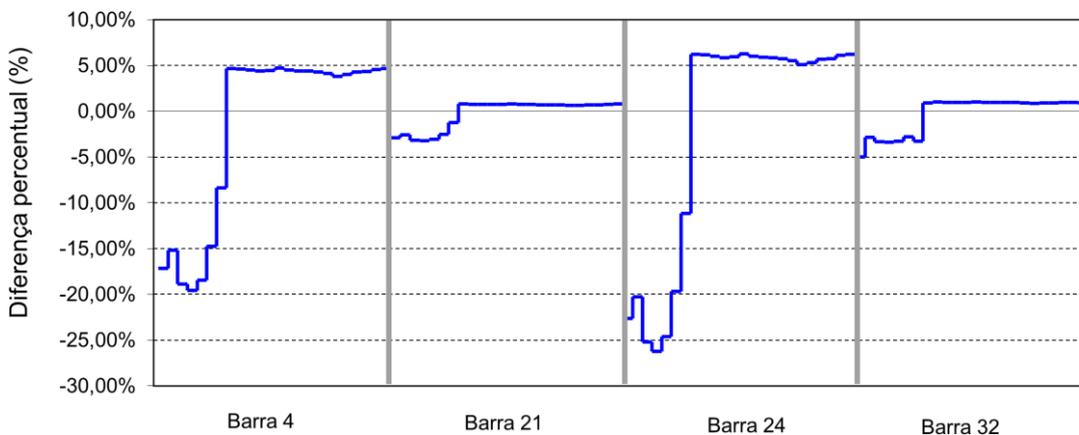


Figura 4.8 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso-base, $V_{min}=0.95$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

A partir desses dois primeiros casos, observa-se a importância do gerenciamento no sentido de permitir a obtenção de um ponto de operação factível para um nível de qualidade mais exigente em termos de magnitude de tensão nas barras do sistema. Observe-se, ainda, que, quando simulado com $w_{gld} = 0$, correspondente a gerenciamento nulo, o caso anterior não converge.

A Tabela 4.5 apresenta o balanço energético total para todos os 24 patamares. Note-se o despacho aproximadamente nulo da termelétrica e o fato de que a energia demandada prevista (E_{d_prev}) e a energia demandada gerenciada (E_{d_ger}) são iguais. O que ocorre é uma realocação horária da potência demandada, de modo

que a função objetivo (3.62) seja minimizada, mas não há corte de carga neste caso. A Tabela 4.5 também mostra que, para o caso com limite de tensão mínima mais exigente (0.95 pu), a demanda prevista foi atendida, apesar de ter sido remanejada ao longo dos patamares.

Tabela 4-5 – Balanço de energia ativa do Caso-base com gerenciamento.

V_{min} (pu)	E_{gh} (pu.h)	E_{gt} (pu.h)	$E_{gh}+E_{gt}$ (pu.h)	E_{d_prev} (pu.h)	E_{d_ger} (pu.h)	Perdas (pu.h)
0.90	971,63	0,00	971,63	961,07	961,07	10,56
0.93	971,69	0,00	971,69	961,07	961,07	10,63
0.95	972,81	0,00	972,81	961,07	961,07	11,74

Fonte: O autor (2015).

Uma maneira complementar de se estimar a influência geral do gerenciamento de carga para diferentes configurações é por meio da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) entre P_{d_prev} e P_{d_ger} , calculada da seguinte maneira:

$$MDA = Média |P_{d_prev} - P_{d_ger}| \quad (4.4)$$

Adicionalmente, a influência do gerenciamento de carga pode ser estimado por meio da *Covariância* entre P_{d_prev} e P_{d_ger} .

Para fins de comparação, vários casos foram construídos, a partir de três conjuntos de reservas girantes e três conjuntos de cargas gerenciáveis, conforme mostram as Tabelas 5-6 e 5-7, respectivamente.

Tabela 4-6 – Conjuntos de reservas girantes

Reserva Girante	Barras incluídas
Reserva 1	1
Reserva 2	1, 2, 3, 14
Reserva 3	2, 3, 14, 15, 16

Fonte: O autor (2015).

Tabela 4-7 – Conjuntos de cargas gerenciáveis

Carga Gerenciável	Barras incluídas	Carga total (pu)
CargaGer 1	4, 21, 24, 32	35.10
CargaGer 2	19, 21, 24, 26, 32, 33	41.65
CargaGer 3	4, 7, 8, 19, 21, 24, 26, 32	46.85

Fonte: O autor (2015).

Os casos simulados são mostrados na Tabela 4.8.

Tabela 4-8 – Casos simulados para gerenciamento de carga – mai/2009 e jan/2009.

Caso	Subcaso	MultCarga	MultMeta	Reserva	CargaGer
1	a	1.0	0.9	1	1
	b		1.1		
	c		1.3		
2	a	1.3	0.9	1	1
	b		1.1		
	c		1.3		
3	a	1.5	0.9	1	1
	b		1.1		
	c		1.3		
4	a	1.0	1.1	1	1
	b			2	
	c			3	
5	a	1.3	1.1	1	1
	b			2	
	c			3	
6	a	1.5	1.1	1	1
	b			2	
	c			3	
7	a	1.0	1.1	3	1
	b				2
	c				3
8	a	1.3	1.1	3	1
	b				2
	c				3
9	a	1.5	1.1	3	1
	b				2
	c				3

Fonte: O autor (2015).

Para os casos 1, 2 e 3, o parâmetro *MultMeta* assume três valores, enquanto os demais três parâmetros permanecem constantes em valores que foram ajustados por meio de simulações, de modo que se tivesse o maior índice de convergência para o maior número possível de subcasos e valores de *Vmin*. A mesma estratégia foi empregada para os casos 4, 5 e 6, no caso do parâmetro *Reserva*, e para os casos 7, 8 e 9, no caso do parâmetro *CargaGer*. Alguns subcasos se sobrepõem, mas o intuito é apresentá-los de maneira didática, de forma a se poder avaliar o impacto dos parâmetros *MultCarga*, *MultMeta*, *Reserva* e *CargaGer* sobre a Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e sobre a Covariância.

Para cada subcaso foram construídas curvas da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e da Covariância em função de *Vmin*, ajustadas por meio de polinômios de segundo, terceiro ou quarto grau, de modo a resultar em coeficientes de regressão (r^2) maiores ou iguais a 0.96, considerado suficientemente elevado para os fins pretendidos.

4.1.1.1 Resultados para o Caso 1

Os resultados para o Caso 1 são mostrados nas Figuras 4.9 e 4.10 e deixam claro como, para diferentes limites mínimos de tensão especificados, pode-se prejudicar o atendimento à carga. Quanto maior o limite mínimo de tensão especificado, maior é a diferença entre a energia efetivamente consumida e a prevista ao longo do dia. Por outro lado, também se verifica que, quanto maior a oferta de energia hidrelétrica (maiores valores de *MultMeta*) menor o valor de carga gerenciada (menor desvio entre carga prevista e gerenciada).

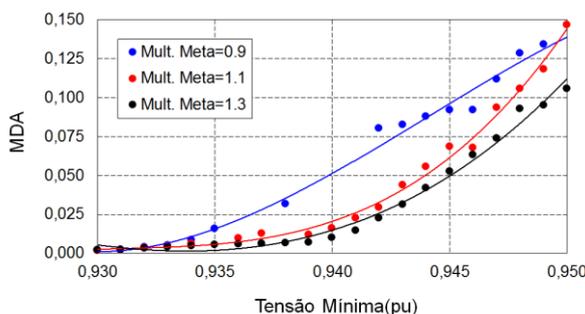


Figura 4.9 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*),
Caso 1, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

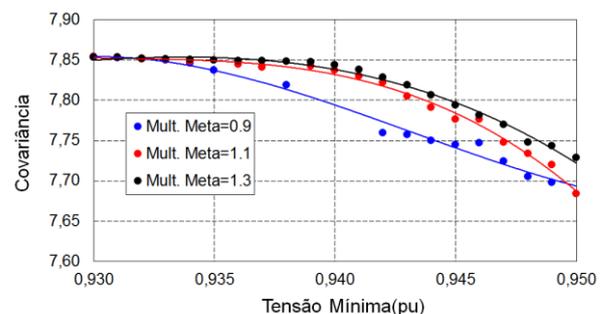


Figura 4.10 – Covariância
Caso 1, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

4.1.1.2 Resultados para o Caso 2

As Figuras 4.11 e 4.12 mostram, respectivamente, as variações da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e da *Covariância* em função das tensões mínimas, mas agora para o Caso 2 (que corresponde ao Caso 1, mas com *MultCarga*=1.3). Nesse caso, a Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e a *Covariância* variam muito pouco em função da tensão mínima. Tal fato pode parecer inicialmente estranho, pois, se a carga é maior do que a carga do Caso 1, o gerenciamento de carga deveria ser também maior. Contudo, conforme já observado, a função objetivo (3.62) a ser minimizada inclui não só o gerenciamento das cargas, mas também as perdas de transmissão e o custo de geração termelétrica. Assim, o que acontece no Caso 2 é que, do ponto de vista sistêmico, o acionamento da termelétrica é mais importante do que o gerenciamento das cargas.

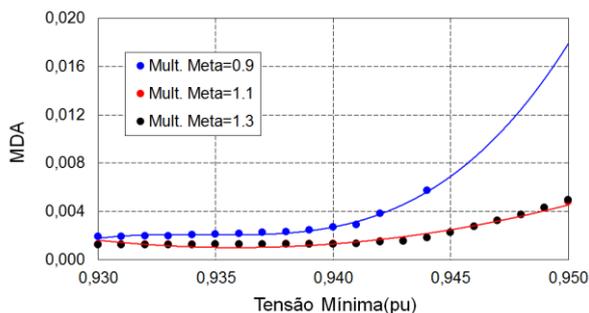


Figura 4.11 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*), Caso 2, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

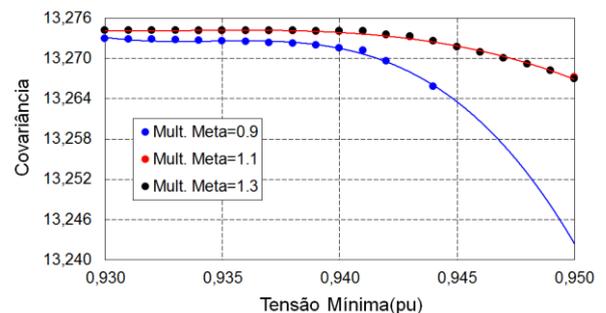


Figura 4.12 – Covariância, Caso 2, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

A Figura 4.13 mostra os despachos das usinas para o Caso 2a e para $V_{min}=0.94$ (não há convergência para $V_{min}>0.94$), com a termelétrica despachando em seu valor máximo.

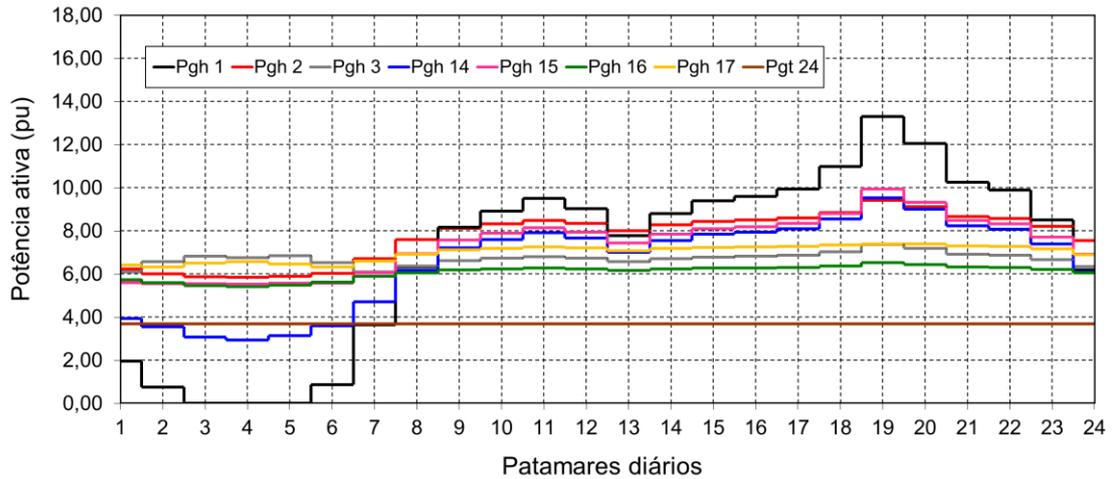


Figura 4.13 – Potências despachadas, Caso 2a, $V_{min}=0.94$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.14 e 4.15 mostram, respectivamente, as demandas prevista e gerenciada e a Diferença Percentual entre Energias (DPE) para as barras selecionadas. Fica evidente que o gerenciamento nesse caso é muito pequeno.

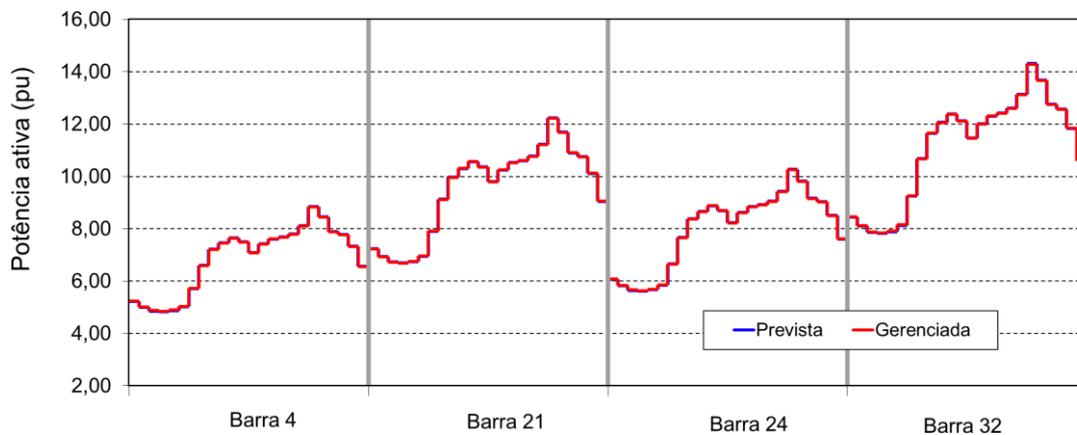


Figura 4.14 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 2a e $V_{min}=0.94$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

O despacho termelétrico pode ser totalmente eliminado aumentando-se o custo do combustível em, por exemplo, 500 vezes³. Nesse caso os resultados indicam que a energia termelétrica despachada é aproximadamente nula e a Energia Cortada

³ A magnitude deste custo é irreal, mas tem o efeito de, por exemplo, considerar-se a termelétrica parada para manutenção.

(EC) é 88.68 $pu.h$. A Figura 4.16 mostra as curvas de despacho, que devem ser comparadas com a Figura 4.13. As Figuras 4.17 e 4.18 mostram as demandas prevista e gerenciada e a Diferença Percentual entre Energias (DPE), que podem ser comparadas com as Figuras 4.14 e 4.15, respectivamente. O valor da DPE é agora muito maior e não ocorre gerenciamento de carga, mas apenas corte. O que acontece é que, devido à indisponibilidade da termelétrica, parte da carga deve ser cortada para o atendimento das condições do sistema.

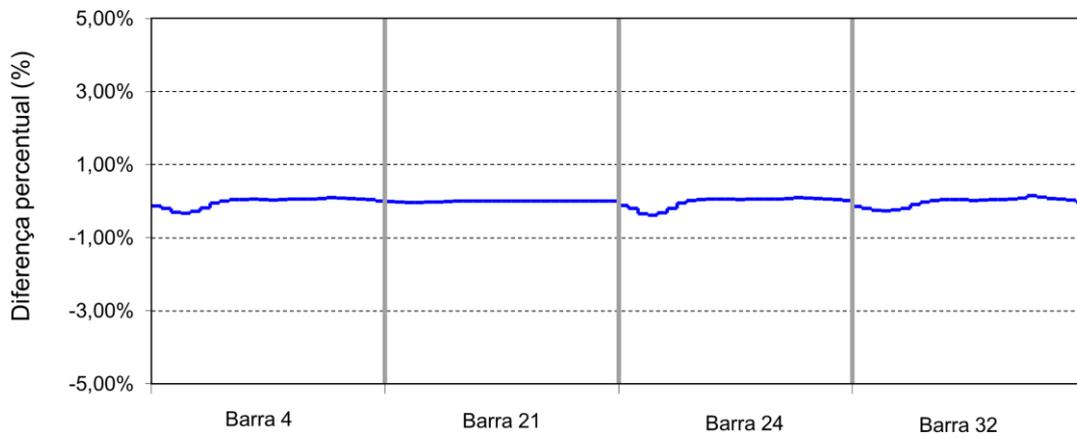


Figura 4.15 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso 2a e $V_{min}=0.94$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

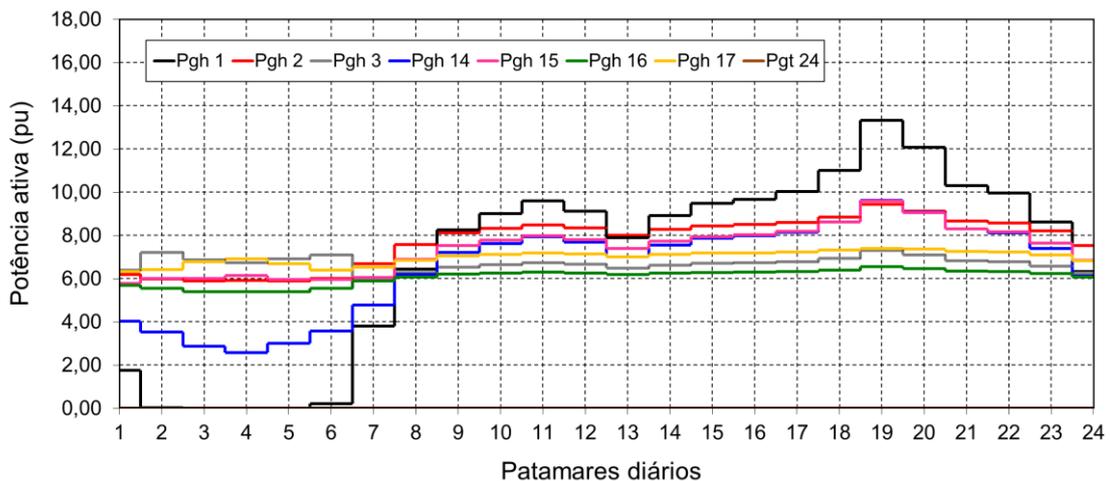


Figura 4.16 – Despachos de potência, Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e maio/2009. Sem termelétrica.
Fonte: O autor (2015).

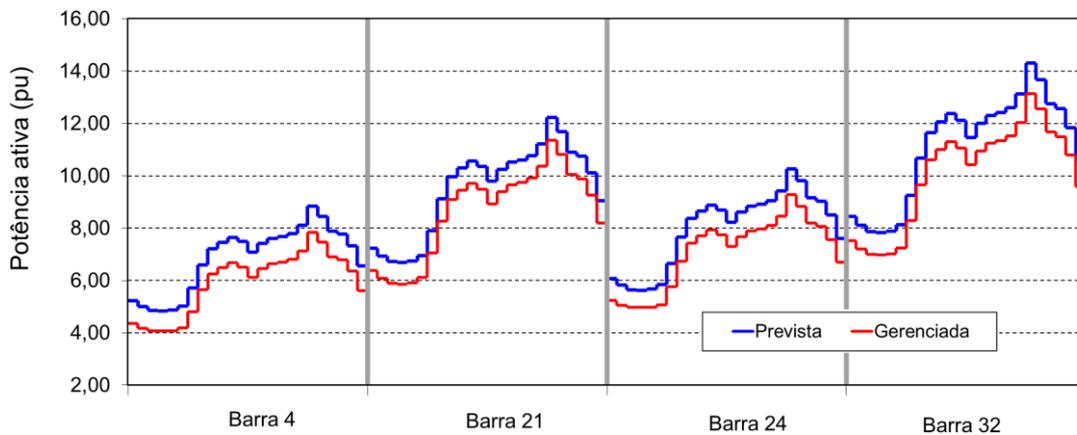


Figura 4.17 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 2a e $V_{min}=0.94$, maio/2009. Sem termelétrica.
Fonte: O autor (2015).

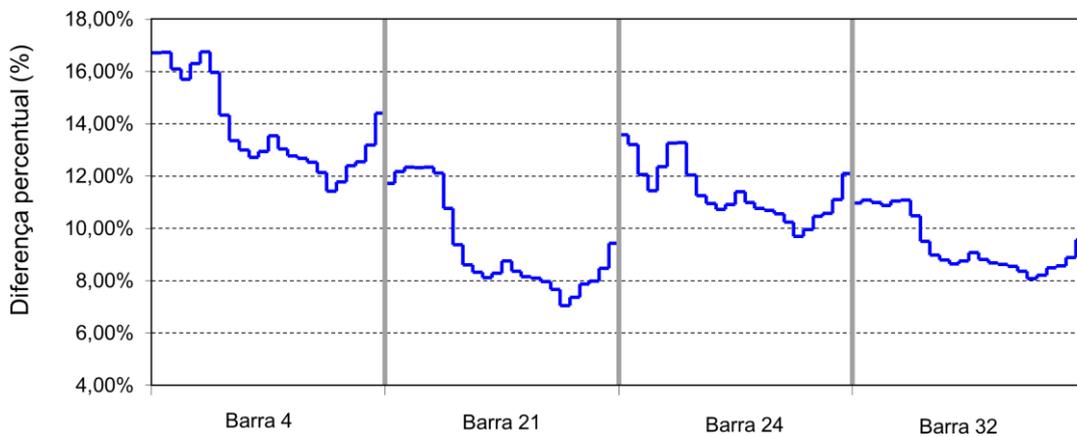


Figura 4.18 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e maio/2009. Sem termelétrica.
Fonte: O autor (2015).

4.1.1.3 Resultados para o Caso 3

Os resultados para o Caso 3 são mostrados nas Figuras 4.19 e 4.20. Para este caso algum corte de carga ocorre, especialmente na barra 32. A Figura 4.21 mostra o despacho das usinas para o Caso 3b, com $V_{min}=0.94$. Note-se que há algum gerenciamento de cargas, evidenciado pela modificação das curvas de despacho das hidrelétricas em relação às curvas sem gerenciamento (e.g., Figura 4.3). A simulação indica que a Energia Cortada total (EC) nesse caso é nula.

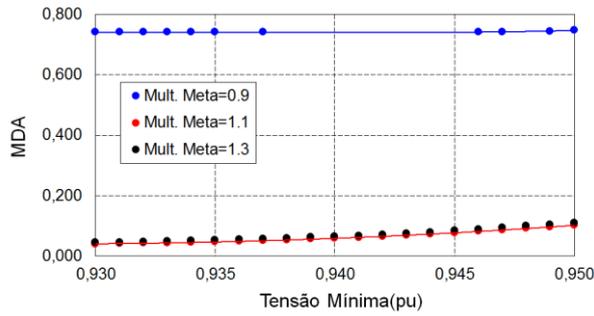


Figura 4.19 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 3, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

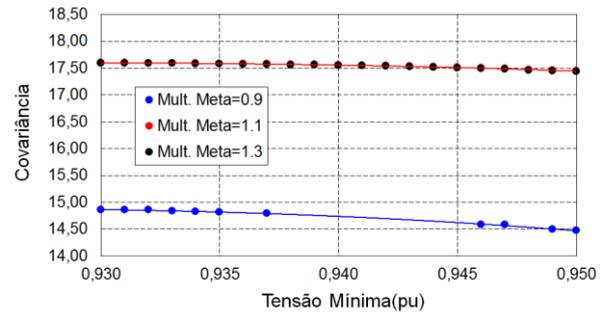


Figura 4.20 – Covariância, Caso 3, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.22 e 4.23 mostram, respectivamente, as demandas prevista e gerenciada e a Diferença Percentual entre Energias (DPE) para o Caso 3b e $V_{min} = 0.94$ pu (novamente, não há convergência para $V_{min} > 0.94$ pu).

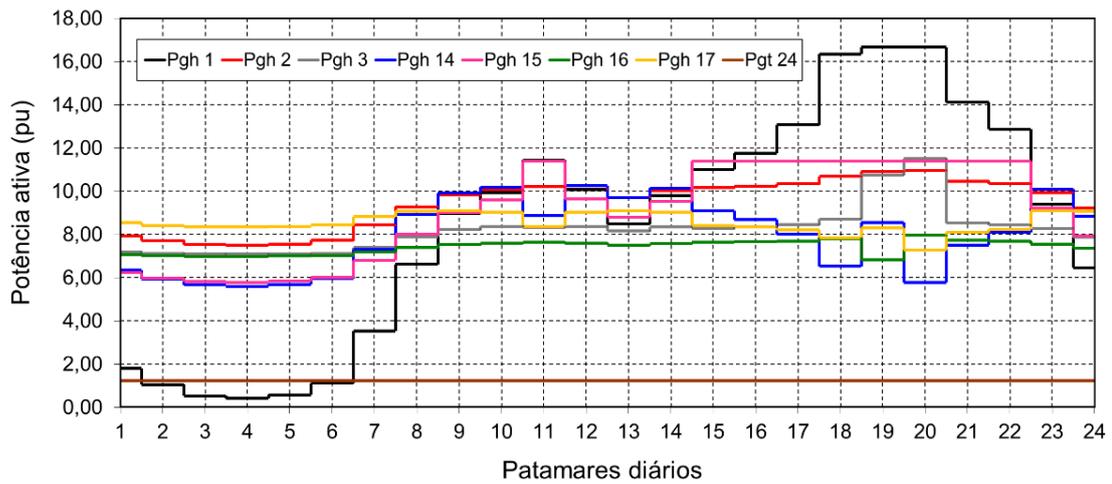


Figura 4.21 – Potências despachadas, Caso 3b, $V_{min}=0.94$, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

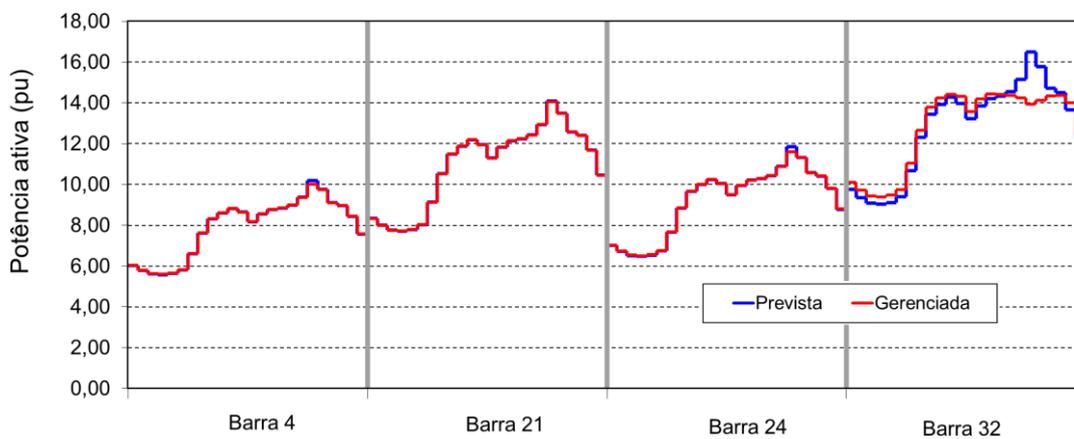


Figura 4.22 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 3b, $V_{min}=0.94$, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

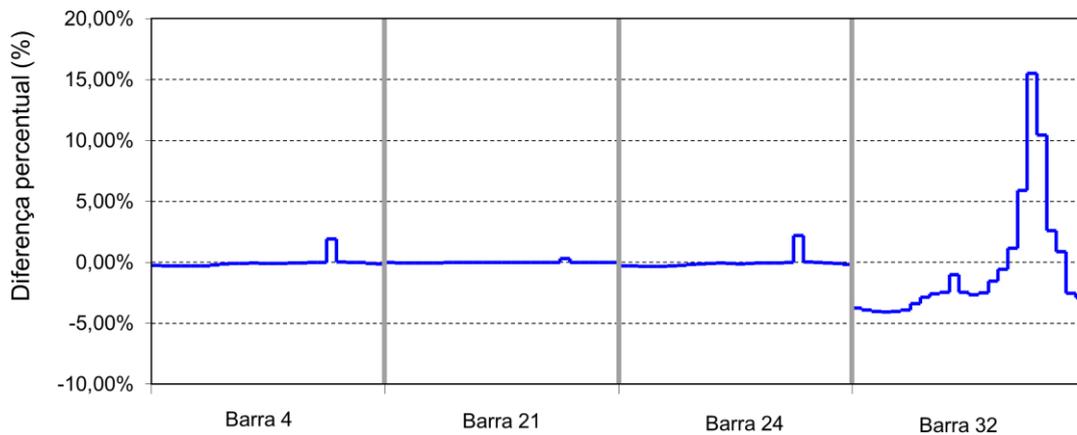


Figura 4.23 – Diferença Percentual entre Energias (*DPE*),
Caso 3b, $V_{min}=0.94$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

A Figura 4.24 mostra os despachos para o Caso 3a, que tem $MultiMeta = 0.9$, mais restritiva do que aquela do Caso 3b, e para $V_{min} = 0.935$. A termelétrica é despachada em seu máximo e há ainda algum corte de carga, como fica evidente das Figuras 4.25 e 4.26. O corte agora é expressivo: no horário de ponta a demanda prevista é igual a $16.5 pu$ e a Diferença Percentual entre Energias (*DPE*) é igual a 15,5% para a barra 32. Ao contrário da Figura 4.16, na qual havia corte de carga sem despacho termelétrico, agora há corte de carga simultaneamente ao despacho termelétrico, por causa da carga aumentada ($MultiCarga = 1.5$ em vez de $MultiCarga = 1.3$).

