

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MODELO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS PARA
MERCADOS INTEGRADOS DE CURTO
PRAZO/BILATERAL/RENOVÁVEL/ANCILAR DE
ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO A METODOLOGIA
PREÇO POR OFERTA**

FÁBIO STACKE SILVA

ORIENTADOR: PABLO CUERVO

**TESE DE DOUTORADO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE
POTÊNCIA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 043/09
BRASÍLIA/DF: JULHO - 2009**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MODELO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS PARA
MERCADOS INTEGRADOS DE CURTO
PRAZO/BILATERAL/RENOVÁVEL/ANCILAR DE
ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO A METODOLOGIA
PREÇO POR OFERTA

FÁBIO STACKE SILVA

TESE SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Pablo Cuervo, Doutor (ENE/UnB - Orientador)

Prof. Antonio J. A. Simões Costa, Doutor (UFSC - Examinador Externo)

Dir. Edvaldo Santanna, Doutor (ANEEL - Examinador Externo)

Prof. Ivan Camargo, Doutor (UnB - Examinador Interno)

Prof. Francisco Damasceno Freitas, Doutor (UnB - Examinador Interno)

Prof. Marco Aurélio de Oliveira, Doutor (UnB - Examinador Interno)

BRASÍLIA/DF, 23 DE JULHO DE 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

STACKE SILVA, FABIO

Modelo de Formação de Preços para Mercados Integrados de Curto Prazo/Bilateral/Renovável/Ancilar de Energia Elétrica utilizando a Metodologia Preço por Oferta [Distrito Federal] 2009.

xiv, 128p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Tese de Doutorado).

Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|--|--|
| 1. Sistemas de Potência | 2. Mercado Curto Prazo/Bilateral/Renovável |
| 3. Método Marginal de Formação de Preços | 4. Metodologia Preço por Oferta |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

STACKE SILVA, F. (2009). Modelo de Formação de Preços para Mercados Integrados de Curto Prazo/Bilateral/Renovável/Ancilar de Energia Elétrica utilizando a Metodologia Preço por Oferta. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE. DM - 043/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, xiv, 128p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Fabio Stacke Silva.

TÍTULO: Modelo de Formação de Preços para Mercados Integrados de Curto Prazo/Bilateral/Renovável/Ancilar de Energia Elétrica utilizando a Metodologia Preço por Oferta.

GRAU: Doutor

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa tese de doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Fabio Stacke Silva
SQN 215, bloco B, apto 613
70.874-020 Brasília – DF – Brasil.

RESUMO

A proposta deste trabalho consiste em sugerir uma nova metodologia que analisa as características do modelo de formação de preços atual, desenhado para trabalhar com a clássica abordagem de formação de preços com a lógica de custos marginais - PM e a metodologia “Preço por Oferta” – PPO, em um mercado de estrutura combinada, que envolve a presença de contratos bilaterais físicos (com fontes convencionais e renováveis) no mercado de longo prazo, negociações no mercado de curto prazo (mercado *spot*), e no mercado de curtíssimo prazo, também chamado de serviços de suporte de reserva (ou serviços ancilares de reserva). O modelo também fornece sinais econômicos como portfólios de receitas e pagamentos e preços pelos diversos tipos de serviços ofertados, de acordo com o estudo da estratégia de operação do sistema elétrico. Explora a vantagem da coordenação centralizada de um mercado de energia e os potenciais benefícios de usar a estratégia PPO, por meio da estabilidade e previsibilidade dos preços, da adequação financeira (i.e. reconciliação entre pagamentos e receitas) e no menor risco no suprimento das cargas devido à maior estabilidade de preços. Esta metodologia é frequentemente considerada como a melhor alternativa em vários sistemas reais, inclusive o brasileiro. Permite comparar o comportamento das duas metodologias de formação de preços num mercado integrado em diversas operações do sistema. As características previamente mencionadas do modelo permitem aos agentes de mercado planejar seus portfólios pelo conhecimento dos preços dos serviços de eletricidade com várias possibilidades de cenários operativos. Além do mais, do ponto de vista do operador independente do sistema, é possível estimar o impacto de diferentes níveis de negociação bilateral nos contratos de longo prazo convencional e renovável e nos mercados de curto e curtíssimo prazo considerando capacidades de geração e transmissão. Da mesma forma, permite avaliar o impacto nos preços dos mercados garantindo a estabilidade de preços e adequação financeira. Uma formulação matemática detalhada do problema é apresentada mostrando como os preços dos diversos tipos de energia são obtidos através de um processo de integração. Resultados numéricos do modelo utilizando em sistema IEEE e um caso construído a partir da caso real brasileiro comprovam que as características do modelo que o tornam atrativo são a estabilidade nos preços e o fornecimento de índices financeiros que orientam a operação do sistema elétrico pelo operador independente e auxiliam os portfólios de contratação da energia pelos agentes do sistema.

ABSTRACT

The propose is suggest a new methodology that analyses the characteristics of the current energy pricing model draw to work with the classic marginal pricing (MP) and the Pay as Bid (PAB) strategies in a combined market structure involving the presence of long term forward physical bilateral contracts (not financial contracts), renewable energy contracts and short term trades like pool and ancillary reserve services. The model also gives economic indexes such as prices, revenues and payments portfolios by studying the implications of the combined market on the system operation. The purpose of the model is exploiting the advantages of centralized market coordination and the potential benefits of using the PAB pricing strategy like: obtaining less risk in supplying loads, more price stability and financial adequacy. Because of these characteristics, the PAB strategy is currently being considered as an alternative in some actual systems. It is not the focus here to mathematically proof which of the pricing approaches should be followed but instead observing their price behaviour in the combined market. The formulation of the model is an extension of a previous work in terms of including the ancillary reserve market with its characteristics and associated system requirements. The previously mentioned characteristics of the model allow market agents to plan their portfolios by knowing how prices of electricity services interact in several possible operation scenarios. Moreover, from the Independent System Operator (ISO) point of view, it is possible to estimate the impact of different levels of total bilateral trades, pool load and reserve requirements on prices and generation and transmission capacity while enforcing price stability and financial adequacy. A detailed mathematical formulation of the problem is presented showing how prices of energy and reserve services are obtained through the integration process. Numerical results of this model using the IEEE and the case built from the real Brazilian case system proves that the model characteristic which turn its attractive are the establish of value prices and the supply of economic indexes that allow the operation of the system and assist the agents to improve their portfolios.

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 – ASPECTOS GERAIS.....	1
1.2 – OBJETIVO DA TESE	4
1.3 – MOTIVAÇÃO	5
1.4 – ORIGINALIDADE E CONTRIBUIÇÕES	5
1.5 – ESTRUTURA DO TRABALHO.....	6
2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 – MODELO BRASILEIRO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS PARA ENERGIA ELÉTRICA VIGENTE.....	11
2.1.1 - Metodologia de custos marginais vigente	13
2.1.2 - Normas Abordadas	21
2.1.2.1 - PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, PdC PE.01 Estabelecer Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)	21
2.1.2.2 - PROCEDIMENTOS DE REDE, MÓDULO 14 - Administração dos Serviços Ancilares	23
2.1.3.3 - RESOLUÇÃO CNPE Nº 08, DE 20 DE DEZEMBRO DE 2007 - Estabelece diretrizes para a utilização da Curva de Aversão ao Risco - CAR, e dá outras providências.....	31
2.1.3 - Abordagem Preço Por Oferta (PPO)	29
2.2 – CONCLUSÕES.....	33
3 - MODELO INTEGRADO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	34
3.1 - CARACTERÍSTICAS DOS MERCADOS.....	35
3.1.1 - Mercado de Longo Prazo	35
3.1.2 - Mercado de Curto Prazo	36
3.1.3 - Mercado de Curtíssimo Prazo	36
3.2 - FORMULAÇÃO DO MODELO DE CURTO E CURTÍSSIMO PRAZO.....	37
3.2.1 - Modelo da Rede de Transmissão	39
3.2.2 - Características dos Mercados de Curto e Curtíssimo Prazo	40
3.2.3 - Características dos Mercados de Longo Prazo	41

3.2.4 - Disponibilidade de Capacidade.....	42
3.2.5 - Preços Marginais no Mercados de Curtíssimo Prazo.....	43
3.3 - MODELO PREÇO POR OFERTA DE FORMAÇÃO DE PREÇOS	43
3.3.1 - Modelo de Solução Incremental.....	44
3.3.2 - Processo de Integração	45
3.4 - PAGAMENTOS E RECEITAS	46
3.4.1 - Mercado de Longo Prazo	46
3.4.2 - Mercado de Curto e Curtíssimo Prazo	47
3.5 - PORTIFÓLIO DOS GERADORES E DAS CARGAS	48
3.6 – RECONCILIAÇÃO DOS CUSTOS	49
3.7 – CUSTO DE OPORTUNIDADE PARA FORNECER SERVIÇOS ANCILARES DE RESERVA	50
3.8 – CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DA ENERGIA RENOVÁVEL	52
3.9 – CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DA PARTICIPAÇÃO DAS CARGAS	55
3.10 – CONCLUSÕES.....	57
4 - SIMULAÇÕES E RESULTADOS NUMÉRICOS	58
4.1 - SISTEMA IEEE ANALIZADO	58
4.2 - CENÁRIOS ANALIZADOS	63
4.2.1 - Caso 01: Obtenção de preços utilizando a abordagem com a lógica dos custos marginais, sem Contratos de Longo Prazo de Energia Convencional e Renovável; demanda de energia no Mercado de Curto Prazo igual a 100 % do total das cargas; e requisito de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas	64
4.2.2 - Caso 02: Caso 01, mas utilizando a abordagem PPO de formação de preço	66
4.2.3 - Caso 03: Caso 01, mas utilizando a divisão dos Contratos de Longo Prazo em 80% de Energia Convencional e 10% de Energia Renovável.....	69
4.2.4 - Caso 04: Caso 03, mas utilizando a abordagem PPO de formação de preço	71
4.2.5 - Caso 05: Caso 04, mas com capacidade do gerador 1 limitada em 150 MW	74

4.2.6 - Caso 06: Caso 04, mas com a rampa de tomada de carga do gerador 1 reduzida para 5 MW/h	76
4.2.7 - Caso 07: Caso 04, mas com redução nos limites de fluxo nas linhas de transmissão e congestionamento de rede	78
4.2.8 - Caso 08: Caso 05, e com participação das cargas	80
4.3 - SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SUBSISTEMAS INTERLIGADOS CONSTRUÍDOS A PARTIR DAS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	84
4.3.1 - Método de Custos Marginais Vigente	88
4.3.2 - Abordagem Preço Por Oferta (PPO) aplicado ao sistema equivalente do SIN	91
4.4 - ESTABILIDADE DE PREÇOS ATRAVÉS DO PPO.....	93
4.5 -CONCLUSÕES	95
5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	97
5.1 - SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	100
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	101
APÊNDICE.....	106
ANEXO 01 – FUNÇÃO LAGRANGEANA DO PROBLEMA.....	106
ANEXO 02 – PROGRAMA COMPUTACIONAL DESENVOLVIDO EM LINGUAGEM MATLAB.....	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Síntese dos Contratos de Serviços de Eletricidade do modelo.....	34
Tabela 4.1 – Dados das LTs.....	59
Tabela 4.2 – Dados das cargas.....	60
Tabela 4.3 – Dados do Mercado de Longo Prazo.....	60
Tabela 4.4 – Dados das cargas atendidas no Mercado de Curto Prazo em MW _{méd.}	61
Tabela 4.5 – Dados das cargas atendidas no Mercado de Curtíssimo Prazo em MW _{méd.}	62
Tabela 4.6 – Dados dos geradores.....	62
Tabela 4.7 – Caso 01 com carga total de 259 MW apenas no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.....	64
Tabela 4.8 – Portifólio de receitas dos Geradores em \$/h.....	65
Tabela 4.9 – Portifólio de pagamento das Cargas em \$/h.....	66
Tabela 4.10 – Caso 02 com carga total de 259 MW apenas no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.....	67
Tabela 4.11 – Portifólio de receitas dos Geradores em \$/h.....	68
Tabela 4.12 – Portifólio de pagamento das Cargas em \$/h.....	68
Tabela 4.13 – Caso 03 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.....	70
Tabela 4.14 – Portifólio de receitas dos Geradores em \$/h.....	71
Tabela 4.15 – Portifólio de pagamento das Cargas em \$/h.....	70
Tabela 4.16 – Caso 04 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.....	72
Tabela 4.17 – Portifólio de receitas dos Geradores em \$/h.....	73
Tabela 4.18 – Portifólio de pagamento das Cargas em \$/h.....	73
Tabela 4.19 – Caso 05 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.....	74
Tabela 4.20 – Portifólio de receitas dos Geradores em \$/h.....	75
Tabela 4.21 – Portifólio de pagamento das Cargas em \$/h.....	76
Tabela 4.22 – Caso 06 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.....	77
Tabela 4.23 – Caso 07 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.....	78

Tabela 4.24 – Portifólio de receitas dos Geradores em \$/h.....	79
Tabela 4.25 – Portifólio de pagamento das Cargas em \$/h.....	80
Tabela 4.26 – Ofertas das cargas.....	81
Tabela 4.27 – Caso 08 com carga total de 259 MW sendo 3 MW de carga interruptível, 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade 12,95 MW.....	82
Tabela 4.28 – Portifólio de receitas dos Geradores e da Carga que participa do serviço em \$/h.....	82
Tabela 4.29 – Portifólio de pagamento das Cargas em \$/h.....	83
Tabela 4.30 – Dados das linhas de transmissão, sendo R, X, B e P_{ij}^{MAX} a resistência, reatância, susceptância shunt e a potência da LT em pu (por unidade), na base 100 MVA e 500 kV.....	85
Tabela 4.31 – Dados dos geradores, sendo P _{gmin} e P _{gmax} a potência ativa mínima e máxima na barra em MW e c _{0i} , a _i e b _i os coeficientes de oferta de geração em \$/h, \$/MWh e \$/MW ² h respectivamente, e dados pela fórmula: C _{gi} (P _{gi})= c _{0i} +a _i P _{gi} +0,5b _i (P _{gi}) ²	86
Tabela 4.32 – Dados de cargas, sendo o P a potência ativa na barra em MW.....	87
Tabela 4.33 – Dados dos Contratos Bilaterais, sendo em MWh/h os acordos firmados entre os geradores, linhas, e as cargas, colunas (matriz GD).....	87
Tabela 4.34 – Parcela de demanda das cargas atendidas através do MCP, sendo o P a potência ativa líquida demandada na barra em MW.....	88
Tabela 4.35 – Mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo para o modelo do SIN utilizando o método marginalista vigente. Linhas com * contém dados de entrada.....	89
Tabela 4.36 – Portifólio de receitas dos Geradores em \$/h.....	89
Tabela 4.37 – Portifólio de pagamento das Cargas em \$/h.....	90
Tabela 4.38 – Mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo para o modelo do SIN utilizando a metodologia PPO proposta. Linhas com * contém dados de entrada.....	91
Tabela 4.39 – Portifólio de receitas dos Geradores em \$/h.....	92
Tabela 4.40 – Portifólio de pagamento das Cargas em \$/h.....	92
Tabela 4.41 – Métodos estatísticos para mensuração da estabilidade dos preços praticados no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/MWh para o caso teórico IEEE 14 barras.....	93

Tabela 4.42 – Métodos estatísticos para mensuração da estabilidade dos preços praticados no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/MWh para o caso teórico IEEE 14 barras com restrições ativas	94
Tabela 4.43 – Métodos estatísticos para mensuração da estabilidade dos preços praticados no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/MWh para o caso teórico IEEE 14 barras com nova distribuição de Contratos Bilaterais de Longo Prazo.....	94
Tabela 4.44 – Métodos estatísticos para mensuração da estabilidade dos preços praticados no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/MWh aplicado ao caso de 5 barras contruído a partir do SIN.....	95
Tabela 5.1 – Comparação entre as Receitas dos Geradores no modelo proposto PPO e no método marginalista em \$/h para o caso teórico IEEE 14 barras	98
Tabela 5.2 – Comparação entre os Pagamentos das Cargas no modelo proposto PPO e no método marginalista em \$/h para o caso teórico IEEE 14 barras	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro [27].	12
Figura 2.2 – Balanço de contratos na comercialização de energia elétrica [27].	13
Figura 2.3 - Curvas de Oferta e Demanda para Despacho e Formação de Preço [21]	14
Figura 2.4 - Cálculo do Custo de Oportunidade e CMO no sistema brasileiro [21]	16
Figura 2.5 – Processo de administração dos serviços ancilares [28].....	25
Figura 2.6 – Diagrama do preço da energia pela geração de cada unidade geradora.....	32
Figura 2.7 – Análise gráfica do processo de integração das curvas de oferta de geração das unidades geradoras	32
Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 14 barras.....	58
Figura 4.2 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico Interligado Brasileiro.....	84
Figura 4.3 – Diagrama Unifilar de 5 barras contruído a partir do Sistema Elétrico Interligado Brasileiro.....	85

LISTA DE SÍMBOLOS

Variáveis:

$C_{gi}^P(p_{gi}^P)$	Componente de Oferta de Energia no Curto Prazo Semana (\$/h)
$C_{gi}^{RU}(ru_{gi})$	Componente de Oferta de Potência Acima no Curtíssimo Prazo Minuto (\$/h), equivalente a Reserva de Regulação Acima
$C_{gi}^{RD}(rd_{gi})$	Componente de Oferta de Potência Abaixo no Curtíssimo Prazo Minuto (\$/h), equivalente a Reserva de Regulação Abaixo
$C_{gi}^{SR}(sr_{gi})$	Componente de Oferta de Potência no Curtíssimo Prazo Hora (\$/h), equivalente a Reserva Girante
$C_{gi}^{NS}(ns_{gi})$	Componente de Oferta de Potência no Curtíssimo Prazo Dia (\$/h), equivalente a Reserva Não-Girante
$C_{gi}^{RC}(rc_{gi})$	Componente de Oferta de Energia Renovável (\$/h), equivalente a Reserva Complementar
p_{gi}^P	Potência ativa gerada para o Curto Prazo Semana na barra i (MW)
ru_{gi}	Potência ativa disponibilizada para o Mercado de Potência Acima no Curtíssimo Prazo Minuto na barra i (MW)
rd_{gi}	Potência ativa disponibilizada para o Mercado de Potência Abaixo no Curtíssimo Prazo Minuto na barra i (MW)
sr_{gi}	Potência ativa disponibilizada para o Mercado de Potência no Curtíssimo Prazo Hora na barra i (MW)
ns_{gi}	Potência ativa disponibilizada para o Mercado de Potência no Curtíssimo Prazo Dia na barra i (MW)
rc_{gi}	Potência ativa gerada por geradores de Energia Renovável na barra i (MW)
q_{gi}	Potência reativa gerada pelo gerador i (MVar)
v_i, δ_i	Tensão e fase na barra i
λ_i	Preço marginal nodal na barra i (\$/MWh)
IC_{gi}	Preço incremental do gerador i (\$/MW)
p_{ij}	Potência ativa que flui pela Linha de Transmissão da barra i para a barra j
p_{gi}^b	Potência ativa gerada para o Longo Prazo na barra i (MW)

Parâmetros:

$p_{gi}^{\min}, p_{gi}^{\max}$	Capacidade de Potência ativa dos geradores na barra i (MW)
$q_{gi}^{\min}, q_{gi}^{\max}$	Capacidade de Potência reativa dos geradores na barra i (MVar)
p_{ij}^{\max}	Capacidade de Potência ativa que flui da barra i para a barra j (MW)
v_i^{\min}, v_i^{\max}	Capacidade de tensão na barra i (p.u.)
p_{dj}	Potência ativa demandada para o Curto Prazo Semana (MW)
ru_i^{\max}, sr_i^{\max}	Potência ativa demandada para o Curtíssimo Prazo Minuto, Hora, Dia e Mercado de Energia Renovável (MW)
ns_i^{\max}, rc_i^{\max}	
p_{dj}^b	Potência ativa demandada para o Longo Prazo (MW)

$q_{d j}$	Potência reativa demandada na barra j (MVar)
R^{RU}	Potência ativa Acima para o Curtíssimo Prazo Minuto requerida pelo Sistema (MW)
R^{RD}	Potência ativa Abaixo para o Curtíssimo Prazo Minuto requerida pelo Sistema (MW)
R^{SR}	Potência ativa para o Curtíssimo Prazo Hora requerida pelo Sistema (MW)
R^{NS}	Potência ativa para o Curtíssimo Prazo Dia requerida pelo Sistema (MW)
R^{RC}	Potência ativa para o Mercado de Energia Renovável requerida pelo Sistema (MW)
N	Número de passos de integração
$RP_{g i}^{RU}$	Rampa de tomada de carga de 10 minutos para prover $ru_{g i}$
$RP_{g i}^{SNS}$	Rampa de tomada de carga de 10 minutos para prover $sr_{g i}$ e $ns_{g i}$

1 – INTRODUÇÃO

1.1 – ASPECTOS GERAIS

Atualmente os diferentes sistemas de produção, transmissão e consumo de energia no mundo industrializado operam em um ambiente de mercado e serviços motivados a reduzir custos operacionais e incentivar o investimento em infraestrutura. O fornecimento de energia tem seguido dois mercados bem definidos, os quais possuem vantagens e desvantagens. Um deles é o mercado de blocos de energia, negociados no curto prazo e que segue o modelo de leilões em que os produtores e consumidores ofertam quantidades e preços a um operador que decide com antecedência de um dia ou horas as ofertas ganhadoras que devem participar do mercado. Este mercado de curto prazo (chamado *pool* ou *spot*) determina, seguindo a lógica dos custos marginais, o preço do último MW que os agentes estão dispostos a pagar para o atendimento da carga. Desta forma, é estabelecido um preço de mercado baseado nas ofertas dos agentes, que via de regra é extremamente volátil, mas minimiza o custo total de operação e seleciona ofertas e níveis de geração; mas não é coerente com os pagamentos os quais são feitas em função do custo marginal de operação. Ou seja, o custo minimizado das ofertas no processo do leilão pode ser o mesmo que o custo do pagamento durante o processo de fechamento destes contratos, conforme discutido por Kockar, Cuervo e Galiana [4, 5].