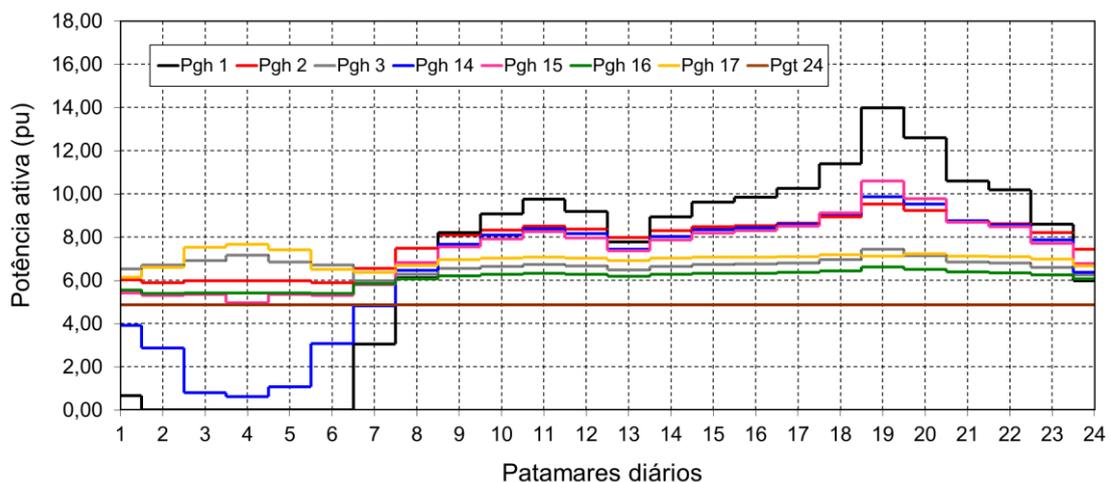


Figura 4.24 – Potências despachadas, Caso 3a, $V_{min}=0.935$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

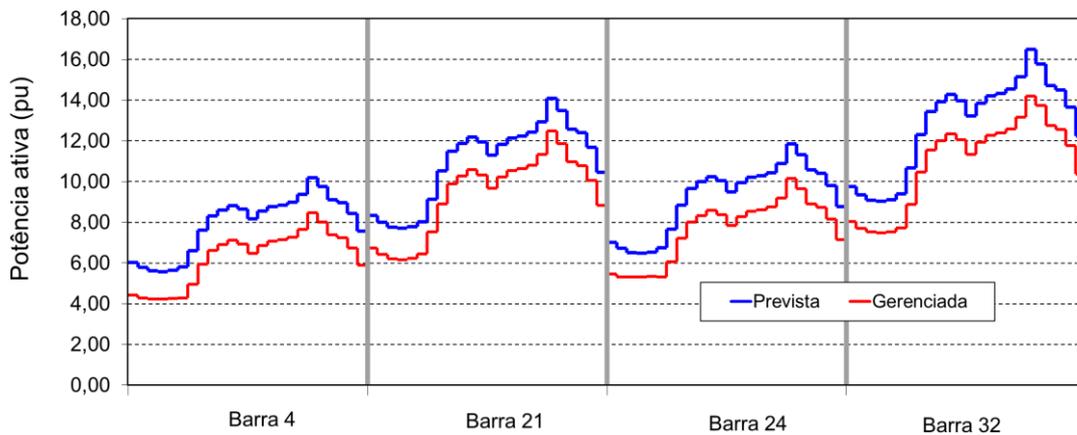


Figura 4.25 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 3a, $V_{min}=0.935$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

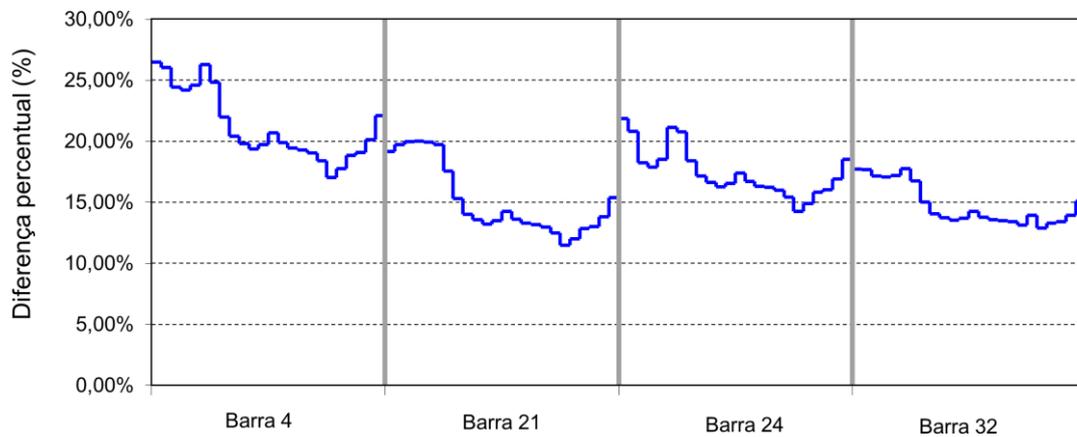


Figura 4.26 – Diferença Percentual entre Energias (DPE),
Caso 3a, $V_{min}=0.935$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

A Tabela 4.9 mostra os valores de Energia Cortada (EC) para o Caso 3b, $MultiMeta=1.1$, $V_{min}=0.95$ e vários valores de $MultiCarga$. Os casos para $MultiCarga$ abaixo de 1.5 resultam em energia cortada nula. Os casos convergentes permitem a construção de uma linha de tendência linear, conforme mostra a Figura 4.27. A linearidade deste resultado é esperada, pois o aumento de $MultiCarga$ significa mais demanda a ser atendida pelo sistema. A partir de certo valor de $MultiCarga$, quanto maior a demanda, maior a energia cortada.

Tabela 4-9 – Energias Cortadas para o Caso 3b e $V_{min}=0.95$, maio

MultCarga	Energia Cortada (EC)
1.60	6.04
1.65	52.47
1.70	99.50
1.75	146.55
1.80	193.62
1.85	240.74

Fonte: O autor (2015).

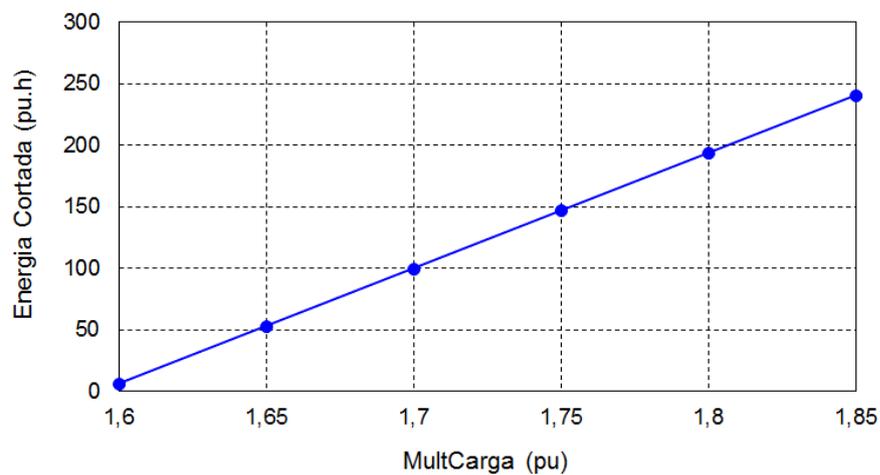


Figura 4.27 – Energia Cortada (EC) em função de *MultCarga*, Caso 3b e $V_{min}=0.95$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

A Tabela 4.10 mostra a Energia Cortada (EC) calculada para três valores de *MultMeta*. Como esperado, a Energia Cortada é função decrescente de *MultMeta*, ou seja, quanto menores as metas das hidrelétricas, mais energia deve ser cortada para a convergência do sistema.

A Figura 4.28 mostra a Energia Cortada calculada para os mesmos valores da Tabela 4.9, mas agora em função de V_{min} . Percebe-se que, quanto menores as metas das hidrelétricas, mais difícil é a convergência do sistema para alguns valores de V_{min} . Para os casos convergentes, EC é aproximadamente constante em relação a V_{min} .

Tabela 4-10 – Energias Cortadas para o Caso 3, $V_{min}=0.935$, maio

MultiMeta	Energia Cortada (EC)
0.90	160.08
0.95	97.72
1.00	35.60

Fonte: O autor (2015).

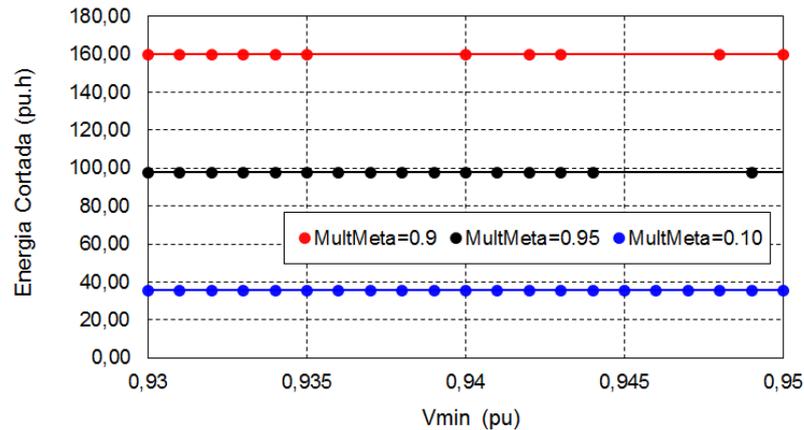


Figura 4.28 – Energia Cortada (EC) em função de V_{min} , Caso 3b, maio/2009.

Fonte: O autor (2015).

4.1.1.4 Resultados para os Casos 4, 5 e 6

Semelhantemente ao que foi feito para os Casos 1, 2 e 3, é possível agora construir gráficos da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e da *Covariância* em função de V_{min} para os Casos 4, 5 e 6. As Figuras 4.29 e 4.30 mostram a variação da *MDA* e da *Covariância* em função da tensão mínima para o Caso 4. É possível visualizar como o atendimento à carga é comprometido ao se trabalhar com diferentes reservas girantes e limites mínimos de tensão. Contudo, o impacto das reservas girantes é menor do que o impacto das metas. Isso é esperado, haja vista que as primeiras, por serem serviços ancilares, foram definidas em 1% do total despachado (BORGES; FERNANDES; ALMEIDA, 2011), enquanto as metas, *i.e.*, a geração hidrelétrica em si, representam o serviço básico do sistema.

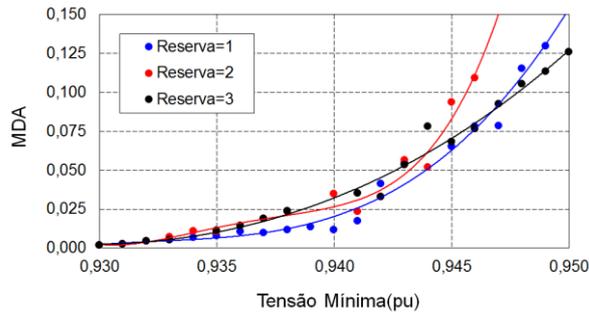


Figura 4.29 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 4, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

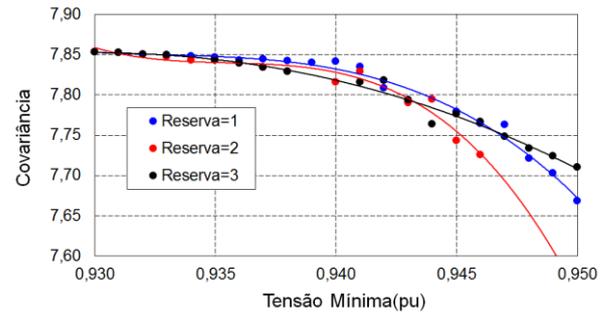


Figura 4.30 – Covariância, Caso 4, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

Nos Casos 5 e 6, em particular, mostrados nas Figuras 4.31 e 4.34, vê-se que, apesar de haver ainda algum impacto da tensão mínima sobre a Média das Diferenças Absolutas (MDA) e sobre a Covariância, o impacto das reservas girantes desaparece e as curvas se sobrepõem.

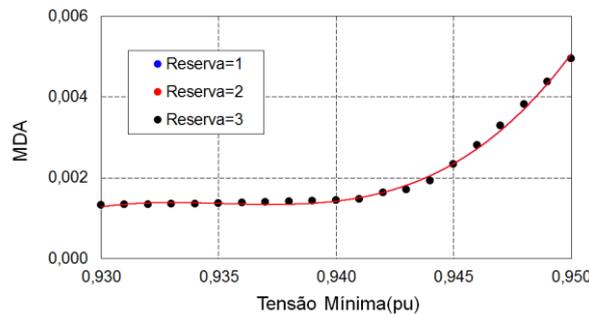


Figura 4.31 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 5, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

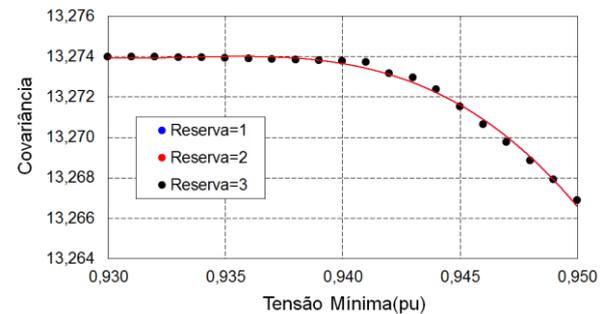


Figura 4.32 – Covariância, Caso 5, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

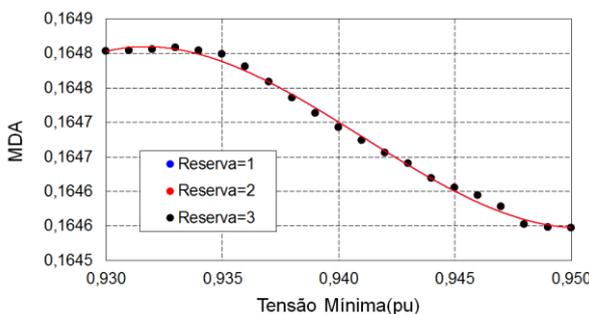


Figura 4.33 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 6, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

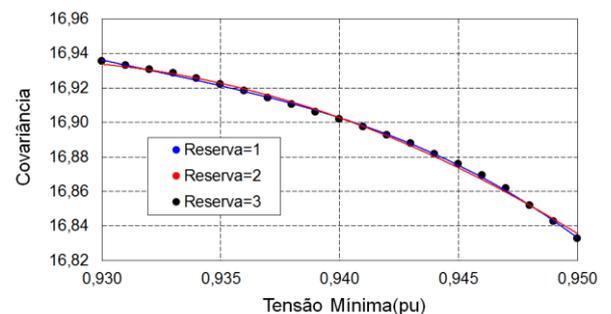


Figura 4.34 – Covariância, Caso 6, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

4.1.1.5 Resultados para os Casos 7, 8 e 9

As Figuras 4.35 a 4.40 mostram a variação da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e da *Covariância* em função da tensão mínima para os Casos 7, 8 e 9. Percebe-se a mesma dinâmica dos casos anteriores, ou seja, a tensão mínima tem mais impacto sobre a *MDA* e a *Covariância* no caso em que *MultCarga*=1.0 (Caso 7) e menor impacto nos demais casos.

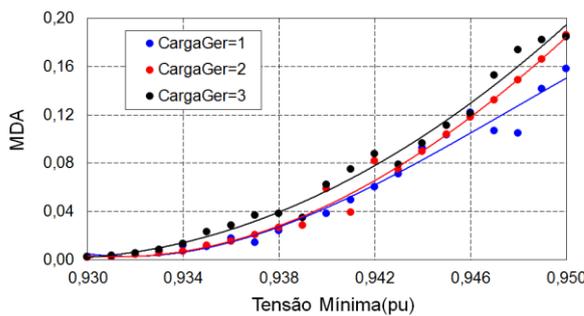


Figura 4.35 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*), Caso 7, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

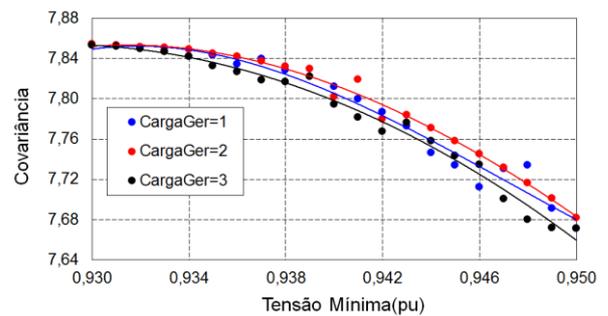


Figura 4.36 – Covariância, Caso 7, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

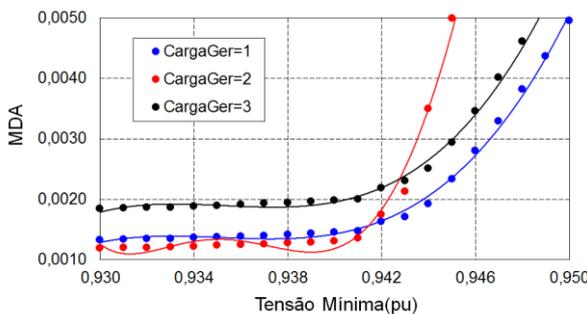


Figura 4.37 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*), Caso 8, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

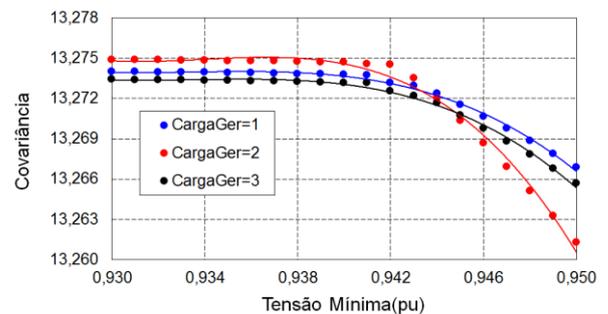


Figura 4.38 – Covariância, Caso 8, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

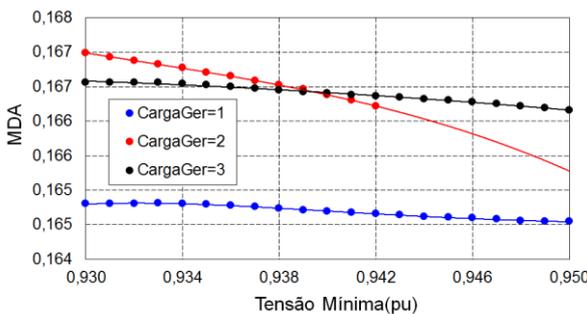


Figura 4.39 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*), Caso 9, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

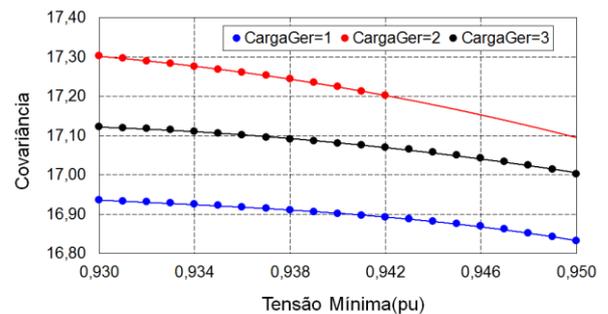


Figura 4.40 – Covariância, Caso 9, maio/2009. Fonte: O autor (2015).

A eficiência desta formulação com gerenciamento de carga pode ser verificada ao compará-la com uma formulação de despacho hidrotérmico sem gerenciamento, tal como proposta por Borges, Fernandes e Almeida (2011), a qual equivale à formulação aqui descrita, mas com peso $w_{gld} = 0$. Para esta configuração não ocorre convergência no Caso-base de 33 barras considerando-se limite mínimo de tensão maior que $0.93 pu$. Mesmo quando tal limite é menor ou igual a $0.93 pu$, a convergência é novamente perdida quando se eleva a carga da Tabela 4.2 em mais de 30%.

As Figuras 4.41 a 4.43 mostram as demandas previstas e gerenciadas unicamente para a barra 24, considerando-se $MultiMeta=1.0$ e três casos de $MultiCarga$. Note-se que os três gráficos foram plotados com o mesmo valor máximo da ordenada (potência ativa, em pu), para que a comparação entre eles seja mais fácil.

Fica clara a influência da variável $MultiCarga$ sobre o gerenciamento. Para uma demanda relativamente baixa (Figura 4.41) ocorre apenas o gerenciamento de cargas. Para uma demanda intermediária (Figura 4.42) não é necessário o gerenciamento e, para uma demanda elevada (Figura 4.43), é necessário um corte de carga de $35.4 pu.h$, mas o programa ainda assim converge. O sistema converge até mesmo para $MultiMeta=1.8$, embora com valores irrealistas de carga cortada.

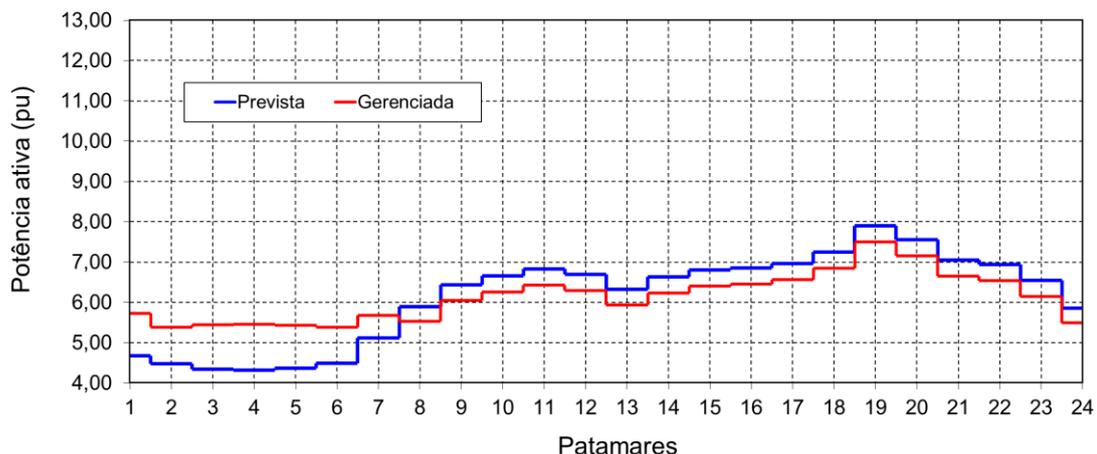


Figura 4.41 – Demandas, Caso 1, barra 24, $V_{min}=0.95$, $MultiCarga=1.0$, $MultiMeta=1.0$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

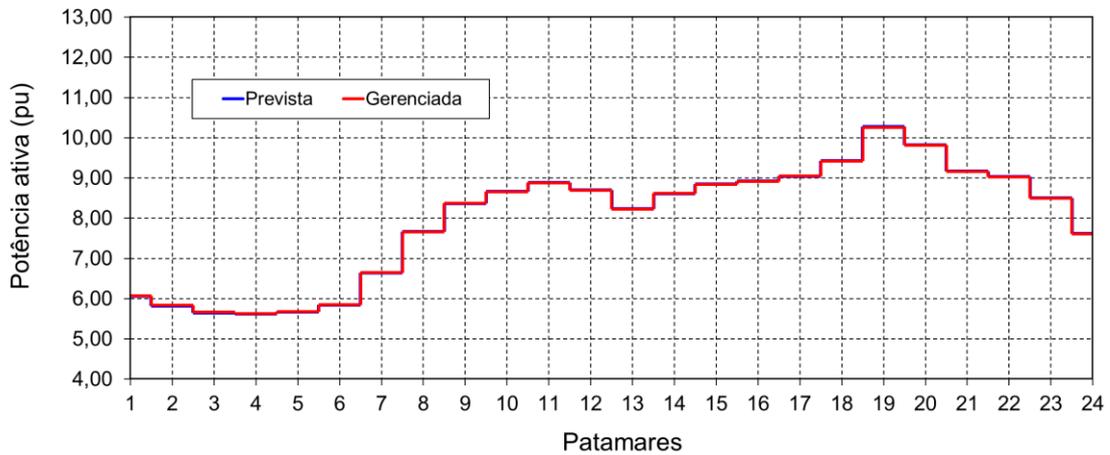


Figura 4.42 – Demandas, Caso 2, barra 24, $V_{min}=0.95$, $MultCarga=1.3$, $MultMeta=1.0$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

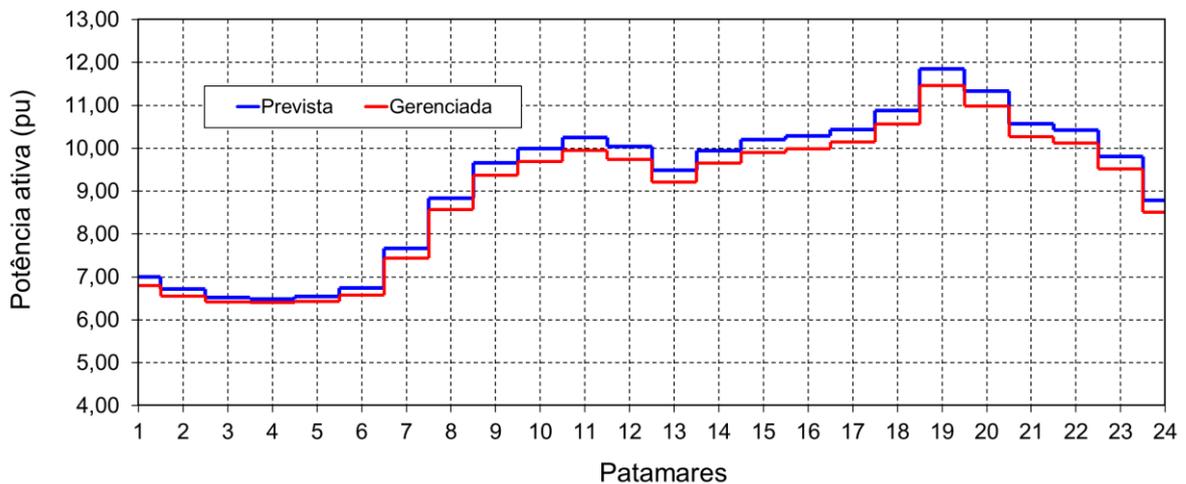


Figura 4.43 – Demandas, Caso 3, barra 24, $V_{min}=0.95$, e $MultCarga=1.5$, $MultMeta=1.0$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

4.1.2 Resultados para o período úmido – curva de jan/2009

A curva de carga do ONS para janeiro de 2009, como mostra a Figura 4.2, não apresenta uma ponta às 19 h, mas uma depressão. Assim, em princípio, o gerenciamento de cargas poderia ser de pouca eficácia nesse caso. Contudo, é interessante aplicar a metodologia ainda assim, para que se possa comparar os resultados com aqueles obtidos para a curva de carga de maio/2009.

4.1.2.1 Resultados para o Caso-base

Da mesma forma que no caso da curva de maio/2009, quando despachado com limite mínimo de tensão igual a 0.9 pu , $MultiCarga=1.0$ e $MultiMeta =1.0$, não precisa do acionamento da termelétrica, como mostra a Figura 4.44. As usinas hidrelétricas são capazes de atender toda a carga, o despacho da termelétrica é nulo ou aproximadamente nulo e não há necessidade de se realizar gerenciamento da demanda.

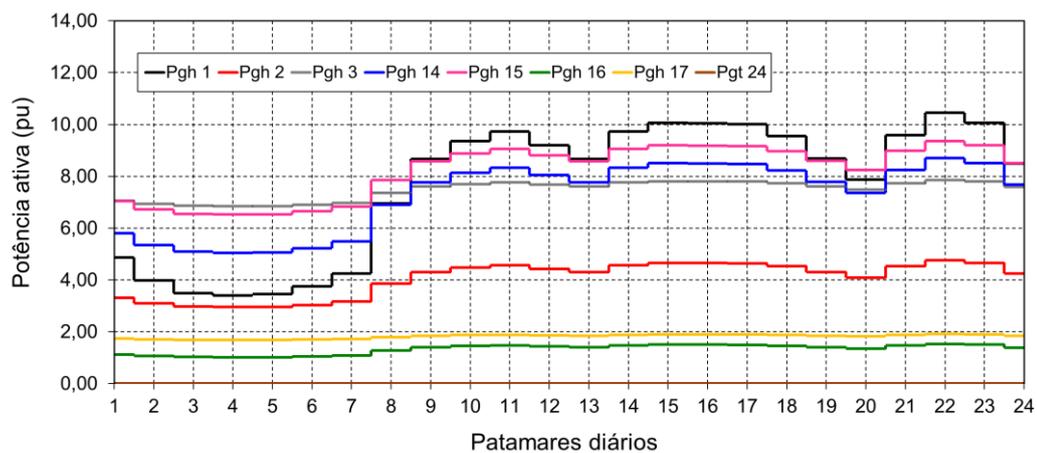


Figura 4.44 – Potências despachadas, Caso-base, $V_{min}=0.90$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

A Figura 4.45 mostra os resultados em termos de demanda prevista e demanda gerenciada, para todas as barras gerenciadas e para limite mínimo de tensão igual a 0.90 , deixando claro que, neste caso, a necessidade de gerenciamento é muito pequena.

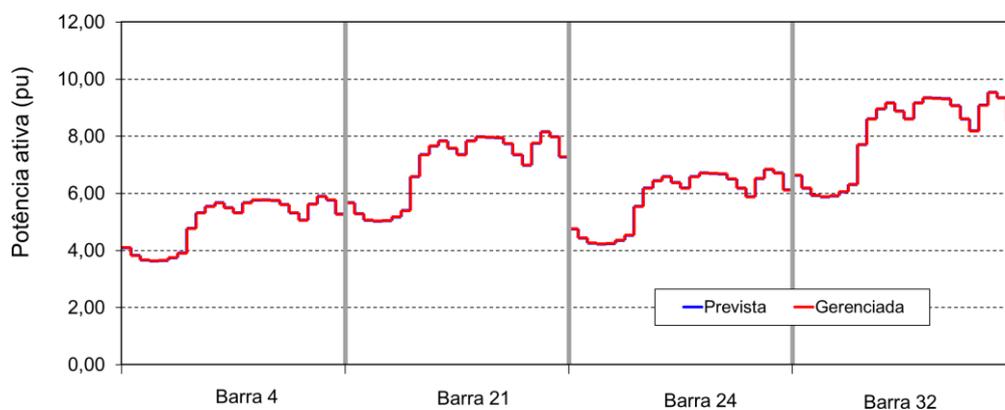


Figura 4.45 – Demandas prevista e gerenciada, Caso-base, $V_{min}=0.90$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

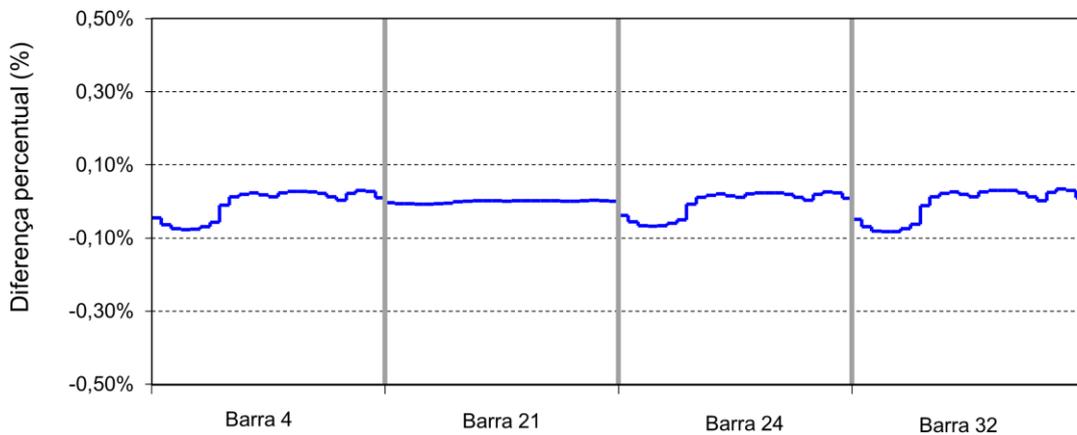


Figura 4.46 – Diferença Percentual entre Energias (DPE),
Caso-base, $V_{min}=0.90$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

Quando se aumenta o limite mínimo de tensão, a necessidade de gerenciamento surge. Por exemplo, a Figura 4.47 mostra o despacho para o Caso-base e $V_{min}=0.95$ pu. Ainda não há necessidade de despacho termelétrico, mas as curvas de despacho das hidrelétricas são modificadas, indicando gerenciamento.

Deve ser mais uma vez lembrado que a função objetivo (3.62), a ser minimizada, inclui não só o gerenciamento das cargas, mas também as perdas de transmissão e o custo de geração termelétrica. Assim, o que ocorre neste primeiro caso é que, do ponto de vista sistêmico, e considerando-se os custos do combustível, o gerenciamento das cargas é mais importante do que o acionamento da termelétrica.

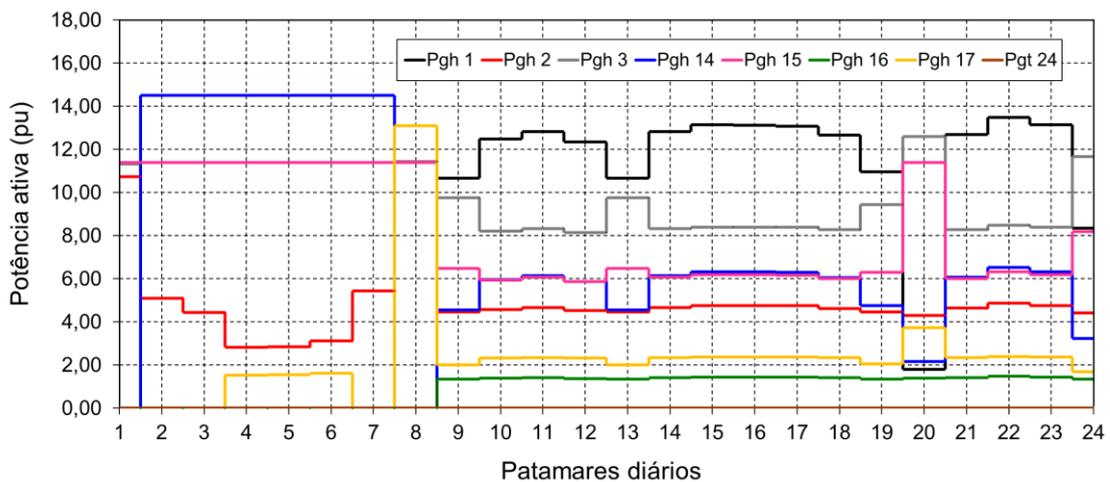


Figura 4.47 – Potências despachadas, Caso-base, $V_{min}=0.95$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.48 e 4.49 mostram os resultados em termos de demanda prevista e demanda gerenciada, para todas as barras escolhidas para gerenciamento e para limite mínimo de tensão igual a 0.95 pu. Há uma realocação do período de carga pesada para o período de carga leve e tal realocação é maior para as barras 4 e 24 e menor para as barras 21 e 32.

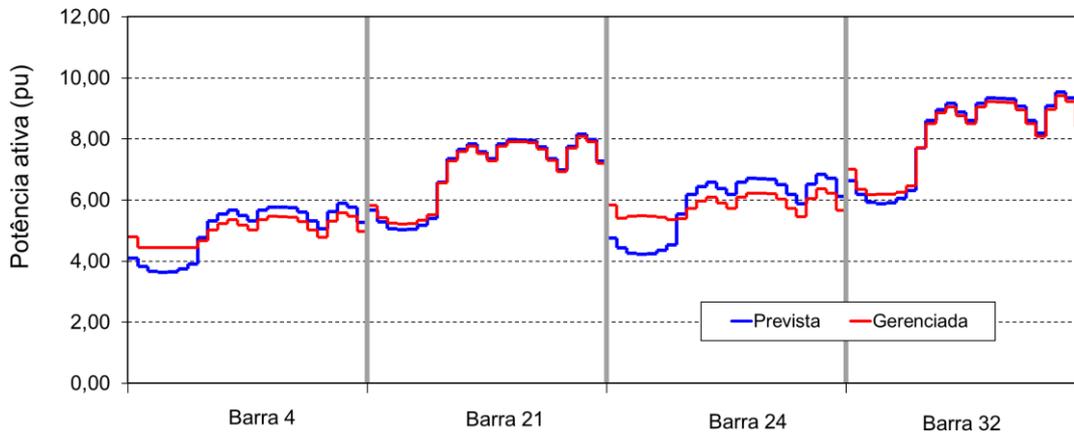


Figura 4.48 – Demandas prevista e gerenciada, Caso-base, $V_{min}=0.95$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

Simulações indicam que, para alguns casos da curva de jan/2009, o sistema converge para valores menores de *MultiMeta*, enquanto os mesmos casos da curva de carga de maio/2009 não convergem. Por exemplo, a Figura 4.50 representa o despacho das usinas para $MultiMeta=0.8$, $MultiCarga=1.0$, $V_{min}=0.94$. Nesse caso, o sistema com a curva de jan/2009 converge com $EC=62.2 pu.h$, sem despachar a termelétrica e com todas as hidrelétricas atingindo suas metas. Quando despachado com $MultiMeta=0.8$ e os demais valores mostrados na Figura 4.50, por outro lado, o caso de maio/2009 não converge: mesmo após 300 iterações a norma permanece superior a 2.0, quando deveria ser menor ou igual a 10^{-6} .



Figura 4.49 – Diferença Percentual entre Energias (DPE),
Caso-base, $V_{min}=0.95$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

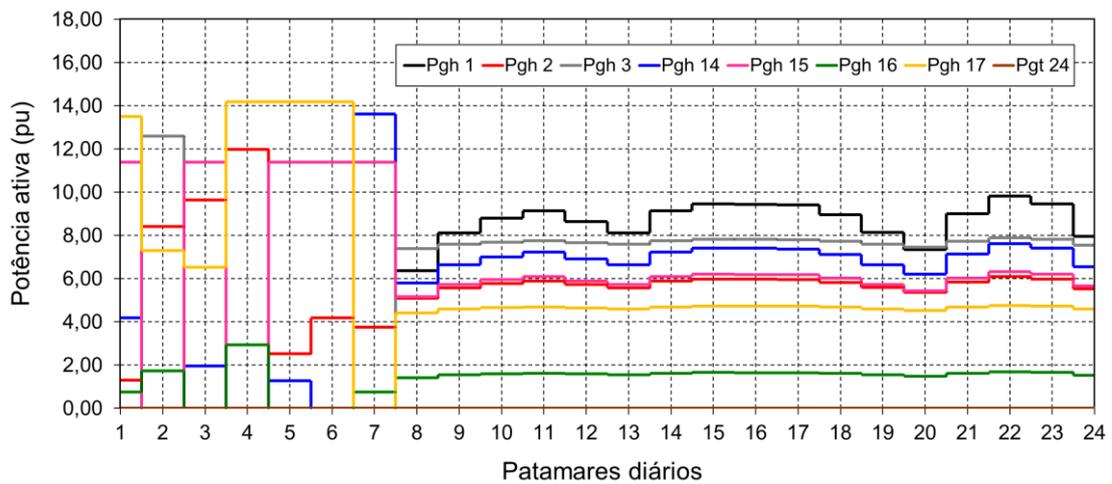


Figura 4.50 – Potências despachadas para $MultiMeta=0.8$, $MultiCarga=1.0$, $V_{min}=0.94$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.51 e 4.52 mostram que há algum gerenciamento de carga para o sistema da Figura 4.50, especialmente para as barras 4 e 24.

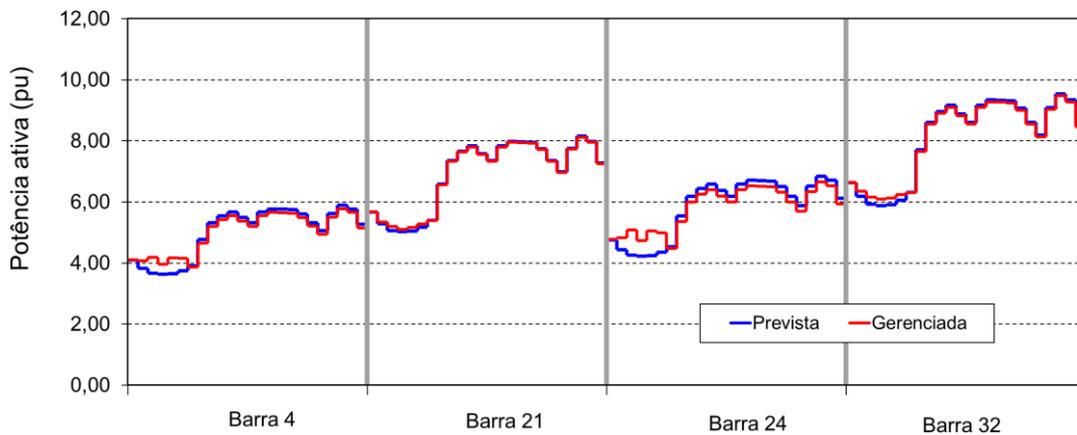


Figura 4.51 – Demandas prevista e gerenciada para $MultiMeta=0.8$, $MultiCarga=1.0$, $V_{min}=0.94$, janeiro/2009.
Fonte: O autor (2015).

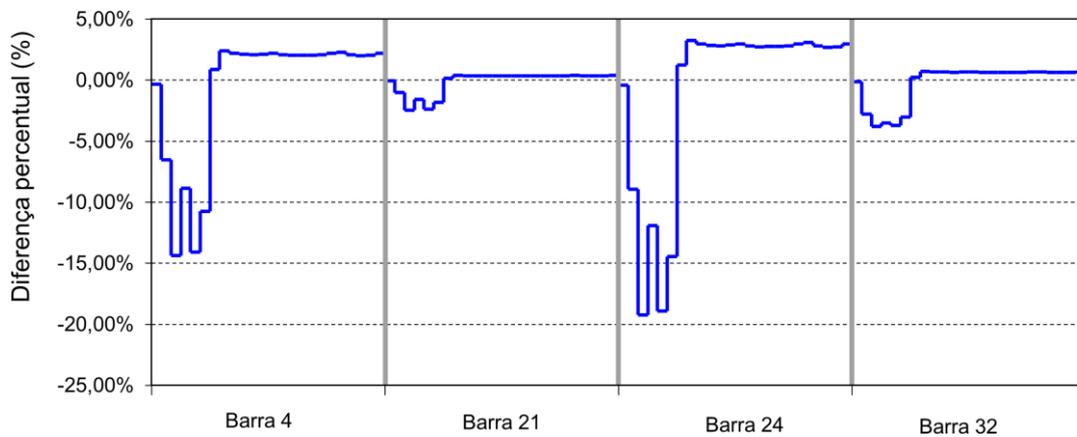


Figura 4.52 – Diferença Percentual entre Energias (DPE),
 $MultiMeta=0.8$, $MultiCarga=1.0$, $V_{min}=0.94$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

4.1.2.2 Resultados para os Casos 1, 2 e 3

Da mesma forma que no caso da curva de maio/2009, as Figuras 4.53 a 4.58 mostram a variação da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e da *Covariância* em função de V_{min} para três valores de *MultiMeta*, correspondentes aos Casos 1, 2 e 3 da Tabela 4.8. Nota-se que o comportamento é semelhante ao que ocorria nos Casos 1, 2 e 3, com a curva de carga de maio/2009. Os valores da *MDA* e da *Covariância* para valor de V_{min} são um pouco diferentes para cada caso, mas os formatos das curvas são semelhantes.

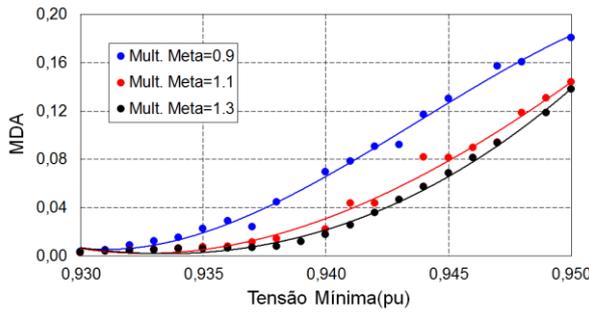


Figura 4.53 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 1, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

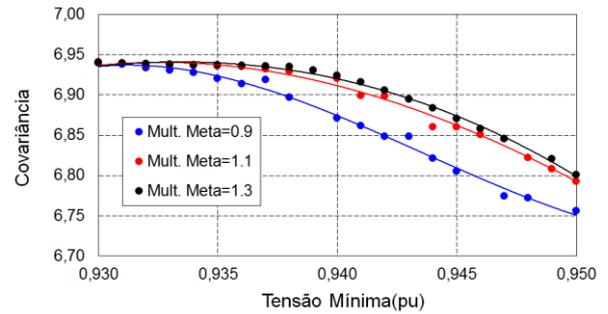


Figura 4.54 – Covariância, Caso 1, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

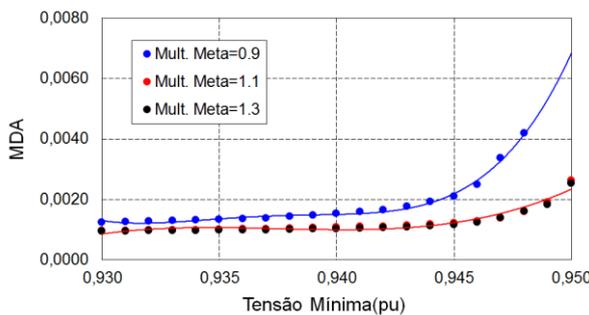


Figura 4.55 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 2, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

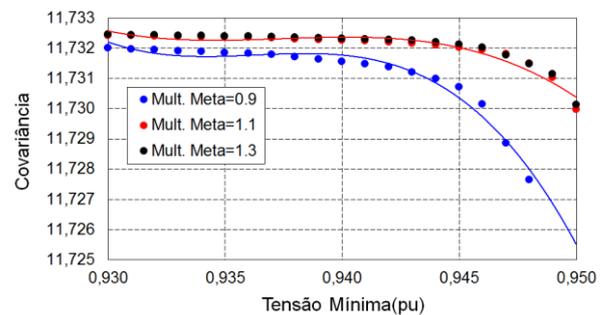


Figura 4.56 – Covariância, Caso 2, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

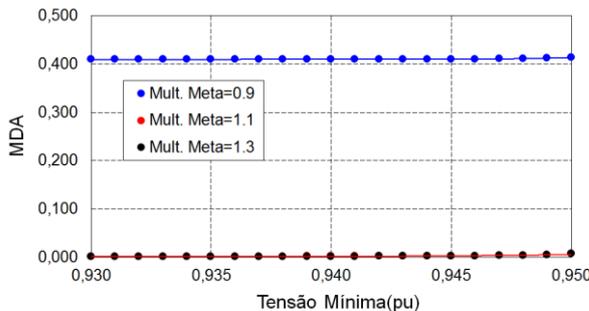


Figura 4.57 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 3, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

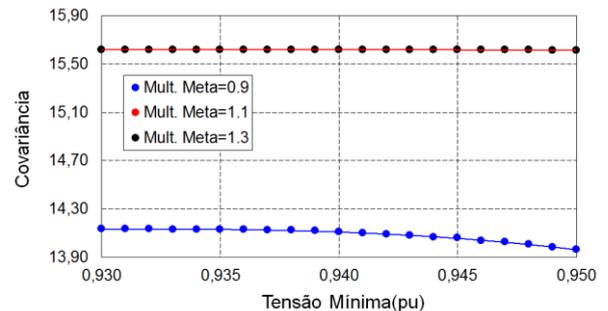


Figura 4.58 – Covariância, Caso 3, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

A Figura 4.59 mostra os despachos das usinas para o Caso 2a e para $V_{min} = 0.94$ (novamente não há convergência para $V_{min} > 0.94$). A termelétrica despacha em seu valor máximo e não há corte ou gerenciamento de carga. De fato, as Figuras 4.60 e 4.61 mostram as demandas prevista e gerenciada e a Diferença Percentual entre Energias (DPE), deixando claro que esta é suficientemente reduzida, podendo ser desprezada.

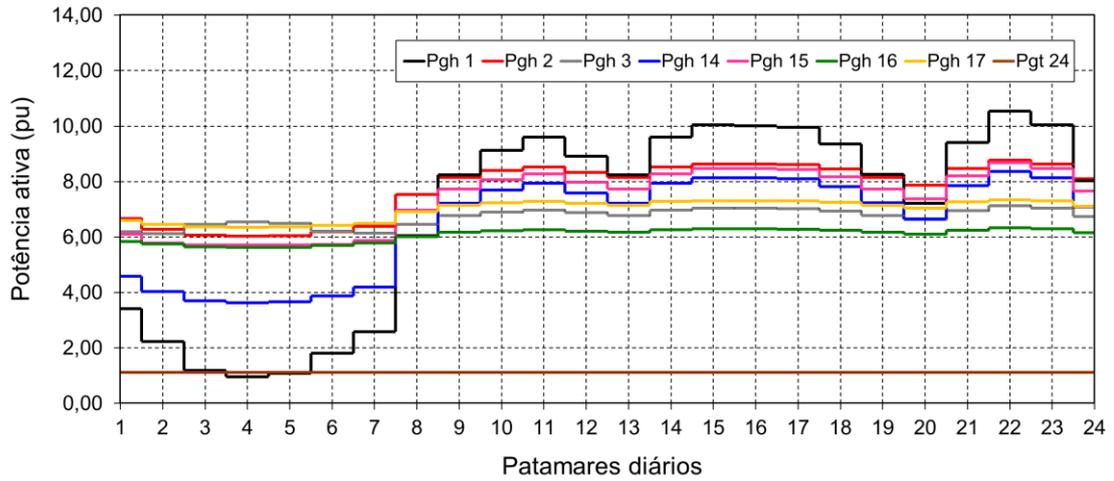


Figura 4.59 – Potências despachadas, Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e jan/2009.
 Fonte: O autor (2015).

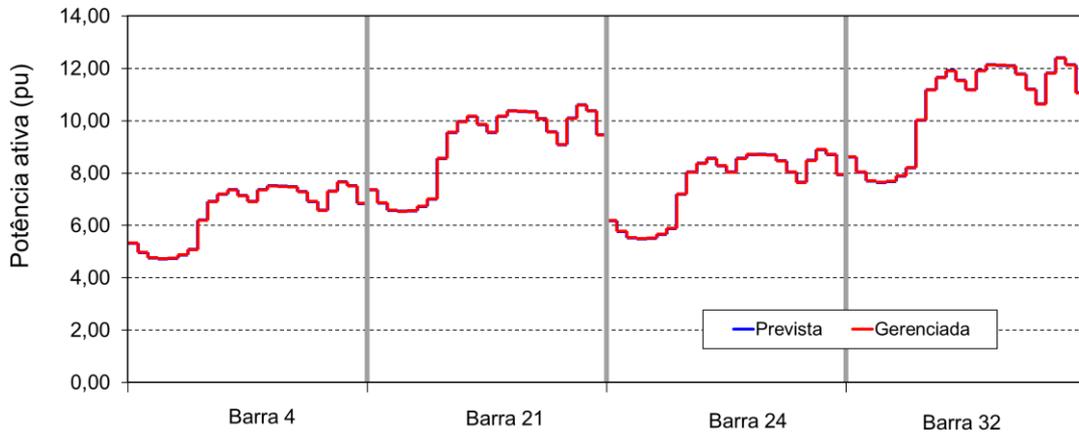


Figura 4.60 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 2a e $V_{min}=0.94$, jan/2009.
 Fonte: O autor (2015).

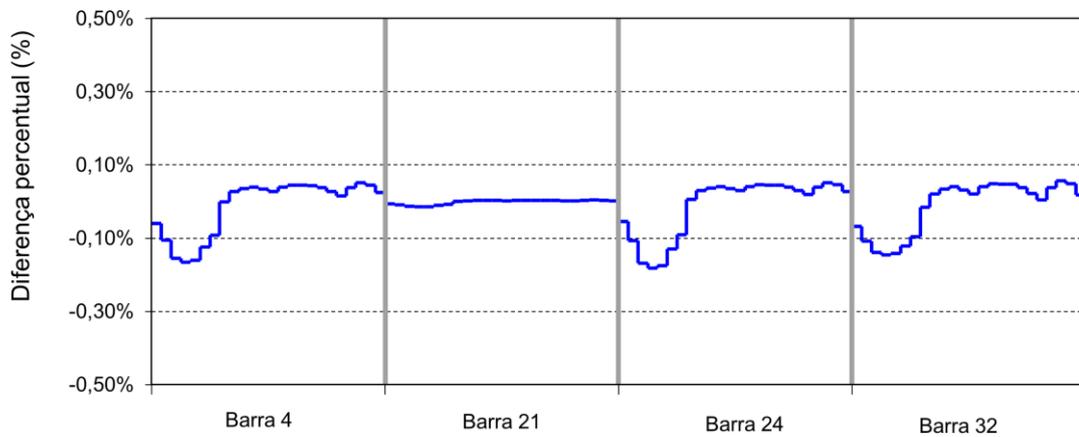


Figura 4.61 – Diferença Percentual entre Energias (DPE)
 Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e jan/2009.
 Fonte: O autor (2015).

O despacho termelétrico pode ser mais uma vez eliminado aumentando-se o custo do combustível em 500 vezes. Nesse caso os resultados indicam que a energia termelétrica despachada é aproximadamente nula e a Energia Cortada (*EC*) é 26.77 pu.h. A Figura 4.62 mostra as curvas de despacho, que podem ser comparadas com a Figura 4.16. As Figuras 4.63 e 4.64 mostram as demandas prevista e gerenciada e a Diferença Percentual entre Energias (*DPE*), que podem ser comparadas com as Figuras 4.17 e 4.18, respectivamente. O valor da *DPE* é agora muito maior, mas não há gerenciamento, somente corte de carga.

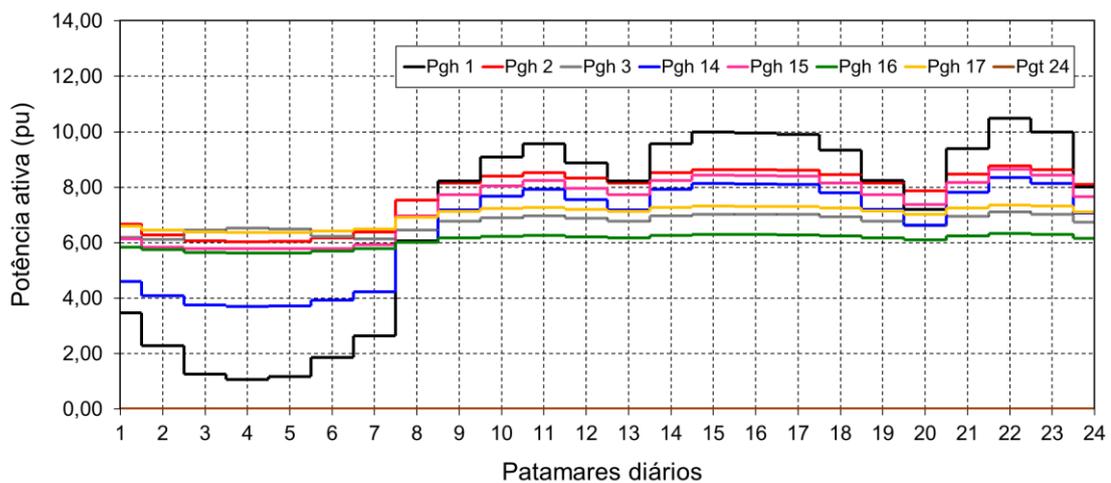


Figura 4.62 – Despachos de potência, Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e jan/2009. Sem termelétrica.
Fonte: O autor (2015).

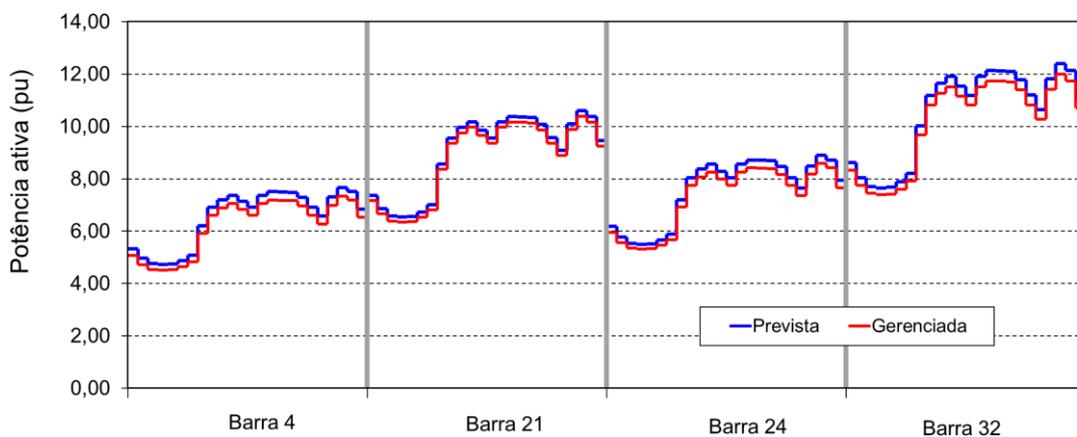


Figura 4.63 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 2a e $V_{min}=0.94$, jan/2009. Sem termelétrica.
Fonte: O autor (2015).