A outra forma de mercado utilizada pelos agentes é o mercado de contratos bilaterais de longo prazo, que visam, dentre outras coisas, à proteção dos agentes contra a volatilidade dos preços. A definição dos preços a serem combinados entre as partes é referenciada, no entanto, pela perspectiva de evolução dos preços no mercado de curto prazo, isto é, a evolução dos custos marginais.

Os mercados para energia elétrica podem funcionar somente se existir suporte de infraestrutura do sistema de potência. Uma das diferenças com outras mercadorias é que vendedores e compradores estão sujeitos a utilizar o serviço estabelecido pelo sistema existente para comprar ou vender energia. Existe, portanto um custo de fornecer certo nível

de continuidade no serviço ou segurança de suprimento que deve estar ajustado ao valor da segurança fornecida aos usuários.

Num ambiente tradicional, todos os recursos requeridos para implementar ações corretivas para garantir a segurança no fornecimento estão sob o controle de entidades verticalmente integradas. Por outro lado, num ambiente de mercado competitivo, alguns recursos pertencem a outros agentes. Eles não estão, portanto, automática e livremente disponíveis para o operador do sistema e devem ser tratados como serviços que devem ser comprados em base comercial. Estes serviços são chamados auxiliares, complementares ou ancilares porque eles auxiliam a negociação da principal mercadoria, que é a energia elétrica.

A importância de vários serviços ancilares está principalmente no potencial de permitir fornecer energia ou outro recurso conforme seja requerido. Consequentemente, seu valor deve ser quantificado em termos de sua capacidade para responder quando seja necessário. Vários mecanismos têm sido desenvolvidos para garantir o fornecimento e a remuneração destes serviços essenciais.

Da perspectiva do fornecedor de serviços ancilares é desejável que suas ofertas estejam integradas com as transações de energia elétrica para maximizar seus lucros. Do ponto de vista do operador, existem diferentes tipos de perturbações que afetam a segurança dos sistemas em maior ou menor grau. Consequentemente, é necessário definir os tipos de serviços a ser requeridos e como determinar a quantidade de cada serviço requerido e explorar mecanismos para conseguir estes serviços dos agentes participantes.

Do ponto de vista da compatibilização entre geração e carga, existem vários fatores que provocam desequilíbrios num mercado competitivo de eletricidade. Dado que cada um dos fenômenos pode causar desequilíbrio com diferente característica temporal, é melhor tratá-los de forma separada. O operador pode então planejar os serviços ancilares requeridos para compensar cada tipo de componente que causa o desequilíbrio total.

O serviço de regulação é desenhado para atender rápidas flutuações de carga e pequenos desvios imprevistos na geração. Este serviço ajuda a manter a frequência do sistema perto da nominal e reduz intercâmbios imprevistos com outros sistemas. Unidades geradoras podem aumentar ou diminuir sua produção rapidamente para fornecer este serviço. Estas

unidades usualmente são operadas com controle automático de geração. Unidades geradoras que fornecem o serviço de seguimento de carga compensam variações mais lentas, em particular, mudanças entre períodos de operação do mercado. Estas unidades devem estar prontas a atuar devido à mudança da carga. Estes dois serviços são utilizados como medidas preventivas.

Os serviços de reserva são estabelecidos para compensar grandes e imprevistos déficits de potência que possam ameaçar a estabilidade do sistema. Estes serviços são utilizados para fornecer ações corretivas. No entanto, a obtenção deste tipo de serviço pode ser considerada como uma forma preventiva de segurança.

Unidades que fornecem reserva girante devem começar a responder imediatamente a uma mudança na frequência e a quantidade de capacidade de reserva que elas estão dispostas a fornecer deve estar disponível muito rápido. As unidades que fornecem serviços de reserva suplementar não precisam começar a responder de forma imediata.

A taxa na qual a produção da unidade geradora pode ser ajustada é obviamente o fator mais importante na determinação da sua habilidade para fornecer os serviços de reserva, conforme constatado por Kirschen e Strbac [9]. Desta forma, serviços com capacidade de resposta rápida são classificados como serviços de maior qualidade.

O mercado também pode contemplar a possibilidade de substituição entre tipos de serviços de reserva, de forma a permitir ofertas competitivas de serviços de maior qualidade, ou seja, serviços que atendam a demanda mais rapidamente. Por exemplo, um agente gerador que oferta um serviço de maior qualidade e menor preço pode atender uma solicitação de um serviço de menor qualidade, possibilitando uma economia no custo total do provimento dos serviços ancilares de regulação.

Quem deve pagar pelo serviço de reserva? Alguns autores como Kirschen e Strbac [9] pensam que o incentivo mais justo é cobrar o custo dos serviços de reserva aos geradores na proporção de sua contribuição à necessidade de reserva do sistema. No entanto, é óbvio que os geradores repassam este custo aos seus consumidores na forma de preços mais altos pela energia elétrica.

No contexto descrito anteriormente, este trabalho analisa a interação entre mercados de energia (*pool* e bilateral) e mercado para o fornecimento de serviços de reserva com duas abordagens, considerando também a operação do sistema de geração e transmissão com suas características.

Atualmente, com a quebra dos monopólios estatais do setor de energia elétrica para a participação de empresas privadas, as entidades regulamentadoras e operadoras dos sistemas têm procurado desenvolver mecanismos que reduzam os custos de operação mantendo, no entanto, a atratividade do mercado para investimentos do setor privado. Tais evoluções caminham, conseqüentemente, para um aumento da eficiência energética do modelo pela manutenção da qualidade da energia produzida nos sistemas.

Recentemente, passou a existir uma grande demanda em criar mecanismos de formação de preços de energia elétrica que reflitam as verdadeiras expectativas de pagamentos, receitas e preços para o mercado de eletricidade. Ou seja, quando houver muita oferta de energia os valores tendem a cair e vice-versa. Isso é de suma importância para os cálculos de retorno de investimentos no setor de energia elétrica tanto na geração quanto no consumo.

1.2 – OBJETIVO DE TESE

Avaliar em termos quantitativos as abordagens de formação de preços com a lógica de custos marginais (PM) e o modelo “Preço por Oferta” (PPO) num mercado conjunto em termos dos seguintes aspectos:

- volatilidade e estabilidade dos preços;
- adequação de receitas, de pagamentos e de preços e do custo global de operação do sistema eletro-energético com a conciliação das receitas e dos pagamentos [4,5];
- formação de portfólios de produtos em eletricidade (energia e serviços de reserva) para agentes geradores e consumidores [5]; e
- possibilidade de substituição dos serviços em função de maior qualidade e/ou menor preço com mecanismo de bloqueio a reversão de preços (Comprador Racional) [1, 23, 32].

1.3 – MOTIVAÇÃO

Como visto anteriormente, existem críticas ao modelo de formação de preços com a lógica de custos marginais vigente para energia elétrica e por este motivo é de interesse estudar uma nova metodologia de formação de preços que minimiza os efeitos indesejáveis e confrontá-la com o modelo vigente.

A formulação do modelo amplia a extensão de outros trabalhos apresentados por Alayawan, Ziad, Papalexopoulos, Alex D., Rothleder, Mark, Wu, Tong [1] e Arroyo, J.M, Galiana [2] em termos de incluir os mercados de energia de longo, curto e curtíssimo prazo e de fontes renováveis com suas características e implicações sistêmicas podendo ser composto por vários tipos de serviços como atualmente apresentado na literatura. As características e exigências desses mercados são previamente definidas pelo regulador e são baseadas no preço e na qualidade de seu atendimento à carga.

1.4 – ORIGINALIDADE E CONTRIBUIÇÕES

A proposta deste trabalho consiste em sugerir uma nova metodologia que analisa as características do modelo de formação de preços atual desenhado para trabalhar com a clássica abordagem de formação de preços com a lógica de custos marginais e também a metodologia “Preço por Oferta” em um mercado de estrutura combinada envolvendo a presença de contratos bilaterais físicos com fontes convencionais e renováveis no mercado de longo prazo, negociações no mercado de curto prazo e no mercado de curtíssimo prazo também chamado de serviços de suporte de reserva (ou serviços ancilares de reserva).

O modelo permite estudar o impacto de estratégias de mercados de eletricidade na operação do sistema elétrico e fornece índices econômicos como portfólios de receitas, pagamentos e preços dos diversos tipos de serviços ofertados. O modelo explora a vantagem da coordenação centralizada de um mercado de energia e os potenciais

benefícios de usar a estratégia PPO como maior estabilidade e previsibilidade dos preços e adequação financeira (i.e. reconciliação entre pagamentos e recebimentos).

Devido a essas características, o modelo proposto pode ser considerado como uma boa alternativa em vários sistemas reais inclusive o brasileiro. A ferramenta permite comparar o comportamento das duas metodologias de formação de preços num mercado integrado de energia e serviços considerando vários cenários operativos.

As características previamente mencionadas do modelo permitem aos agentes de mercado planejar seus portfólios tendo o conhecimento do comportamento dos preços dos serviços de eletricidade em vários cenários operativos. Além do mais, do ponto de vista do operador independente do sistema, é possível estimar o impacto de diferentes níveis de negociação bilateral dos contratos de longo prazo convencional e renovável e dos mercados de curto e curtíssimo prazo considerando a disponibilidade de capacidades de geração e transmissão.

1.5 – ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é organizado como segue: o Capítulo 2 – REVISÃO BIBLIOGRAFICA aborda as normas e os trabalhos sobre o tema proposto, o Capítulo 3 – MODELO INTEGRADO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA descreve o mecanismo de formação de preços com a formulação do modelo de mercado de curto prazo e a metodologia de minimização do custo global de operação considerando as características do mercado de energia e serviços; o Capítulo 4 – SIMULAÇÕES E RESULTADOS NUMÉRICOS apresenta os estudos de casos IEEE 14 barras e um modelo criado a partir do modelo eletro-energético do Sistema Interligado Brasileiro; e, finalmente, o Capítulo 5 – CONCLUSÕES apresenta as principais conclusões e os comentários extraídos dos resultados deste trabalho bem como sugestões e recomendações para estudos futuros e as considerações finais.

2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Recentemente, o mercado de eletricidade tem desenvolvido ferramentas econômicas e operacionais visando à eficiência em termos de preços que representam os custos de produção e transmissão de energia. Esse esforço tem sido orientado para obtenção de receitas e pagamentos correspondentes que reflitam o verdadeiro uso dos serviços e forneçam sinal econômico para investimentos futuros na infra-estrutura.

Sob o ponto de vista prático, existem duas formas principais de estruturas de mercado para comercialização de energia e serviços ancilares como demonstrado por Alayawan, Ziad, Papalexopoulos, Alex, Rothleder e Tong [1]. Uma é baseada em uma forte coordenação onde a provisão dos serviços é deixada para o mercado secundário depois que o leilão principal de energia é definido. Nesta estrutura, energia e serviços são providos em mecanismos separados. Devido à livre participação de agentes em cada mercado, oportunidades para arbitragem motivam os agentes a se mover de um mercado para o outro. A possível vantagem dessa estrutura de leilões é que a participação voluntária dos comercializadores nesse mercado pode prover eficiência, evitando o uso de ferramentas complexas de otimização.

No segundo tipo de estrutura de mercado, produtos de eletricidade (energia e serviços ancilares) são “procurados” simultaneamente por meio das centrais de leilões. O propósito desse tipo de leilão é que a otimização é necessária para minimizar o custo de geração, transmissão e de reserva de potência para cobrir a demanda e garantir a confiabilidade do sistema. A vantagem dessa integração de mercado é que o preço resultante reflete melhor os custos de cada fonte pela relação inerente entre energia e serviços ancilares. Vários sistemas operam com essa estrutura como o de Nova Iorque, da Nova Inglaterra e o PJM. Outros vários modelos são sugeridos seguindo essa tendência, como demonstrado também por Alayawan, Ziad, Papalexopoulos, Alex, Rothleder e Tong [1] e Simões, Costa e Silva [23, 24].

No entanto, sob o ponto de vista teórico, duas abordagens são seguidas para a formação de preços dos serviços de eletricidade: Uma é a clássica formação de preços com a lógica de custos marginais (PM), onde os preços nodais representam o custo do último MW a ser suprido; e a outra é a formação de preços “Preço Por Oferta” (PPO). Esta abordagem é seguida na contratação bilateral, a qual consiste em utilizar os sinais de preços ofertados para as contratações de longo prazo de energia elétrica no mercado de curto prazo. Tanto uma como outra são objetos de controvérsias. Por exemplo, Ren e Galiana [15] demonstram que, em casos gerais, quando a carga não é exatamente prevista, a receita dos geradores e o pagamento das cargas são praticamente os mesmos com o PM e com o PPO, mas o risco de pagamentos e receitas não coincidirem é maior no PM.

Recentemente, a formação de preços PPO tem proporcionado um interesse crescente devido a que alguns mercados como o da Escócia e Inglaterra são baseados em acordos bilaterais acertados seguindo a abordagem PPO. Agentes concordam em participar deste tipo de mercado motivados pela minimização da volatilidade dos preços nodais e o regulador do sistema também é interessado em obter uma maior adequação financeira, como comentado por Galiana, Kockar e Cuervo [4, 5].

A proposta aqui apresentada analisa as características do novo modelo de formação de preços considerando as abordagens PM e PPO dentro de uma estrutura de mercado integrado de energia, serviços e contratos bilaterais (não contratos financeiros). O modelo permite estudar as implicações na operação e nos índices econômicos (como as receitas e os pagamentos dos portfólios e preços) em um mercado combinado incluindo energia (com um mercado de curto prazo – MCP e contratos bilaterais de longo prazo de energia convencional e renovável) e disponibilidade de potência para serviços ancilares de reserva.

Conforme demonstrado por Ren e Galiana [15], em termos de estratégias de ofertas dos agentes, o PPO e PM são equivalentes num mercado perfeito considerando uma previsão exata do custo marginal do sistema. Em mercados perfeitos com previsão incerta da demanda, os dois métodos de formação de preço são equivalentes somente no que se refere ao valor esperado dos índices do mercado. No entanto, se comparamos da perspectiva de estatísticas de segunda ordem (desvio), todas as medidas de desempenho mostram menores valores sob PPO que sob o PM. Portanto, o risco de desvio da média sob o PM é maior que sob PPO. Num mercado de competição imperfeita e considerando uma perfeita previsão da

demanda, a pesquisa mostrou que PPO fornece mais baixos pagamentos por parte dos consumidores e menores lucros para os geradores.

Não é o foco aqui discutir qual das abordagens deve ser seguida mas, sim, analisar a operação combinada de mercado e a formação de preços dos serviços e seus impactos nos portfólios dos agentes usando a abordagem PPO e a marginal. A formulação do modelo é uma extensão do trabalho apresentado por Galiana, Kockar e Cuervo [4, 5] em termos de incorporar os serviços ancilares de reserva. O modelo de formação de preços incorpora a vantagem previamente mencionada da coordenação centralizada e o potencial benefício de obter menos risco no suprimento das cargas (menos risco de desvio em medidas de desempenho do mercado), além da potencial melhor estabilidade de preços e da garantia de adequação financeira (reconciliação entre as receitas e os pagamentos) por meio da estratégia de formação de preços com o PPO.

O modelo sugerido considera a composição dos serviços ancilares de vários tipos de serviços de reserva, como apresentado por Alayawan, Ziad, Papalexopoulos, Alex, Rothleder, Tong, Arroyo, Galiana, Shahidehpour Yamin e Li [1, 2, 16]. A caracterização desses serviços é previamente definida pelo regulador e é baseada na qualidade (velocidade) de suas respostas. Nesse tipo de mercado de reserva é essencial considerar a possibilidade de substituição entre os serviços de reserva baseado na oferta do agente, evitando a reversão de preços entre eles, como é considerado nos trabalhos citados por Alayawan, Ziad, Papalexopoulos, Alex, Rothleder e Tong [1], Shahidehpour, Yamin e Li [16] e Oren e Sioshansi [36].

O modelo apresentado aqui considera que o problema de comissionamento de unidades (ou o UC - *Unit Commitment*) foi solucionado previamente e seus resultados usados para a aplicação da metodologia de preços baseada em um Fluxo de Potência Ótimo em Corrente Alternada (FPO-CA) e em um processo de integração para uma hora específica. Não é o propósito aqui sugerir um modelo para resolver o problema de programação de despacho geral, incluindo múltiplos intervalos de tempo. Outras aproximações como sugerido por Singh, Papalexopoulos, Bouffard, Galiana e Conejo [14, 17, 18] sugerem modelos para a programação dos serviços ancilares de reserva simultaneamente como a solução do problema do UC em um multi-período e em um contexto PM sem considerar a presença de contratos bilaterais e seus impactos na operação da rede.

A versão PPO do modelo é implementada com um processo de integração baseado na técnica Auman-Shapley apresentada por Bakirtzis, Cuervo, Kockar e Galiana [5], que considera as características não-lineares existentes na rede de transmissão como as perdas da transmissão e o comportamento da tensão usando o FPO-CA. Esses benefícios não são presentes em um cálculo simples PPO como o *pro-rata*. O processo de integração permite também calcular o uso e os preços dos vários serviços, incluindo as perdas de transmissão referentes aos contratos bilaterais, o despacho no MCP e a disponibilidade de serviços de reserva.

Com as características previamente mencionadas do modelo, os agentes de mercado podem planejar seus portfólios pelo conhecimento de como os preços dos serviços de eletricidade interagem em todos os possíveis cenários de operação. Ainda mais, do ponto de vista do operador independente do sistema, fica possível estimar os impactos dos diferentes níveis de contratação bilateral e requisitos de reserva na geração e capacidade de transmissão assim como no preço dos serviços além da estabilidade dos preços e da adequação financeira. Uma formulação matemática detalhada do problema é apresentada mostrando como os preços dos diversos tipos de energia são obtidos por meio do processo de integração.

Ressalta-se que Kirschen e Strbac [9] demonstraram o método do Comprador Racional onde o custo de alocação das reservas pelo operador do sistema é minimizado. A proposição deste método tem como objetivo substituir o método sequencial que vinha sendo adotado no mercado da Califórnia após a criação do operador independente, já que diversos problemas estavam ocorrendo e os custos com estes serviços estavam extremamente elevados. Estes problemas impulsionaram mudanças na forma de tratar os serviços ancilares no mercado da Califórnia. Com este método, a alocação das quantidades para todos os mercados também é feita de forma simultânea e considera a possibilidade da substituição entre as reservas. O algoritmo é baseado numa busca exaustiva com todas as combinações possíveis de preços de liquidação de cada mercado. Este número é finito, considerando que o número de lances é finito e que o preço de liquidação final será correspondente a um dos valores dos lances feito pelos agentes, conforme comprovaram Schier, Simões, Costa [32].

2.1 – MODELO BRASILEIRO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS PARA ENERGIA ELÉTRICA VIGENTE

No passado, na grande maioria dos países, a energia elétrica surgiu como responsabilidade exclusiva do estado devido à utilização de grandes áreas públicas e da necessidade de investimentos vultosos. Com o aumento da demanda por energia elétrica e das dificuldades em manter os altos investimentos no setor, o estado passou essa responsabilidade para empresas por meio do mecanismo de concessão dos serviços de eletricidade, como demonstrado nos livros “*Making Competition Work in Electricity*”, de 2002, [33] e “*Competitive Electricity Markets*”, de 2008, [34].