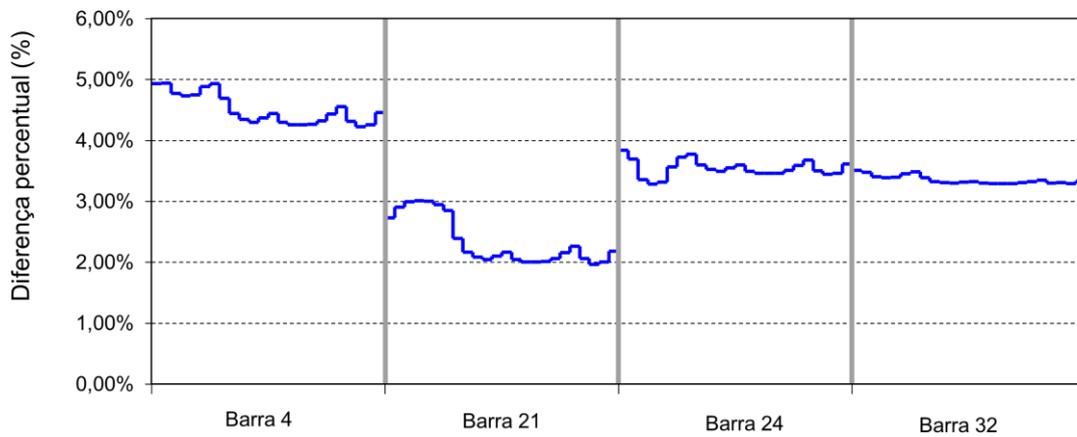


Figura 4.64 – Diferença Percentual entre Energias (*DPE*),
Caso 2a, $V_{min}=0.94$ e jan/2009. Sem termelétrica.
Fonte: O autor (2015).

A Figura 4.65 mostra os despachos para o Caso 3a, que tem $MultiMeta = 0.9$. Como esperado, por causa do valor reduzido das metas e do valor elevado das cargas ($MultiCarga = 1.5$), a termelétrica é chamada a despachar em seu máximo e, como mostram as Figuras 4.66 e 4.67, ainda ocorre um expressivo corte de carga em todas as barras e patamares.

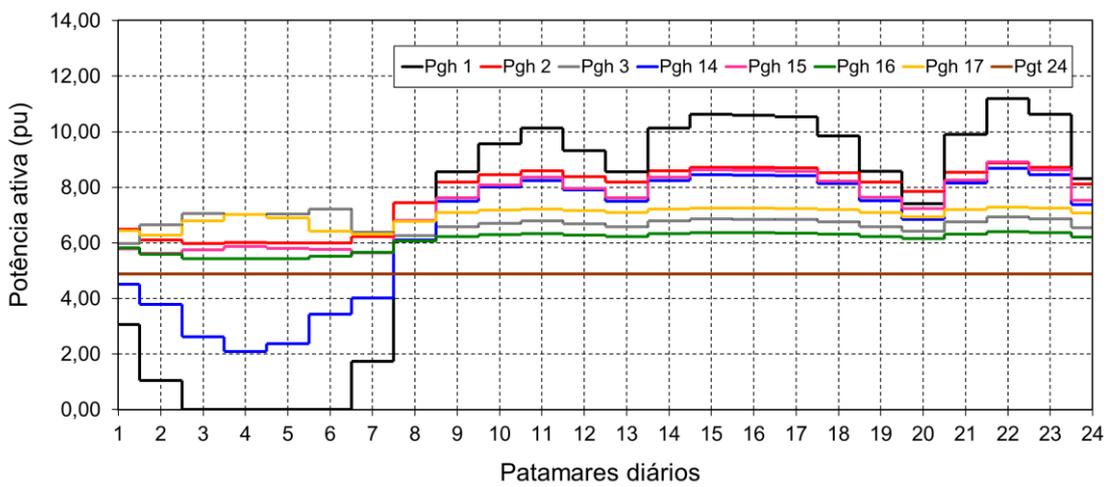


Figura 4.65 – Potências despachadas, Caso 3a, $V_{min}=0.94$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

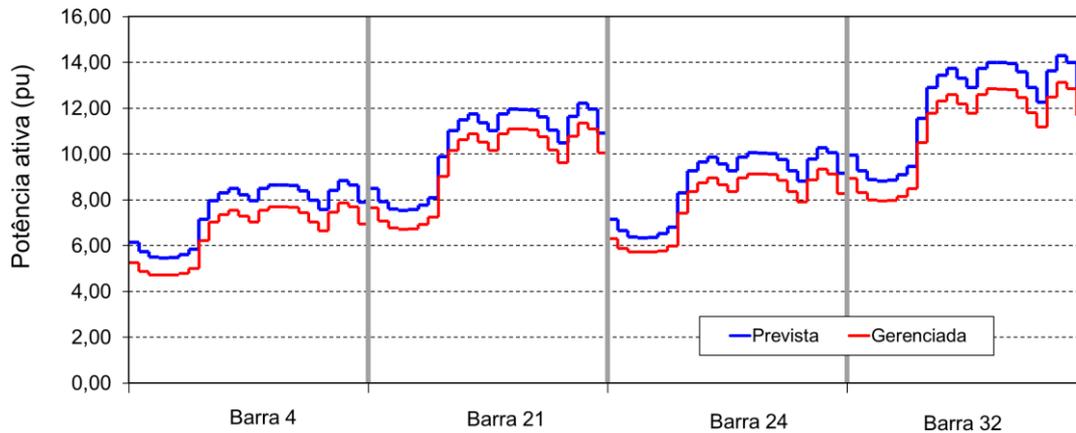


Figura 4.66 – Demandas prevista e gerenciada, Caso 3a e $V_{min}=0.94$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

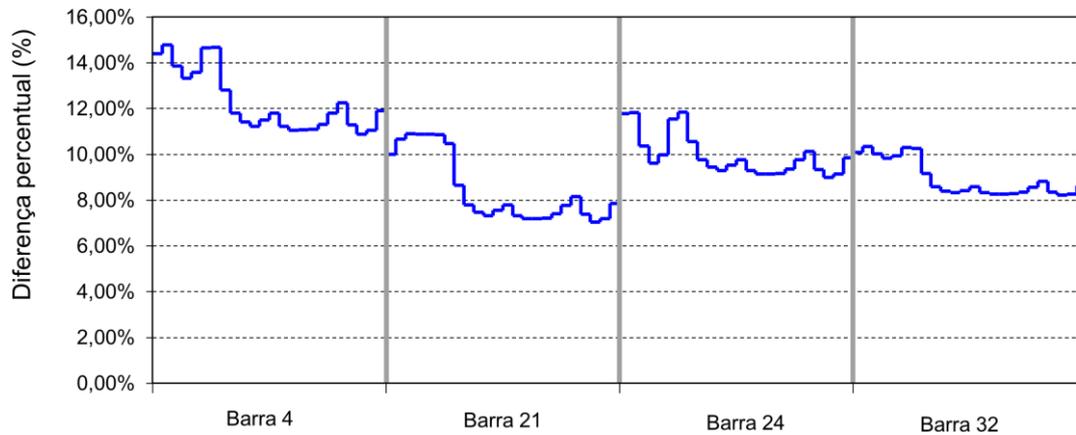


Figura 4.67 – Diferença Percentual entre Energias (DPE),
Caso 3a, $V_{min}=0.94$ e jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

4.1.2.3 Resultados para os Casos 4, 5 e 6

As Figuras 4.68 a 4.73 mostram o impacto das reservas girantes (Casos 4, 5 e 6) sobre a Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e a *Covariância*. Nota-se um comportamento semelhante àquele para a curva de carga de maio/2009: no Caso 4 as diferentes reservas girantes têm impactos diferentes sobre a *MDA* e sobre a *Covariância*, mas para os Casos 5 e 6 os impactos são os mesmos e as curvas se sobrepõem.

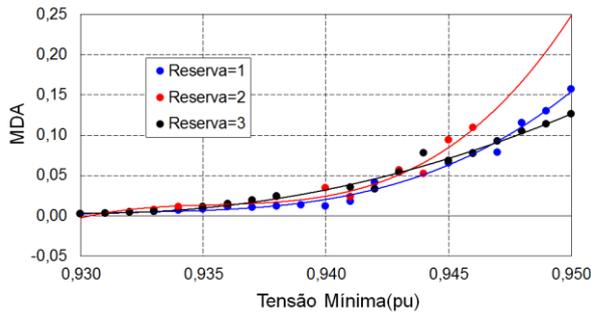


Figura 4.68 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 4, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

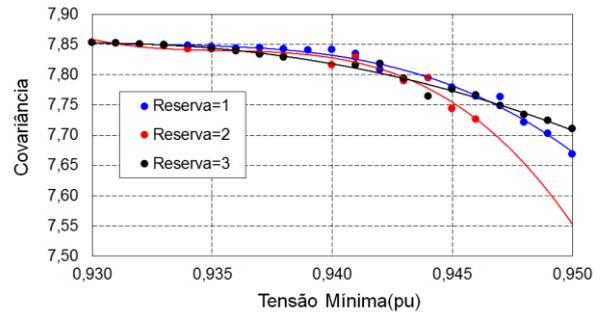


Figura 4.69 – Covariância, Caso 4, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

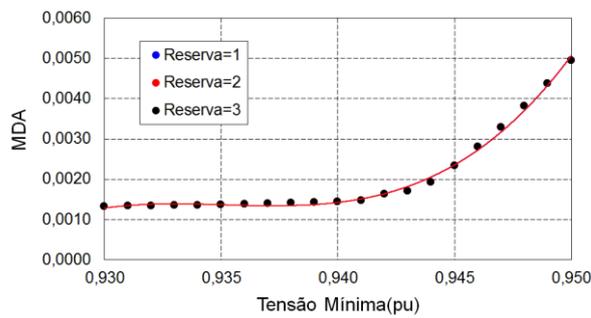


Figura 4.70 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 5, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

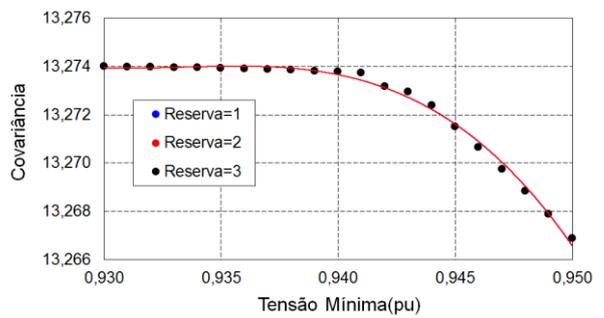


Figura 4.71 – Covariância, Caso 5, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

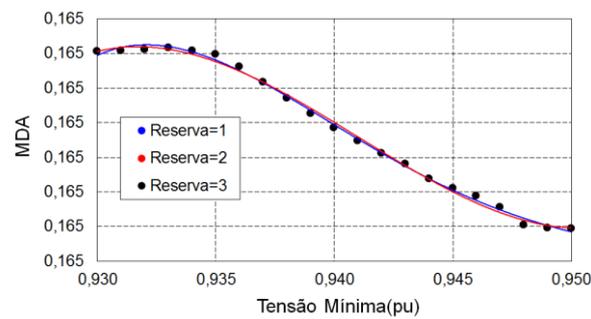


Figura 4.72 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 6, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

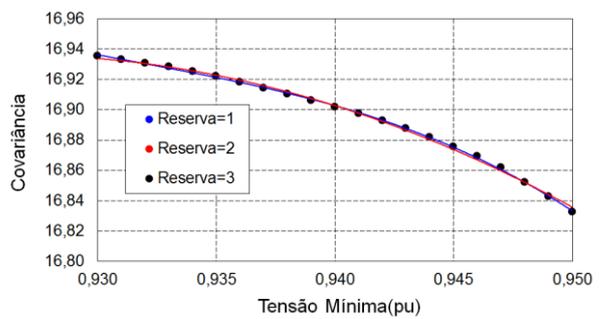


Figura 4.73 – Covariância, Caso 6, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

4.1.2.4 Resultados para os Casos 7, 8 e 9

Finalmente, as Figuras 4.74 a 4.79 mostram os impactos das diferentes cargas gerenciáveis sobre a Média das Diferenças Absolutas (MDA) e sobre a Covariância. Percebe-se o mesmo comportamento das curvas em relação à curva de carga de 2009: formatos e valores semelhantes, especialmente para os Casos 7 e 9.

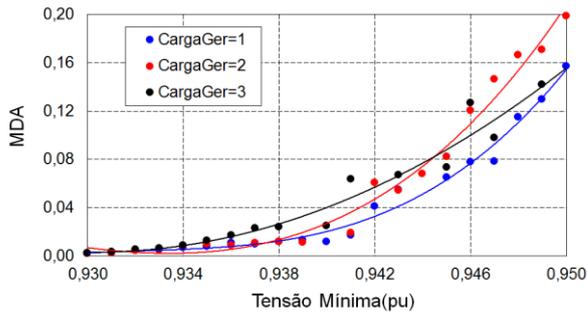


Figura 4.74 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 7, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

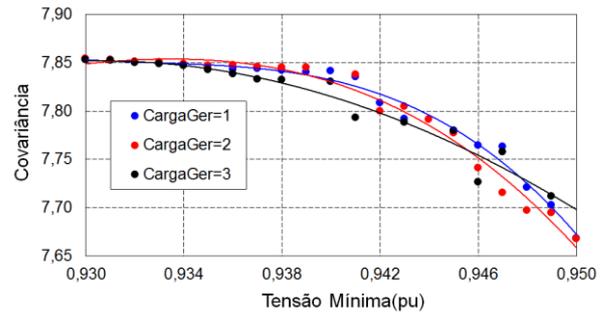


Figura 4.75 – Covariância, Caso 7, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

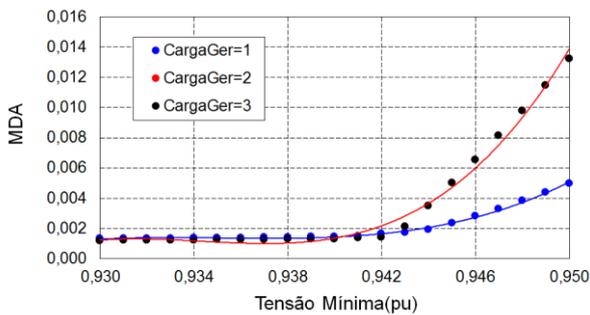


Figura 4.76 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 8, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

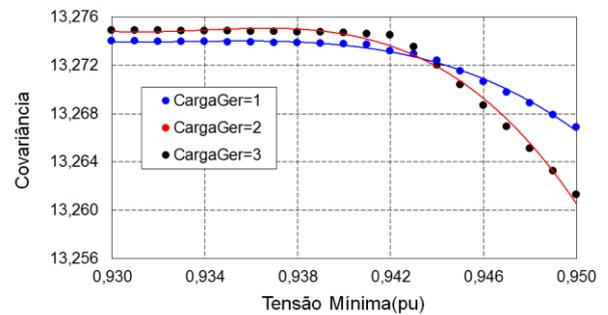


Figura 4.77 – Covariância, Caso 8, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

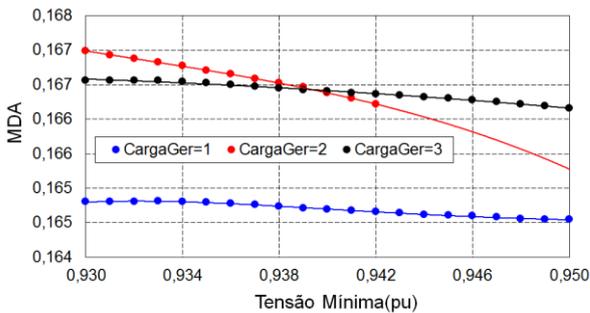


Figura 4.78 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 9, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

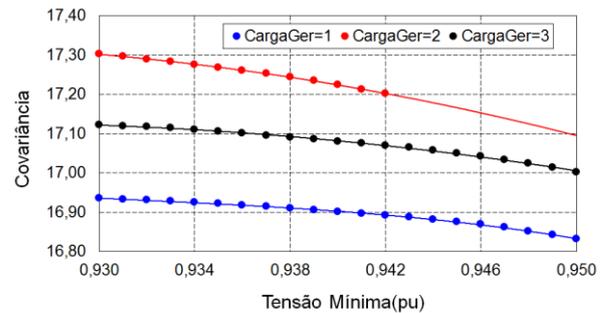


Figura 4.79 – Covariância, Caso 9, jan/2009. Fonte: O autor (2015).

A Tabela 4.11 e a Figura 4.80 mostram a relação entre *MultCarga* e *EC*, deixando claro que, como ocorria no caso das curvas de maio/2009, trata-se de uma relação linear, pois o aumento de *MultCarga* significa mais demanda a ser atendida pelo sistema. A partir de certo valor de *MultCarga*, quanto maior a demanda, maior a energia cortada.

Tabela 4-11 – Energias cortadas para $MultiMeta=0.8$ e $Vmin=0.94$, jan/2009.

MultiCarga	Energia Cortada (EC)
1.40	124.13
1.50	213.86
1.60	303.52
1.70	393.33
1.80	483.22

Fonte: O autor (2015).

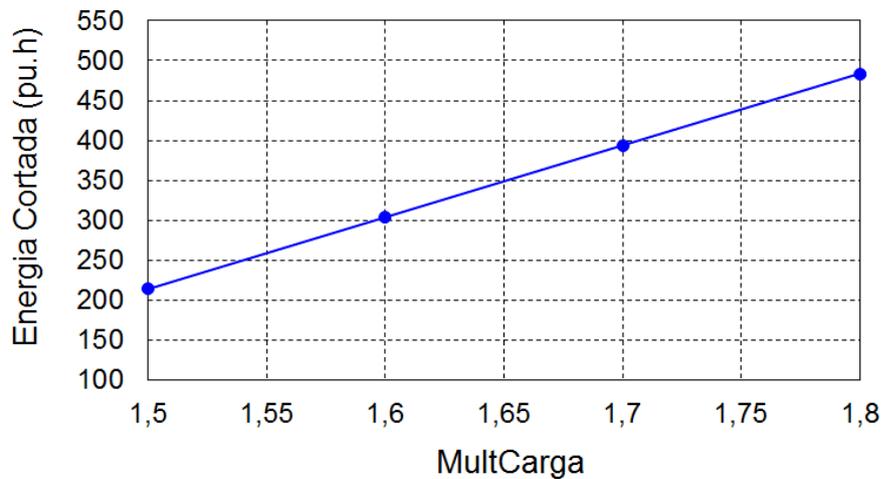


Figura 4.80 – EC em função de $MultiCarga$, para $MultiMeta=0.8$ e $Vmin=0.95$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015)

A Tabela 4.12 mostra que, da mesma forma que ocorria no caso das curvas de carga de maio/2009, a Energia Cortada (EC) é função decrescente de $MultiMeta$. A Figura 4.81 mostra que a EC é constante em relação a $Vmin$.

Tabela 4-12 – Energias Cortada para $MultiCarga=1.5$, jan/2009.

MultiMeta	Energia Cortada (EC)
0.8	213.75
0.9	88.49
1.0	15.63

Fonte: O autor (2015).

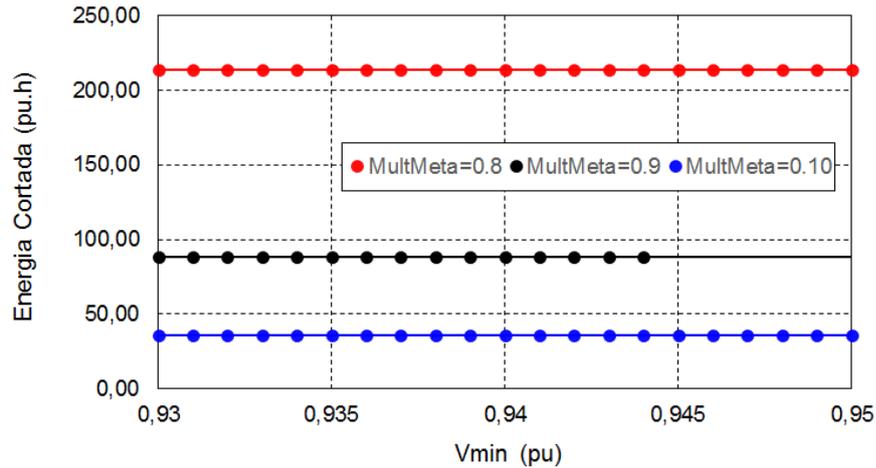


Figura 4.81 –Energia Cortada (EC) em função de V_{min} e $MultCarga=1.5$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

Como feito para a curva de carga de maio/2009, pode-se fazer uma comparação visual para as demandas previstas e gerenciadas unicamente para a barra 24, para $MultMeta=1.0$ e três casos de $MultCarga$. Da mesma forma que ocorria antes, para uma demanda relativamente baixa (Figura 4.82) ocorre apenas o gerenciamento de cargas. Para uma demanda intermediária (Figura 4.83) não é necessário o gerenciamento e, para uma demanda elevada (Figura 4.84), é necessário o corte de carga, mas o programa converge ainda assim.

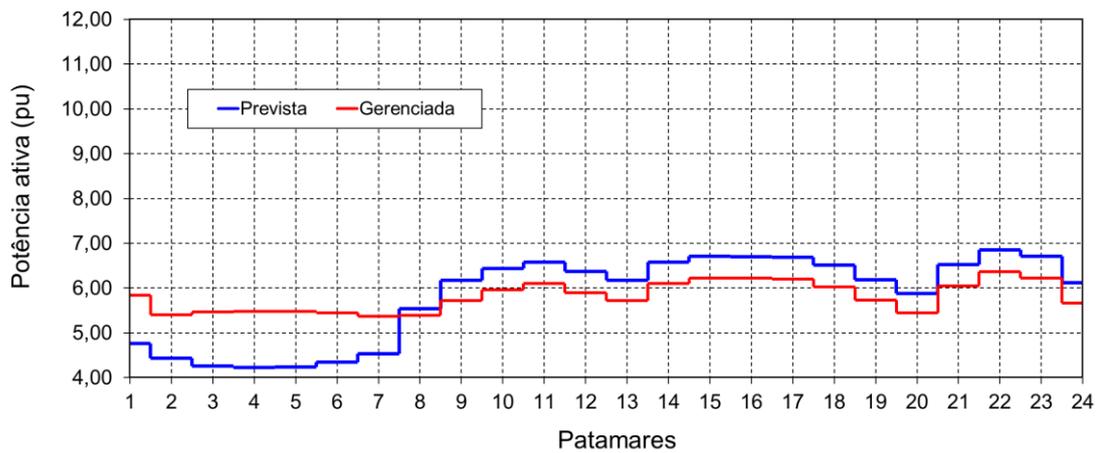


Figura 4.82 – Demandas, Caso 1, barra 24, $V_{min}=0.95$, $MultCarga=1.0$, $MultMeta=1.0$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

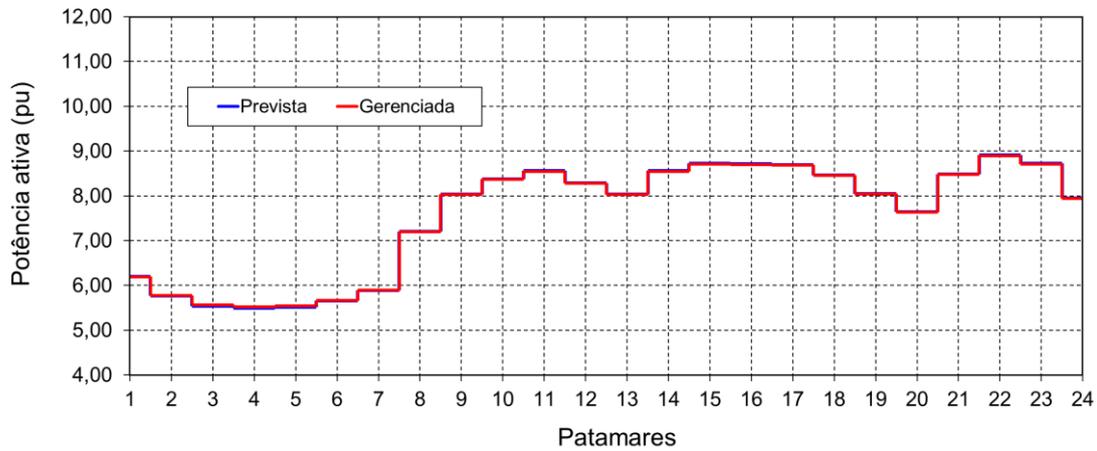


Figura 4.83 – Demandas, Caso 2, barra 24, $V_{min}=0.95$, $MultCarga=1.3$, $MultMeta=1.0$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

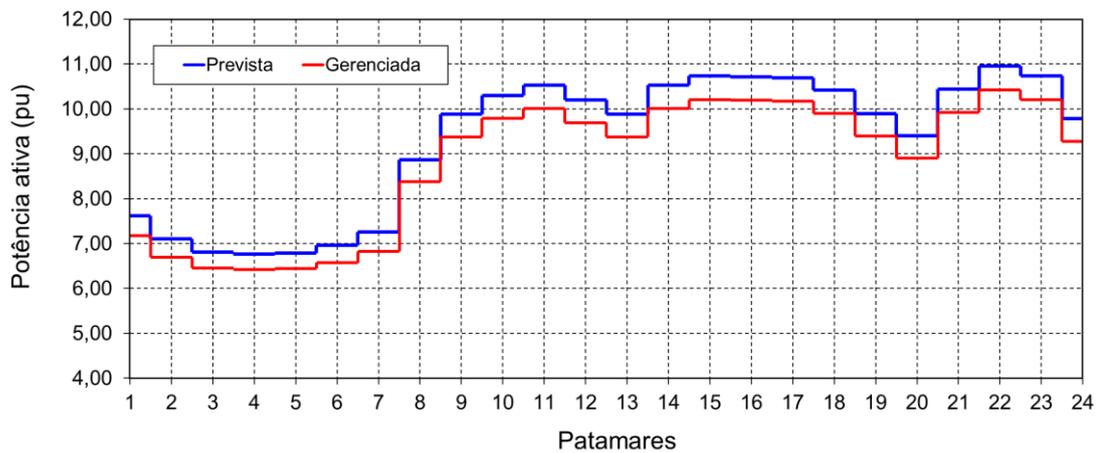


Figura 4.84 – Demandas, Caso 3, barra 24, $V_{min}=0.95$, e $MultCarga=1.6$, $MultMeta=1.0$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

4.1.3 Comparação com geração fictícia – despacho diário

Uma maneira de se avaliar a eficiência da metodologia proposta é compará-la com uma metodologia alternativa. No presente trabalho, escolheu-se a metodologia da geração fictícia, que consiste em se inserir, junto a cada gerador hidrelétrico, um gerador fictício de custo elevado, que despachará apenas quando ocorrerem déficits de geração ou restrições de transmissão.

A geração fictícia é ativada por meio de um parâmetro w_{fic} . Nos casos com gerenciamento de cargas (e sem geração fictícia) faz-se $w_{gld} = 1$ e $w_{fic} = 0$. Já nos casos sem gerenciamento de carga (e com geração fictícia) faz-se $w_{gld} = 0$ e $w_{fic} = 1$.

Para que a geração fictícia seja não nula é necessário que as metas das hidrelétricas (*MultiMeta*) sejam suficientemente baixas. Nesses casos, contudo, é provável que os casos para o modelo proposto (sem geração fictícia) não venham a convergir, dada a falta de energia hidrelétrica e termelétrica. A Tabela 4.13 mostra alguns casos convergentes tanto com $wgld = 1$ e $wfic = 0$ quanto com $wgld = 0$ e $wfic = 1$, juntamente com os resultados obtidos para *EC* (gerenciamento de cargas) e para *EFic* (geração fictícia). Ambos os resultados foram obtidos para a curva de carga de maio/2009. Percebe-se que, apesar da diferença entre as metodologias, os resultados em termos de *EC* e *EFic* são aproximadamente iguais, reforçando a aplicabilidade do modelo proposto. De fato, nos casos comparáveis, a diferença percentual entre *EC* e *EFic* não é maior do que 4,1%.