No entanto, apenas a concessão para essas empresas não foi suficiente para cobrir a demanda por energia. Assim, o segundo estágio foi a quebra de determinados monopólios e a abertura para a livre concorrência. Mas esse conceito teve que respeitar os monopólios naturais do “fio”, ou seja, não há necessidade de se criar concorrência entre as empresas de distribuição e transmissão.

Os terceiros e quarto estágios são a abertura parcial e total, respectivamente, do mercado para a livre comercialização de energia elétrica, ou seja, os agentes pagam uma tarifa pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição mas podem negociar seus contratos de energia elétrica livremente. Eventualmente, se um agente tiver uma diferença entre a sua medição de energia elétrica (consumo ou geração) e o montante contratado, este tem que acertar as suas diferenças no mercado *spot* onde o preço vigente é o preço calculado por pela metodologia de custos marginais, isto é, qualquer compra ou venda de energia elétrica é ao preço do último MWh despachado no sistema elétrico em função da ordem de ofertas crescente dos geradores chamada “ordem de mérito”.

O modelo brasileiro se situa atualmente no terceiro estágio, ou seja, é permitida a livre comercialização de energia apenas por atacado. Com isso a Figura 2.1 a seguir ilustra resumidamente bem as relações comerciais no setor elétrico onde a comercialização de energia elétrica pode ocorrer em dois ambientes distintos: no ACR – Ambiente de Contratação Regulada ou no ACL – Ambiente de Contratação Livre. Neste modelo, a concorrência se situa entre os Geradores convencionais de energia elétrica (G), Geradores Renováveis de energia elétrica (GR) Comercializadores de energia elétrica (Com), e

Consumidores Livres de energia elétrica (CL). No caso das Distribuidoras de energia elétrica (D), por serem concessionárias e utilizarem um bem público, devem comprar energia por licitação na modalidade de Leilão de Energia, ou seja, estas declaram a sua necessidade de compra de energia elétrica e os vendedores deste produto dão seus lances de venda. Vence o leilão o vendedor que submeter o menor lance para venda de energia elétrica [27].

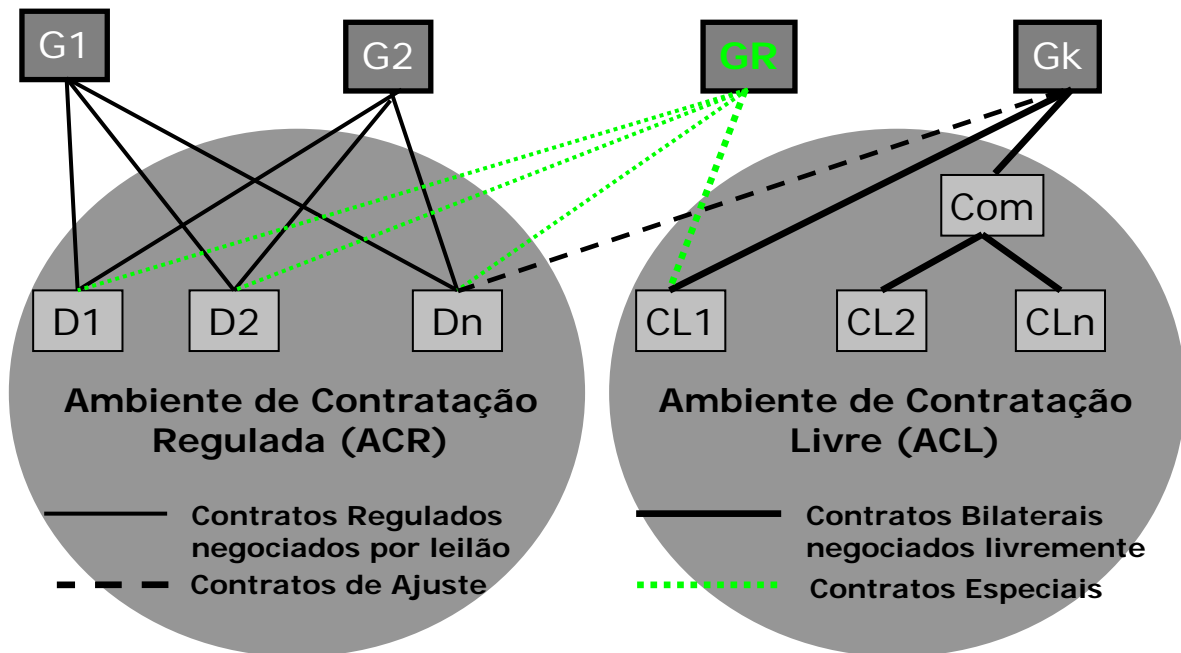


Figura 2.1 – Comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro [27].

Outro leilão muito comum no setor elétrico é o Leilão de Transmissão, onde o vencedor é o participante que submete o menor lance para recuperação do investimento em termos da sua receita fixa anual. Com isso, os Transmissores de energia elétrica (T) recebem a Receita Anual Permitida (RAP) que é paga por todos os usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e que viabiliza a integração eletro-energética por meio das linhas de transmissão.

Apesar dessas relações contratuais de longo prazo (LP) estarem perfeitamente pactuadas neste modelo, que exige 100 % de contratação de todas as cargas, existe também a necessidade de ajustes de curto prazo (CP). Essas diferenças se devem a característica peculiar do produto energia elétrica de não ser possível o seu estoque juntamente com a entrega imediata do produto que causa a não previsibilidade dessa produção e consumo. Assim, periodicamente, são medidos e ajustados pela Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica (CCEE) a quantidade contratada em longo prazo e a quantidade efetivamente gerada ou consumida e, em seguida, somados os contratos de curto prazo ou compras no mercado *spot* (sobras contratuais), para fechamento do balanço dos contratos conforme ilustra a Figura 2.2 [27].

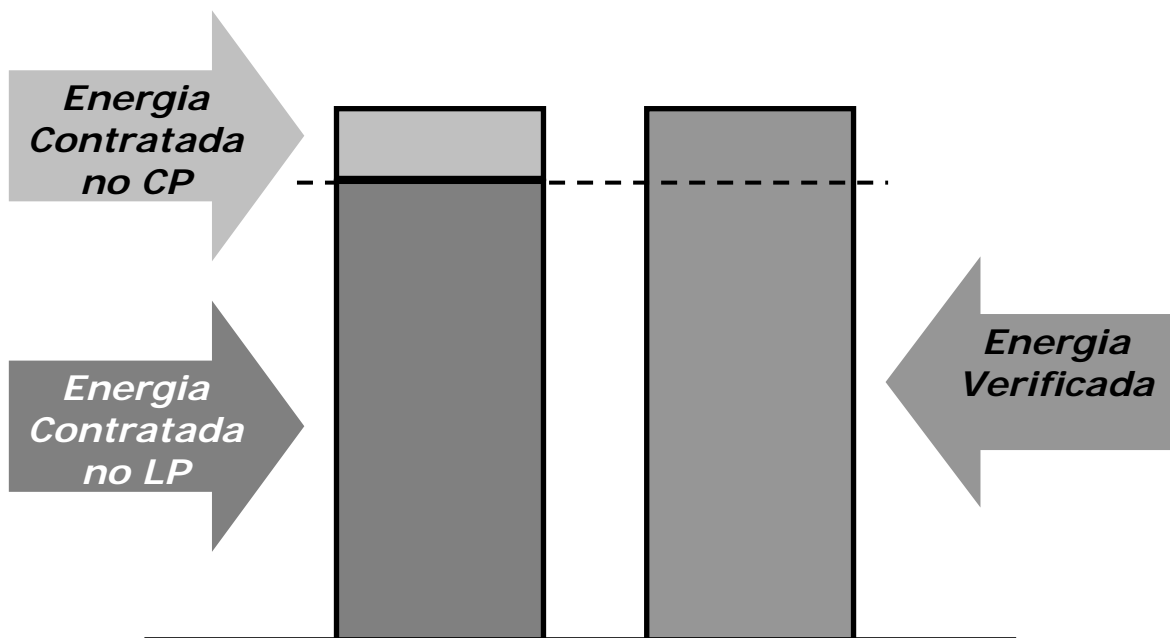


Figura 2.2 – Balanço de contratos na comercialização de energia elétrica [27].

2.1.1 – Metodologia de custos marginais vigente

Nesses moldes, o modelo utilizado para a formação de preços no setor eletro-energético brasileiro é o de custos marginais, ou seja, o preço vigente é o preço marginal, aquele fornecido pelo último lote do produto a ser vendido no mercado. Para ilustrar esse funcionamento, podemos exemplificar com um produto genérico vendido em um mercado com muitos participantes: de uma maneira geral e considerando a qualidade desse produto como controlada e satisfatória, o produto vai sendo vendido em função do seu preço. A partir do momento que o produtor de menor preço vende todo seu estoque, vai sendo vendido o estoque do produtor de segundo menor preço, até todos os consumidores do mercado estarem satisfeitos e não precisarem mais do produto. Nesse momento de estabilidade, quem eventualmente quiser mais um item desse produto terá que comprá-lo

ao preço do produtor com o menor preço ainda disponível. Esse preço é chamado de preço marginal.

Com isso, o preço de qualquer mercadoria nesse ambiente de mercado resulta do equilíbrio entre as curvas de oferta – cuja disposição a produzir tipicamente aumenta com o preço – e de demanda – cuja disposição a consumir tende a diminuir com o preço. O setor elétrico não é exceção: na maioria dos países onde este setor foi reformado, os geradores oferecem ao final de cada dia curvas de produção em função do preço (MWh; \$/MWh) para cada hora do dia seguinte. Os consumidores, por sua vez, apresentam suas propostas de consumo em função do preço para o mesmo período. As ofertas individuais de preços de venda de energia são agregadas por ordem de mérito para elaboração da curva de oferta. A curva de demanda é montada de forma análoga.

Como ilustrado na Figura 2.3, o encontro das curvas de oferta e demanda determina o montante de produção de cada gerador despachado (MWh) e, naturalmente, o montante da demanda a ser atendida. Neste contexto, os preços ofertados pelos geradores são também utilizados para a definição do despacho das usinas geradoras, ou seja, o despacho é realizado por “ordem de mérito” dos preços por eles ofertados.

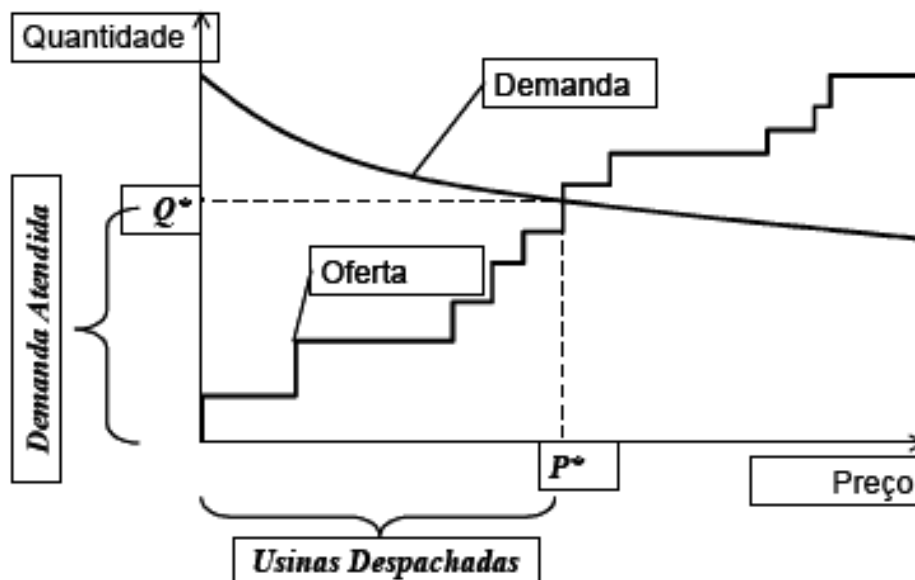


Figura 2.3 - Curvas de Oferta e Demanda para Despacho e Formação de Preço [21].

O encontro das curvas de oferta e demanda também determina o preço da energia P^* (\$/MWh) naquela hora. Este preço é utilizado na contabilização e liquidação das compras e vendas de energia de curto prazo: os geradores recebem – e os consumidores pagam - um montante (\$) resultante do produto de sua produção – ou consumo - (MWh) pelo preço P^* .

À primeira vista, o preço de produção das usinas hidrelétricas seria próximo de zero, pois as mesmas utilizam as vazões afluentes dos rios. Portanto, elas deveriam ser as primeiras colocadas na ordem econômica de despacho.

Isto é verdade no caso das chamadas usinas a fio d'água, que não têm reservatórios de acumulação, e portanto são obrigadas a turbinar as vazões afluentes em cada instante. As demais usinas hidrelétricas têm a flexibilidade de armazenar os volumes afluentes para utilização futura. Como o objetivo é maximizar a renda (e dar segurança ao sistema), estas usinas procurarão transferir a energia de períodos onde o preço da energia é reduzido – tipicamente as estações chuvosas, onde há abundância de oferta hidrelétrica – para os períodos mais secos, onde a escassez leva a preços mais elevados, como discutido em [21].

Em função do exposto, as usinas hidroelétricas têm um custo de oportunidade associado à melhor utilização de sua energia hoje ou no futuro. A situação é semelhante no caso de usinas térmicas com contratos de suprimento. Por exemplo, num contrato *take-or-pay*, o gerador assume o compromisso de pagar por um determinado volume de combustível, e tem o direito de usar o mesmo quando for mais conveniente. É exatamente como se o gerador tivesse um “reservatório” de energia térmica de custo zero, que será usada hoje ou “armazenada” para uso futuro em função do custo de oportunidade.

Em sistemas hidrotérmicos reais, os estágios de decisão são semanais ou mensais, e o cálculo dos custos de oportunidade se estende por vários estágios, pois sempre é possível continuar armazenando para gerar no terceiro período, ou quarto etc. Dependendo da capacidade de armazenamento dos reservatórios, o horizonte de estudo pode variar de vários meses a cinco anos, que é o caso do sistema brasileiro. O número de “ramos” da “árvore de cenários” cresce exponencialmente com o número de estágios, o que torna o processo de cálculo dos custos de oportunidade bastante complexo.

Conclui-se da análise anterior que no método de custos marginais o processo de formação de preços para usinas hidrelétricas e térmicas com contrato de combustível requer uma análise probabilística dos cenários futuros de preços. Além disto, o critério de decisão dos agentes não é uniforme, sendo alguns mais e outros menos avessos a risco.

Por sua vez, o método de custos marginais também utiliza o conceito de custo de oportunidade, realizando uma análise probabilística na “árvore de cenários”. Embora o enfoque seja o de minimizar o custo esperado de operação, a decisão ótima também seria a de utilizar a água no segundo estágio, pois a geração hidrelétrica estaria deslocando e, portanto, economizando um recurso mais caro neste estágio do que no primeiro.

Com isso, no sistema brasileiro o custo de oportunidade das hidrelétricas e o Custo Marginal de Operação (CMO) são calculados por um modelo computacional, atualmente o NEWAVE, que minimiza o custo operativo médio (soma dos custos variáveis + custo de déficit) ao longo dos próximos cinco anos, utilizando implicitamente uma árvore de cenários, como mostra a Figura 2.4. O procedimento de cálculo utilizado pelo NEWAVE é conhecido como programação dinâmica estocástica dual.

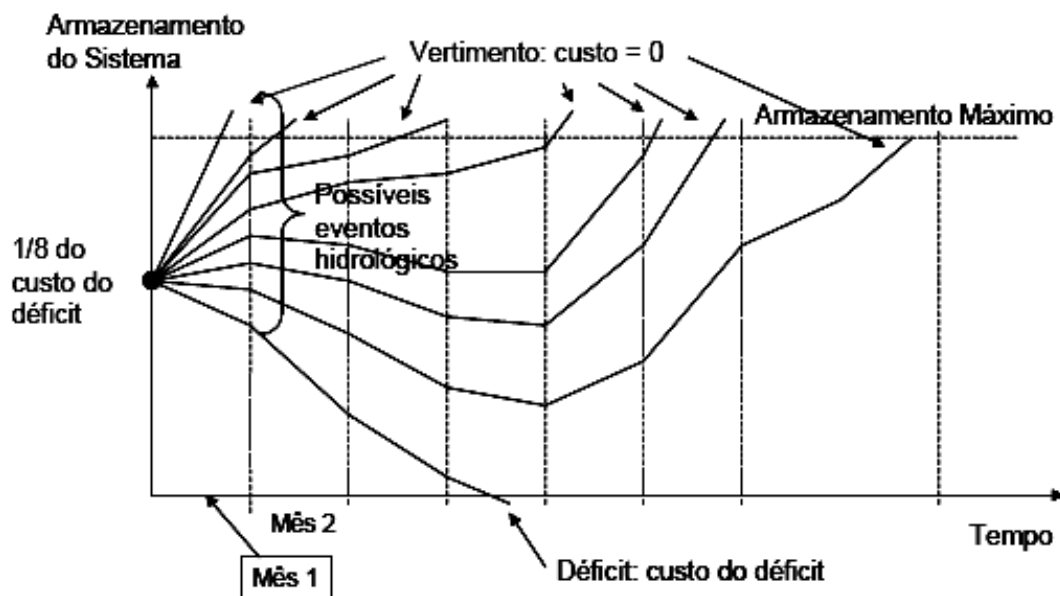


Figura 2.4 - Cálculo do Custo de Oportunidade e CMO no sistema brasileiro [21].

Um dos princípios básicos da operação do sistema brasileiro é assegurar a otimização operativa das usinas hidrelétricas em cascata e a integração inter-bacias. Há quase três

décadas, este objetivo vem sendo alcançado com um despacho pelo método de custos marginais baseado em técnicas de otimização, e respectivo cálculo do CMO. Por esta razão, considerou-se no novo marco regulatório que seria razoável continuar com o mesmo procedimento na transição para um modelo de mercado.

Como mencionado, o modelo computacional de despacho e cálculo do CMO calcula os custos de oportunidade para uma árvore de cenários ao longo dos próximos 60 meses (cinco anos). Foram encontradas dificuldades com os seguintes parâmetros de entrada do modelo [21]:

- função de custo do déficit;
- previsões de oferta (para cada mês, características técnicas, disponibilidade e outros parâmetros de cada equipamento de geração hidro e térmelétrica para um horizonte de cinco anos) e demanda (consumo mensal por região e por patamar de consumo para os próximos cinco anos); e
- critério de otimização (minimização do valor esperado do custo operativo atualizado) e modelo estocástico de vazões (permite criar uma árvore de cenários futuros de afluências, a partir das vazões observadas nos últimos meses).

Como visto na Figura 2.4, alguns dos ramos da árvore de cenários futuros chegam a situações de déficit de suprimento. O custo de oportunidade nestes cenários é dado por um parâmetro do modelo computacional, o custo de déficit. Este parâmetro deveria refletir a perda econômica para a sociedade resultante de uma redução forçada na oferta de energia. Como o custo de déficit é muito elevado, os cenários nos quais o mesmo ocorre têm um peso muito grande na formação do valor esperado do custo de oportunidade das usinas hidrelétricas, o qual, por sua vez, define o CMO a cada período.

Frequentemente é estabelecido processo de discussão técnica e encomendados estudos com o objetivo de propor uma nova função de custo de déficit. As propostas, ainda baseadas numa função linear, são consideradas mas nem sempre refletem na prática o valor do custo real.

Pode ser concluído também da Figura 2.4 que a evolução do armazenamento ao longo dos diversos ramos da árvore de cenários depende de parâmetros adicionais do modelo

computacional, que são as previsões de oferta (tipo e capacidade dos geradores) e demanda (consumo por região e horário) em cada período. Assim como o custo de déficit, as previsões de oferta e demanda afetam diretamente o cálculo do custo de oportunidade das usinas hidrelétricas.

Por exemplo, um excesso de oferta no futuro sinaliza para as hidrelétricas que é melhor despachar hoje, pois os preços de energia no futuro serão reduzidos devido à abundância de energia. Por outro lado, uma escassez de oferta no futuro induz as hidrelétricas a armazenar, resultando hoje num menor despacho hidrelétrico e maior despacho térmico. Se as previsões de oferta e demanda futura não se concretizarem, as ações de despacho hoje e os respectivos preços de energia (CMO) terão sido equivocados. Em particular, a previsão equivocada de uma abundância futura pode levar a uma utilização excessiva dos reservatórios e a um desincentivo para o acionamento de equipamentos térmicos, precipitando uma crise de suprimento no caso de ocorrer uma seca severa no futuro.

Outro efeito importante das previsões de oferta e demanda é sobre a sinalização de contratação ou investimento futuro. Além de calcular o CMO para o estágio atual, o modelo computacional permite fazer estimativas dos CMOs para os próximos cinco anos. Estas estimativas são utilizadas, por exemplo, por distribuidoras interessadas em determinar se é necessário fazer contratos bilaterais para se proteger contra preços altos.

Se, uma vez mais, houver uma previsão equivocada de excesso de oferta, os preços estimados para o futuro serão excessivamente baixos, levando a distribuidora a uma decisão – também equivocada – de não contratar parte de sua demanda. Como consequência, haveria menos incentivos à entrada de nova geração, a qual requer contratos de longo prazo para viabilizar seu *project finance*¹.

Conclui-se que a correta determinação dos cenários de oferta e demanda é um requisito essencial para a eficiência física e comercial do setor elétrico no modelo de custos marginais. Esta tarefa é obviamente complexa, pois há uma grande incerteza com relação a estes parâmetros de entrada. Com relação à demanda, o ONS utiliza previsões preparadas por comitês técnicos a partir de hipóteses de crescimento da economia e informações das

¹ A relação entre contratos bilaterais e incentivo para a construção de novos geradores.

empresas. A previsão de oferta é preparada a partir de informações da ANEEL, que por sua vez se baseia nos seus atos de outorga emitidos e nos acompanhamentos feitos pela fiscalização dos serviços de geração.

Estudos realizados mostraram que havia um excesso de oferta nas configurações do ONS de 2003 em diante, o qual seria pouco plausível em termos comerciais. Observou-se também que o ajuste direto desta oferta pela exclusão de usinas específicas teria consequências comerciais indevidas, pois implicaria num julgamento de condições de competitividade dos agentes, o que não está nas atribuições da ANEEL ou do ONS. Em outras palavras, pode-se afirmar que o total de MWs viabilizado num esquema de mercado será menor do que o atualmente indicado, mas não é possível determinar quais usinas específicas serão construídas.

O terceiro grupo de parâmetros de entrada analisado inclui o critério de otimização e a informação hidrológica. Esta análise foi motivada por comportamentos pouco intuitivos dos preços da energia nos anos 1999 e 2000. Em janeiro de 2000, o preço subiu para 286 R\$/MWh, o que permitiu o despacho de todos os recursos térmicos. Entretanto, observa-se uma brusca redução dos preços já nos meses de fevereiro e março, para 85 R\$/MWh. Estes preços já não permitiram o despacho preventivo das usinas térmicas, sinalizando desta forma uma reversão de expectativa de ocorrência de escassez severa para outra de relativa tranquilidade. Esta reversão de expectativas foi bastante discutida pelos agentes e técnicos do setor na ocasião, pois havia a percepção de que o sistema poderia enfrentar dificuldades de suprimento, como citado em [21] e [37].

No ano seguinte, a reversão de expectativas com relação à escassez projetada voltou a ocorrer. Observou-se que, apesar do nível de armazenamento em finais de dezembro ter sido 29%, reduzido para esta época do ano, o preço de janeiro de 2001 foi 57 R\$/MWh, sinalizando novamente uma tranquilidade de suprimento futuro. Entretanto, como é do conhecimento geral, a deterioração da situação energética conduziu a uma situação de racionamento, como comentado em [21] e [37].

A ocorrência de um racionamento severo poucos meses após uma sinalização favorável reforçou os questionamentos e discussões iniciadas com os eventos de dezembro de 1999.

Isto motivou o governo a realizar uma análise qualitativa e quantitativa do processo de formação dos preços *spot* no sistema brasileiro, que se perpetua até hoje.

Inicialmente, a análise mostrou que a evolução dos ramos que compõe a árvore de cenários em cada mês é afetada pelas vazões ocorridas nos meses anteriores. Por exemplo, uma afluência elevada em dezembro faz com que a distribuição de vazões possíveis em janeiro apresente um viés para a ocorrência de cenários de afluências mais elevadas, que evitam o risco de racionamento. Como consequência, a proporção de ramos que leva a racionamento nos próximos meses pode variar bruscamente de um mês para o outro; basta que ocorra uma afluência favorável.

Essa redução brusca do número de ramos que leva a racionamento leva por sua vez a uma redução substancial no valor esperado do custo de oportunidade. A razão é que estes ramos estão associados a uma penalidade severa, que é o custo de racionamento, e têm portanto um peso desproporcional no cálculo dos valores médios. Este fenômeno ocorreu, por exemplo, em janeiro de 2001: as afluências favoráveis observadas em dezembro e novembro do ano anterior levaram a uma distribuição de probabilidade de vazões em janeiro, no qual a maioria dos cenários de afluência era favorável. Como é do conhecimento geral, ocorreu na realidade uma seca severa, que corresponde a um evento improvável, situado na “cauda” desta distribuição de probabilidade.

É neste ponto que se insere a discussão sobre aversão a risco. Como o modelo computacional supõe que os agentes são neutros em relação a riscos, a decisão de não ligar preventivamente as térmicas em janeiro de 2001 seria correta. A razão é que, na média, o custo de acionar uma geração térmica que posteriormente se revele desnecessária é maior do que o custo de tornar um racionamento mais severo em virtude da mesma não ter sido acionada. Como discutido acima, isto ocorre porque os eventos de racionamento são muito menos prováveis que os eventos favoráveis, como citado em [21] e [37].

Entretanto, a realidade é que os agentes são avessos a risco, pois as consequências de um racionamento são severas. Tipicamente, um agente avesso a risco toma precauções no caso do reservatório esvaziar, dando um maior peso para o nível de armazenamento e menor para informações hidrológicas “otimistas”; evita-se assim a dificuldade observada de que um mês de hidrologia elevada reverte todas as expectativas futuras.

Conclui-se pelo exposto que as dificuldades também permeiam os parâmetros de saída do modelo, onde podemos citar:

- a volatilidade dos preços;
- a reversão de expectativas de receitas, de pagamentos e de preços; e
- aumento no custo global de operação do sistema eletro-energético com a necessidade de introduzir mecanismos de aversão a risco no procedimento de despacho do sistema para atender os parâmetros mínimos de qualidade e segurança no fornecimento dos serviços de eletricidade.

2.1.2 – Normas Abordadas

Diversas normas do setor elétrico brasileiro abordam o assunto e embasam o desenvolvimento deste trabalho. Tais publicações foram desenvolvidas pela CCEE, ONS e ANEEL e regulamentam, respectivamente, o preço *spot*, o preço de custos marginais para as compras e vendas de energia elétrica entre os agentes descontratados do setor, os serviços ancilares, serviços de reserva de potência para auxílio ao restabelecimento da geração de energia no sistema interligado nacional, e finalmente a primeira experiência brasileira de formação dos preços utilizando a metodologia PPO.

2.1.2.1 – PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO, PdC PE.01 Estabelecer Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro

de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de formação de preços obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL).

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE. No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios).

As usinas que apresentarem limitações operativas (inflexibilidade) para o cumprimento de despacho por parte do ONS têm sua parte inflexível não considerada no estabelecimento

do preço e são consideradas como abatimentos da carga a ser atendida. Contudo, se a unidade geradora tiver declarado um nível mínimo de geração obrigatória (inflexível) e estiver programada para gerar acima desse nível (flexível), esse será considerado na formação do preço. As gerações de teste produzidas pela entrada de novas unidades também não são consideradas no processo de formação do PLD.

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

2.1.2.2 – PROCEDIMENTOS DE REDE, MÓDULO 14 - Administração dos Serviços Ancilares

Conforme o estabelecido no módulo 14 dos Procedimentos de Rede, em [28], no Brasil cabe ao ONS, a contratação e administração dos serviços ancilares necessários à operação do Sistema Interligado Nacional. Em decorrência desta missão e da regulamentação da ANEEL, o ONS deverá estabelecer os procedimentos para os arranjos comerciais dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares, a celebração e administração dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) e a apuração mensal referente aos serviços ancilares.

Na definição dos serviços ancilares foram adotadas premissas que refletem a garantia de operacionalidade do Sistema Interligado Nacional. Assim sendo, foram estabelecidos segundo a regulamentação vigente os seguintes serviços ancilares:

- (a) Os controles primário e secundário de frequência, e suas reservas associadas;
- (b) A reserva de prontidão;
- (c) O suporte de reativo;
- (d) Auto-restabelecimento das unidades geradoras (*Black Start*).

O controle primário de frequência é o controle realizado pelos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração. O controle secundário de frequência é o controle realizado pelas unidades geradoras participantes do CAG, destinado a restabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados. A Reserva de Potência para Controle Primário é a provisão de reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras para realizar o controle primário de frequência. A Reserva de Potência para Controle Secundário é a provisão de reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras participantes do CAG, para realizar o controle secundário de frequência e/ou de intercâmbios líquidos programados de potência ativa entre áreas de controle. A Reserva de Prontidão é a disponibilidade de unidades geradoras com o objetivo de recompor as reservas de potência primária ou secundária do sistema, em caso de indisponibilidade ou redeclaração de geração, se atingido o limite de provisão de reserva de potência ativa do sistema. O Suporte de Reativo é o fornecimento ou absorção de energia reativa, destinada ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede, como citado em [28].

São considerados serviços ancilares de suporte de reativo aqueles providos pelas seguintes fontes:

- (a) Unidades geradoras fornecendo potência ativa;
- (b) Unidades geradoras operando como compensadores síncronos;
- (c) Equipamentos para controle de tensão dos Concessionários de Transmissão.

Os equipamentos dos concessionários de transmissão destinados ao controle de tensão e do fluxo de potência, que fazem parte de suas respectivas concessões, serão remunerados pelas mesmas regras e procedimentos aplicados às instalações de transmissão. Esses ativos serão remunerados pelos encargos associados aos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

A Figura 2.5 ilustra o processo de administração dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares, mostrando inclusive o relacionamento existente entre as diferentes entidades nesse processo.

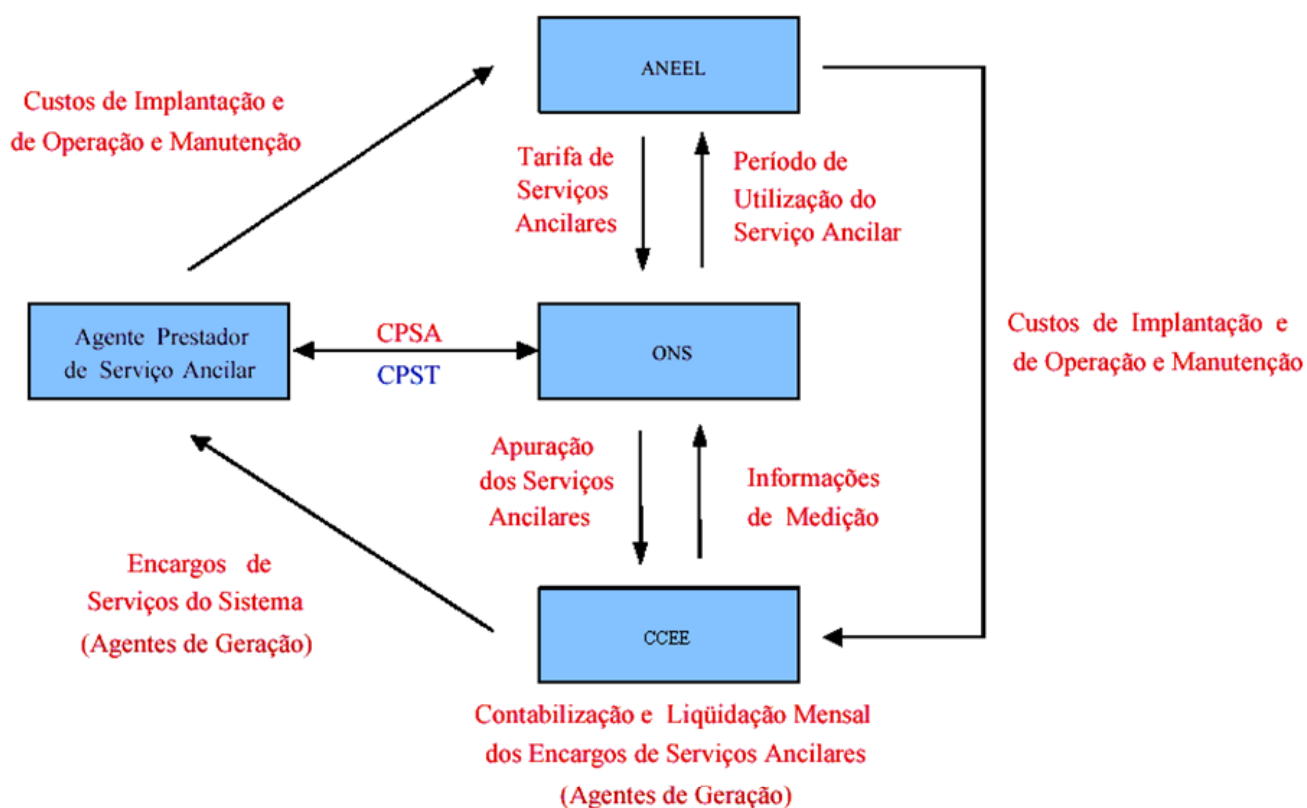


Figura 2.5 – Processo de administração dos serviços ancilares [28].

A seguir é apresentada uma descrição de cada reserva de potência, sua quantificação e sua alocação de acordo com [28]:

Reserva Primária (R1)

Esta parcela destina-se à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras do sistema (regulação primária).

QUANTIFICAÇÃO

A Reserva Primária é igual a 1% da Responsabilidade Própria de Geração (RPG), [28].

$$R_{1k} = 0,01.RPG_k \quad (1.1)$$

Em que:

R_{1k} - Reserva Primária de responsabilidade do Agente Gerador k: (MW);

RPG_k - Carga própria do Agente Distribuidor k + contratos de fornecimento - contratos de recebimento: (MW).

ALOCAÇÃO

A R1 deve ser necessariamente alocada no próprio Agente Gerador.

Cada Agente Gerador (Sistema Interligado e ITAIPU Binacional) deve distribuir o valor desta parcela por todas as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado.

No caso de ITAIPU, a reserva primária será alocada como segue:

$$RI(50Hz) = RI(Itaipu) \cdot \frac{N(50Hz)}{N(50Hz) + N(60Hz)} \quad (1.2)$$

$$RI(60Hz) = RI(Itaipu) \cdot \frac{N(60Hz)}{N(50Hz) + N(60Hz)} \quad (1.3)$$

Em que:

$N(50\text{ Hz})$ - número de unidades geradoras sincronizadas de 50 Hz;

$N(60\text{ Hz})$ - número de unidades geradoras sincronizadas de 60 Hz.

UTILIZAÇÃO

A utilização desta parcela é feita automaticamente pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras, não sendo portanto necessário estabelecer critérios para a sua utilização.

Reserva Secundária (R2)

Esta parcela tem a função de recuperar a frequência do sistema, alterada pelas variações momentâneas ou de curta duração da carga, permitindo ao controle secundário (CAG) uma atuação correta no sentido de manter os intercâmbios e a frequência dentro de valores programados.

QUANTIFICAÇÃO

Cada Agente Gerador é responsável por uma Reserva Secundária igual a 2,5% da sua responsabilidade própria de geração (RPG), acrescida de 1,5% da carga própria do Agente Distribuidor conforme indicado na expressão a seguir:

$$R_{2k} = 0,025.RPG_k + 0,015.CP_k \quad (1.4)$$

Em que:

R_{2k} - Reserva Secundária de responsabilidade do Agente Gerador k: (MW);

CP_k - Carga própria do Agente Distribuidor k : (MW).

ALOCAÇÃO

Esta parcela deve se constituir de reserva girante, devendo obrigatoriamente ser alocada em unidades sob o controle do CAG. Em cada área de controle deve ser alocado o valor correspondente à R2 da respectiva área de controle. É necessário que, para o balanço da R2 pela área de controle, sejam verificados os contratos de recebimento e fornecimento dos Agentes que a compõem. Essa medida tem por objetivo a solicitação pelos Agentes recebedores aos Agentes fornecedores, da parcela de R2 correspondente aos 2,5% do valor de contrato.

Desta forma, poderão ser caracterizadas as áreas de controle recebedoras e áreas de controle fornecedoras. Considerando esse fato, as áreas de controle recebedoras podem, em condições normais, programar em cada hora a demanda contratada com as respectivas áreas de controle fornecedoras, mais 2,5% deste valor, devendo esta ser mantida na área de controle recebedora.

Relativamente ao contrato com ITAIPU, as áreas de controle do Sudeste devem solicitar essa parcela ao COSR-SE e as áreas de controle do Sul devem solicitar ao COSR-S. Ficará a critério da área de controle recebedora a solicitação ou não desta parcela, dependendo de sua folga de geração no momento.

Cada Agente de Operação deve alocar a totalidade de sua R2 em uma área de controle a qual pertence. A parcela R2 de ITAIPU ficará alocada em ITAIPU - 60 Hz enquanto esta estiver sob o controle do CAG do COSR-SE, como segue:

$R2 (\text{Setor } 60 \text{ Hz}) = R2 (\text{ITAIPU}) - 2,5\% \text{ INTERCÂMBIO ITAIPU/ANDE};$

$R2 (\text{Setor } 50 \text{ Hz}) = 2,5\% \text{ INTERCÂMBIO ITAIPU/ANDE} + R2 (\text{ANDE}).$

Por necessidade do sistema o CNOS poderá alocar a parcela R2 (Setor 60 Hz - total ou em parte) nas unidades sob controle do COSR-SE. Na situação em que ITAIPU - 60 Hz estiver fora do CAG do COSR-SE, a parcela R2 (Setor 60 Hz) deve ser alocada nas usinas da área de controle do COSR-SE sob CAG.

UTILIZAÇÃO

A utilização desta parcela é feita automaticamente pelo CAG, não sendo portanto necessário estabelecer critérios para a sua utilização. Eventualmente pode complementar a reserva terciária quando de perda de unidade geradora ou unidade geradora com potência superior a MMprob (Maior Máquina probabilística), [28].

Reserva Terciária (R3)

Esta parcela tem por função cobrir saídas ou limitações não programadas de unidades geradoras, causadas por defeitos nos equipamentos que as compõem, até o transformador elevador inclusive. O valor total da Reserva Terciária do sistema interligado é calculado a partir da determinação probabilística da reserva total do sistema, considerando a diversidade do uso das parcelas R1 e R2, perante o impacto da saída forçada de qualquer unidade geradora, e o nível de risco assumido na fase de planejamento de operação.

QUANTIFICAÇÃO

O valor total da Reserva Terciária é igual à diferença entre a reserva total probabilística recomendada para o sistema e os totais das parcelas R1 e R2 dos Agentes.

A R3 total do sistema deve ser rateada entre os Agentes proporcionalmente à RPG e à capacidade efetiva da maior máquina do Agente, conforme expressão a seguir:

$$R3_k = \frac{MM_k \cdot RPG_k}{\sum_{i=1}^n (MM_i \cdot RPG_i)} \cdot R3_s \quad (2.5)$$

Em que:

$R3_k$ - Reserva Terciária de responsabilidade do Agente Gerador k: (MW);

$R3_s$ - Reserva Terciária total do Sistema Interligado: (MW);

MM_k - Maior máquina do Agente Gerador k: (MW);

MM_i - Maior máquina do Agente Gerador i: (MW);

RPG_i - Responsabilidade própria de geração (RPG) do Agente Gerador i: (MW);

RPG_k - Carga própria do Agente Distribuidor k + contratos de fornecimento - contratos de recebimento: (MW).

ALOCAÇÃO

Esta parcela de reserva deve ser girante, preferencialmente alocada em unidades sob o controle do CAG, na área de controle correspondente, podendo ser alocada em outras unidades, não ligadas a um CAG, no caso de restrições operativas, faixas de operação de máquinas, limites de transmissão etc.

Admite-se que unidades geradoras operando como síncrono, possam compor esta parcela, desde que possuam automatismo para reversão para gerador, acionado por queda da frequência. No caso de ITAIPU, sua parcela R3 será alocada de acordo com o estabelecido no Programa Mensal de Operação.

UTILIZAÇÃO

A reserva terciária é utilizada para cobrir saídas não programadas de unidades geradoras, provocadas por defeitos em quaisquer dos equipamentos que a compõem (caldeira, turbina, serviços auxiliares, gerador, sistema de excitação, sistema de adução etc.), até o transformador elevador, inclusive. Devem ser também consideradas as reduções de disponibilidade por defeito nestes equipamentos.

Reserva Complementar (R4)

A reserva complementar de cada área de controle é constituída pela soma dos seguintes recursos disponíveis:

- cargas de bombeamento;
- cargas interruptíveis;
- geração hidráulica ou térmica a carvão excedente;
- geração térmica a óleo combustível;
- reprogramações de manutenções de unidades geradoras.