Tabela 4-13 – Comparação: gerenciamento de carga com geração fictícia – Patamares diários

Caso	Vmin	MultiCarga	MultiMeta	wgld=1; wfic=0	wgld=0; wfic=1	Diferença entre EC e Efic (%)
				EC (pu.h)	Efic (pu.h)	
I	0.90	1.2	0.8	1.886	1.966	-4,07%
II	0.92	1.3	0.8	96.247	97.859	-1,65%
III	0.92	1.3	0.55	412.192	416.750	-1.11%

As Figuras 4.85 e 4.86 mostram, respectivamente, as potências despachadas para o Caso I e a potência fictícia despachada. Nesse caso, como a energia fictícia é baixa, apenas a usina fictícia hidrelétrica do barramento 1 é convidada a despachar.

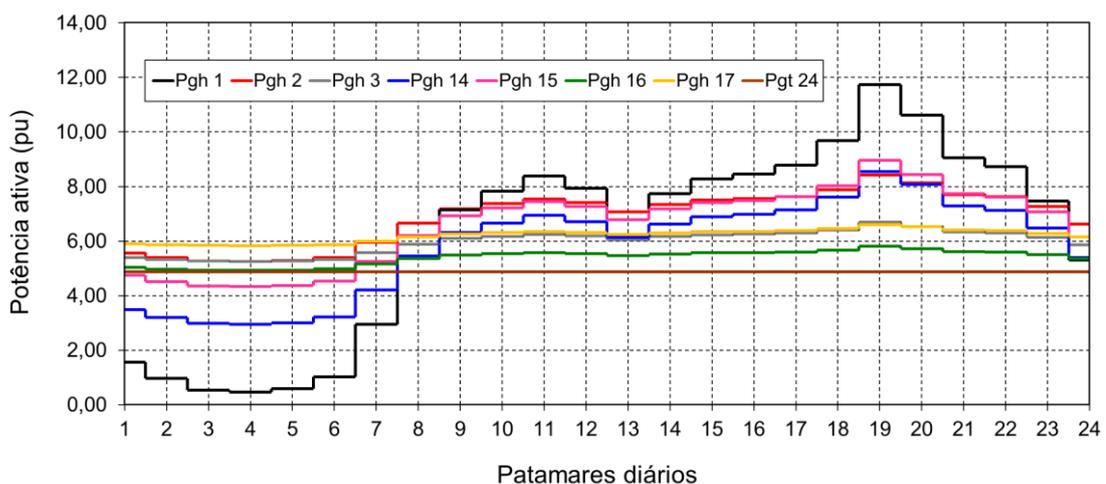


Figura 4.85 – Despacho das Usinas, versão fictícia, Caso I, $wgld=1$, $wfic=0$, maio/2009.

Fonte: O autor (2015).

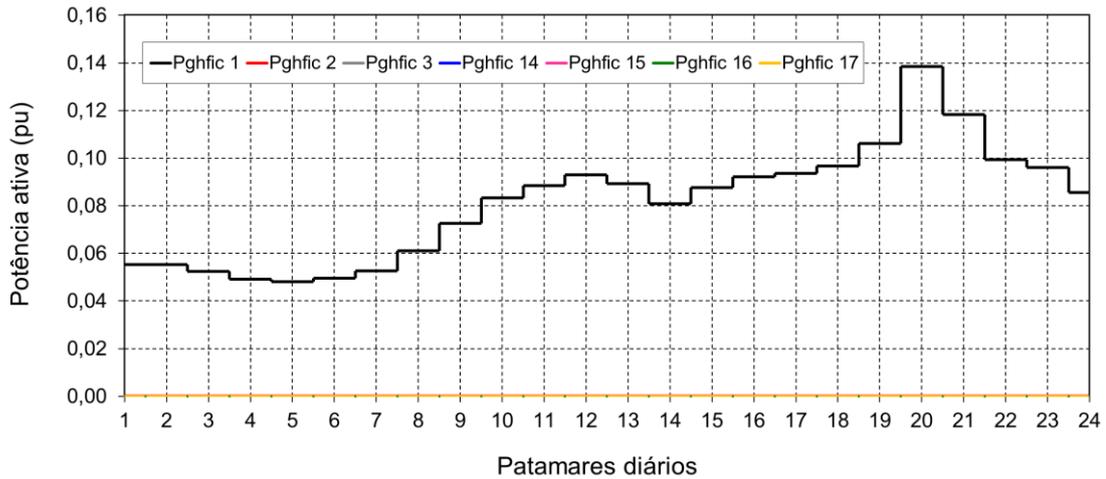


Figura 4.86 – Potência fictícia (Pfic), Caso I, $wgld=0$, $wfic=1$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.87 e 4.88 mostram, respectivamente, as potências despachadas para o Caso II e a potência fictícia despachada. Nesse caso, que corresponde a uma energia fictícia quase cinquenta vezes maior do que aquela do Caso I, três usinas fictícias são convidadas a despachar.

Finalmente, o Caso III é mostrado na Figura 4.89. As mesmas três usinas fictícias despacham, mas agora em valores maiores, conforme mostra a Figura 4.90.

No Caso III, a soma das potências fictícias, por patamar, resulta em uma curva de potência fictícia total com pico de 22.14 pu às 19h e energia fictícia total de 416.75 pu.h, como esperado da Tabela 4.13. Esta curva é mostrada na Figura 4.91 e recompõe o perfil da curva de carga de maio/2009 (Figura 4.2).

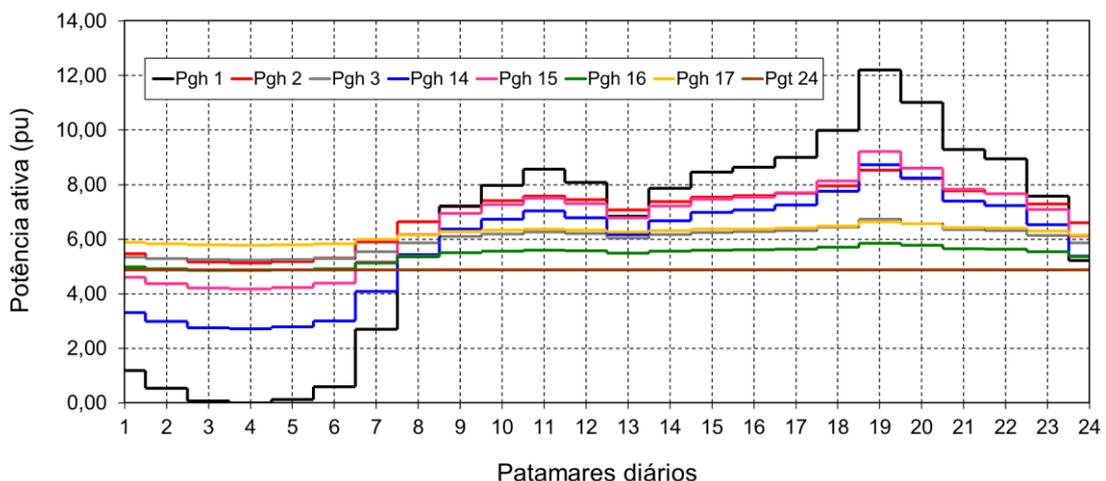


Figura 4.87 – Despacho das Usinas, versão fictícia, Caso II, $wgld=1$, $wfic=0$, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

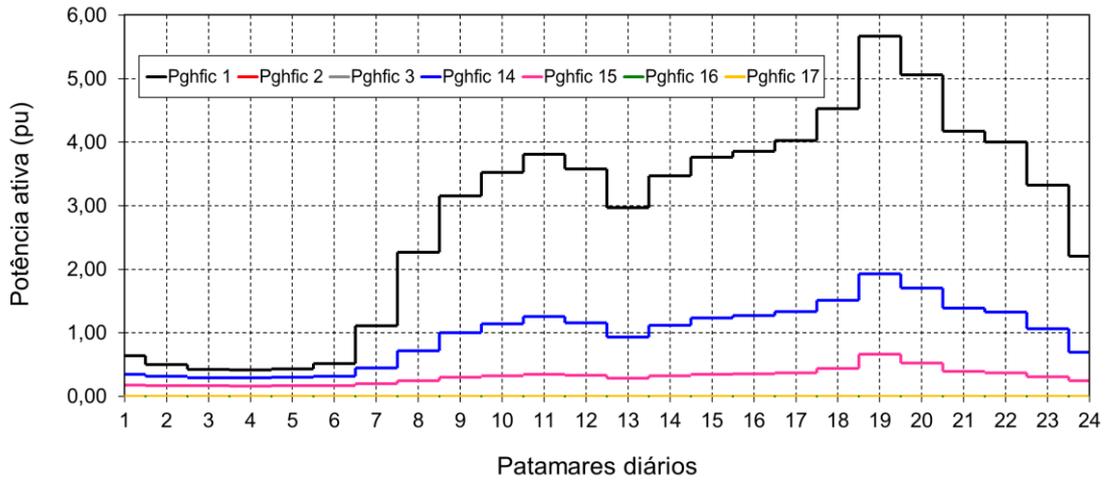


Figura 4.88 – Potência fictícia (Pfic), Caso II, $wgld=0$, $wfic=1$, maio/2009.
 Fonte: O autor (2015).

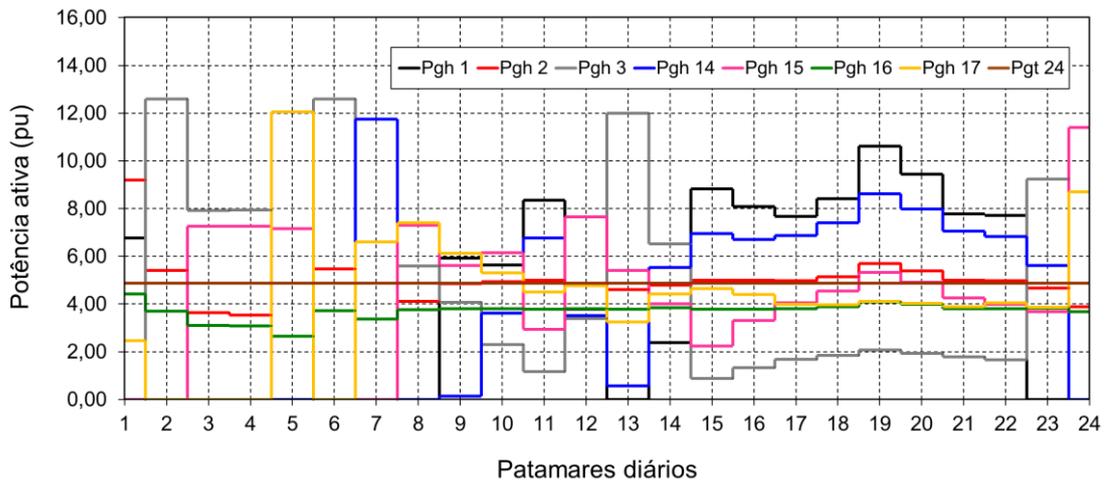


Figura 4.89 – Despacho das Usinas, versão fictícia, Caso III, $wgld=1$, $wfic=0$, maio/2009.
 Fonte: O autor (2015).

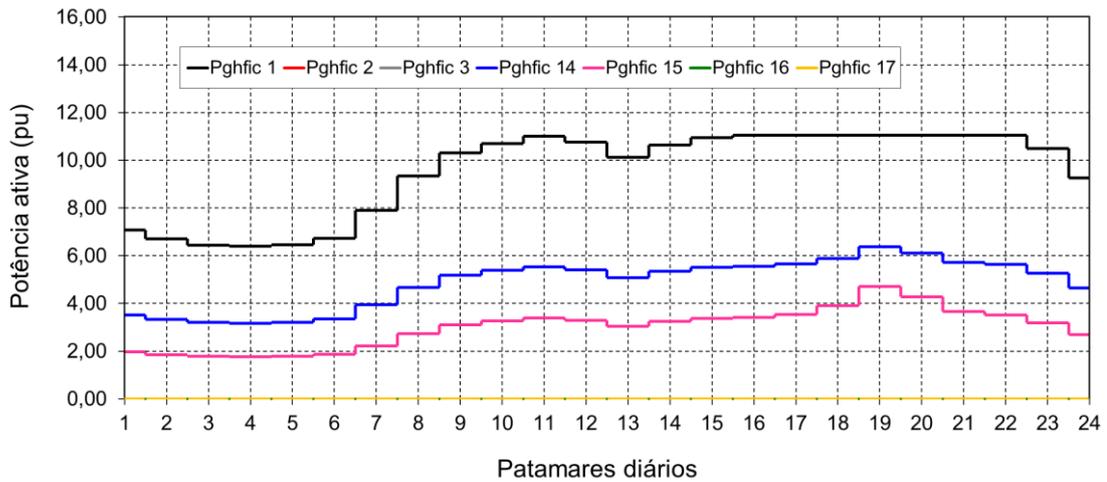


Figura 4.90 – Potência fictícia (Pfic), Caso III, $wgld=0$, $wfic=1$, maio/2009.
 Fonte: O autor (2015).

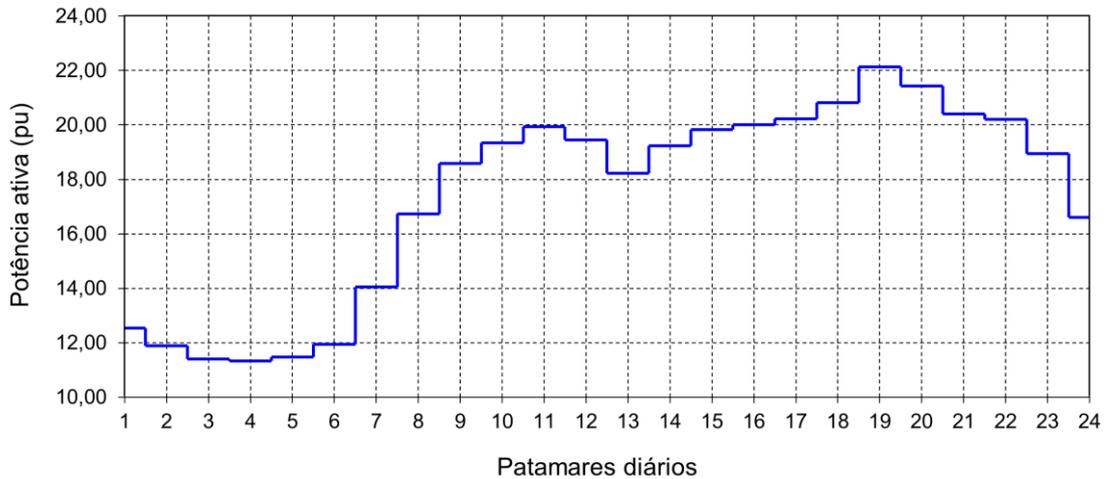


Figura 4.91 – Curva de potência fictícia total, Caso III, maio/2009.
Fonte: O autor (2015).

4.2 Despacho Semanal – 21 patamares

O modelo proposto pode também ser aplicado a horizontes mais extensos do que o de 24 patamares horários. Nepomuceno, Ohishi e Soares (2000) entendem o Pré-Despacho como a geração de potência entre um dia e uma semana à frente. Logo, uma extensão natural é ampliar o despacho para um horizonte semanal, mantendo as simplificações adotadas até aqui. Uma vantagem do horizonte semanal é que, do ponto de vista operacional, o Pré-Despacho com gerenciamento seria mais facilmente aplicado em horizontes semanais do que em horizontes diários, pois o consumidor teria mais tempo para preparar o realocamento de suas cargas. Exceções dizem respeito a soluções do tipo reserva sincronizada, existentes em mercados desregulamentados altamente desenvolvidos, como o PJM, nos quais a Resposta pelo lado da Demanda pode ser implementada em intervalos de 10 minutos. Assim, o Pré-Despacho com GLD/RD já pode ser implantado nesses mercados em horizontes diários, com patamares de 60 minutos ou menos (SCHISLER; SICK; BRIEF, 2008).

4.2.1 Definição dos patamares semanais

A utilização de intervalos horários para um despacho semanal resultaria em 168 patamares, o que tornaria muito lenta a execução do programa, especialmente quando várias simulações recorrentes fossem necessárias (como é o caso quando se

deseja construir gráficos como aquele da Figura 4.9). Assim, foram utilizados patamares semanais como aqueles definidos pela CCEE (Leve, Pesado e Médio), mostrados na Tabela 4.14.

Tabela 4-14 – Definição dos patamares semanais

Patamar	N° de horas (dias úteis)	N° de horas (domingos e feriados)
Leve	14	3
Pesado	3	3
Médio	7	18
TOTAL	24	24

Fonte: CCEE (2014).

O detalhamento da distribuição dos patamares Leve, Pesado e Médio ao longo de um dia útil é mostrado na Tabela 4.15. As demandas por patamar horário são as mesmas da Tabela 4.4 (maio/2009). As demandas médias por patamar são computadas a partir da Tabela 4.15 e mostradas na Tabela 4.16.

Tabela 4-15 – Perfil diário das cargas (pu) – área do Paraná – maio/2009 – dias úteis

Patamar	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tipo	L	L	L	L	L	L	M	M	M	M	M	M
P. Ativa	0.591	0.567	0.55	0.547	0.552	0.569	0.647	0.746	0.815	0.843	0.865	0.847
Patamar	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Tipo	M	M	M	M	M	P	P	P	M	M	M	L
P. Ativa	0.801	0.839	0.861	0.868	0.881	0.918	1.00	0.956	0.892	0.879	0.828	0.741

Fonte: ONS (2007), convertidos para pu .

Tabela 4-16 – Demandas médias por patamar (pu)

Patamar	Demanda
Leve	0.588
Pesado	0.958
Médio	0.819

Fonte: CCEE (2014).

A Tabela 4.17 mostra as produções diárias médias de energia, obtidas do período entre 01/mai/2009 e 31/out/2009 (ONS/IPDO, 2009), a serem usadas para fins de divisão dos patamares. Por simplicidade, considerou-se que os valores de tais produções são aproximadamente iguais aos valores das demandas.

Tabela 4-17 – Produção diária média

Dia	Produção diária média (MWmed)	Produção diária média (pu)	Produção diária média (%)
Segunda	50.103	0.96	95,81%
Terça	51.975	0.99	99,39%
Quarta	52.294	1.00	100,00%
Quinta	52.076	1.00	99,58%
Sexta	51.760	0.99	98,98%
Sábado	47.776	0.91	91,36%
Domingo	42.289	0.81	80,87%

Fonte: ONS (2009).

A Figura 4.92 mostra a produção média diária em *pu*, conforme a Tabela 4.17. Esta é a variação semanal da produção na área do Paraná e, por simplicidade, pode ser adotada como a variação semanal da demanda.

Finalmente, os sete valores da Tabela 4.17 são aplicados aos três valores da Tabela 4.16, resultando em 21 patamares, os quais são então agrupados em patamares Leve, Pesado e Médio, conforme mostrado na Tabela 4.18. Tais valores, construídos a partir de dados reais, são adequados para os fins que se pretende, ou seja, reproduzem o comportamento diário das demandas nos patamares leve, médio e pesado, assim como o comportamento semanal da demanda (razoavelmente estável de terça a sexta-feira, um pouco mais baixa na segunda-feira e ainda mais baixa aos sábados domingos). Feriados não foram considerados para os fins da presente análise e podem ser objeto de estudo futuro específico.

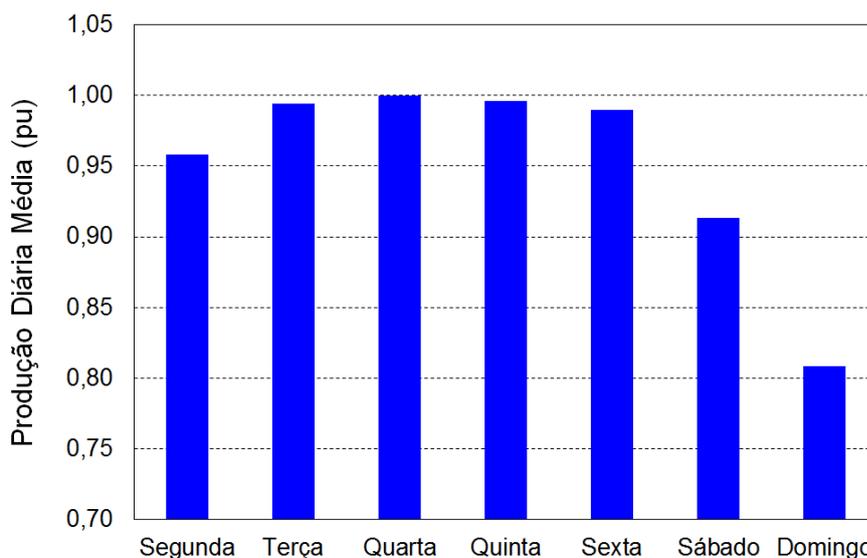


Figura 4.92 – Produção diária média (pu) entre maio e out/2009 para o Sistema Interligado Nacional (SIN).
Fonte: ONS (2009).

Tabela 4-18 – Demandas semanais divididas por hora (pu) – maio

N. Patamar	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pot. Ativa	0.563	0.918	0.785	0.585	0.952	0.814	0.588	0.958	0,819	0.586	0.954	0.816
Patamar	L	P	M	L	P	M	L	P	M	L	P	M
N. Patamar	13	14	15	16	17	18	19	20	21	-	-	-
Pot. Ativa	0.582	0.948	0.811	0.537	0.875	0.749	0.476	0.476	0.663	-	-	-
Patamar	L	P	M	L	P	M	L	P	M			

Fonte: O autor (2015)

4.2.2 Resultados para patamares semanais

Para fins de cálculo dos valores da Média das Diferenças Absolutas (MDA) e da *Covariância* e confrontação dos resultados, foram construídos 9 casos, os quais são mostrados na Tabela 4.19. Os conjuntos de Reserva Girante e Cargas Gerenciáveis são aqueles mesmos definidos nas Tabelas 4.6 e 4.7, respectivamente.

Os valores de *MultMeta* são maiores, quando comparados com os valores para o caso de patamares diários, pois a meta das hidrelétricas é agora semanal e não diária.

Tabela 4-19 – Casos simulados para gerenciamento de carga – patamares semanais

Caso	Subcaso	MultCarga	MultMeta	Reserva	CargaGer
1	a	1.4	6.5	5	1
	b		7.0		
	c		7.5		
2	a	1.6	6.5	5	1
	b		7.0		
	c		7.5		
3	a	1.8	6.5	5	1
	b		7.0		
	c		7.5		
4	a	1.4	7.0	1	1
	b			3	
	c			5	
5	a	1.6	7.0	1	1
	b			3	
	c			5	
6	a	1.8	7.0	1	1
	b			3	
	c			5	
7	a	1.4	7.0	5	1
	b				4
	c				5
8	a	1.6	7.0	5	1
	b				4
	c				5
	b				4
9	a	1.8	7.0	5	1
	b				4
	c				5

Fonte: O autor (2015).

4.2.2.1 Resultados para o Caso 1

As potências despachadas para o Caso 1a são mostradas na Figura 4.93. A sequência de exibição dos patamares é sempre Leve, Pesado e Médio. O despacho em 21 patamares semanais é equivalente a somente três patamares diários e, como cada patamar ter um número diferente de horas, as energias despachadas, mostradas na Figura 4.94, são diferentes das potências despachadas. A Tabela 4.20, contendo os valores numéricos das energias despachadas, é exibida como maneira auxiliar

para se compreender o despacho. Nesse caso há gerenciamento de demanda, mas não corte de carga.

A Figura 4.95, que mostra as potências prevista e gerenciada para a barra 32, parece indicar que o gerenciamento não funciona de maneira correta, pois as potências estariam sendo deslocadas do patamar médio para os patamares leve e pesado. Contudo, o interesse aqui é o gerenciamento de energia, não o gerenciamento de potência, conforme mostrado na Figura 4.96, a qual deixa claro que a energia é deslocada do patamar médio para o patamar leve. Tal efeito é reforçado pela Diferença Percentual entre Energia (*DPE*), mostrada na Figura 4.97. Note-se que escolheu-se para que não houvesse gerenciamento de cargas aos domingos, dias nos quais a demanda industrial é geralmente mais reduzida. Por esta razão, a *DPE* nos patamares 19, 20 e 21 é nula para todos os casos.

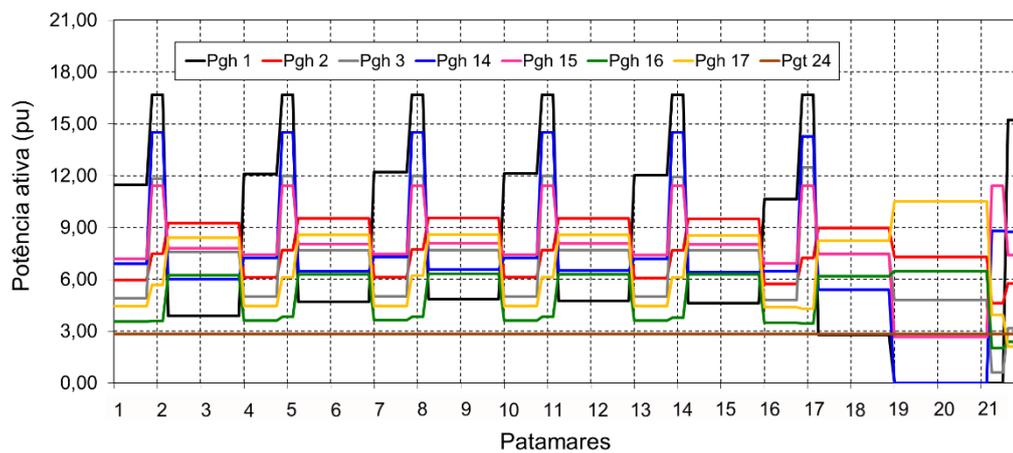


Figura 4-93 – Potências despachadas – Caso 1a, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

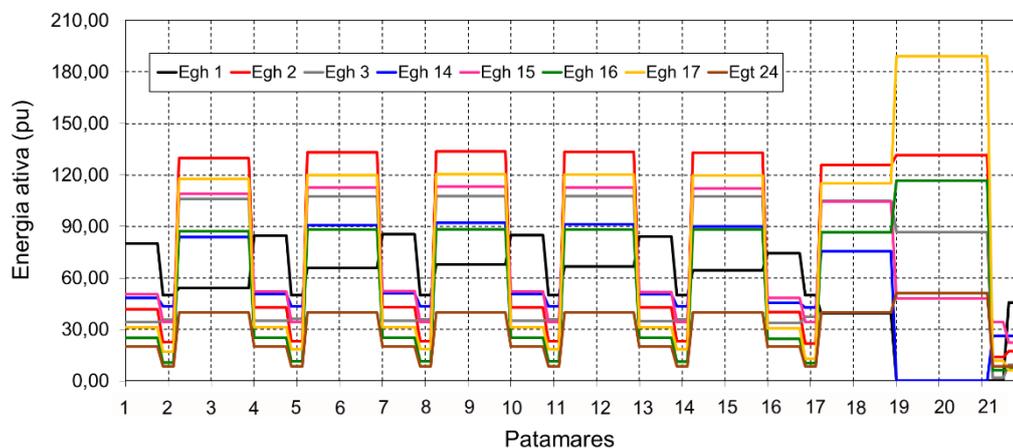


Figura 4-94 – Energias despachadas – Caso 1a, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

Tabela 4-20 – Energias despachadas, Caso 1a, $V_{min}=0.94$ – Figura 4.94

Pat	Egh 1	Egh 2	Egh 3	Egh 14	Egh 15	Egh 16	Egh 17	Egt	Total
1	80,21	41,57	34,40	48,28	50,43	24,93	31,00	19,90	330,73
2	50,02	22,48	35,54	43,50	34,20	10,79	17,03	8,53	222,09
3	54,17	129,85	106,23	83,94	109,09	87,44	117,83	39,79	728,34
4	84,63	42,79	34,96	50,64	51,97	25,33	31,26	19,90	341,47
5	50,02	23,07	36,01	43,50	34,20	11,44	18,29	8,53	225,06
6	65,95	133,21	107,54	90,80	112,64	88,17	119,98	39,79	758,10
7	85,38	43,00	35,05	51,04	52,23	25,39	31,30	19,90	343,30
8	50,02	23,19	35,98	43,50	34,20	11,51	18,65	8,53	225,59
9	67,95	133,79	107,78	91,99	113,24	88,29	120,36	39,79	763,18
10	84,86	42,85	34,99	50,76	52,05	25,35	31,27	19,90	342,03
11	50,02	23,11	36,00	43,50	34,20	11,46	18,41	8,53	225,23
12	66,59	133,40	107,62	91,18	112,84	88,21	120,10	39,79	759,73
13	84,13	42,65	34,90	50,37	51,80	25,28	31,23	19,90	340,25
14	50,02	23,02	35,83	43,50	34,20	11,33	18,34	8,53	224,76
15	64,64	132,84	107,39	90,03	112,25	88,08	119,74	39,79	754,75
16	74,40	40,07	33,67	45,40	48,43	24,43	30,67	19,90	316,97
17	50,02	21,71	37,41	42,78	34,20	10,37	12,92	8,53	217,95
18	39,23	125,64	104,75	75,56	104,58	86,53	115,25	39,79	691,33
19	0,00	131,59	86,74	0,00	47,95	116,72	189,22	51,16	623,39
20	0,00	13,85	1,88	26,40	34,20	6,10	11,80	8,53	102,75
21	45,68	17,27	9,48	26,29	22,23	7,14	6,28	8,53	142,90

Fonte: O autor (2015).