ALOCAÇÃO

Esta reserva é característica de cada área de controle, ficando evidentemente alocada nos respectivos recursos que a definem.

UTILIZAÇÃO

A utilização desta parcela fica condicionada à solicitação pelo CNOS, quando ocorrerem situações no sistema que assim o determinem, de acordo com as práticas adotadas.

2.1.2.3 – RESOLUÇÃO CNPE Nº 08, DE 20 DE DEZEMBRO DE 2007 - Estabelece diretrizes para a utilização da Curva de Aversão ao Risco - CAR, e dá outras providências

A metodologia PPO foi implementada pela primeira vez recentemente pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, por intermédio da Resolução nº 08, de 20 de dezembro de 2007, o qual estabelece que se a oferta de energia elétrica estiver reduzida, as usinas marginais não formarão preços, ou seja, até de um determinado ponto de operação a metodologia usada é o tradicional método de custos marginais e a partir deste ponto a metodologia para formação de preços é a PPO. *In verbis:*

“Art. 3º O Custo Variável Unitário - CVU de usina termelétrica despachada conforme o disposto no art. 2º ou devido a ultrapassagem da Curva de Aversão à Risco - CAR não será utilizado para a determinação do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD.

§ 1º Para os casos previstos no caput, o PLD será aquele resultante dos modelos computacionais vigentes, observado o disposto no art. 1º desta Resolução.

§ 2º A usina termelétrica despachada na forma do caput receberá, para cada MWh produzido, exatamente o valor de seu respectivo CVU.

§ 3º O custo adicional do despacho de usina acionada por decisão do CMSE, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, será rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia nos últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo do Sistema Interligado Nacional - SIN e será cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema por razão de segurança energética, conforme o disposto no art. 59 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

§ 4º O custo adicional do despacho de usina acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, será rateado de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a ser disciplinado pela ANEEL.

2.1.3 – Abordagem Preço por Oferta (PPO)

Uma alternativa que vem sendo analisada para a formação de preços diferente do método de PM é a abordagem PPO, dado que elimina o Excedente Financeiro (*Surplus*) existente na abordagem de custos marginais. Como visto anteriormente, pelo método marginal, o gerador recebe o valor de sua receita sendo o seu custo marginal (“ λ ”) multiplicado pela sua potência ativa despachada (“Pg”). Isto é graficamente representado pela área do quadrado na Figura 2.6 a seguir em um caso onde não é considerada a rede de transmissão. No caso do método PPO o gerador recebe a área definida pela integração da sua curva de oferta de geração. Obviamente, neste método, as ofertas devem ser maiores que os custos para garantir um lucro para estes agentes geradores.

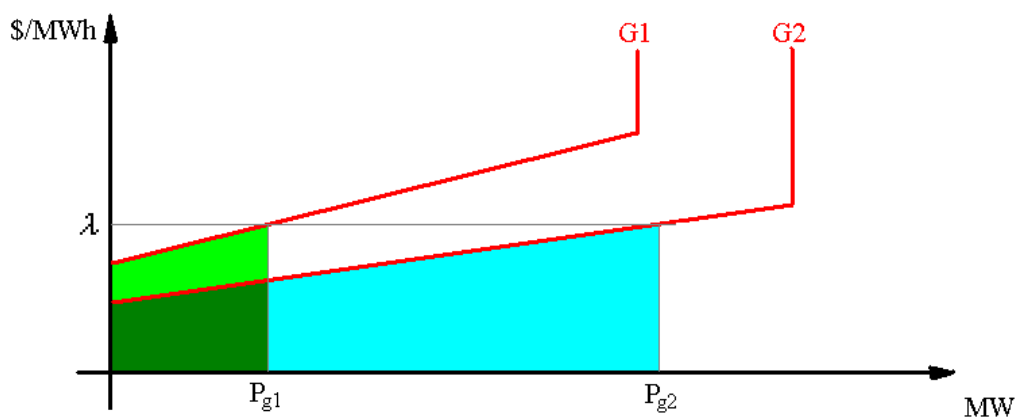


Figura 2.6 – Diagrama do preço da energia pela geração de cada unidade geradora.

O cálculo das áreas é bastante simples para um sistema no qual a rede de transmissão não é levada em consideração. No entanto, a inclusão do efeito da rede torna o problema não-linear e, por conseguinte, o cálculo desta área deve seguir um processo de integração como descrito na Figura 2.7.

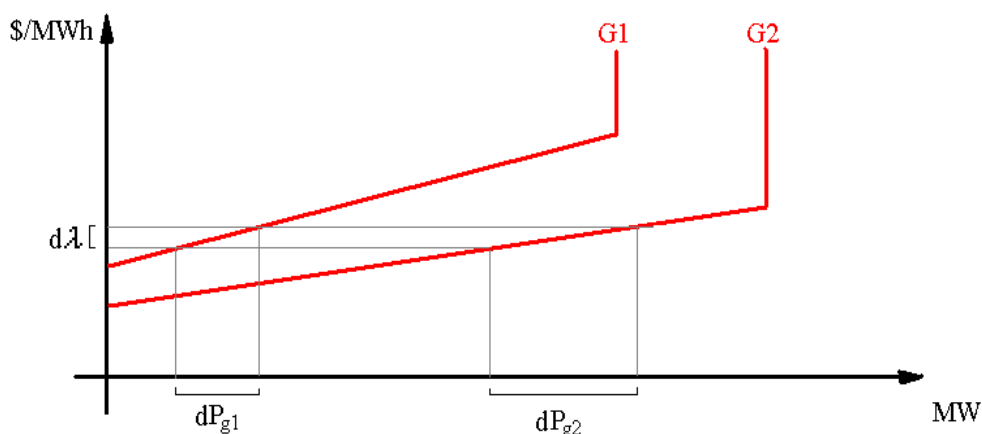


Figura 2.7 – Análise gráfica do processo de integração das curvas de oferta de geração das unidades geradoras.

Como visto na Figura 2.7, o pagamento de cada unidade geradora é feito pela oferta submetida e a quantidade despachada, ou seja, a área embaixo da curva de oferta de geração até o ponto de efetivo despacho. A versão PPO desse modelo pode ser implementada por de um processo de integração baseado na técnica Auman-Shapley , Bakirtzis [3], que considera as características não-lineares existentes na rede de transmissão devido à presença das perdas na transmissão e ao comportamento da tensão. Essa vantagem não é presente em um cálculo simples PPO como o *pro-rata*. O processo de

integração permite também a separabilidade do uso e dos preços dos diversos serviços incluindo o despacho no *pool*, a contratação bilateral, a contratação de energia renovável e a disponibilidade de serviços de reserva de potência.

2.2 – CONCLUSÕES

Este capítulo apresenta uma revisão geral do tema de estudo, revisa vários trabalhos atuais vinculados à formação de preços para os serviços de eletricidade, descreve as normas atualmente seguidas para o provimento de serviços de reserva e situa a proposta no contexto do modelo atual brasileiro.

A seguir, no próximo capítulo, é mostrada a estratégia seguida para compatibilizar numa única ferramenta as metodologias vigentes de formação de preços e fornecimento de serviços de eletricidade com a nova abordagem PPO de uma maneira factível e de suave transição pois mantém muito do que é praticado atualmente na comercialização de energia e no fornecimento de serviços ancilares.

3 – MODELO INTEGRADO DE MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Este trabalho propõe uma nova metodologia para formação de preços considerando mercados integrados para a comercialização energia e serviços de potência elétrica. Atualmente o modelo utilizado para a formação de preços no setor elétrico considera mercados separados de energia e serviços ancilares e está baseado em uma lógica de custos marginais, ou seja, o preço vigente no mercado de curto prazo é o preço marginal, aquele fornecido pelo último watt a ser despachado pelo operador independente do sistema.

Nesse sentido, a proposta analisa as características do modelo de formação de preços atual desenhado para trabalhar com a clássica abordagem de preços marginais (PM) comparativamente a uma nova metodologia, baseada na abordagem Preço por Oferta (PPO) em um mercado de estrutura combinada envolvendo a presença de contratos bilaterais físicos com fontes convencionais e renováveis no mercado de longo prazo (contratação bilateral), negociações no mercado de curto prazo e no mercado de curtíssimo prazo também chamado de serviços ancilares. A Tabela 3.1 mostra as características dos mercados apresentados a seguir.

Tabela 3.1 – Síntese dos Contratos de Serviços de Eletricidade do modelo.

Contrato	Objeto	Prazo
Contrato de Longo Prazo Convencional	Energia Convencional	1 mês a vários anos
Contrato de Longo Prazo Incentivado	Energia Renovável	1 mês a vários anos
Contrato de Curto Prazo	Energia	1 semana
Contrato de Curtíssimo Prazo	Potência	1 minuto a 1 hora a 1 dia

A classificação de Curtíssimo Prazo ainda pode possuir subclasses para se adequar à classificação brasileira de reserva primária (R1), secundária (R2) e terciária (R3) ou Reserva de Regulação (*Regulation Up and Down – RU, RD*), Girante (*Spinning Reserve - SR*) e Não-Girante (*Non Spinning Reserve -NS*) conforme cada caso. Observe também que nesta tabela esta sendo definida a participação da energia renovável por meio de contratos

de longo prazo, o que é razoável, pois esta energia a princípio não participa de contratos de curtíssimo prazo. Obviamente essa participação dependerá da oferta e da capacidade de resposta informada ao Operador Independente do Sistema. Caso se enquadre nestes termos, poderá participar deste mercado. Ressalta-se que a classificação das fontes como renováveis ou não renováveis, como o caso de grandes usinas hidroelétricas, dependerá dos critérios estabelecidos pelo órgão regulador do setor em conjunto com os órgãos ambientais.

3.1 CARACTERÍSTICAS DOS MERCADOS

O modelo de formação de preços utiliza as abordagens MP e PPO dentro de uma estrutura de mercado integrado de energia considerando as características temporais dos mercados de energia elétrica (longo, curto ou curtíssimo prazo) e da qualidade de sua produção (energia de fontes convencionais ou renováveis). Nos leilões simultâneos, energias convencionais e renováveis para longo prazo são procuradas e o foco é obter um mecanismo de formação de preços para esses produtos considerando a coexistência com um mercado de curto e curtíssimo prazo.

3.1.1 Mercado de Longo Prazo

Atualmente, o modelo de contratação de Longo Prazo praticado no Brasil ocorre por meio de contratações bilaterais de compra e venda de energia, ou seja, são os contratos de quantidade de energia pactuados livremente entre agentes privados vendedores e compradores, ou por meio de contratações reguladas, pactuadas entre agentes vendedores e empresas de distribuição de energia elétrica. A proposta mantém este tipo de contratação e apenas ajusta sua nomenclatura para Contratos de Longo Prazo, onde seus prazos podem variar de 1 mês até vários anos.

Sendo essa contratação bilateral, ou seja, apenas as partes pactuantes conhecem os valores envolvidos, consideramos nos cálculos o preço praticado nesses contratos como sendo o

próprio custo de geração declarado das usinas geradoras que participam do mercado de Longo Prazo. Isso é feito no modelo com o objetivo de ajudar nas análises comparativas dos diversos cenários estudados.

3.1.2 Mercado de Curto Prazo

Neste tipo de contratação, a análise ainda mantém a metodologia vigente no setor elétrico brasileiro, apenas ajustando a nomenclatura usual praticada. São contratos de compra e venda de quantidades de energia de 1 mês, mas contabilizados semanalmente. Ou seja, existe um preço pontual ou *spot* ou Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado centralizadamente pelo Operador Independente do Mercado, em função de todas as diferenças entre os montantes dos Contratos de Longo Prazo e os montantes medidos dos agentes finais de geração e consumo desses respectivos contratos.

É claro que um eventual agente pode escolher entre um Contrato de Longo Prazo ou de Curto Prazo, quando o prazo envolve 1 mês. Isso dependerá do seu custo de oportunidade entre escolher pactuar livremente os preços em um Contrato de Longo Prazo ou aceitar um preço calculado para o Contrato de Curto Prazo.

3.1.3 Mercado de Curtíssimo Prazo

Neste tipo de contratação, a análise considera ajustes em relação ao modelo vigente no setor elétrico brasileiro. Pela necessidade de muita celeridade neste tipo de disponibilização de capacidade, o modelo proposto estabelece que no contrato o objeto será a capacidade disponibilizada de produção da usina geradora. Ou seja, o Contrato de Curtíssimo Prazo será um contrato de compra e venda de capacidade a ser disponibilizada.

Com isso, o Operador Independente do Sistema terá a responsabilidade de cadastrar e despachar os agentes de geração para atender o consumo demandado pelo sistema.

Assim, uma classificação de tempo de resposta dos serviços de reserva é sugerida pelo modelo. Para o atendimento em até 1 dia, será um Contrato de Curtíssimo Prazo Dia, para o atendimento em até 1 hora, será um Contrato de Curtíssimo Prazo Hora, para o atendimento em até 1 minuto, será um Contrato de Curtíssimo Prazo Minuto, que poderá ser para incremento de Potência Acima ou Potência Abaixo, ou seja, todos os contratos de curtíssimo prazo terão uma potência vinculada e para os Contratos Minuto essa potência é bidirecional: de geração ou de consumo. Isto tudo é necessário pela peculiaridade da operação de um sistema elétrico interligado, que necessita da regulação da frequência em valores determinados de modo a manter a estabilidade do sistema.

É claro que o regulador do setor deve classificar e fiscalizar o atendimento a todos os contratos, sempre verificando o menor custo de operação global do sistema.

Com isso, o modelo proposto permite relacionar comportamentos econômicos e operacionais com preços que representam os custos de produção e transmissão de energia. Como resultados são obtidos pagamentos e receitas correspondentes que refletem o verdadeiro uso dos serviços e fornecem sinais econômicos para investimentos futuros na infraestrutura.

3.2 FORMULAÇÃO DO MODELO DE CURTO E CURTÍSSIMO PRAZO

Na formulação do modelo sugerido é considerado o custo dos diversos mercados de energia e serviços ancilares, onde a caracterização desses serviços é previamente definida pelo órgão regulador e é baseada na qualidade (velocidade) de suas respostas. Nesse tipo de mercado é essencial considerar a possibilidade de substituição entre os serviços de reserva, ou a substitubilidade, baseado na oferta do agente, evitando a reversão de preços entre eles.

O modelo apresentado aqui considera ainda que o problema de comissionamento de unidades (ou o UC - *Unit Commitment*) foi solucionado previamente e seus resultados

usados para a aplicação da metodologia de preços baseada em um Fluxo de Potência Ótimo em Corrente Alternada (FPO-CA) e em um processo de integração para uma hora específica. Não é o propósito aqui sugerir um modelo para resolver o problema de programação de despacho geral, incluindo múltiplos intervalos de tempo. Outras aproximações, como comentadas em [14], [17] e [18], sugerem modelos para a programação dos serviços ancilares de reserva simultaneamente como a solução do problema do UC em um multi-período e em um contexto PM, sem considerar a presença de contratos bilaterais e seus impactos na operação da rede.

Os mercados de Curto e Curtíssimo Prazo se caracterizam pela minimização dos custos das ofertas submetidas pelos agentes para atender à demanda por energia e requerimento de serviços de reserva de forma conjunta por meio de leilões periódicos, como mostra (3.1).

$$\text{Minimizar } C_{\text{CurtoPrazo}} + C_{\text{CurtíssimoPrazo}} \quad (3.1)$$

onde,

$$C_{\text{CurtoPrazo}} = \sum_i C_i (p_{gi}^p)$$

$$C_{\text{CurtíssimoPrazo}} = \left\{ \sum_i C_i^{RU} (ru_{gi}) + \sum_i C_i^{SR} (sr_{gi}) \right.$$

$$\left. + \sum_i C_i^{NS} (ns_{gi}) + \sum_i C_i^{RD} (rd_{gi}) \right\} \quad (3.2)$$

As funções $C_{\text{CurtoPrazo}}$ e $C_{\text{CurtíssimoPrazo}}$ são as ofertas dos agentes para cada tipo de serviço. No caso da abordagem PPO, os agentes ofertam acima de seu custo real. Neste trabalho, o termo custo é entendido como custo ofertado para o sistema. Também pode se perceber que a contratação bilateral de Longo Prazo não está presente na equação pelo fato de que apenas as partes envolvidas conhecem os preços praticados em seus contratos.

Outra consideração importante a respeito do critério apresentado é que ele pode incorporar a Função de Custo Futuro (FCF), por meio de inclusão de mais uma variável na função objetivo, no caso do despacho hidrotérmico, que deverá ser minimizada pelo Operador Independente do Sistema, considerando o problema entre gerar com usinas hidráulicas hoje e não ter água para gerar no futuro ou não gerar hoje e verter água no futuro. A solução

deve atender este compromisso, fazendo com que o custo de operação do sistema elétrico seja o menor possível dentro das margens de segurança necessárias.

A função a ser minimizada (3.1) pode considerar ofertas submetidas em forma de funções quadráticas ou funções lineares (funções incrementais constantes) relacionadas com os blocos de ofertas. Neste modelo apresentado os custos dos geradores são entendidos como sendo as ofertas. Na abordagem PPO, os geradores devem ofertar acima dos seus verdadeiros custos.

2.2.1 Modelo da Rede de Transmissão

Do ponto de vista do operador independente do sistema, as ofertas vencedoras devem atender às imposições de restrições de operação, ou seja, soluções factíveis devem respeitar as equações (3.3) a (3.8). A demanda na barra j possui as componentes $p_{d_j} = p_{d_j}^p + p_{d_j}^b$, e cada gerador na barra i possui as componentes $p_{g_i} = p_{g_i}^p + p_{g_i}^b$. As equações (3.3) e (3.4) representam o fluxo de carga. A equação (3.5) representa o limite de transmissão de potência ativa da linha de transmissão e as equações (3.6) a (3.8) representam os limites de capacidade e limite de tensão. O vetor v representa o módulo de tensão da barra e o vetor δ representa a fase angular da tensão da barra. Ambos os vetores possuem dimensões equivalentes ao número de barras i .

$$p_{g_i} - p_{d_i} = p_i(v, \delta) \rightarrow \lambda_i \quad (3.3)$$

$$q_{g_i} - q_{d_i} = q_i(v, \delta) \quad (3.4)$$

$$-p_{ij}^{\max} \leq p_{ij}(v, \delta) \leq p_{ij}^{\max} \quad (3.5)$$

$$p_{g_i}^{\min} \leq p_{g_i} \leq p_{g_i}^{\max} \quad (3.6)$$

$$q_{g_i}^{\min} \leq q_{g_i} \leq q_{g_i}^{\max} \quad (3.7)$$

$$v_i^{\min} \leq v_i \leq v_i^{\max} \quad (3.8)$$

Sendo que $p_i(v,\delta)$ e $q_i(v,\delta)$ são as potências ativa e reativa, respectivamente, associadas à barra i , definidos em termos de funções senoidais, como em [38]; $p_{ij}(v,\delta)$, a potência ativa que flui entre as barras i e j , também definido em termos de funções senoidais; e p_{gi} e q_{gi} , as potências ativa e reativa, respectivamente, geradas pelo gerador no barra i e v_i a tensão na barra i . As variáveis λ_i representam as variáveis duais associadas a cada restrição do fluxo de carga. No caso da equação (3.3), elas também representam os preços nodais em \$/MWh.

3.2.2 Características dos Mercados de Curto e Curtíssimo Prazo

Agentes geradores podem vender energia de diferentes formas: por meio de Contratos de Longo Prazo de Energia Convencional ou Renovável; no Mercado de Curto Prazo; ou disponibilizando capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo, desde que tenham se qualificado pelo ente regulador formalmente. Como dito anteriormente, a contratação por ser classificada em função da velocidade de resposta do tempo de produção (longo, curto ou curtíssimo prazo) e da qualidade de sua produção (energia de fontes convencionais ou renováveis). Com objetivo de abrir possibilidade para redução de custos, também é permitida a substituição entre os tipos de serviço de reserva.