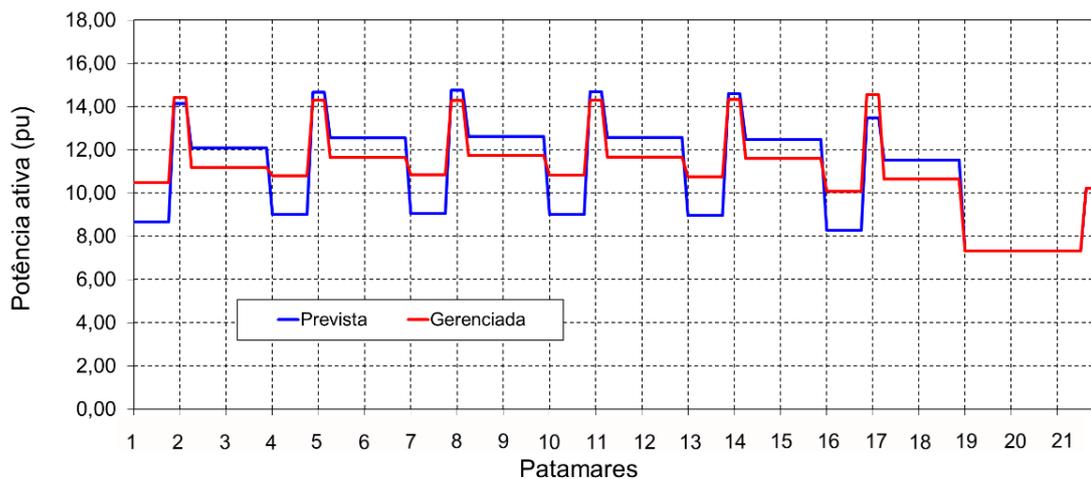


Figura 4.95 – Potências prevista e gerenciada, Caso 1a, barra 32, $V_{min}=0.94$, semanal.

Fonte: O autor (2015).

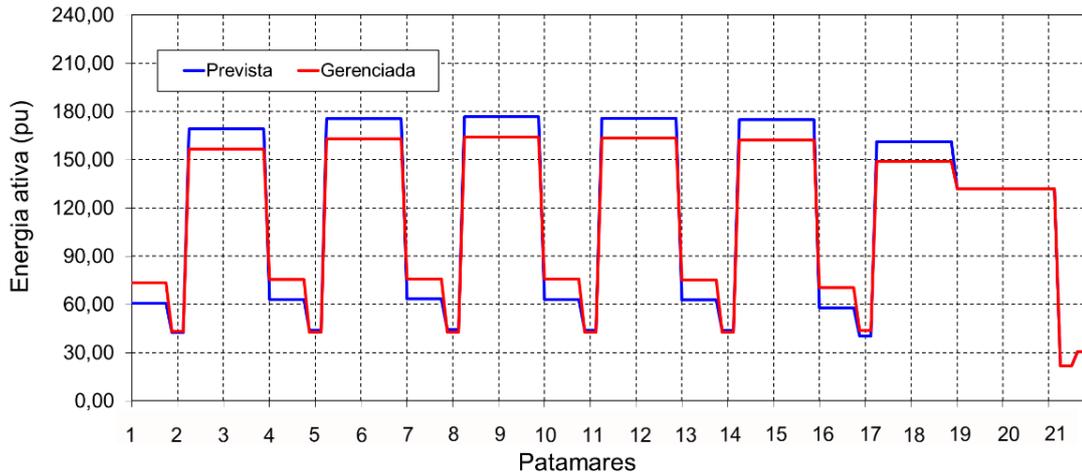


Figura 4.96 – Energias prevista e gerenciada, Caso 1a, barra 32, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

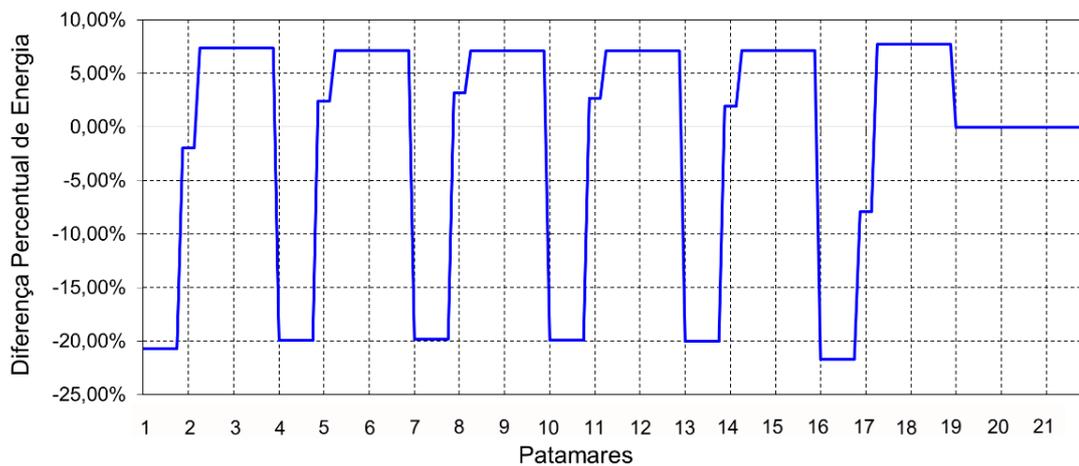


Figura 4.97 – Diferença Percentual entre Energias (DPE), Caso 1a,
 $V_{min}=0.94$, barra 32, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.98 e 4.99 mostram, respectivamente, a variação da Média das Diferenças Absolutas (MDA) e da *Covariância* para o Caso 1, em função de V_{min} . Os gráficos indicam que há maior dificuldade em se atender a carga a partir de $V_{min}=0.94$, pois o sistema é menos convergente a partir desta tensão.

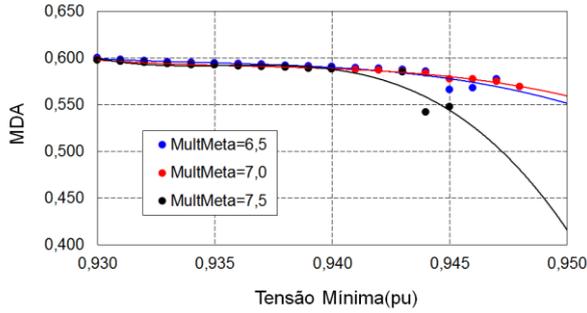


Figura 4-98 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 1, semanal.
Fonte: O autor (2015).

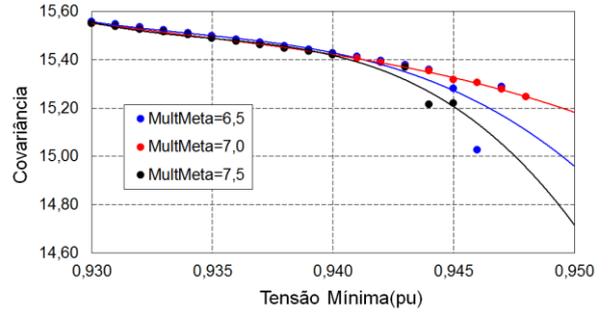


Figura 4-99 – Covariância, Caso 1, semanal.
Fonte: O autor (2015).

4.2.2.2 Resultados para o Caso 2

A Figura 4.100 mostra as potências despachadas para o Caso 2a. A termelétrica é agora despachada em seu valor máximo (4.88 pu) e a potência despachada pelas hidrelétricas no patamar leve é menor do que a respectiva potência no Caso 1a. A Figura 4.101 mostra as energias despachadas para o Caso 2a, enquanto as Figuras 4.102 e 4.103 mostram, respectivamente, as potências prevista e gerenciada para o Caso 2a e as energias prevista e gerenciada para o Caso 2a. Esta última deixa claro o gerenciamento entre patamares, mas agora há também um corte de energia, no valor de 701.3 pu.h, correspondente a 11.6% da energia total despachada ao longo do horizonte.

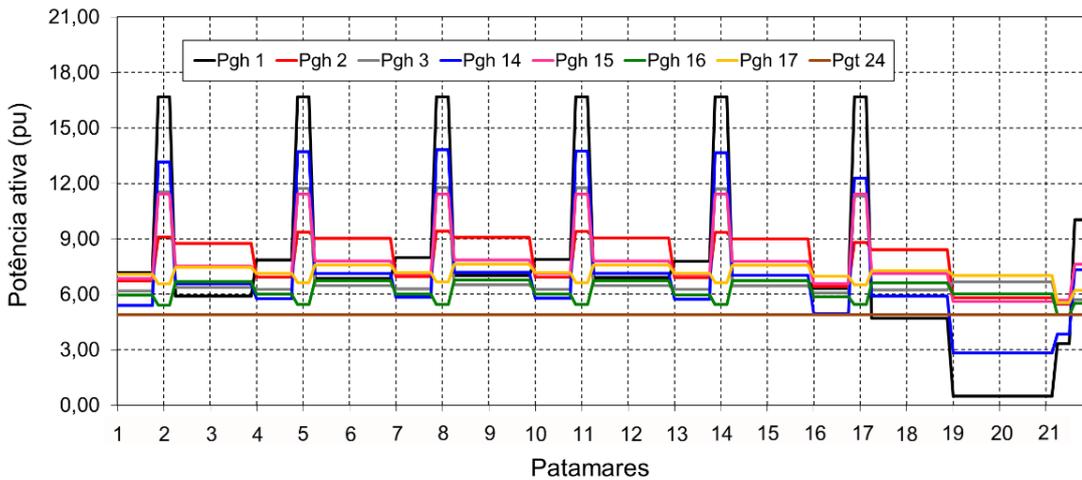


Figura 4-100 – Potências despachadas – Caso 2a, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

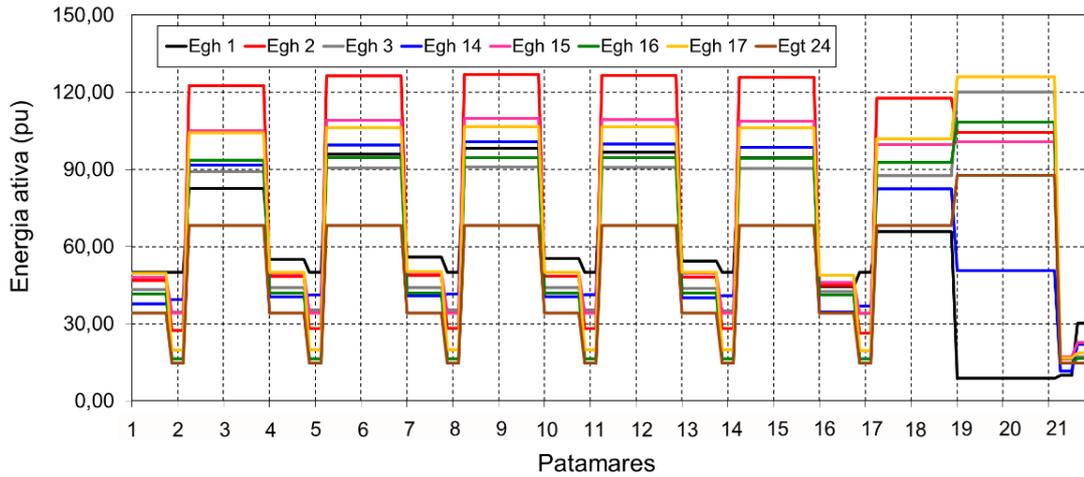


Figura 4-101 – Energias despachadas – Caso 2a, $V_{min}=0.94$, semanal.
 Fonte: O autor (2015).

Tabela 4-21 – Energias despachadas, Caso 2a, $V_{min}=0.94$ – Figura 4.101.

Pat	Egh 1	Egh 2	Egh 3	Egh 14	Egh 15	Egh 16	Egh 17	Egt	Total
1	50,15	46,92	43,26	37,80	48,03	41,57	49,64	34,16	351,53
2	50,02	27,34	34,61	39,46	34,20	16,26	19,69	14,64	236,22
3	82,69	122,60	89,11	91,81	105,05	93,66	104,26	68,32	757,50
4	55,01	48,42	43,91	40,40	49,75	41,92	50,08	34,16	363,65
5	50,02	28,12	35,20	41,18	34,20	16,34	19,92	14,64	239,62
6	95,99	126,33	90,64	99,51	109,19	94,49	106,30	68,32	790,77
7	55,85	48,66	44,03	40,85	50,04	41,98	50,15	34,16	365,72
8	50,02	28,25	35,31	41,45	34,20	16,36	19,97	14,64	240,20
9	98,24	126,97	90,91	100,84	109,89	94,63	106,65	68,32	796,45
10	55,27	48,50	43,95	40,53	49,84	41,94	50,10	34,16	364,28
11	50,02	28,16	35,24	41,27	34,20	16,34	19,94	14,64	239,81
12	96,71	126,54	90,73	99,94	109,41	94,53	106,41	68,32	792,58
13	54,46	48,25	43,84	40,10	49,55	41,88	50,03	34,16	362,27
14	50,02	28,03	35,13	41,00	34,20	16,32	19,89	14,64	239,24
15	94,50	125,91	90,46	98,64	108,73	94,39	106,06	68,32	787,02
16	44,29	44,99	42,54	34,51	46,02	41,16	48,91	34,16	336,59
17	50,02	26,44	33,94	36,88	34,20	16,30	19,55	14,64	231,97
18	65,87	117,60	87,47	82,51	99,73	92,60	101,98	68,32	716,09
19	8,74	104,50	120,15	50,72	100,82	108,47	126,09	87,84	707,33
20	9,98	16,42	16,56	11,58	17,06	14,63	16,66	14,64	117,53
21	30,08	21,99	17,16	21,98	22,85	16,57	18,65	14,64	163,92

Fonte: O autor (2015).

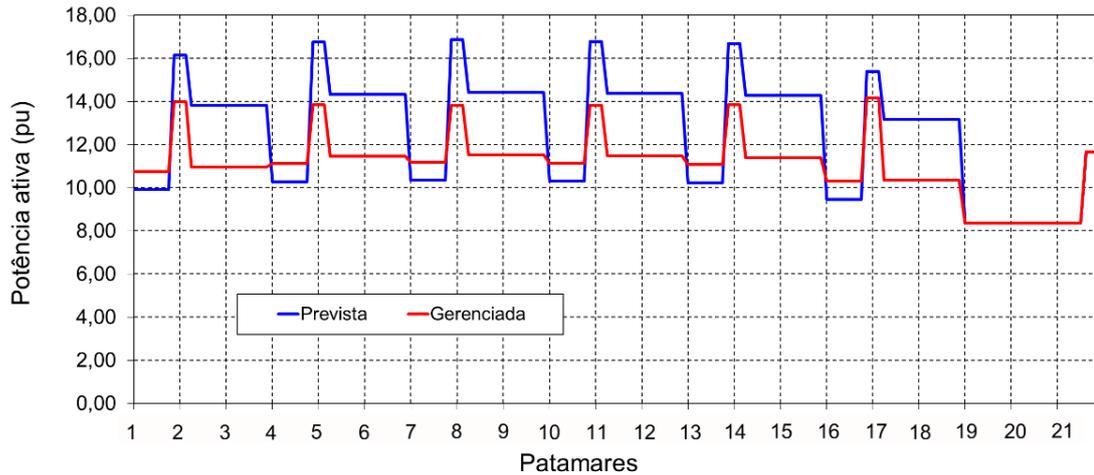


Figura 4.102 – Potências prevista e gerenciada, Caso 2a, barra 32, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

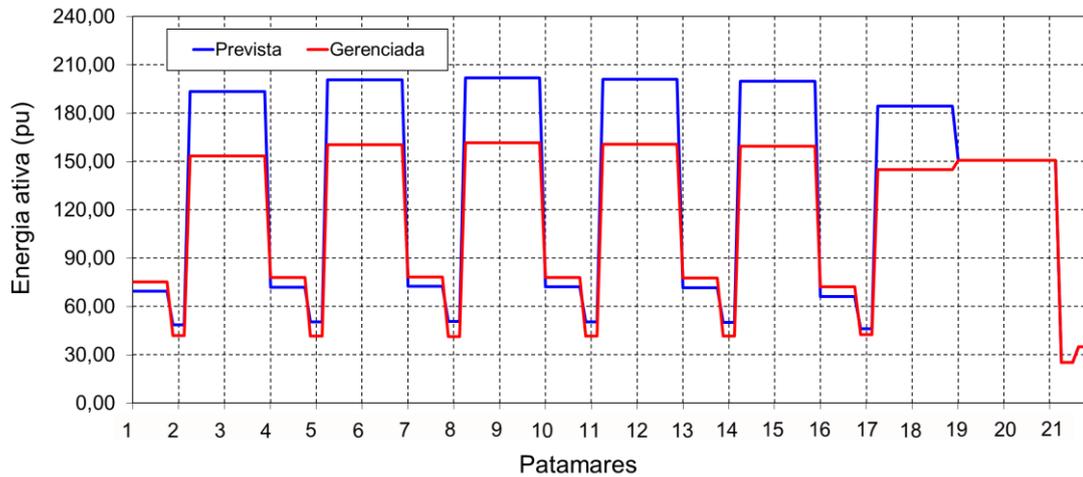


Figura 4.103 – Energias prevista e gerenciada, Caso 2a, barra 32, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

A Figura 4.104 mostra a Diferença Percentual entre Energias (DPE) para o Caso 2a. A redução de energia no patamar médio é agora maior do que ocorria no Caso 1a, por causa do corte de energia, e, como ocorria anteriormente, não há gerenciamento nem corte de energia aos domingos.

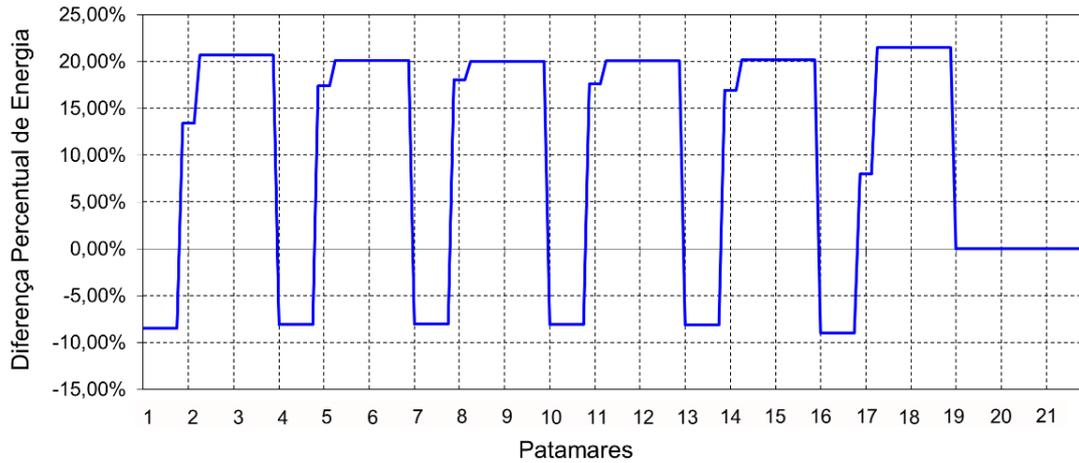


Figura 4.104 – Diferença Percentual entre Energias (*DPE*), Caso 2a, $V_{min}=0.94$, barra 32, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.105 e 4.106 mostram o comportamento da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e da *Covariância* para o Caso 2. Ao contrário do que acontecia com despacho diário, tais variáveis são aproximadamente constantes em função de V_{min} , indicando que a elevação desta tensão não prejudica o atendimento às cargas.

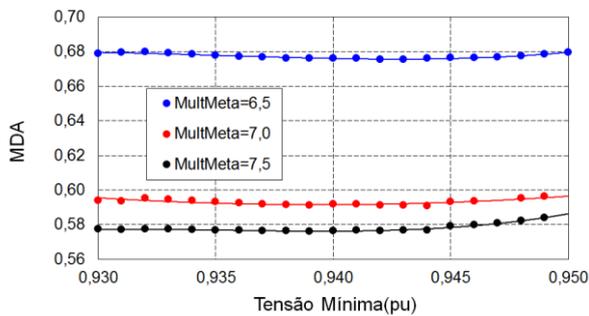


Figura 4-105 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*), Caso 2, semanal.
Fonte: O autor (2015).

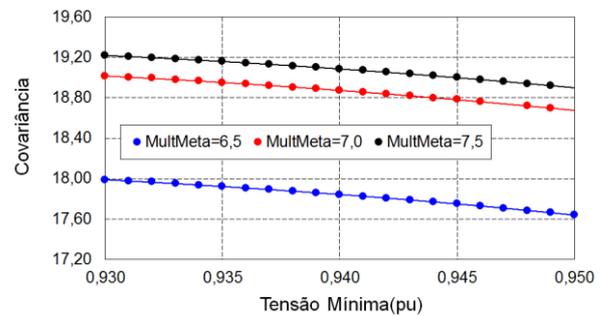


Figura 4-106 – Covariância, Caso 2, semanal.
Fonte: O autor (2015).

4.2.2.3 Resultados para o Caso 3

A Figura 4.107 mostra as potências despachadas para o Caso 3a e a Figura 4.108 mostra as energias despachadas para o Caso 3a. A termelétrica continua despachando em seu valor máximo ($4.88 pu$), mas agora há somente corte de carga, não gerenciamento. As Figuras 4.109 e 4.110 mostram que o corte de carga é feito em todos os patamares, totalizando $1.917.8 pu.h$ ao longo do horizonte de despacho,

ou 34% da energia suprida total, tratando-se de um corte expressivo. A Diferença Percentual entre Energias (*DPE*) para o Caso 3a é mostrada na Figura 4.111.

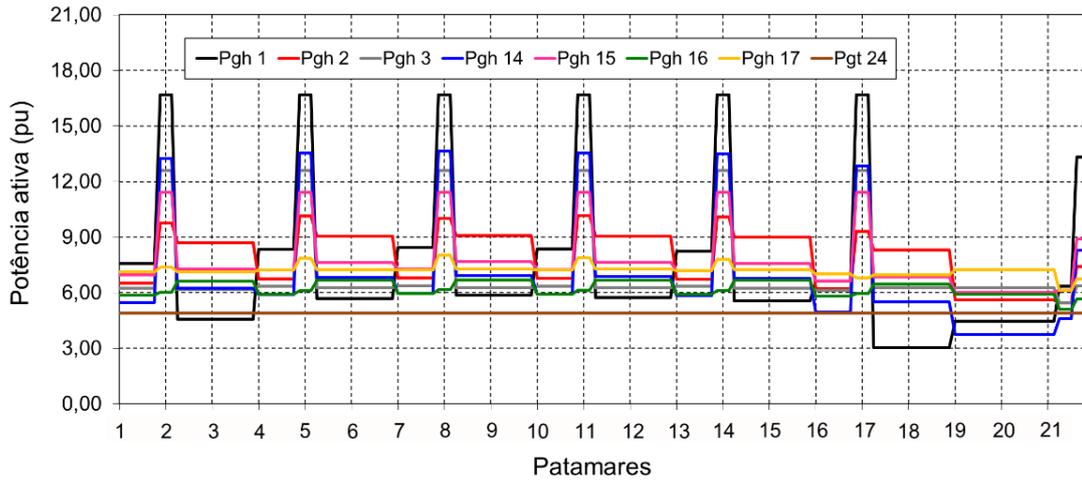


Figura 4-107 – Potências despachadas – Caso 3a, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

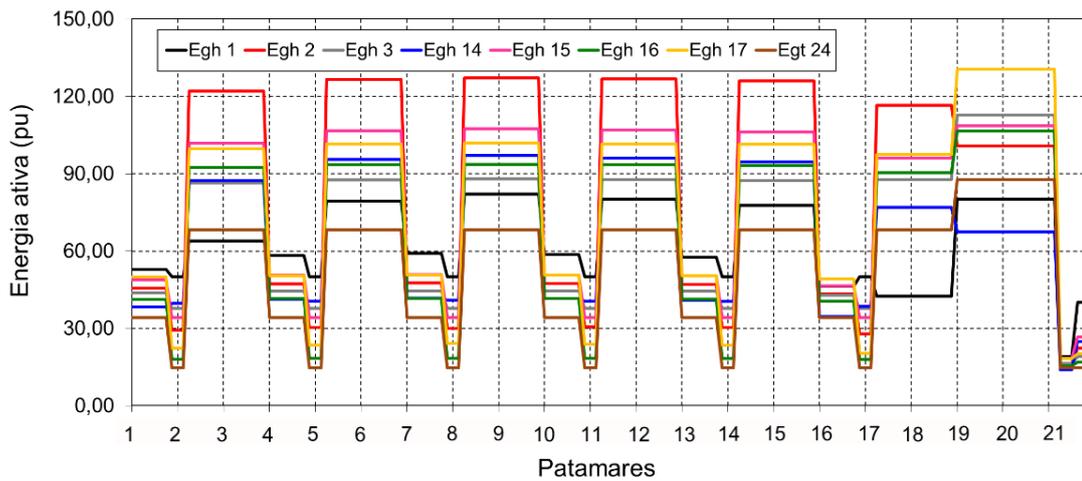


Figura 4-108 – Energias despachadas – Caso 3a, $V_{min}=0.94$, semanal.
Fonte: O autor (2015).

Tabela 4-22 – Energias despachadas, Caso 3a, $V_{min}=0.94$ – Figura 4.108.

Pat	Egh 1	Egh 2	Egh 3	Egh 14	Egh 15	Egh 16	Egh 17	Egt	Total
1	52,97	45,54	43,73	38,27	48,75	41,11	49,84	34,16	354,37
2	50,02	29,28	37,80	39,72	34,20	18,07	22,15	14,64	245,88
3	63,94	122,00	86,34	87,35	101,77	92,42	99,73	68,32	721,87
4	58,26	47,24	44,44	41,28	50,55	41,48	50,51	34,16	367,92
5	50,02	30,39	37,80	40,57	34,20	18,35	23,59	14,64	249,56
6	79,43	126,52	87,61	95,61	106,61	93,39	101,55	68,32	759,04
7	59,15	47,53	44,56	41,80	50,86	41,54	50,63	34,16	370,23
8	50,02	30,03	37,80	40,91	34,20	18,51	24,07	14,64	250,18

9	82,05	127,21	87,86	97,06	107,41	93,55	101,90	68,32	765,38
10	58,53	47,33	44,47	41,44	50,65	41,50	50,55	34,16	368,63
11	50,02	30,46	37,80	40,61	34,20	18,36	23,67	14,64	249,76
12	80,27	126,74	87,69	96,07	106,86	93,44	101,66	68,32	761,07
13	57,66	47,05	44,35	40,94	50,35	41,44	50,43	34,16	366,38
14	50,02	30,27	37,80	40,48	34,20	18,31	23,42	14,64	249,14
15	77,69	126,06	87,45	94,66	106,07	93,29	101,32	68,32	754,85
16	46,33	43,45	42,93	34,60	46,47	40,66	49,03	34,16	337,62
17	50,02	27,91	37,80	38,50	34,20	17,80	20,39	14,64	241,27
18	42,42	116,46	87,71	76,89	96,05	90,42	97,49	68,32	675,78
19	80,12	100,88	112,73	67,56	108,53	106,41	130,53	87,84	794,61
20	19,04	16,36	16,37	13,80	18,37	15,31	18,30	14,64	132,19
21	39,96	22,22	19,09	24,82	26,63	16,98	20,22	14,64	184,56

Fonte: O autor (2015).

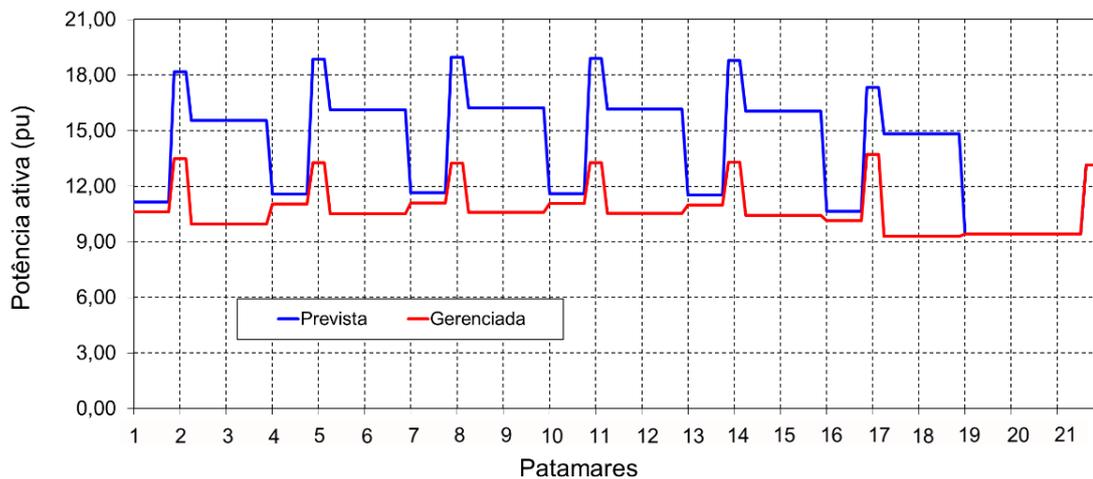


Figura 4.109 – Potências prevista e gerenciada, Caso 3a, barra 32, $V_{min}=0.94$, semanal.

Fonte: O autor (2015).

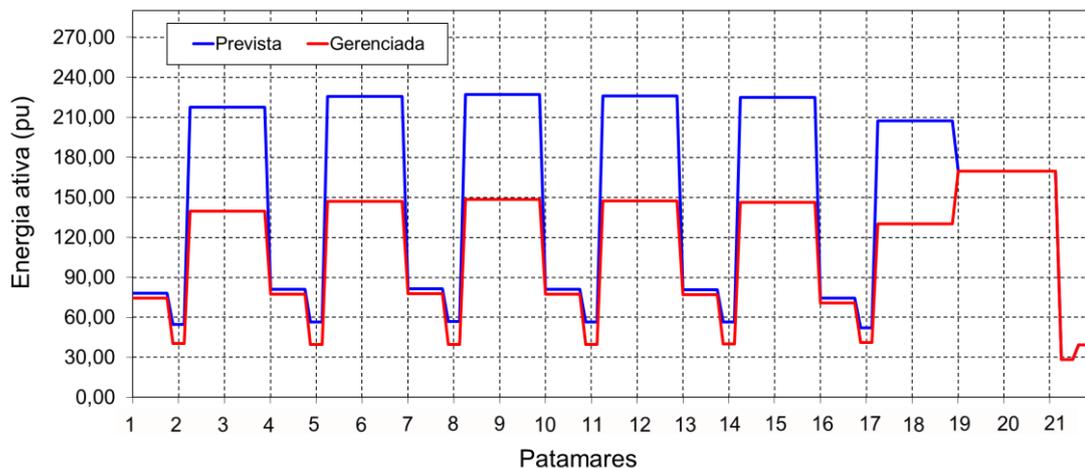


Figura 4.110 – Energias prevista e gerenciada, Caso 3a, barra 32, $V_{min}=0.94$, semanal.

Fonte: O autor (2015).

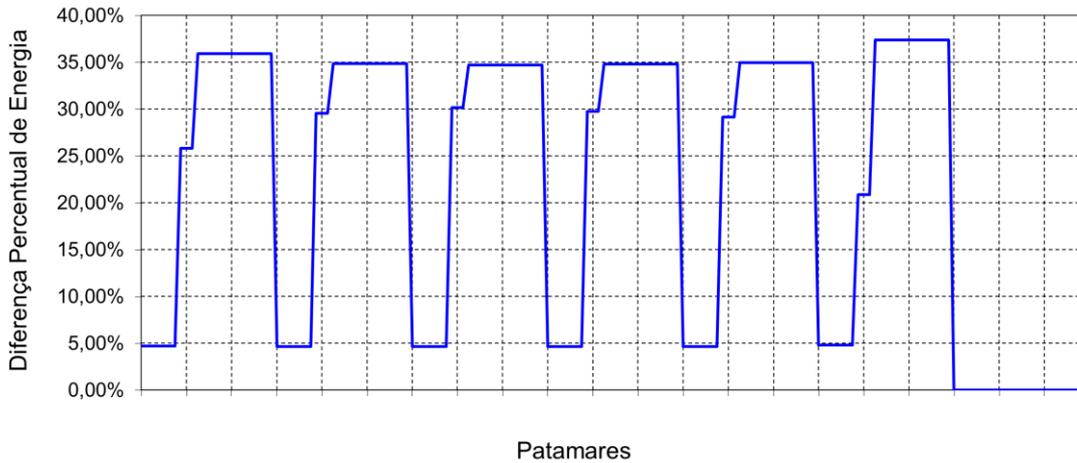


Figura 4.111 – Diferença Percentual entre Energias (*DPE*), Caso 3a,
 $V_{min}=0.94$, barra 32, $V_{min}=0.94$, semanal.
 Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.112 e 4.113 mostram o comportamento da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e da *Covariância* para o Caso 3, revelando um comportamento semelhante ao do Caso 2.

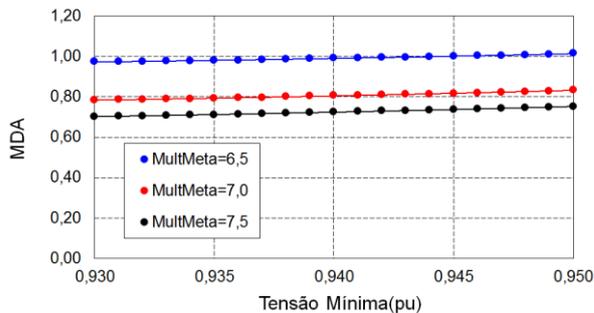


Figura 4-112 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*), Caso 3, semanal.
 Fonte: O autor (2015).

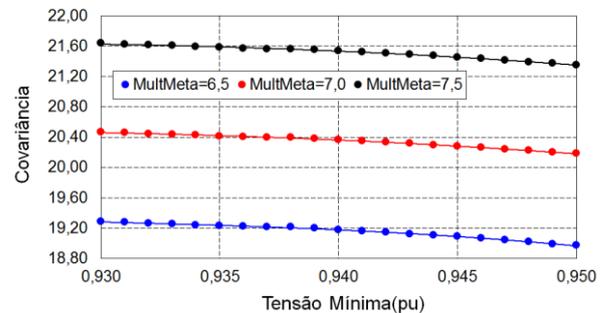


Figura 4-113 – Covariância, Caso 3, semanal.
 Fonte: O autor (2015).

4.2.2.4 Resultados para os Casos 4, 5 e 6

As Figuras 4.114 a 4.119 mostram o comportamento da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e da *Covariância* para os Casos 4, 5 e 6, deixando claro que o impacto da *Reserva* sobre tais variáveis é muito pequeno, da mesma forma que ocorria para o despacho diário.

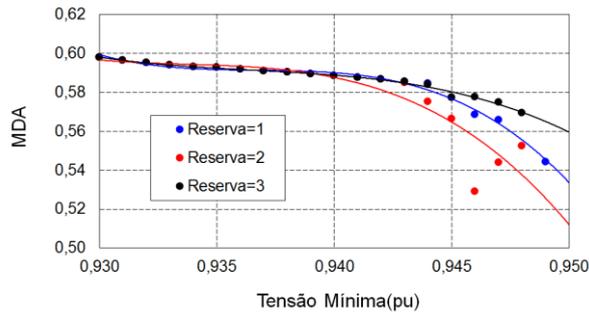


Figura 4-114 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*), Caso 4, semanal.
Fonte: O autor (2015).

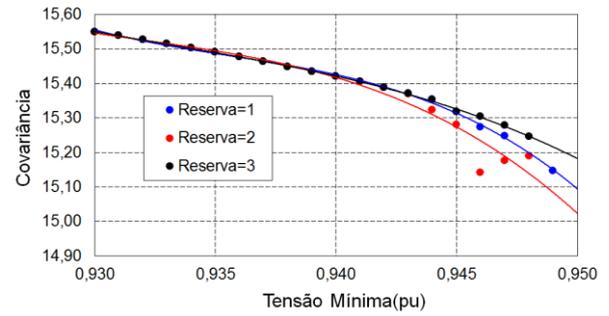


Figura 4-115 – Covariância para Caso 4, semanal.
Fonte: O autor (2015).

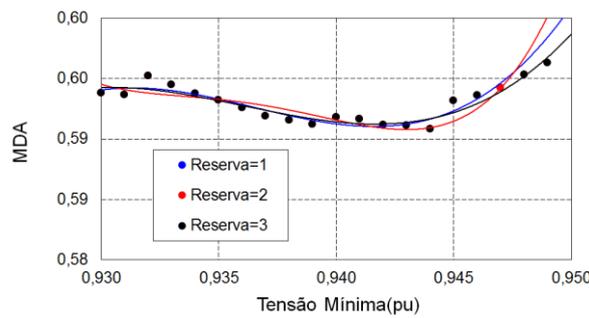


Figura 4-116 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*), Caso 5, semanal.
Fonte: O autor (2015).

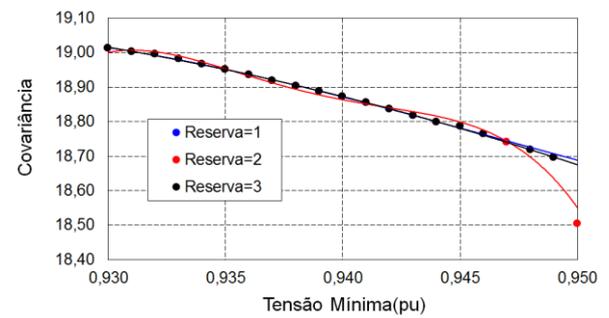


Figura 4-117 – Covariância, Caso 5, semanal.
Fonte: O autor (2015).

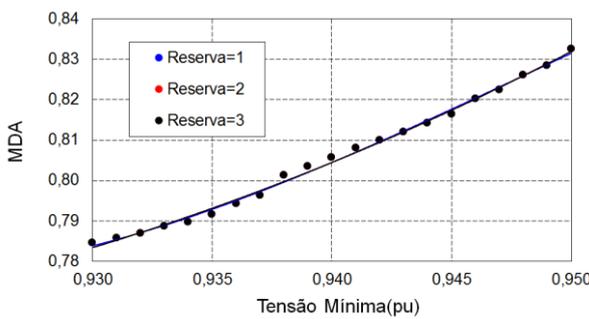


Figura 4-118 – Média das Diferenças Absolutas (*MDA*), Caso 6, semanal.
Fonte: O autor (2015).

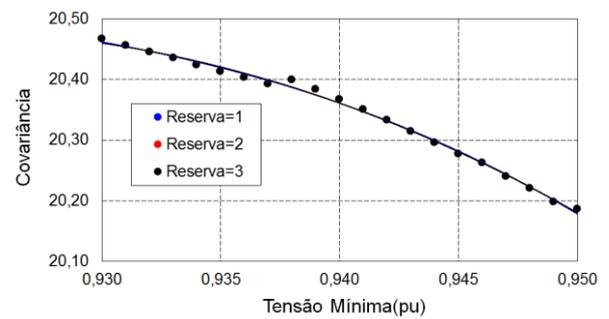


Figura 4-119 – Covariância, Caso 6, semanal.
Fonte: O autor (2015).

4.2.2.5 Resultados para os Casos 7, 8 e 9

Finalmente, as Figuras 4.120 a 4.125 mostram o comportamento da Média das Diferenças Absolutas (*MDA*) e da *Covariância* para os Casos 7, 8 e 9. É interessante notar que a *MDA* mantém-se aproximadamente constante em relação a *V_{min}*, mas em um valor diferente para cada subcaso. Tal fato revela que o impacto

de *CargaGer* é significativo quando se muda o subcaso, ou seja, quando se muda o valor de *MultMeta*.

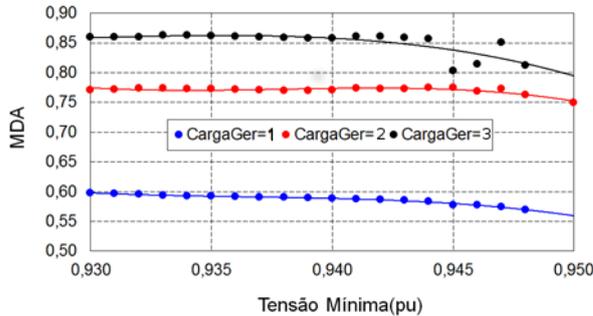


Figura 4-120 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 7, semanal.
Fonte: O autor (2015).

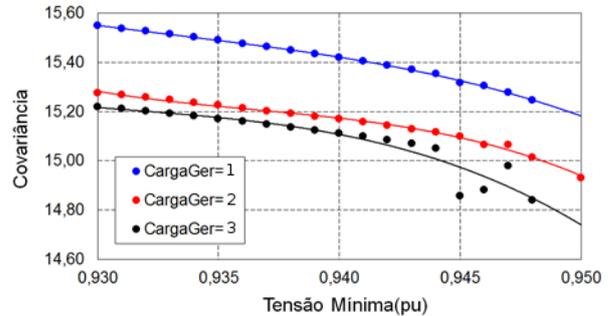


Figura 4-121 – Covariância para o Caso 7, semanal.
Fonte: O autor (2015).

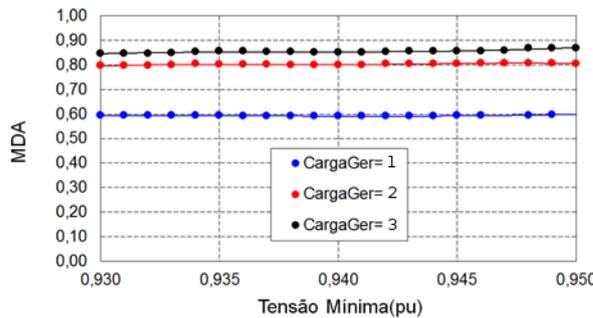


Figura 4-122 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 8, semanal.
Fonte: O autor (2015).

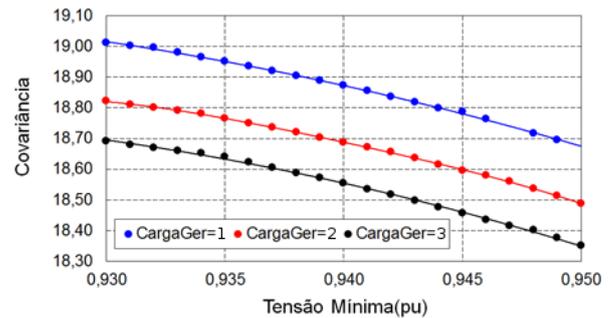


Figura 4-123 – Covariância, Caso 8, semanal.
Fonte: O autor (2015).

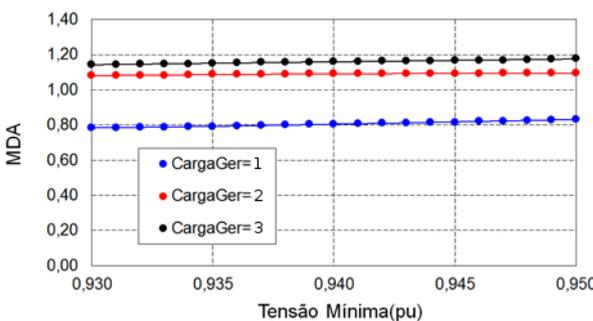


Figura 4-124 – Média das Diferenças Absolutas (MDA), Caso 9, semanal.
Fonte: O autor (2015).

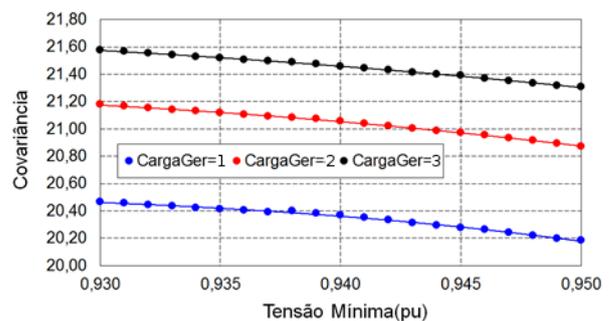


Figura 4-125 – Covariância, Caso 9, semanal.
Fonte: O autor (2015).

A Tabela 4.23 e a Figura 4.126 mostram a relação entre *MultCarga* e a Energia Cortada (*EC*), deixando claro que, mais uma vez, trata-se de uma relação linear. A Tabela 4.24 e a Figura 4.127 mostram que, da mesma forma que ocorria no

caso dos patamares diários, EC é função decrescente de $MultMeta$ e independente de $Vmin$.

Tabela 4-23 – Energias Cortadas para $MultMeta=65$ e $Vmin=0.94$.

<i>MultCarga</i>	<i>Energia Cortada (EC)</i>
1.50	94.99
1.60	701.31
1.70	1309.1
1.80	1917.8
1.90	2527.4

Fonte: O autor (2015).

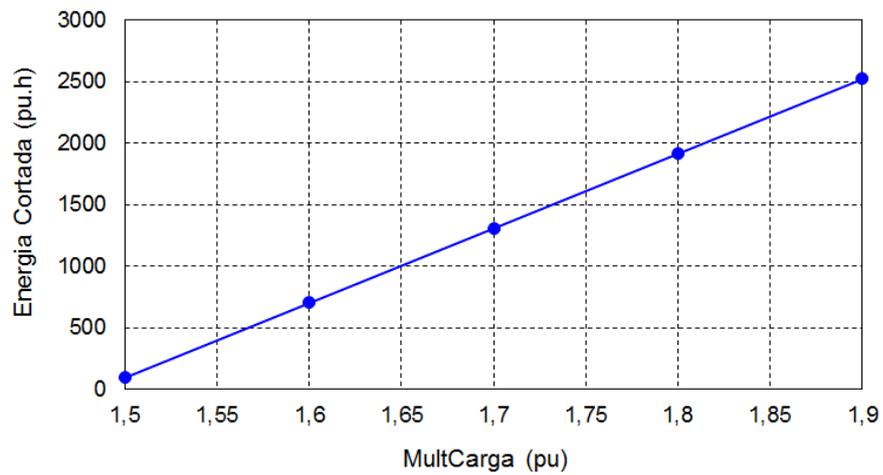


Figura 4.126 – EC em função de $MultCarga$, $MultMeta=65$ e $Vmin=0.94$.

Fonte: O autor (2015)

Tabela 4-24 – Energias cortadas para $MultCarga=1.6$.

<i>MultMeta</i>	<i>Energia Cortada (EC)</i>
65	701.31
70	81.14
75	0.0

Fonte: O autor (2015).

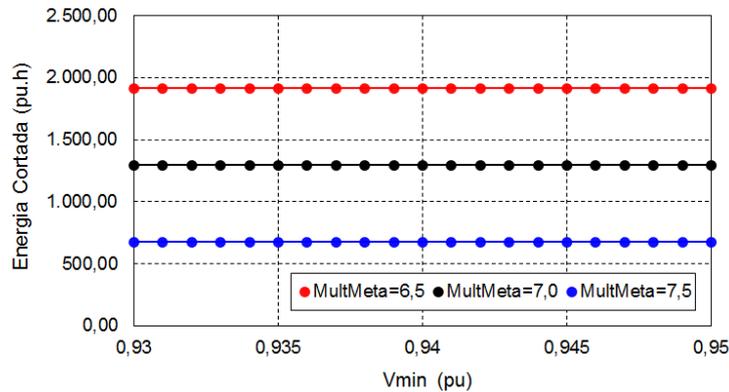


Figura 4.127 – EC em função de V_{min} e $MultCarga=1.5$, jan/2009.
Fonte: O autor (2015).

As simulações, tanto para patamares diários quanto semanais, foram realizadas utilizando-se um computador com processador dual-core Intel i5 de 2,4 GHz, com 6 GB de memória RAM e sistema operacional Microsoft Windows 8.

Os gráficos dos tempos computacionais em função de V_{min} , para os cenários maio/2009, jan/2009 e semanal, cada um para três subcasos, são mostrados, respectivamente, nas Figuras 4.128, 4.129 e 4.130. Não é possível observar uma tendência muito clara de $t_{CPU} = f(V_{min})$, a não ser para o caso semanal, mas é interessante notar que, mesmo para $V_{min}=0.95 pu$, o tempo de CPU não se afasta muito da média (Tabela 4.25), revelando robustez do sistema.

Tabela 4-25 – Média dos tempos médios de CPU.

Cenário	Tempo de CPU (s)
Maio/2009	13.25
Janeiro/2009	11.69
Semanal	12.06

Fonte: O autor (2015).

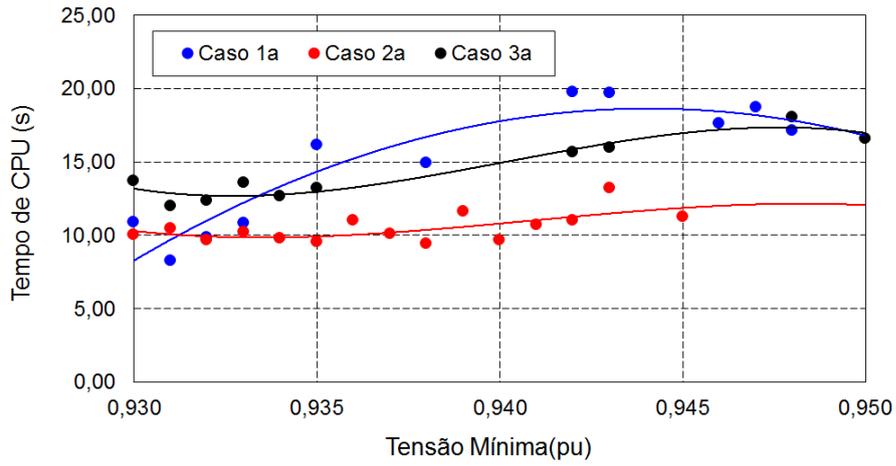


Figura 4-128 – Tempos de CPU, maio
 Fonte: O autor (2015).

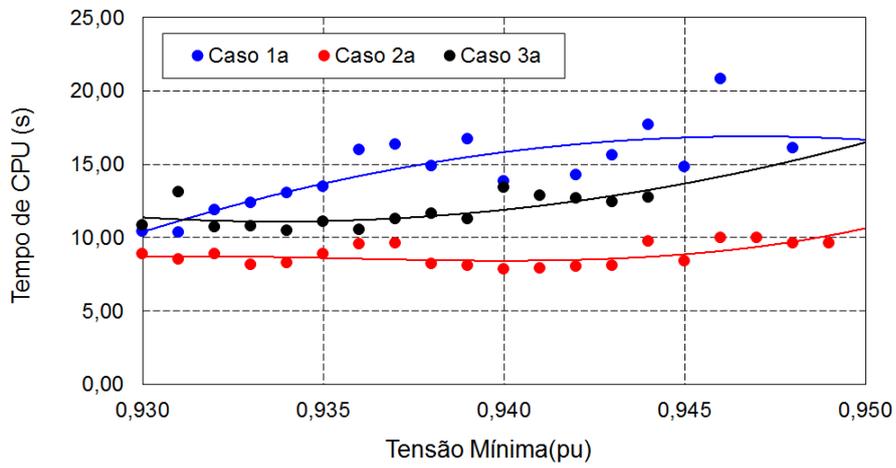


Figura 4-129 – Tempos de CPU, jan/2009.
 Fonte: O autor (2015).

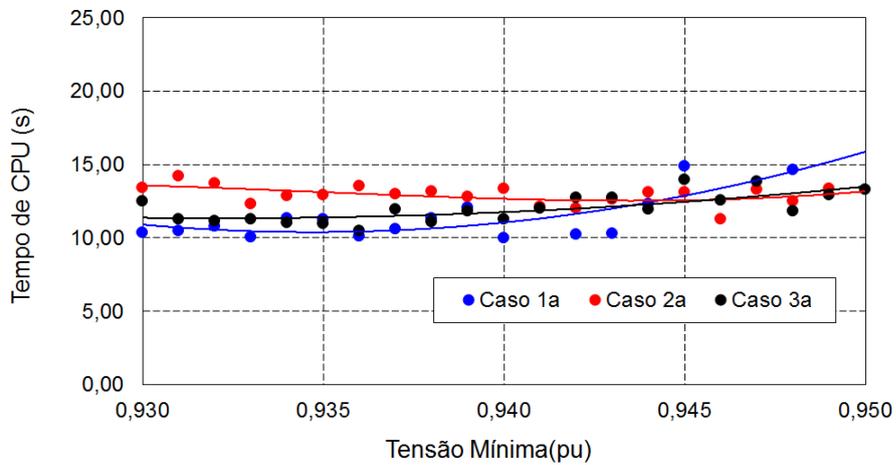


Figura 4-130 – Tempos de CPU, patamares semanais.
 Fonte: O autor (2015).

4.2.3 Comparação com geração fictícia

Da mesma forma que nos casos dos patamares diários, foram construídos cenários que possibilitam a comparação dos resultados do modelo proposto, quando indicando corte de carga, com um modelo com geradores fictícios inseridos nas barras das hidrelétricas. Para que a comparação seja possível, é necessário construir cenários convergentes para o modelo proposto ($wgld = 1$; $wfic = 0$) e convergentes para a geração fictícia ($wgld = 0$; $wfic = 1$). No modelo com geração fictícia, os geradores fictícios começarão a ser acionados na falta de energia hidrelétrica, ou seja, quando *MultMeta* for fixado em um valor suficientemente baixo. Contudo, se *MultMeta* for baixo demais, o modelo proposto poderá não convergir, devido à falta de geração hidrelétrica e termelétrica. Alguns cenários que convergem para os dois modelos são mostrados na Tabela 4.26. A quinta coluna representa a energia cortada, obtida com o modelo proposto, enquanto a sexta coluna representa a energia fictícia, obtida com a versão com geração fictícia, que deve ser injetada no sistema para evitar cortes. Note-se que os dois valores são aproximadamente iguais, como esperado, reforçando a aplicabilidade do modelo proposto.

Tabela 4-26 – Comparação: gerenciamento de carga com geração fictícia – Patamares semanais

Caso	Vmin	MultCarga	MultMeta	<i>wgld=1;</i> <i>wfic=0</i>	<i>wgld=0;</i> <i>wfic=1</i>	Diferença entre EC e <i>Éfic</i> (%)
				EC (pu.h)	<i>Éfic</i> (pu.h)	
I	0.92	1.2	4.4	914.69	915.59	-0,10%
II	0.92	1.2	4.3	1032.30	1042.90	-1,02%
III	0.92	1.4	5.0	1367.20	1388.80	-1,58%

Fonte: O autor (2015).

As Figuras 4.131 a 4.133 mostram a Energia Fictícia (*ÉFic*) por patamar para os Casos I, II e III, respectivamente, que são aqueles que possibilitam comparações entre o gerenciamento de cargas e a geração fictícia. Percebe-se que a geração fictícia é chamada a despachar especialmente no patamar médio, a não ser aos domingos, quando, por causa da definição dos patamares, o despacho é feito também nos patamares Leve e Pesado.

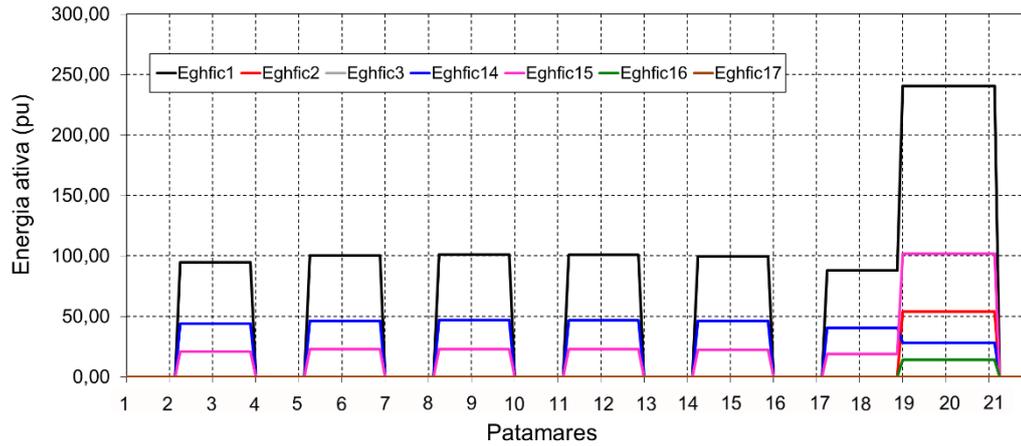


Figura 4-131 – Energia Fictícia, *Efic*, Patamares Semanais – Caso I, semanal.
 Fonte: O autor (2015).

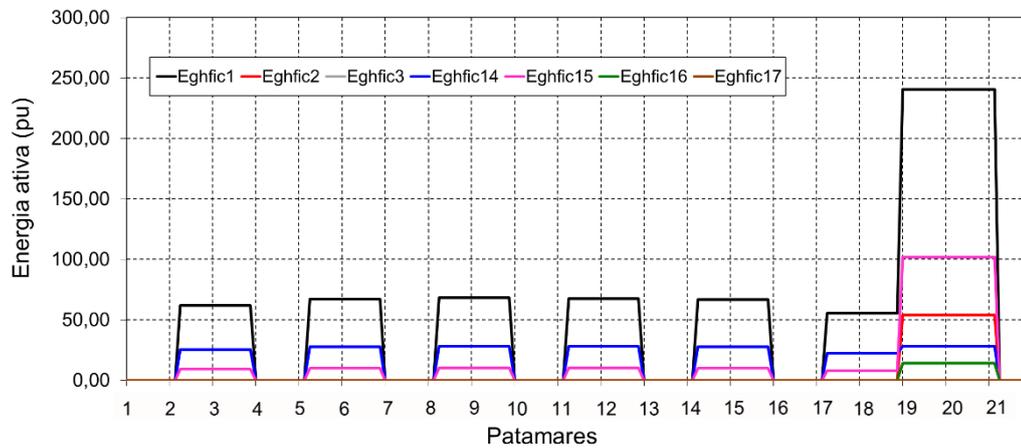


Figura 4-132 – Energia Fictícia, *Efic*, Patamares Semanais – Caso II, semanal.
 Fonte: O autor (2015).