Obviamente, a substituição consiste em permitir que tipos de geração com velocidade de resposta superior, ou maior qualidade, mas com preços reduzidos, possam substituir tipos de geração com velocidade de resposta inferior com preços altos. As possíveis substituições de serviços permitidas são modeladas por meio das restrições (3.9) a (3.14). Cada uma das restrições tem associado um Multiplicador de Lagrange λ , que serve para a determinação do preço de cada tipo de serviço.

$$R^{RU} \leq \sum_{i=1}^n ru_{gi} \rightarrow \lambda^{RU} \quad (3.9)$$

$$R^{RU} + R^{SR} \leq \sum_{i=1}^n ru_{gi} + \sum_{i=1}^n sr_{gi} \rightarrow \lambda^{SR} \quad (3.10)$$

$$R^{RU} + R^{SR} + R^{NS} \leq \sum_{i=1}^n ru_{gi} + \sum_{i=1}^n sr_{gi} + \sum_{i=1}^n ns_{gi} \rightarrow \lambda^{NS} \quad (3.11)$$

$$R^{RD} \leq \sum_{i=1}^n rd_{gi} \rightarrow \lambda^{RD} \quad (3.12)$$

$$ru_{gi} \geq 0, sr_{gi} \geq 0, ns_{gi} \geq 0, rc_{gi} \geq 0, rd_{gi} \geq 0 \quad (3.13)$$

$$ru_{gi} \leq ru_i^{\max}, sr_{gi} \leq sr_i^{\max}, ns_{gi} \leq ns_i^{\max}, rc_{gi} \leq rc_i^{\max}, rd_{gi} \leq rd_i^{\max} \quad (3.14)$$

Assim, variáveis λ são variáveis duais associadas a cada restrição, e R^{RU} , R^{SR} , R^{NS} e R^{RC} e R^{RD} (em MW) são os montantes de reserva requeridos pelo sistema. Estas últimas quantidades são consideradas parâmetros fixos e conhecidos no mercado. Percebe-se que R^{RD} não possui a propriedade da substituição dos serviços devido à peculiaridade de suas características pois representa um aumento da demanda ou redução de oferta do sistema para redução da frequência. Os limites superiores (3.14) representam limites informados das ofertas de cada agente de geração para cada tipo de serviço.

3.2.3 Característica do Mercado de Longo Prazo

Contratos de Longo Prazo são considerados de caráter privado efetuados entre duas partes (bilaterais) cuja entrega é obrigatória (firmes) e devem ser respeitados na programação de despacho do operador independente do sistema. Na forma compacta, Contratos de Longo Prazo podem ser agrupados em uma matriz GD, onde cada coeficiente GD_{ij} representa o MW negociado entre o gerador localizado na barra i e a carga localizada na barra j . Conseqüentemente, o montante total dos contratos supridos pelo gerador i é:

$$p_{gi}^b = \sum_{j=1}^n GD_{ij} \quad (3.15)$$

De forma análoga, o montante total dos contratos solicitados pela demanda na barra j é:

$$p_{dj}^b = \sum_{i=1}^n GD_{ij} \quad (3.16)$$

Nesse modelo, para efeitos do mercado de curto prazo, é suposto que os Contratos de Longo Prazo têm reservadas capacidades dos geradores vinculados com este tipo de contrato e possuem prioridade em relação ao despacho para o Mercado de Curto Prazo pelo operador. Devido a isso, a viabilidade de participação dos geradores nos mercados de Curto e Curtíssimo Prazo é restringida pelo que eles já comprometeram em termos de sua capacidade com os Contratos de Longo Prazo, este fato é observado na restrição (3.17).

$$p_{gi}^b \leq p_{gi} \leq p_{gi}^{\max} \quad (3.17)$$

3.2.4 Disponibilidade de Capacidade

No mercado integrado, atendendo Contratos de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo, cada gerador i distribui sua capacidade entre os vários serviços no mercado. A energia e potência ofertadas devem respeitar o limite de capacidade operacional de cada gerador, conforme descrito nas restrições (3.18) e (3.19).

$$p_{gi} + ru_{gi} + sr_{gi} + ns_{gi} \leq p_{gi}^{\max} \quad (3.18)$$

$$-rd_{gi} + p_{gi} \geq p_{gi}^b \quad (3.19)$$

Uma importante consideração é a velocidade de resposta das usinas geradoras caracterizada pela rampa de resposta medida em MW/minuto. Como sugerido em [1], (3.20) mostra como considerar essa restrição utilizando uma base de 10 minutos por uma relação linear.

$$\frac{ru_{gi}}{RP_{gi}^{RU}} + \frac{rs_{gi} + ns_{gi}}{RP_{gi}^{SNS}} - 10 \leq 0 \quad (3.20)$$

3.2.5 Preços Marginais no Mercado de Curtíssimo Prazo

A função Lagrangeana do problema de otimização descrito anteriormente nas equações (3.9) a (3.12) e mostrada no APÊNDICE 01 permite obter por meio da lógica dos custos marginais expressões para os Preços de Liquidação do Mercado (PLM) dos serviços baseados nas variáveis duais [1] como mostrado nas equações (3.21) a (3.25).

$$\frac{\partial L}{\partial R^{RU}} = \lambda^{RU} + \lambda^{SR} + \lambda^{NS} = PLM_{RU} \quad (3.21)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R^{SR}} = \lambda^{SR} + \lambda^{NS} = PLM_{SR} \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R^{NS}} = \lambda^{NS} = PLM_{NS} \quad (3.23)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R^{RD}} = \lambda^{RD} = PLM_{RD} \quad (3.24)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R^{RC}} = \lambda^{RC} = PLM_{RC} \quad (3.25)$$

Nesta formulação do problema é garantido que os multiplicadores de Lagrange são positivos. Com isso, essa formulação assegura a não reversão de preços entre os serviços. Em outras palavras, $PLM_{RU} \geq PLM_{SR} \geq PLM_{NS}$, [1] e [26].

3.3 - MODELO PREÇO POR OFERTA DE FORMAÇÃO DE PREÇOS

Como visto no Capítulo anterior, na abordagem PPO o pagamento de cada unidade geradora é feito pela oferta submetida e a quantidade despachada. A versão PPO desse modelo é implementada por um processo de integração baseado na técnica Aumann-Shapley ,como comentado em [3], que considera as características não-lineares existentes

na rede de transmissão devido a perdas na transmissão e ao comportamento da tensão. Essa vantagem não está presente em um simples cálculo PPO como o *pro-rata*. O processo de integração permite também estimar o uso e os preços dos diversos serviços de forma separada incluindo o despacho no Mercado de Curto e Curtíssimo Prazo. Os passos do processo são descritos a seguir.

3.3.1 – Modelo de Solução Incremental

Primeiro Passo: Mercado de Longo Prazo – *Incrementos na carga associada a contratos bilaterais considerando as perdas e gerenciamento do congestionamento da transmissão devido á presença dos Contratos de Longo Prazo*: neste passo, as perdas atribuídas aos Contratos de Longo Prazo, devido ao uso do sistema de transmissão, são calculadas por incrementos, mantendo fixo os valores requeridos pelos mercados de Curto e Curtíssimos Prazo. O problema de otimização minimiza o custo das perdas e congestionamento da transmissão. Ou seja, o Mercado de Curto Prazo compensa as perdas e congestionamento. Assim, o problema de otimização incremental a ser resolvido está definido pelas equações (3.1) a (3.20), considerando para cada carga j uma variação incremental, enquanto os requisitos para os mercados de Curtíssimo Prazo R^{RU} , R^{SR} , R^{NS} , R^{RD} são mantidos fixos. Se a solução do problema incremental é dp_{gi}^* , então as perdas de transmissão e redespacho devidos a congestionamento dos contratos são obtidas pela equação (3.26).

$$dp_{gi}^{bpcl} = dp_{gi}^* - \sum_{j=1}^n dGD_{ij} \quad (3.26)$$

Segundo Passo: Mercado de Curto e Curtíssimo Prazo – *Incremento em contratos de Curto e Curtíssimo Prazo*: neste passo, a carga do Mercado de Curto Prazo é incrementada pelo vetor dp_{dj}^p , enquanto as cargas dos contratos de Longo Prazo são mantidas fixas. Consecutivamente, os requerimentos de capacidade do Mercado de Curtíssimo Prazo são incrementadas por dR^{RU} , dR^{SR} , dR^{NS} , dR^{RD} , enquanto mantêm-se fixos os montantes dos Contratos de Longo Prazo. A solução desse problema incremental fornece as ofertas no

Mercado de Curto Prazo dp_g^p e as reservas de capacidades disponíveis no Mercado de Curtíssimo Prazo dru_{gi} , dsr_{gi} , dns_{gi} , drd_{gi} .

3.3.2 - Processo de Integração

O processo de integração consiste em resolver alternativamente o primeiro e o segundo passo do modelo incremental, para pequenos incrementos de carga, seguindo um caminho uniforme de integração de zero até o valor final da carga, de acordo com o parâmetro “ t ”, sendo $0 \leq t \leq 1$, como mostrado na equação (3.27).

$$X = \int_{t=0}^1 dx(t) \quad (3.27)$$

Sendo o vetor dx composto das variáveis dp_{gi}^b , dp_{gi}^p , dp_{gi}^{bpc} , dru_{gi} , dsr_{gi} , dns_{gi} , drd_{gi} e drc_{gi} . O processo de integração segue as equações (3.28) a (3.30), onde GD é a matriz de contratos para o mercado de Longo Prazo e p_d^p é o vetor das cargas no Mercado de Curto Prazo. O Mercado de Curtíssimo Prazo segue o mesmo procedimento feito em (3.30) para os outros serviços.

$$GD(t^b) = t^b \cdot GD, \quad 0 \leq t^b \leq 1 \quad (3.28)$$

$$P_d^p(t^p) = t^p \cdot P_d^p, \quad 0 \leq t^p \leq 1 \quad (3.29)$$

$$R^{RU}(t^{RU}) = t^{RU} \cdot R^{RU}, \quad 0 \leq t^{RU} \leq 1 \quad (3.30)$$

Os parâmetros de integração $t = \{t^b, t^p, t^{RU}, t^{SR}, t^{NS}, t^{RD}\}$ são zero antes de começar o processo, isto é, $t(0) = \{0, 0, 0, 0, 0, 0\}$. Um passo incremental constante, $dt = t/N$, é adicionado durante o processo como mostrado em (3.31) a (3.33) para os três primeiros parâmetros. Os incrementos dos outros serviços são adicionados da mesma maneira.

$$t^{(1)} = \{dt^b, 0, 0, 0, 0, 0\} \quad (3.31)$$

$$t^{(1)} = \{dt^b, dt^p, 0, 0, 0, 0\} \quad (3.32)$$

$$t^{(1)} = \{dt^b, dt^p, dt^{RU}, 0, 0, 0\}$$

(3.33)

Nos seguintes passos de integração, incrementos adicionais de dt são acrescidos na mesma ordem.

3.4 - PAGAMENTOS E RECEITAS

Essa seção apresenta como receitas e pagamentos são obtidos para geradores e cargas participantes do mercado integrado. Esses índices econômicos são apresentados em termos incrementais conforme são calculados dentro do processo de integração.

3.4.1 – Mercado de Longo Prazo

Como os Contratos de Longo Prazo são negociados no ambiente privado, seus preços não são disponíveis. No modelo é assumido que o preço desses contratos são adotados como sendo o custo incremental dos geradores contratados, isto é: $IC_{gi}^b = dC_{gi}(P_{gi}^b)/dP_{gi}$

Receitas: A receita do gerador i devido aos Contratos de Longo Prazo é obtida de acordo com a equação (3.34).

$$dc_{gi}^b = IC_{gi}^b \cdot \sum_{j=1}^n dGD_{ij} \quad (3.34)$$

Pagamentos: Correspondentemente, a carga j paga para os Contratos de Longo Prazo de acordo com a equação (3.35).

$$dc_{dj}^b = \sum_{i=1}^n IC_i^b \cdot dGD_{ij} \quad (3.35)$$

Os contratos bilaterais de longo prazo devem pagar pelas perdas de transmissão e gerenciamento do congestionamento como mostrado em (3.36).

$$dc_{ij}^{bcl} = \sum_{i=1}^n (\lambda_j - \lambda_i) \cdot dGD_{ij} \quad (3.36)$$

Esse montante pode ser rateado entre as partes em uma proporção de 50% para cada um ou em outras proporções. Adotamos o valor de 50% / 50% para todos os contratos. Assim, o pagamento correspondente do gerador i em relação às perdas e congestionamento da transmissão dos Contratos de Longo Prazo está dado por (3.37).

$$dc_{gi}^{bcl} = (1/2) \sum_{j=1}^n dc_{ij}^{bcl} \quad (3.37)$$

Similarmente, a parcela do pagamento da carga j é:

$$dc_{dj}^{bcl} = (1/2) \sum_{i=1}^n dc_{ij}^{bcl} \quad (3.38)$$

3.4.2 – Mercado de Curto e Curtíssimo Prazo

Receitas: O gerador i tem o portfólio de receitas em função de suas ofertas no Mercado de Curto e Curtíssimo Prazo e são dadas pelas equações (3.39) a (3.42),

$$d\hat{c}_{gi}^p = \lambda_i \cdot dp_{gi}^p \quad (3.39)$$

$$dc_{gi}^{bpcl} = \lambda_i \cdot dp_{gi}^{bpcl} \quad (3.40)$$

$$dc_{gi}^{RU} = PLM_{RU} \cdot dru_{gi} \quad (3.41)$$

$$dc_{gi}^{SR} = PLM_{SR} \cdot dsr_{gi} \quad (3.42)$$

As receitas incrementais devidas a outros tipos de Contratos de Curtíssimo Prazo seguem um cálculo similar.

Pagamentos: A carga j paga a demanda no Mercado de Curto e Curtíssimo Prazo de acordo com as equações (3.43) a (3.45). No caso dos Contratos de Curto e Curtíssimo Prazo, a carga j paga de maneira *pro-rata*.

$$d\hat{c}_{dj}^p = \lambda_j dp_{dj}^p \quad (3.43)$$

$$dc_{dj}^{RU} = PLM_{RU} \cdot \left(\sum_{i=1}^n dru_{gi} \right) \cdot (p_{dj}^p + p_{dj}^b) / p_{dTotal} \quad (3.44)$$

$$dc_{dj}^{SR} = PLM_{SR} \cdot \left(\sum_{i=1}^n dru_{gi} \right) \cdot (p_{dj}^p + p_{dj}^b) / p_{dTotal} \quad (3.45)$$

Pagamentos incrementais relacionados aos outros tipos de Contratos de Curtíssimo Prazo são obtidos de maneira similar.

3.5 – PORTFÓLIOS DOS GERADORES E DAS CARGAS

Ao final do processo de integração têm-se os portfólios de receitas de cada gerador dado pela solução da equação (3.27). Esse portfólio é composto pelas parcelas nos mercados de Longo Prazo, de Curto Prazo, e de Curtíssimo Prazo, descritas nas equações (3.46) a (3.48).

$$c_{gi}^R = c_{gi}^b + c_{gi}^p + c_{gi}^R \quad (3.46)$$

Onde,

$$c_{gi}^R = c_{gi}^{RU} + c_{gi}^{RD} + c_{gi}^{SR} + c_{gi}^{NS} + c_{gi}^{RC} \quad (3.47)$$

$$c_{gi}^p = \hat{c}_{gi}^p + c_{gi}^{bpcl} - c_{gi}^{bcl} \quad (3.48)$$

Da mesma maneira, os portfólios de pagamentos de cada carga são a composição das parcelas nos mercados de Longo Prazo, de Curto Prazo, e de Curtíssimo Prazo descritas nas equações (3.49) a (3.51).

$$c_{dj} = c_{dj}^b + c_{dj}^p + c_{dj}^R \quad (3.49)$$

Onde,

$$c_{di}^R = c_{di}^{RU} + c_{di}^{RD} + c_{di}^{SR} + c_{di}^{NS} + c_{di}^{RC} \quad (3.50)$$

$$c_{dj}^p = \hat{c}_{dj}^p + c_{dj}^{bcl} \quad (3.51)$$

Destaca-se aqui que o procedimento fornece a separação das componentes de receitas e pagamentos dos diferentes serviços.

3.6 – RECONCILIAÇÃO DOS CUSTOS

Pela metodologia PPO, os custos alocados para as cargas dos Contratos de Longo Prazo casam perfeitamente com os componentes de custo de geração como demonstrado em [5]. Essa característica é também verificada quando consideramos o Mercado de Curto e Curtíssimo Prazo no final do processo de integração. Com isso, para o suprimento da demanda no Mercado de Curto Prazo e as perdas e congestionamento de transmissão associados, temos,

$$\sum_{i=1}^n c_{gi}^p = \sum_{j=1}^n c_{dj}^p \quad (3.52)$$

Em particular, para os serviços recebidos dos Contratos de Longo Prazo para perdas e congestionamento da transmissão, temos,

$$\sum_{i=1}^n c_{gi}^{bpcl} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij}^{bcl} \quad (3.53)$$

Para o suprimento dos Contratos de Longo Prazo, temos,

$$\sum_{i=1}^n c_{g i}^b = \sum_{j=1}^n c_{d j}^b \quad (3.54)$$

Adicionalmente, existe também a reconciliação do custo para o Mercado de Curtíssimo Prazo. Por exemplo, no caso do Contrato de Curtíssimo Prazo Hora, temos,

$$\sum_{i=1}^n c_{g i}^{SR} = \sum_{j=1}^n c_{d j}^{SR} \quad (3.55)$$

Esta condição é facilmente demonstrada a seguir nas equações (3.56) e (3.57) abaixo para o caso do serviço *SR*. De (3.45), temos.

$$\sum_{j=1}^n dc_{d j}^{SR} = PLM_{SR} \cdot \left(\sum_{i=1}^n dsr_{g j} \right) \quad (3.56)$$

Usando (3.42), temos,

$$\sum_{j=1}^n dc_{d j}^{SR} = \sum_{i=1}^n PLM_{SR} \cdot dsr_{g j} = \sum_{i=1}^n dc_{g i}^{SR} \quad (3.57)$$

Finalmente, a partir da aplicação de processo de integração, (3.55) é obtida. A prova é similar para os outros serviços de reserva.

3.7 – CUSTO DE OPORTUNIDADE PARA FORNECER SERVIÇOS ANCILARES DE RESERVA

Como visto anteriormente, um gerador pode participar simultaneamente no mercado de energia de contratos bilaterais de Longo Prazo, no Mercado de Curto Prazo e disponibilizar capacidade no mercado de serviço de reserva. Isto acontece se, e somente se, o gerador respeitar o limite de sua capacidade máxima conforme demonstra a condição (3.17).

Suponha que o gerador i participe somente dos mercados de energia e serviço de reserva NS . De acordo com as condições estabelecidas e assumindo algumas simplificações como, por exemplo, a não existência de limites de rampa, temos as seguintes condições a partir de função lagrangeana do sistema (ver Apêndice 01) relacionando os preços do serviço de reserva e o preço da energia [1], [23], [24] e [31]:

$$\frac{\partial L}{\partial ns_i} = \frac{\partial C_i}{\partial ns_i} - \lambda_i^{NS} + \pi_i^{\max} + \alpha_i^{NS} - \beta_i^{NS} + \alpha_i^{OP} = 0 \quad (3.58)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} - \lambda_i + \pi_i^{\max} - \pi_i^{\min} = 0 \quad (3.59)$$

Assumindo que o gerador (o supridor) i fornece uma quantidade de reserva não girante (i.e. $\beta_i^{NS}=0$) não restrita pela quantidade máxima ofertada (i.e. $\alpha_i^{NS}=0$), não restrita pela taxa de rampa (i.e. $\alpha_i^{OP}=0$), e não restrita pelo seu limite de carga mínima (i.e. $\pi_i^{\min}=0$). Sob estas suposições, as equações (3.58) e (3.59) ficam:

$$\lambda_i^{NS} = \frac{\partial C_i^{NS}}{\partial NS_i} + \pi_i^{\max} \quad (3.60)$$

$$\pi_i^{\max} = \lambda_i - \frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} \quad (3.61)$$

Se o fornecimento da reserva NS não está limitado pela sua capacidade máxima (i.e. $\pi_i^{\max}=0$), o preço da reserva NS e o preço nodal da barra i são determinados de forma independente pelas equações (3.60) e (3.61). Entretanto, se o fornecedor marginal i desta reserva está limitado pela sua capacidade máxima (i.e. $\pi_i^{\max}>0$), substituindo (3.61) em (3.60) temos:

$$\lambda_i^{NS} = \frac{\partial C_i^{NS}}{\partial NS_i} + \left(\lambda_i - \frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} \right) \quad (3.62)$$

Esta equação mostra que o preço marginal do serviço de reserva consiste de duas componentes: 1) o preço marginal da oferta de NS , e 2) a componente que representa o

custo de oportunidade do recurso i por fornecer NS em lugar de fornecer energia. Esta análise pode ser estendida para todos os outros serviços de reserva e em condições mais complexas. A conclusão se mantém válida e é a mesma para os outros tipos de serviços de reserva.

3.8 – CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DA ENERGIA RENOVÁVEL

O modelo sugerido pode considerar também uma composição da energia renovável de vários tipos de tecnologias, sendo consideradas em função do custo de implantação e do menor impacto no meio-ambiente. A caracterização dessas tecnologias é previamente definida pelo regulador e é baseada na qualidade de sua produção de energia. A possibilidade de substituição entre as tecnologias de geração renovável de energia se baseia na tecnologia e eficiência do agente, como considerado em [26].