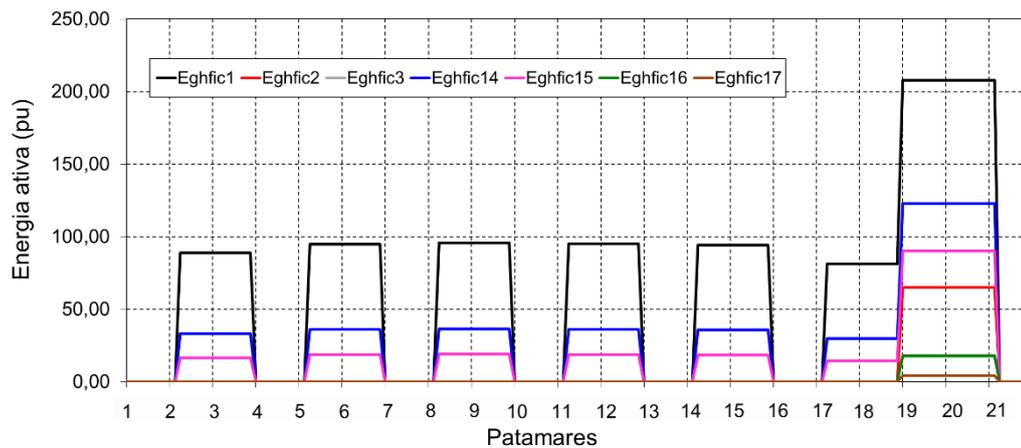


Figura 4-133 – Energia Fictícia, *Efic*, Patamares Semanais – Caso III, semanal.
 Fonte: O autor (2015).

4.2 Considerações finais do capítulo

Este capítulo teve por finalidade apresentar resultados referentes à aplicação da formulação do FPO intertemporal proposto para despacho hidrotérmico e GLD/RD para um sistema de 33 barras abstraído de Alves (2007).

As análises foram realizadas para diferentes valores de tensões mínimas, metas energéticas das hidrelétricas, cargas por barra, conjuntos de reservas girantes e conjuntos de cargas gerenciadas. Além disso, construiu-se diferentes cenários diários e semanais, de modo a se poder traçar um panorama geral do impacto de cada uma das variáveis sobre o gerenciamento ou sobre o corte das cargas.

Pode-se inferir que a implantação de políticas de GLD/RD pode ajudar a operação do sistema em momentos de carga média e pesada, evitando-se cortes de carga e despachos desnecessários de termelétricas e, assim, reduzindo-se os custos operacionais do sistema e evitar ou minimizar cortes de carga.

Nos cenários diários analisados os patamares são de uma hora. Assim, a potência despachada por patamar (em *pu*) é numericamente igual à energia despachada por patamar (em *pu.h*). No caso do cenário semanal, foram utilizados apenas três patamares por dia. Tal estratégia, além de reduzir o tempo computacional, tem a vantagem de permitir observar o comportamento do modelo em um cenário no qual a potência despachada por patamar é numericamente diferente da energia despachada por patamar, pois as horas alocadas para os patamares Leve, Pesado e Médio são diferentes. Outra vantagem do despacho semanal é deixar evidente que o que importa é o gerenciamento de energia, não o gerenciamento de potência. Isso fica evidente quando se comparam, por exemplo as Figuras 4.95 (potência despachada para o Caso 1a) e 4.96 (potência despachada para o Caso 1a). No primeiro caso a potência parece estar sendo deslocada dos patamares Leve e Médio para o patamar Pesado, o que seria contraproducente. Contudo, a Figura 4.96 deixa claro que a energia está sendo deslocada do patamar Médio para o patamar leve.

Finalmente, foi feita uma comparação com geração fictícia. Nesta análise, buscou-se cenários nos quais, fazendo-se $wfic=1$ e $wgld=0$, a geração fictícia pudesse despachar, ao mesmo tempo em que, fazendo-se $wfic=0$ e $wgld=1$, o modelo proposto convergisse, apresentando corte de carga. Em tais situações, tanto para os cenários diários quanto para o semanal, a geração fictícia mostrou-se aproximadamente igual à energia cortada indicada pelo modelo, como esperado.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou uma formulação matemática para o problema do Pré-Despacho de potência de sistemas hidrotérmicos considerando gerenciamento da demanda para cargas pré-selecionadas.

O problema de otimização envolvido teve como foco principal a otimização do gerenciamento da demanda de cargas selecionadas, de modo a se utilizar a energia hidrelétrica adequadamente e atender outras condições, tais como minimização do custo da geração termelétrica e minimização das perdas de transmissão. Foram estudados três horizontes de despacho: (a) diário, com curva de carga de maio/2009; (b) diário, com curva de carga de janeiro/2009; (c) semanal. Os resultados mostraram que a metodologia se mostrou como uma alternativa a cortes de carga em situações de carregamento máximo, limites de tensão ativos e déficits de geração de hidrelétrica (período seco).

Do ponto de vista da metodologia proposta, é indiferente se o gerenciamento de cargas se dá por meio de programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) ou de programas de Resposta pelo lado da Demanda (RD). No primeiro caso o gerenciamento se daria por interferência direta da distribuidora, enquanto no segundo se daria por interferência da distribuidora ou da interação com um mercado de energia atacadista ou varejista mais desenvolvido. A categoria de flexibilidade de gerenciamento (flexível, restrição de energia ou restrição de potência) a que as cargas pertencem também é indiferente. Isso ocorre porque a função-objetivo a ser minimizada não inclui componentes tais como o custo do gerenciamento de carga para o consumidor. Contudo, é importante observar que nem todas as cargas, em um dado sistema-teste, podem ser gerenciadas com a mesma eficiência, como ficou evidente já dos primeiros resultados (Figura 4.7).

No horizonte semanal, a metodologia proposta poderia ser implantada no Brasil por meio do fluxograma proposto por Souza (2014) e mostrado na Figura 2.5. No horizonte diário, poderia ser implantada com a criação de algum tipo de “reserva sincronizada” no mercado livre, como aquela existente no PJM e discutida brevemente no item 2.4.1. Contudo, não foi objeto deste estudo a análise dos possíveis incentivos diretos oferecidos aos consumidores gerenciáveis, tais como tarifas horárias especiais ou um mercado diário de preços *spot* a fim de viabilizar a implantação do gerenciamento proposto. O objeto foi apenas desenvolver um modelo computacional

de Pré-Despacho hidrotérmico que possibilitasse o atendimento da máxima carga possível a partir do gerenciamento da demanda. Trabalhos futuros poderão considerar a interação do modelo desenvolvido com um mercado *spot* ou com um mercado de reservas sincronizadas. Desta forma, uma visão além da estratégia de gerenciamento sugerida pelo modelo poderia ser alcançada, a qual poderia incluir, por exemplo, o custo do gerenciamento, de modo a se otimizar ainda mais custos do combustível, rampas de tomada de carga das térmicas para horizontes semanais e outros fatores.

6 REFERÊNCIAS

ALSAÇ, O.; BRIGHT, J.; PRAIS, M.; STOTT, B. Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.5, n.3, p. 697-711, 1990.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Apresentação da Estrutura Tarifária*, 2011. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaResultado.cfm?attAnoAud=2010&attIdeAud=541&attAnoFasAud=2011&id_area=13>. Acesso em: 09 jan. 2015.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Homologatória 1758/2014. *Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional e dá outras providências*, 2014, Brasília, Brasil.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Informações da Geração, BIG. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 22 jan. 2015.

ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research, Elsevier*, v. 78, n. 11, p. 1989–1996, 2008.

ALVES, W.F. *Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência*. 332f. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2007.

BALIJEPELLI, V.S.K.M.; PRADHAN, V.; KHAPARDE, S.A.; SHEREEF, R.M. Review of demand response under smart grid paradigm, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, India, 2011.

BOEHME, T.; HARRISON, G.P.; WALLACE, A.R. Assessment of distribution network limits for non-firm connection of renewable generation. *IET Renewable Power Generation*, v. 4, n. 1, p. 64–74, 2010.

BONAERT, A.P.; EL-ABIAD, A.H.; KOIVO, A.J. Optimal scheduling of hydrothermal power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. v. PAS-91, p.263-270, 1972.

BORGES, S.S. *Pré-despacho de potência ativa e reativa para sistemas hidrotérmicos utilizando método de pontos interiores e coordenadas retangulares*. 105f. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, 2010.

BORGES, S.S.; FERNANDES, T.S.P.; ALMEIDA, K. C. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa via método dos pontos interiores e coordenadas retangulares, *CBA Controle e Automação*, v. 22, n. 5, p. 479–494, setembro, 2011.

BORN, P.H.; ALMEIDA, A.W.A.; 1998. Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços. In: *Seminário Internacional da Comissão de Integração Energética Regional – CIER* (Agosto 1998: Quito, Equador).

BUENO, E.A.B.; UTURBEY, W.; HOSTT, R.R. Evaluating the effect of the white tariff on a distribution expansion project in Brazil. *IEEE PES Conference On Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, p. 1-8, 2013

CARLEY, S. Energy demand-side management: new perspectives for a new era. *Journal of Policy Analysis and Management*, v. 31, n. 1, p. 6–32, 2012.

CARPENTIER, J. Contribution à l'Étude du Dispatching Économique. *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, v.3, p. 431-447, 1962.

CARVALHO, L.C.X. *Planejamento de sistemas hidrotérmicos: uma análise comparativa entre as representações a usinas individualizadas e a reservatórios equivalentes de energia*, 101f. Tese (Doutorado), UFSC, Florianópolis, SC, 2002.

CARVALHO, L.M.R. *Métodos de pontos interiores aplicados ao pré-despacho de um sistema hidroelétrico usando o princípio do mínimo esforço – comparação com o modelo de fluxo em redes*. Tese (Doutorado), USP, São Paulo, SP, 2005.

CARVALHO, L.M.R.; OLIVEIRA, A.R.L. Primal-dual interior point method applied to the short term hydroelectric scheduling including a perturbing parameter, *IEEE Latin America Transactions*, v. 7, n. 5, p. 533–538, 2009.

CCEE; EPEXPOT; ECC. *White Paper: Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil*. Novembro de 2012. São Paulo, Brasil.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA (CEPELa), *Projeto Newave – Modelo estratégico a subsistemas equivalentes - Manual do usuário, versão 17.5.3*, julho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuario.pdf>>. Acesso em: 22 jan. 2015.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA (CEPELb), *Modelo DECOMP – Determinação da coordenação da operação a curto prazo, versão 18.3*, julho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manualusuariodecompv18.3.pdf>>. Acesso em: 22 jan. 2015.

CHALA, M.N.C. *Modelagem de consumidores para o gerenciamento de carga de concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasil*. Dissertação (Mestrado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, 2011.

CHEN, C.S.; LEU, J.T., Interruptible load control for Taiwan Power Company, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n.2, p.460-465, 1990.

CHIAVEGATO, F.G.; OLIVEIRA, A.R.L.; SOARES, S. Pré-despacho de sistemas de energia elétrica via relaxação lagrangeana e método de pontos interiores. *XXII CILANCE*, p.1-6, novembro, 2001.

CONEJO, A.J.; REDONDO, N.J. Short-term hidro-thermal coordination by lagrangian relaxation: solution of the dual problem, *IEEE Transactions on Power Systems*, Málaga -Spain v. 14, n. 1, p.89-95, February 1999.

COSTA, L.A. *Alocação ótima conjunta de energias e reservas operativas baseada em fluxo de potência ótimo dinâmico*. 150f. Tese (Doutorado), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004.

DE MARCO, A.B. *Gerenciamento de carga via fluxo de potência ótimo para concessionárias de distribuição de energia elétrica*. Brasil. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Florianópolis, Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC, 2004.

DOLAN, M.J.; DAVIDSON, E.M.; KOCKAR, I.; AULT, G.W.; MCARTHUR, S.D.J. Distribution power flow management utilizing an online optimal power flow technique, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 2, p. 790–799, 2012.

DOMMEL, H.W.; TINNEY; W.F. Optimal power flow solutions, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-87, n.10, p. 1866–1876, 1968.

FERNANDES, T.S.P., *Um modelo de despacho ótimo de potência para sistemas multi-usuários*, 313 f. Tese (Doutorado), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2004.

FERNANDES, T.S.P.; ALMEIDA, K.C. A methodology for optimal power dispatch under a pool-bilateral market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.18, n.1, p. 182-190, 2003.

FERNANDES, T.S.P.; LENZI, J.R.; MIKILITA, M.A. Load shedding strategies using optimal load flow with relaxation of restrictions, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 2, p. 712–718, 2008.

FUGIMOTO, S.K. *Estrutura de tarifas de energia elétrica: análise crítica e proposições metodológicas*. 207f. Tese (Doutorado), USP, São Paulo, SP, 2010.

GELLINGS, C.W. The concept of demand-side management for electric utilities. *Proceedings of the IEEE*, v. 73, n. 10, p. 1468–1470, 1985.

GRANVILLE, S. Optimal Reactive Dispatch through Interior Point Methods. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 9, n. 2, p. 136-146,1994.

GUPTA, S.; BHATTACHARYA, T. DSM power plant in India, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 21, p. 537–547, 2013.

HAJDU, L.P.; PESCHON, J.; TINNEY, W.F.; PIERCY, D.S. Optimum load-shedding policy for power systems, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-87, n. 3, p. 784–795, 1968.

HARRISON, G.P.; WALLACE, A.R. Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation, *Generation Transmission and Distribution, IEE Proc.*, v. 152, n. 1, 115–122, 2005.

HABIBOLLAHZADEH, H.; BUBENKO, A. Application of decomposition techniques to short term operation planning of hydrothermal power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 41-47, 1986.

HE, X.; KEYAERTS, N.; AZEVEDO, I.; MEEUS, L.; HANCHER, L.; GLACHANT, J.M. How to engage consumers in demand response: a contract perspective, *Utilities Policy*, v. 27, p. 108–122, 2013.

LATORRE, M.L. *Aplicação do Método de Pontos Interiores Primal-Dual para a Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo*. Dissertação (Mestrado), COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 1995.

LU, S.; SUN, C.; LU, Z. An improved quantum-behaved particle swarm optimization method for short-term combined economic emission hydrothermal scheduling. *Energy Conversion and Management*, v. 51, p. 561–571, 2010.

LU, Y.; ZHOU, J.; QIN, H.; WANG, Y.; ZHANG, Y. An adaptive chaotic differential evolution for the short-term hydrothermal generation scheduling problem. *Energy Conversion and Management*, v. 51, p. 1481–1490, 2010.

LUO, G.X., H.; HABIBOLLAHZADEH, H.; SEMLYEN, A. Short term hydrothermal dispatch details model and solutions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.4, p. 1452-1460, 1989.

MERKERT, L.; HARJUNKOSKI, I.; ISAKSSON, A.; SAYNEVIRTA, S.; SAARELA, A.; SAND, G. Scheduling and energy – industrial challenges and opportunities, *Computers and Chemical Engineering*, v.72, p.183–198, 2015.

NEPOMUCENO, L.; OHISHI, T.; SOARES, S. Uma metodologia de pré-despacho AC com base em um modelo de FPO Newton. *CBA Controle e Automação*, v. 11, n. 3, p.169–175, dezembro, 2000.

NETO, N.K. ; FIGUEIRO, I.C. ; ABAIDE, A.R. ; BERNARDON, D.P. ; CANHA, L.N. ; SILVEIRA, A.S. ; PRESSI, R. Smart grid and the prospects of electricity demand forecast in Brazilian distribution system. *Power Engineering Conference (UPEC), 49th International Universities*, 2014.

OCHOA, L.F.; DENT, C.J.; HARRISON, G.P. Distribution network capacity assessment: variable DG and active networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25 , n. 1, p. 87–95, 2010.

OLIVEIRA, A.R.L.; SOARES, S.; NEPOMUCENO, L., Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches, *Electrical Power & Energy Systems*, v. 27, p. 91–99, 2005.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Consolidação da carga para o Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica – Ciclo 2008-2010*, 2007. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/analise_carga_demanda/Relatorio_PAR_08-10-Carga.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2014.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 11.4: *Sistemas especiais de proteção. Procedimentos de rede do ONS*, versão 1.0, 17 de junho de 2009. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_11/Subm%C3%B3dulo%2011.4_Rev_1.0.pdf>. Acesso em 05 jan. 2015.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Informativo preliminar de dados da operação, 2009. Disponível em: <http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano_2009/>. Acesso em: 30 nov. 2014.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Informativo preliminar de dados da operação, 31 dez. 2011. Disponível em: <http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano_2011/Mes_12/IPDO-31-12-2011.pdf>. Acesso em: 22 jan. 2015.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Informativo preliminar de dados da operação, 31 dez. 2014. Disponível em: <http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano_2014/M%C3%AAs_12/IPDO-31-12-2014r1.pdf>. Acesso em: 11 março 2015.

PROBST, R.W. *Método de pontos interiores aplicado ao problema de pré-despacho de um sistema hidrotérmico*. 65f. Dissertação (Mestrado), Unicamp, Campinas, SP, 2006.

PROVENÇANO, F. *Despacho econômico em usinas hidrelétricas*. 89f. Dissertação (Mestrado), Unicamp, Campinas, SP, 2003.

RAHIMULLAH, B. N. S.; RAHMAN T. K. A. Short-term hydrothermal generation scheduling using evolutionary computing technique. *Fourth Student Conference on Research and Development*, p. 220-223, 2006.

RAMOS, J. L. M.; LORA, A. T.; SANTOS, J. R.; EXPÓSITO, A. G. Short-term hydrothermal coordination based on interior point nonlinear programming and genetic algorithms. *Porto Power Tech Conference*, 6 f., 2001.

RAU, N.S.; WAN, Y. Optimum location of resources in distributed planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 4, p. 2014–2020, 1994.

SAINI, S. Conservation v. generation: The significance of demand-side management (dsm), its tools and techniques. *Refocus*, Elsevier, v. 5, n. 3, p. 52–54, 2004.

SANTOS, E.F.; OHISHI, T. A hydro unit commitment model using genetic algorithm, *Congress on Evolutionary Computation, CEC2004*. v.2, p.1368-1374, 2004.

SCHISLER, K.; SICK, T.; BRIEF, K. The role of demand response in ancillary services markets, *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2008.

SIEBERT, L.C. *Sistema de otimização de resposta à demanda para redes elétricas inteligentes*. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, 2013.

SIFUENTES, W.S.; VARGAS, A. Hydrothermal scheduling using benders decomposition: accelerating techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.22, p. 1351-1359, 2007.

SOARES, S.; SALMAZO, C.T. Minimum loss predispach model for hydroelectric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.12, n.3, p. 1220-1228, 1997.

SOUSA, H.W.A. *Utilização de programas de reação da demanda como alternativa à necessidade de geração termelétrica complementar para garantia do suprimento de energia elétrica*. 88f. Dissertação (Mestrado), Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2013.

SOUZA, V.X.S. *Análise dos impactos de políticas de resposta da demanda na formação do preço da liquidação das diferenças no mercado de energia elétrica brasileiro*. 159f. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do ABC, Santo André, SP, 2014.

STRBAC, G. Demand side management: Benefits and challenges, *Energy Policy*, v. 36, p. 4419–4426, 2008.

SUN, D.I.; ASHLEY, B.; BREWER, B.; HUGHES, A.; TINNEY, W. F. Optimal Power Flow by Newton Approach. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. 103, n.10, p. 2864-2875, 1984.

THOMAZ, A. *Método de pontos interiores aplicado ao fluxo de potência ótimo utilizando coordenadas cartesianas*. 139f. Tese (Doutorado) Unicamp, Campinas, 2007.

UTURBEY, W.; SIMÕES COSTA, A. Short term hydrothermal coordination in the presence of price-responsive loads, *IEEE Russia Power Tech*, p. 1-7, 2005.

UTURBEY, W.; SIMÕES COSTA, A. Dynamic optimal power flow approach to account for consumer response in short term hydrothermal coordination studies. *IET Generation Transmission and Distributions*, v. 1, n. 3, p. 414–421, 2007.

ZHONG, H.; XIE, L.; XIA, Q. Coupon incentive-based demand response: theory and case study, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, p. 1266–1276, 2013.

7 ANEXO A: DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS

São apresentados a seguir os dados de linhas e barras do sistema da Figura 4.1, utilizados para as simulações do presente trabalho e adaptados de ALVES (2007). A base de potência é 100 MVA.

A Tabela 8-1 apresenta os dados das barras e a Tabela 8-2 apresenta os dados das linhas de transmissão e transformadores.

Tabela 7-1 – Dados das barras do sistema da Figura 4.1

N.	Nome	Usina	Tipo	Tensão	Carga P (MW)	Carga Q (Mvar)
1	Governador Bento Munhoz	Hidro	Vq	13.8		
2	Salto Caxias	Hidro	PV	13.8		
3	Salto Segredo	Hidro	PV	13.8		
4	Bateias		PQ	230	680	130
5	Governador Bento Munhoz		PQ	500		
6	Cascavel		PQ	230		
7	Cascavel		PQ	138	150	32
8	Foz do Chopim		PQ	138	90	17
9	Segredo		PQ	500		
10	Bateias		PQ	500		
11	Cascavel do Oeste		PQ	500		
12	Salto Caxias		PQ	500		
13	Foz do Chopin		PQ	230		
14	Ita	Hidro	PV	13.8		
15	Machadinho	Hidro	PV	13.8		
16	Salto Osorio	Hidro	PV	13.8		
17	Salto Santiago	Hidro	PV	13.8		
18	Areia		PQ	500		
19	Areia		PQ	230	235	57
20	Blumenau		PQ	500		
21	Blumenau		PQ	230	940	50
22	Campos Novos		PQ	500		
23	Curitiba		PQ	500		
24	Curitiba	Termo	PV	230	790	330
25	Caxias		PQ	500		
26	Caxias		PQ	230	700	49
27	Gravataí		PQ	500		
28	Ita		PQ	500		
29	Machadinho		PQ	500		
30	Salto Osorio		PQ	230		

31	Salto Santiago		PQ	500		
32	Gravatai-230		PQ	230	1100	400
33	Cascavel-230	Hidro	PQ	230	400	125

Tabela 7-2 – Dados das linhas de transmissão e transformadores da Figura 4.1.

N.	De	Para	Nome	R (pu)	X (pu)	Bshunt (pu)
1	5	18	Governador Bento Munhoz-Areia 1	0.000100	0.001240	0.152040
2	5	18	Governador Bento Munhoz-Areia 2	0.000100	0.001260	0.154280
3	6	13	Cascavel-Foz do Chopin	0.011300	0.069900	0.126170
4	6	30	Cascavel-Salto Osório	0.012200	0.076900	0.138100
5	6	33	Cascavel-Cascavel Oeste 1	0.002200	0.010900	0.018601
6	6	33	Cascavel-Cascavel Oeste 2	0.001700	0.010300	0.020537
7	9	18	Segredo-Areia	0.000520	0.006540	0.804930
8	9	31	Segredo-Salto Santiago	0.000560	0.006970	0.857460
9	11	12	Cascavel Oeste-Salto Caxias	0.000500	0.007300	0.780600
10	13	30	Foz do Chopin-Salto Osório	0.001500	0.008900	0.016317
11	18	10	Areia-Bateias	0.002000	0.025500	3.127200
12	18	22	Areia-Campos Novos	0.001620	0.020480	2.501700
13	18	23	Areia-Curitiba	0.002000	0.026900	3.364000
14	19	30	Areia-Salto Osório 1	0.030450	0.157380	0.271230
15	19	30	Areia-Salto Osório 2	0.030410	0.157180	0.270890
16	20	22	Blumenau-Campos Novos	0.002556	0.029224	3.604000
17	20	23	Blumenau-Curitiba	0.001270	0.016030	1.958900
18	22	25	Campos Novos-Caxias	0.001877	0.023467	2.872400
19	23	10	Curitiba-Bateias	0.000500	0.004400	0.475800
20	25	27	Caxias-Gravataí	0.000733	0.009164	1.121700
21	27	28	Gravataí-Itá	0.002820	0.038520	4.937000
22	28	25	Itá-Caxias	0.001643	0.030339	3.548800
23	28	29	Itá-Machadinho	0.000730	0.009200	1.122600
24	28	31	Itá-Salto Santiago	0.001720	0.021700	2.651600
25	29	22	Machadinho-Campos Novos	0.000470	0.005900	0.718180
26	31	12	Salto Santiago-Salto Caxias	0.000760	0.011710	1.245800
27	10	4	Trafo Bateias 1	0.000320	0.011460	0.000000
28	10	4	Trafo Bateias 2	0.000300	0.011651	0.000000
29	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 1	0.000000	0.033600	0.000000
30	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 2	0.000000	0.033600	0.000000
31	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 3	0.000000	0.033600	0.000000
32	1	5	Trafo Governador Bento Munhoz 4	0.000000	0.033600	0.000000
33	6	7	Trafo Cascavel 1	0.000000	0.066400	0.000000
34	6	7	Trafo Cascavel 2	0.000000	0.062900	0.000000
35	3	9	Trafo Salto Segredo 1	0.000000	0.042000	0.000000
36	3	9	Trafo Salto Segredo 2	0.000000	0.042000	0.000000
37	3	9	Trafo Salto Segredo 3	0.000000	0.042000	0.000000

38	3	9	Trafo Salto Segredo 4	0.000000	0.042000	0.000000
39	12	2	Trafo Salto Caxias 1	0.000000	0.040800	0.000000
40	12	2	Trafo Salto Caxias 2	0.000000	0.040800	0.000000
41	12	2	Trafo Salto Caxias 3	0.000000	0.040800	0.000000
42	12	2	Trafo Salto Caxias 4	0.000000	0.040800	0.000000
43	13	8	Trafo Foz do Chopin	0.000000	0.063600	0.000000
44	18	19	Trafo Areia	0.000310	0.012070	0.000000
45	20	21	Trafo Blumenau 1	0.000310	0.011500	0.000000
46	20	21	Trafo Blumenau 2	0.000320	0.011630	0.000000
47	20	21	Trafo Blumenau 3	0.000000	0.012770	0.000000
48	23	24	Trafo Curitiba 1	0.000320	0.011630	0.000000
49	23	24	Trafo Curitiba 2	0.000310	0.011660	0.000000
50	25	26	Trafo Caxias 1	0.000200	0.012110	0.000000
51	25	26	Trafo Caxias 2	0.000200	0.012330	0.000000
52	14	28	Trafo Itá 1	0.000500	0.046150	0.000000
53	14	28	Trafo Itá 2	0.000500	0.046150	0.000000
54	14	28	Trafo Itá 3	0.000500	0.046150	0.000000
55	14	28	Trafo Itá 4	0.000500	0.046150	0.000000
56	14	28	Trafo Itá 5	0.000500	0.046150	0.000000
57	15	29	Trafo Machadinho 1	0.000000	0.041310	0.01377
58	15	29	Trafo Machadinho 2	0.000000	0.041310	0.000000
59	15	29	Trafo Machadinho 3	0.000000	0.041310	0.000000
60	16	30	Trafo Salto Osório 1	0.000800	0.068090	0.000000
61	16	30	Trafo Salto Osório 2	0.000800	0.068090	0.000000
62	16	30	Trafo Salto Osório 3	0.000800	0.068090	0.000000
63	16	30	Trafo Salto Osório 4	0.000800	0.068090	0.000000
64	17	31	Trafo Salto Santiago 1	0.000400	0.045450	0.000000
65	17	31	Trafo Salto Santiago 2	0.000400	0.045450	0.000000
66	17	31	Trafo Salto Santiago 3	0.000400	0.045450	0.000000
67	17	31	Trafo Salto Santiago 4	0.000400	0.045450	0.000000
68	27	32	Trafo Gravataí 1	0.000300	0.012190	0.000000
69	27	32	Trafo Gravataí 2	0.000390	0.011380	0.000000
70	27	32	Trafo Gravataí 3	0.000360	0.012170	0.000000
71	11	33	Trafo Cascavel Oeste	0.000000	0.012700	0.000000

8 ANEXO B: Publicações correlatas

Correlata à presente dissertação foi submetido e aprovado o seguinte artigo, acompanhado de apresentação presencial no IEEE INDUSCON 2014 em 9 dez. 2014:

FERNANDES. T.S.P.; ALMEIDA. A.A.W. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa considerando gerenciamento de cargas. *IEEE/IAS International Conference on Industry Applications. IEEE INDUSCON 2014*. Juiz de Fora. MG. 2014.