Para o mercado de Energia Renovável, sugere-se considerá-la como um subconjunto do mercado de contratação bilateral de Longo Prazo. Isto se deve ao fato de que os empreendedores de fontes de energia renovável precisam de contratos de longo prazo para viabilizar seus empreendimentos, permitindo fixar preços que atualmente recebem subsídios por parte do governo com o propósito de incentivar as fontes limpas de energia. Com isso, podemos decompor a contratação bilateral de longo prazo em contratos de energia convencional e de energia renovável como sendo $GD_{ij} = \alpha * GD_{ij}^{bConvencional} + \beta * GD_{ij}^{bRenovável}$, onde α e β são parâmetros percentuais estipulados pela entidade reguladora para incentivar o mercado de Energia Renovável, mas sem inviabilizar o mercado de Energia Convencional. Países como Austrália e Chile estipularam esses valores como sendo 90% e 10 %, respectivamente, como citado em [33].

A formulação apresentada restringe a participação da energia renovável apenas no mercado de contratação bilateral de Longo Prazo, mas é claro que o mesmo agente gerador pode participar dos outros mercados se suas condições operacionais, como, por exemplo, o limite de sua capacidade e a velocidade de geração, permitirem.

O papel da energia renovável, em termos de mercado, pode ser considerado de forma que esta energia pode ser utilizada tanto para contratação bilateral, como para o Mercado de Curto Prazo, ou para os serviços de reserva. Tudo vai depender dos preços ofertados por estas tecnologias renováveis, sendo subsidiadas ou não, e da qualidade e velocidade de atendimento, dependendo da tecnologia utilizada. Neste sentido, o modelo considera uma separação do mercado onde apenas pode ser comercializada energia produzida por fontes renováveis. Isto possui o objetivo de amortizar o investimento na tecnologia mais cara de geração renovável e a partir dessa viabilização financeira, a energia pode se tornar competitiva o suficiente para concorrer com as energias convencionais nos diversos mercados.

Assim, uma mudança que pode ser feita no modelo é em relação a montantes máximos a serem utilizados de energia convencional a partir do qual é necessário o uso de energia renovável mais cara. Pode ser incorporada no modelo de duas formas: a) limitar os valores máximos dos geradores convencionais $P_{gi}^{\max \text{Convencional}}$ em cada intervalo dos leilões. Neste caso o modelo continua o mesmo; e b) considerando múltiplos intervalos de tempo, a soma da geração convencional deve ser limitada a um teto. A partir desse teto o órgão regulador aplica penalidades que elevam o custo de produção de energia convencional, igualando, ou ultrapassando em caso de tecnologias mais ambientalmente agressivas, em relação ao custo de produção de energia renovável.

Uma proposta de formulação é apresentada a seguir.

$$P_{gi}^b = \alpha_i * P_{gi}^{b\text{Convencional}} + \beta_i * P_{gi}^{b\text{Renovável}} \quad (3.63)$$

Considerando que os contratos de energia convencional podem seguir um plano de substituição por energia renovável, então: $\beta_i = (1 - \alpha_i)$ com $0 < \alpha_i < 1$.

$$dP_{gi}^b = \sum_j GD_{ij} \quad (3.64)$$

$$P_{gi}^b = \alpha_i * \sum_j GD_{ij}^{bConvencional} + (1 - \alpha_i) * \sum_j GD_{ij}^{bRenovável} \quad , 0 < \alpha_i < 1 \quad (3.65)$$

No processo de integração do modelo, no primeiro passo relacionado aos contratos de longo prazo temos,

$$dP_{gi}^b = \alpha_i * \sum_j dGD_{ij}^{bConvencional} + (1 - \alpha_i) * \sum_j dGD_{ij}^{bRenovável} \quad (3.66)$$

$$dP_{gi}^{bpcl} = dP_{gi}^* - \sum_j dP_{gj}^b \quad (3.67)$$

Para o cálculo da receita do mercado de contratos bilaterais, temos:

$$dc_{gi}^{bConvencional} = \alpha_i * IC_{gi}^{bConvencional} * \sum_j dGD_{ij}^{bConvencional} \quad (3.68)$$

$$dc_{gi}^{bRenovável} = (1 - \alpha_i) * IC_{gi}^{bRenovável} * \sum_j dGD_{ij}^{bRenovável} \quad (3.69)$$

$$dc_{gi}^b = dc_{gi}^{bConvencional} + dc_{gi}^{bRenovável} \quad (3.70)$$

No cálculo dos pagamentos, temos:

$$dc_{di}^{bConvencional} = \alpha_i * \sum_i IC_{gi}^{bConvencional} * dGD_{ij}^{bConvencional} \quad (3.71)$$

$$dc_{di}^{bRenovável} = (1 - \alpha_i) * \sum_i IC_{gi}^{bRenovável} * dGD_{ij}^{bRenovável} \quad (3.72)$$

$$dc_{di}^b = dc_{di}^{bConvencional} + dc_{di}^{bRenovável} \quad (3.73)$$

Pagamentos relacionados com perdas e gerenciamento de contingenciamento, temos:

$$dc_{ij}^{bcl} = \sum_i (\lambda_i - \lambda_j) * dGD_{ij}^b \quad (3.74)$$

$$dc_{ij}^{bcl} = \sum_i (\lambda_i - \lambda_j) * [\alpha_i * dGD_{ij}^{bConvenccional} + (\alpha_i - 1) * dGD_{ij}^{bRenovável}] \quad (3.75)$$

A formulação acima permite que o modelo exposto possa incorporar contratos de Energia Convencional e Renovável. Como resultado, são obtidos as receitas e os pagamentos correspondentes.

3.9 – CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DA PARTICIPAÇÃO DAS CARGAS

Uma consideração importante no mercado de serviços de reserva é a participação das cargas, devido à sua capacidade de resposta instantânea nos serviços de reserva. Cargas com contratos podem deixar de demandar energia em função de recebimento do valor pago em seu contrato, que seria a compensação financeira do serviço. Com isso, o atendimento à totalidade do mercado é mantido, respeitando a qualidade do fornecimento. Esta participação é de interesse devido à alta velocidade de resposta para o sistema.

No mercado de serviços de reserva, as cargas que participam do fornecimento de um tipo de reserva submetem suas ofertas, as quais representam a disponibilidade de cada a terem seu fornecimento de eletricidade interrompido em troca de pagamento por fornecer esta flexibilidade ao sistema. As ofertas submetidas pelas cargas incluem montantes a serem cortados, horário e preço ofertado.

Para implementar este modelo, na formulação é necessário adicionar as ofertas submetidas ao mercado de serviços descritos em (3.1) sendo $\sum_i C_i^{RU}(ru_{di})$ e $\sum_i C_i^{RD}(rd_{di})$, os serviços de reserva de regulação para acima e para abaixo, respectivamente. Considerando que a carga na barra i é,

$$p_{di} = p_{di}^p + p_{di}^b \quad (3.76)$$

Sendo p_{di}^{MAX} o limite superior do aumento de carga para fornecer regulação acima e p_{di}^{MIN} o limite inferior para diminuição de carga para fornecer regulação acima, quando a carga disponibiliza reserva, deve atender as restrições:

$$p_{di}^{MIN} \leq p_{di} - ru_{dj} \quad (3.77)$$

$$p_{di} - rd_{dj} \leq p_{di}^{MAX} \quad (3.78)$$

Além do mais, as restrições (3.9) a (3.12) se modificam da seguinte forma:

$$R^{RU} \leq \sum_{i=1}^n ru_{gi} + \sum_{j=1}^n ru_{dj} \quad (3.79)$$

$$R^{RU} + R^{SR} \leq \sum_{i=1}^n ru_{gi} + \sum_{j=1}^n ru_{dj} + \sum_{i=1}^n sr_{gi} \quad (3.80)$$

$$R^{RU} + R^{SR} + R^{NS} \leq \sum_{i=1}^n ru_{gi} + \sum_{j=1}^n ru_{dj} + \sum_{i=1}^n sr_{gi} + \sum_{i=1}^n ns_{gi} \quad (3.81)$$

$$R^{RD} \leq \sum_{i=1}^n rd_{gi} + \sum_{j=1}^n rd_{dj} \quad (3.82)$$

$$ru_{gi} \geq 0, sr_{gi} \geq 0, ns_{gi} \geq 0, rc_{gi} \geq 0, rd_{gi} \geq 0, rd_{di} \geq 0$$

$$ru_{gi} \leq ru_i^{\max}, sr_{gi} \leq sr_i^{\max}, ns_{gi} \leq ns_i^{\max}, rc_{gi} \leq rc_i^{\max}, rd_{gi} \leq rd_i^{\max}, ru_{di} \leq ru_i^{\max} \quad (3.83)$$

Estas extensões na formulação do modelo permitem incorporar a participação das cargas no mercado de reserva.

3.10 – CONCLUSÕES

Neste capítulo é mostrada a formulação do modelo proposto, que incorpora a metodologia PPO e marginal, considerando as perdas na transmissão, os limites de tensão nas barras, transmissão nas linhas e geração ativa e reativa das máquinas, bem como a rampa de tomada de carga dos geradores. A junção destas várias condicionantes é implementada no modelo para maior aproximação com um sistema elétrico real.

Além das características operacionais da geração e transmissão, a formulação também incorpora aspectos econômicos em um mercado integrado com a possibilidade de os agentes participarem em diversos serviços, sendo despachados em função de seu preço e qualidade, seguindo a ordem de mérito das ofertas realizadas.

Outra característica importante do modelo é a separabilidade no cálculo do uso e formação de preços dos serviços, permitindo também a reconciliação de receitas dos geradores com o pagamentos das cargas e a possibilidade de substituição dos serviços de reserva de potência tornam o modelo completo e de alta aplicabilidade em sistemas interligados, como o caso do sistema brasileiro.

No próximo capítulo são apresentadas simulações em modelos IEEE e um modelo equivalente do sistema interligado nacional para ilustração da formulação proposta.

A Tabela 4.1 mostra os dados das LTs, sendo R, X, B e P_{ij}^{MAX} a resistência, reatância, susceptância shunt e o limite de potência da LT em MW.

Tabela 4.1 – Dados das LTs.

De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)	P_{ij}^{MAX} (MW)
1	2	0,01938	0,05917	0,0528	100
1	5	0,05403	0,22304	0,0492	100
2	3	0,04699	0,19797	0,0438	100
2	4	0,05811	0,17632	0,0374	100
2	5	0,05695	0,17388	0,034	100
3	4	0,06701	0,17103	0,0346	100
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	100
4	7	0,00	0,20912	0,00	100
4	9	0,00	0,55618	0,00	100
5	6	0,00	0,25202	0,00	100
6	11	0,09498	0,2989	0,00	100
6	12	0,12291	0,25581	0,00	100
6	13	0,06615	0,13027	0,00	100
7	8	0,00	0,17615	0,00	100
7	9	0,00	0,11001	0,00	100
9	10	0,03181	0,08450	0,00	100
9	14	0,12711	0,27038	0,00	100
10	11	0,08205	0,19207	0,00	100
12	13	0,22092	0,19988	0,00	100
13	14	0,17093	0,34802	0,00	100

A Tabela 4.2 mostra os dados das cargas, sendo o P_d a potência ativa total na barra em MW para uma dada hora. Lembrar que $p_{di} = p_{di}^p + p_{di}^b$.

Tabela 4.2 – Dados das cargas.

Barra	P_d (MW)
2	21,7
3	94,2
4	47,8
5	7,6
6	11,2
9	29,5
10	9,0
11	3,5
12	6,1
13	13,5
14	14,9
Total	259,0

A Tabela 4.3 mostra os dados dos Contratos de Longo Prazo, sendo em MW os valores firmados entre os geradores e as cargas líquidas. Na última coluna da tabela são mostrados os montantes contratados dos geradores e na última linha os montantes contratados pelas cargas.

Tabela 4.3 – Contratos Bilaterais de Longo Prazo.

		Geradores –(MW)					
		1	2	3	6	8	Total
Cargas – (MW)	2	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0
	3	86,0	0,0	0,0	0,0	0,0	86,0
	4	42,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,0
	5	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
	6	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	10,0
	9	0,0	29,0	0,0	0,0	0,0	29,0
	10	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0	9,0
	11	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	3,0
	12	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	6,0
	13	0,0	0,0	13,5	0,0	0,0	13,5
	14	0,0	0,0	14,5	0,0	0,0	14,5
	Total		149,0	39,0	46,0	0,0	0,0

Ressalta-se que todos os valores de energia possuem a unidade de MWméd, ou seja, equivale a integralização da potência instantânea medida em uma hora. Outro ponto refere-se ao Mercado de Longo Prazo, apresentado na Tabela 4.3, que se compõe de Contratos de Longo Prazo de Energia Convencional e Contratos de Longo Prazo de Energia Renovável, em proporções que podem ser alterados, de acordo com condições pré-estabelecidas pelo órgão regulador, como visto anteriormente.

A Tabela 4.4 mostra a parcela das cargas atendidas por meio do Mercado de Curto Prazo.

Tabela 4.4 – Dados das cargas atendidas no Mercado de Curto Prazo - MCP em MW.

Barra	P_d^p (MW)
2	3,7
3	8,2
4	5,8
5	4,6
6	1,2
9	0,5
10	0,0
11	0,5
12	0,1
13	0,0
14	0,4
Total	25,0

A Tabela 4.5 mostra o montante total requerido pelo sistema a ser atendido por meio do Mercado de Curtíssimo Prazo.

Tabela 4.5 – Dados do montante total requerido pelo sistema a ser atendido no Mercado de Curtíssimo Prazo em MW.

Barra	C. C. T. Minuto R ^{RU} (MW)	C. C. T. Hora R ^{SR} (MW)
Total	2,95	10,00

A Tabela 4.6 mostra os dados das ofertas dos geradores, sendo P_g^{\min} e P_g^{\max} a potência ativa mínima e máxima disponibilizada em MW e c_{0i} , a_i e b_i os coeficientes de oferta de geração para o Mercado de Longo Prazo em \$/h, \$/MWh e \$/MW²h, respectivamente, considerando a função de custo quadrática: $C_{gi}(P_{gi}) = c_{0i} + a_i P_{gi} + 0,5b_i(P_{gi})^2$.

Tabela 4.6 – Dados dos geradores.

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	c_0 (\$/h)	a_i (\$/MWh)	b_i (\$/MW ² h)
1	0	170	0	20	0,040
2	0	40	0	21	0,030
3	0	80	0	25	0,045
6	0	100	0	56	0,040
8	0	100	0	57	0,040

Para o Mercado de Energia Renovável, o valor das ofertas dos agentes geradores possui exatamente o dobro do valor das ofertas para o mercado de Energia Convencional. Ambos são contratos bilateriais, mas de participação voluntária e obrigatória, respectivamente. No caso do Mercado de Curtíssimo Prazo, as ofertas dos agentes geradores têm valor igual à metade dos valores para o serviço de geração de energia contratado e para os outros geradores as mesmas ofertas que para o mercado de energia de Longo Prazo, de modo facilitar as análises comparativas. Isto é, a oferta para o Mercado de Curtíssimo Prazo para o gerador da barra 1 é $a_{g1}^{RU} = 10$ \$/MWh e $b_{g1}^{RU} = 0.02$ \$/MW²h, do gerador da barra 2 é $a_{g2}^{RU} = 10,5$ \$/MWh e $b_{g2}^{RU} = 0.015$ \$/MW²h, seguindo o raciocínio de modo similar para os outros geradores.

4.2 – CENÁRIOS ANALISADOS

Dentro de um largo elenco de possíveis cenários para analisar, foram selecionados alguns de maior importância, para refletir as vantagens e contribuições da metodologia proposta. Ressalta-se que em todos os casos a carga total e por barra do sistema são mantidas fixas. Somente as parcelas de participação nos mercados podem variar. São eles listados a seguir.

- 1) Obtenção de preços utilizando a abordagem com a lógica dos custos marginais, sem Contratos de Longo Prazo de Energia Convencional e Renovável; demanda de energia no Mercado de Curto Prazo igual a 100 % do total das cargas; e requisito de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas;
- 2) Igual à 1), mas utilizando a abordagem PPO de formação de preço;
- 3) Igual à 1), mas utilizando a divisão dos Contratos de Longo Prazo em 80% de Energia Convencional e 10% de Energia Renovável;
- 4) Igual à 3), mas utilizando a abordagem PPO de formação de preço;
- 5) Igual à 4), mas com capacidade do gerador 1 limitada em 150 MW;
- 6) Igual à 4), mas com a rampa de tomada de carga do gerador 1 reduzida para 5 MW/h;
- 7) Igual à 4), mas com redução nos limites de fluxo nas linhas de transmissão e congestionamento de rede; e
- 8) Igual à 5), e com participação das cargas.

Conforme o apresentado no modelo de Fluxo de Carga, em todos os cenários analisados, os limites das variáveis (restrições 3.5 a 3.8) são respeitados e as tabelas de despacho apresentam os mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo para cada caso onde a potência é dada em MW, energia em MWh, λ em \$/MWh e IC_g em \$/MW.

4.2.1 – Caso 01:

Este caso considera a obtenção de preços utilizando a abordagem com a lógica dos custos marginais, sem Contratos de Longo Prazo; demanda no Mercado de Curto Prazo igual a 100 % do total das cargas; e requisitos de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas.

Inicialmente é feita a análise do sistema IEEE 14 barras por meio da lógica de custos marginais para a contabilização dos mercados e sem um modelo de contratação de Longo Prazo de Energias Convencionais e Renováveis onde toda a demanda por energia é atendida no Mercado de Curto Prazo para saber como se comporta o mercado pelos moldes atuais. Este cenário pode ser resolvido pelos moldes apresentados em [1] e [23]. A Tabela 4.7 apresenta os despachos e os sinais econômicos dos mercados de Longo, de Curto e de Curtíssimo Prazo do sistema, ou seja, a condição inicial do sistema IEEE 14 barras estudado.

Tabela 4.7 – Resultados do Caso 01 com carga total de 259 MW apenas no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.

Barra	1	2	3	6	8	Total
P_g^b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
P_g^p	141,2	40,0	82,7	0,0	0,0	263,9
P_g	141,2	40,0	82,7	0,0	0,0	263,9
ru_g	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9
sr_g	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0
$ru_g + sr_g$	12,9	0,0	0,0	0,0	0,0	12,9
λ	26,2	27,7	28,2	29,8	29,2	-
IC_g	25,6	22,2	28,7	56,0	57,0	-
π_g^b	20,0	21,0	25,0	56,0	57,0	-

Analisando a Tabela 4.7, percebemos que o despacho econômico respeita a ordem de mérito. Como as ofertas de geração (vide Tabela 4.6) são funções quadráticas, a ordem de mérito muda em função do montante total exigido pelo sistema. Também se percebe que a geração total é maior que a carga, devido à presença de perdas elétricas na rede de transmissão que se situa na ordem de **4,9 MW**. E, finalmente, os despachos das usinas são feitos nas barras 1, 2 e 3 pois estas possuem o preço local menor que as demais.

Neste cenário, onde não há oferta nem demanda no mercado bilateral de contratos de Longo Prazo, toda a demanda é atendida no Mercado de Curto Prazo. Outro ponto relevante é que não é exercida a possibilidade de substituição dos serviços de reserva neste caso. A alocação de reserva é feita seguindo a ordem de mérito das ofertas e a oferta mais econômica, para os dois serviços é a do gerador 1. Com isso, este gerador participa de dois tipos de serviços.

As Tabelas 4.8 e 4.9 apresentam as receitas dos geradores e os pagamentos das cargas para o caso estudado.

Tabela 4.8 – Portfólio de receitas dos Geradores em \$/h.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_g^b	c_g^p	c_g^R	
1	0,0	3695,7	231,6	3927,3
2	0,0	1106,6	0,0	1106,6
3	0,0	2336,3	0,0	2336,3
6 e 8	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	0,0	7138,6	231,6	7370,2

Como não há contratos de Longo Prazo, nenhum gerador possui receita para este mercado. Já no mercado de curto prazo, apenas os geradores de 1 a 3 possuem receita, uma vez que, pois na ordem de mérito, estes são os únicos que são despachados até o atingimento do balanço de energia, ou seja, a geração total ser igual a carga total somado às perdas elétricas da transmissão. Nota-se também que o gerador 2 tem uma receita menor que o gerador 1 e 3 devido à sua limitação em 40 MW que é atingida.

Tabela 4.9 – Portfólio de pagamento das Cargas em \$/h.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_d^b	c_d^p	c_d^R	
2	0,0	611,2	19,6	630,8
3	0,0	2708,3	85,0	2793,3
4	0,0	1391,4	42,5	1433,9
5	0,0	218,2	6,8	225,0
6	0,0	339,2	10,1	349,3
9	0,0	899,2	26,3	925,5
10	0,0	279,0	8,0	287,0
11	0,0	111,1	3,1	114,2
12	0,0	201,1	5,4	206,5
13	0,0	445,0	12,0	457,0
14	0,0	482,1	13,3	495,4
Total	0,0	7685,8	232,1	7917,9

A Tabela 4.9 demonstra que os pagamentos são calculados em função da carga demandada, multiplicado pelo respectivo preço local. Isso faz com que o montante total pago por todas as carga, de **7.917,9 \$/hora**, seja maior que o montante total de receita dos geradores, de **7.370,2 \$/hora**. Essa diferença de **547,7 \$/hora** é chamado Excedente Financeiro [19], ou *Merchandising Surplus*, típico do método de custos marginais de formação de preço. Este caso também pode ser resolvido pelas metodologias apresentadas em [1] e [23].

4.2.2 – Caso 02:

Este caso considera a abordagem PPO de formação de preço, sem Contratos de Longo Prazo; demanda no Mercado de Curto Prazo igual a 100 % do total das cargas; e requisito de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas.

Neste caso, a análise dos mercados do sistema IEEE 14 barras ocorre por meio da abordagem PPO para a contabilização dos mercados e sem um modelo de contratação de Longo Prazo onde toda a demanda por energia é atendida no Mercado de Curto Prazo, para efeito de comparação em relação ao mercado com os moldes atuais.

A Tabela 4.10 apresenta os despachos e os sinais econômicos dos mercados e as Tabelas 4.11 e 4.12 apresentam as receitas dos geradores e o pagamento das cargas, respectivamente.

Tabela 4.10 – Resultados do Caso 02 com carga total de 259 MW apenas no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.

Barra	1	2	3	6	8	Total
P_g^b	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
P_g^p	141,2	40,0	82,7	0,0	0,0	263,9
P_g	141,2	40,0	82,7	0,0	0,0	263,9
ru_g	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9
sr_g	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0
$ru_g + sr_g$	12,9	0,0	0,0	0,0	0,0	12,9
λ	26,2	27,7	28,2	29,8	29,2	-
IC_g	25,6	22,2	28,7	56,0	57,0	-
π_g^b	20,0	21,0	25,0	56,0	57,0	-
C_g^b / P_g^b	-	-	-	-	-	-
C_g^p / P_g^p	22,8	21,6	26,9	-	-	-
C_g^{RU} / ru_g	17,9	-	-	-	-	-

O despacho segue o mesmo comportamento do caso que utiliza a lógica marginal. Como pode ser visto na Tabela 4.10, o mercado combinado de despacho é atendido com as perdas totais em **263,9 MW** com as perdas elétricas de mantendo em **4,9 MW**. O despacho continua respeitando a ordem de mérito e permanecem nas barras 1, 2 e 3, pois estas possuem o preço local menor que as demais.

As linhas 7 a 9 da Tabela 4.10 mostram os custos incrementais e os preços de energia nos mercados. Os custos incrementais são praticamente os mesmos para os geradores que estão sendo despachados, com diferenças em função das perdas na transmissão. As últimas três linhas mostram os preços médios para a energia neste caso utilizando a abordagem PPO, e são pouco menores que os preços marginais, com os preços para o Preço de Liquidação do Mercado – PLM, obtidos pelas equações (3.21) a (3.15), igual a **10,1 \$/MWh**, ou seja, a este preço o gerador na barra 1 liquidou todo o Mercado de Curtíssimo Prazo.

Tabela 4.11 – Portfólio de receitas dos Geradores em \$/h.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_g^b	c_g^p	c_g^R	
1	0,0	3222,1	231,6	3453,7
2	0,0	864,0	0,0	864,0
3	0,0	2222,2	0,0	2222,2
6 e 8	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	0,0	6308,3	231,6	6539,9

A Tabela 4.11 mostra a receita dos agentes nos mercados, onde o gerador da barra 1 (com as ofertas mais econômicas) é o único que obtém recursos do Mercado de Curtíssimo Prazo, pois possui a oferta mais econômica para este mercado.

Tabela 4.12 – Portfólio de pagamento das Cargas em \$/h.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_d^b	c_d^p	c_d^R	
2	0,0	528,5	19,4	547,9
3	0,0	2294,4	84,2	2378,6
4	0,0	1164,2	42,7	1206,9
5	0,0	185,1	6,8	191,9
6	0,0	272,8	10,0	282,8
9	0,0	718,5	26,4	744,9
10	0,0	219,2	8,0	227,2
11	0,0	85,2	3,1	88,3
12	0,0	148,6	5,5	154,1
13	0,0	328,8	12,1	340,9
14	0,0	362,9	13,3	376,2
Total	0,0	6308,3	231,6	6539,9

A Tabela 4.12 mostra a reconciliação entre as receitas e pagamentos para os mercados que pode ser observada pela comparação das últimas linhas em relação a Tabela 4.11. Os valores são idênticos e, conseqüentemente, indica que não há Excedente Financeiro. Comparando com o caso anterior, o custo total de operação seria **7.917,8 \$/h** o que representa um acréscimo de **1.377,9 \$/h**, ou **21,1 %** em relação ao total de **6.539,9 \$/h** obtido por meio do modelo proposto.

4.2.3 – Caso 03:

Este caso considera o sistema com método de custos marginais de formação de preço, com Contratos de Longo Prazo igual a 90 % do total das cargas, divididos em 80% de Energia Convencional e 10% de Energia Renovável; demanda no Mercado de Curto Prazo igual a 10 % do total das cargas; e requisito de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas.

Este último caso analisado por meio da lógica de custos marginais prevê a estrutura de um mercado de Contratos de Longo Prazo para Energia Convencional e Energia Renovável, a contabilização do Mercado de Curto Prazo e com o modelo de serviços do Mercado de Curtíssimo Prazo para saber como se comporta o mercado em função dos moldes atuais. Neste caso, a composição dos contratos de Longo Prazo é separada em contratos de Energia Convencional e Renovável, conforme as premissas apresentadas no capítulo anterior.

A Tabela 4.13 apresenta os despachos e os sinais econômicos dos mercados de Longo, de Curto e de Curtíssimo Prazo do sistema IEEE 14 barras estudado. Nas Tabelas 4.14 e 4.15 são apresentados as receitas dos geradores e o pagamento das cargas.

Tabela 4.13 – Resultados do Caso 03 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.

Barra	1	2	3	6	8	Total
P_g^b	149,0	39,0	46,0	0,0	0,0	234,1
P_g^p	7,1	1,0	23,4	0,0	0,0	31,5
P_g	156,1	40,0	69,4	0,0	0,0	265,6
ru_g	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
sr_g	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0
$ru_g + sr_g$	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0
λ	26,2	27,2	28,1	28,3	28,6	-
IC_g	26,2	22,2	28,1	56,0	57,0	-
π_g^b	26,0	22,2	27,1	56,0	57,0	-

Percebe-se na Tabela 4.13 que para a operação em condições normais dos Mercados de Longo e Curto Prazo do sistema com a metodologia vigente de custos marginais, os despachos das usinas tiveram sua ordem de mérito alterada em relação ao Caso 01 devido à nova distribuição de despacho realizada pelo Operados Independente do Sistema para respeitar os Contratos de Longo Prazo, mas continuaram sendo feitos nas barras 1, 2 e 3 pois estas possuem o preço local menor que as demais mesmo levando em conta seu comprometimento com os contratos bilaterais.

Em relação ao Caso 01, as linhas 7 a 9 da Tabela 4.13 mostram que os sinais econômicos se mantêm em valores próximos. Isso se deve ao fato de os contratos bilaterais, naturalmente, respeitaram a ordem de mérito das ofertas dos agentes de geração e também a parcela do Mercado de Curto Prazo que é pequena (10%) em relação à carga total. Com isso, o despacho não se alterou significativamente e os preços locais são praticamente os mesmos, com diferenças em função das perdas na transmissão. As perdas aumentaram em função do comprometimento de geração com os contratos bilaterais se situando na ordem de **6,5 MW**.

Tabela 4.14 – Portfólio de receitas dos Geradores em \$/h.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_g^b	c_g^p	c_g^R	
1	3424,0	186,1	231,6	3841,7
2	841,8	27,2	0,0	869,0
3	1197,6	658,9	0,0	1856,5
6 e 8	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	5463,4	872,3	231,6	6567,3

A Tabela 4.14 mostra a participação dos agentes nos mercados, indicando a receita dos geradores, onde o gerador da barra 1 (com as ofertas mais econômicas) mantém-se o único que obtém recursos dos mercados de Curtíssimo Prazo. Os geradores das barras 6 e 8 não participam de nenhum dos mercados pois suas ofertas são relativamente menos competitivas que as demais.

Tabela 4.15 – Portfólio de pagamento das Cargas em \$/h.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_d^b	c_d^p	c_d^R	
2	420,3	114,8	19,6	554,6
3	2007,9	294,2	85,0	2387,1
4	980,6	196,2	46,8	1223,6
5	70,0	133,6	7,4	211,1
6	233,5	41,6	10,1	285,2
9	677,1	34,1	28,8	740,1
10	210,1	6,1	8,8	225,1
11	70,0	16,5	3,4	90,0
12	140,1	7,0	6,0	153,1
13	315,2	9,3	13,2	337,6
14	338,5	22,0	14,6	375,1
Total	5463,4	875,4	243,7	6582,5

Também chama a atenção, conforme demonstra a Tabela 4.15, a soma das receitas dos geradores, é de **6.567,3 \$/hora**, enquanto o custo de operação do sistema, isto é, a soma do pagamento das cargas é de **6.582,5 \$/hora**. Essa diferença de **15,2 \$/hora** é o Excedente Financeiro [19], ou *Merchandising Surplus*. Neste caso, em que o modelo considera o despacho das usinas de geração de Energia Renovável na base do mercado exclusivo de Longo Prazo, percebemos que o preço marginal possui um valor de **28,1 \$/MWh**. Caso o despacho marginal fosse feito por usina de geração de Energia Renovável, na barra 3, este valor seria de **56,1 \$/MWh**.

4.2.4 – Caso 04:

Este caso considera a abordagem PPO de formação de preço, com Contratos de Longo Prazo igual a 90 % do total das cargas, divididos em 80% de Energia Convencional e 10% de Energia Renovável; demanda no Mercado de Curto Prazo igual a 10 % do total das cargas; e requisito de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas.

A Tabela 4.16 apresenta os despachos e os sinais econômicos dos mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo para o sistema IEEE 14 barras estudado utilizando a abordagem

PPO e as Tabelas 4.17 e 4.18 apresentam as receitas dos geradores e o pagamento das cargas, respectivamente.

Tabela 4.16 – Resultados do Caso 04 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.

Barra	1	2	3	6	8	Total
P_g^b	149,0	39,0	46,0	0,0	0,0	234,1
P_g^p	6,6	1,0	23,9	0,0	0,0	31,5
P_g	155,6	40,0	69,9	0,0	0,0	265,6
ru_g	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0
sr_g	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$ru_g + sr_g$	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0
λ	26,2	27,3	28,1	28,2	28,5	-
IC_g	26,2	22,2	28,1	56,0	57,0	-
π_g^b	26,0	22,2	27,1	56,0	57,0	-
C_g^b / P_g^b	23,0	21,6	26,0	-	-	-
C_g^p / P_g^p	26,1	22,2	27,6	-	-	-
C_g^{RU} / ru_g	10,1	-	-	-	-	-

Percebe-se na Tabela 4.16 que para a operação em condições normais dos Mercados de Longo e Curto Prazo do sistema com a abordagem PPO, os despachos das usinas respeita a ordem de mérito e são feitos nas barras 1, 2 e 3, pois estas possuem o preço local menor que as demais levando em conta seu comprometimento com os contratos bilaterais. O mercado combinado de despacho atende as perdas totais em **6,5 MW**. Como pode ser visto nas linhas 1 a 6 da tabela, a operação mais econômica força o gerador 1 a participar em todos os mercados. A oferta deste gerador atende toda a demanda de Curtíssimo Prazo em **13,0 MW**.

É importante ressaltar também que em relação ao Caso 03, os sinais econômicos como, os preços locais e os custos incrementais são praticamente os mesmos para os geradores que estão sendo despachados, com diferenças em função das perdas na transmissão. No entanto, os preços médios para a energia fornecidos pela abordagem PPO são menores que os preços marginais com os preços médios para o Curtíssimo Prazo ligeiramente maior que o correspondente PLM, obtidos pelas equações (3.21) a (3.15), do Caso 02, que é igual a **10,3 \$/MWh**. Isso se deve ao comprometimento com os contratos bilaterais.

Tabela 4.17 – Portfólio de receitas dos Geradores em \$/h.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_g^b	c_g^p	c_g^R	
1	3424,0	172,9	131,2	3728,1
2	841,8	22,2	0,0	864,0
3	1197,6	659,2	0,0	1856,8
6 e 8	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	5463,4	854,3	131,2	6448,9

A Tabela 4.17 mostra a receita dos geradores onde o gerador da barra 1 (com as ofertas mais econômicas) mantém-se o único que vende energia no Mercado de Curtíssimo Prazo. Os geradores das barras 6 e 8 não participam de quaisquer dos mercados pois suas ofertas são relativamente menos econômicas que as demais.

Tabela 4.18 – Portfólio de pagamento das Cargas em \$/h.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_d^b	c_d^p	c_d^R	
2	420,3	71,6	11,0	502,8
3	2007,9	310,7	47,7	2366,3
4	980,6	157,7	24,2	1162,5
5	70,0	25,1	3,8	99,0
6	233,5	36,9	5,7	276,1
9	677,1	97,3	14,9	789,3
10	210,1	29,7	4,6	244,4
11	70,0	11,5	1,8	83,4
12	140,1	20,1	3,1	163,3
13	315,2	44,5	6,8	366,6
14	338,5	49,1	7,5	395,2
Total	5463,4	854,3	131,2	6448,9

A Tabela 4.18 mostra o pagamento das cargas onde a reconciliação das receitas e pagamentos para os mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo pode ser observada pela comparação pelas últimas linhas em relação à Tabela 4.17, que apresentam valores idênticos e, conseqüentemente, indica que não há Excedente Financeiro. Se o caso fosse calculado com o método de custos marginais, considerando as mesmas ofertas, o pagamento total seria **6.582,5 \$/h**, o que representa um acréscimo de **133,6 \$/h** em relação ao total de **6.448,9 \$/h**, obtido por meio do modelo proposto PPO, considerando um valor

normal de 90% do total das cargas do mercado contratadas no mercado de Longo Prazo. Se for considerado apenas os custos dos mercados de Curto e Curtíssimo Prazo esse acréscimo representa **13,6 %** de economia na operação para o modelo proposto.

4.2.5 – Caso 05:

Este caso considera o sistema com abordagem PPO de formação de preço, com Contratos de Longo Prazo igual a 90 % do total das cargas, divididos em 80% de Energia Convencional e 10% de Energia Renovável; demanda no Mercado de Curto Prazo igual a 10 % do total das cargas; requisito de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas, com perdas no sistema de transmissão (sem sobre-carregamento e com compensação reativa); e com capacidade do gerador 1 limitada em 150 MW.

Este exemplo apresenta apenas uma mudança em relação ao exemplo anterior. A capacidade total do gerador mais econômico, da barra 1, é reduzida para 150 MW (situação de indisponibilidade forçada ou programada, como, por exemplo, manutenção de máquinas). A Tabela 4.19 apresenta os despachos e os sinais econômicos desta nova situação e as Tabelas 4.20 e 4.21 apresentam as receitas dos geradores e o pagamento das cargas, respectivamente.

Tabela 4.19 – Resultados do Caso 05 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.

Barra	1	2	3	6	8	Total
P_g^b	149,0	39,0	46,0	0,0	0,0	234,1
P_g^p	0,0	1,0	30,1	0,0	0,0	31,1
P_g	149,0	40,0	76,1	0,0	0,0	265,2
ru_g	1,0	0,0	3,9	8,0	0,0	13,0
sr_g	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$ru_g + sr_g$	1,0	0,0	3,9	8,0	0,0	13,0
λ	41,4	42,8	44,0	44,3	44,7	-
IC_g	26,0	22,2	28,4	56,0	57,0	-
π_g^b	26,0	22,2	27,1	56,0	57,0	-
C_g^b / P_g^b	23,0	21,6	26,0	0,0	0,0	-
C_g^p / P_g^p	0,0	22,2	27,7	0,0	0,0	-
C_g^{RU} / ru_g	10,0	-	12,5	28,1	-	-

As primeiras seis linhas na Tabela 4.19 descrevem o despacho para os mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo e Energia Renovável. Devido ao alto comprometimento de capacidade dos geradores 1 e 2 com o mercado de Longo Prazo, quase todo o Mercado de Curto Prazo é atendido pelo gerador 3, o qual possui um custo mais elevado. Situação similar acontece com a potência contratada para o Mercado de Curtíssimo Prazo, que neste caso vem principalmente das barras 3 e 6.

As linhas 9 a 11 da tabela permitem comparar os preços marginais (λ) com os preços médios deste caso nas últimas três linhas. Os preços marginais nas barras que possuem geração variam para quase o dobro dos valores obtidos no caso anterior, enquanto os preços médios não mudam significativamente, mostrando uma melhor estabilidade. No Mercado de Curtíssimo Prazo, os preços médios aumentam refletindo o uso de geradores mais caros para suprir a demanda do sistema. O preço marginal, para o Curtíssimo Prazo, é **44,0 \$/MWh**, e o custo total de operação se situa em **11.596,7 \$/h**, o que representa quase o dobro em relação ao modelo proposto.

Tabela 4.20 – Portfólio de receitas dos Geradores em \$/h.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_g^b	c_g^p	c_g^R	
1	3424,0	334,6	20,8	3849,8
2	841,8	22,2	0,0	864,0
3	1197,6	502,4	88,0	1700,1
6	0,0	0,0	181,2	181,2
8	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	5463,4	857,4	285,0	6605,8

A Tabela 4.20 apresenta a composição do Portfólio de receitas dos agentes e as correspondentes adequações financeiras. Comparando com o caso anterior, o gerador da barra 1 reduziu sua receita total, enquanto o gerador da barra 3 e 6 aumentaram suas receitas. Isso decorre da nova ordem de despacho em função da restrição de limitação da capacidade de geração do agente localizado na barra 1, o mais econômico, em 150 MW.

Tabela 4.21 – Portfólio de pagamento das Cargas em \$/h.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_d^b	c_d^p	c_d^R	
2	420,3	71,8	23,9	516,0
3	2007,9	311,8	103,6	2423,4
4	980,6	158,2	52,6	1191,4
5	70,0	25,2	8,4	103,6
6	233,5	37,1	12,3	282,9
9	677,1	97,7	32,5	807,2
10	210,1	29,8	9,9	249,8
11	70,0	11,6	3,9	85,5
12	140,1	20,2	6,7	167,0
13	315,2	44,7	14,9	374,7
14	338,5	49,3	16,4	404,3
Total	5463,4	857,4	285,0	6605,8

Pela Tabela 4.21, percebe-se que todos os pagamentos das cargas aumentaram **2,4 %**. Na metodologia com a lógica de custos marginais, os pagamentos totais aumentam cerca de **60 %**. (sendo consideradas as mesmas ofertas nas duas abordagens). Isso pode significar a vantagem de fornecer um sinal econômico forte para investimentos em geração, mas a desvantagem de elevar significativamente o custo de operação.

Outros resultados obtidos pelo acréscimo da demanda no Mercado de Curtíssimo Prazo nos dois últimos casos mostram que ambos os preços médios e os preços marginais crescem, mas, obviamente, os custos médios sempre permanecem inferiores aos preços marginais, evidenciando assim maior estabilidade nos preços.

4.2.6 – Caso 06:

Este caso considera a abordagem PPO de formação de preço, com Contratos de Longo Prazo igual a 90 % do total das cargas, divididos em 80% de Energia Convencional e 10% de Energia Renovável; demanda no Mercado de Curto Prazo igual a 10 % do total das cargas; requisito de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas; e com a rampa de tomada de carga do gerador 1 reduzida para 5 MW/h.

A Tabela 4.22 apresenta o impacto ao se limitar a rampa de tomada de carga no despacho, considerando as mesmas condições de mercado do Caso 04. Como pode ser observado, existe uma diferente alocação de potência para o Mercado de Curtíssimo Prazo. Isso acontece devido ao fato de o gerador mais econômico, da barra 1, ter uma restrição de rampa de tomada de carga limitada em **5 MW/h** o qual evita que atenda completamente a demanda do sistema de **12,95 MW**. Desde que a capacidade do gerador 2 já atende à demanda dos mercados de Longo e Curto Prazo, o gerador 3 supriu a demanda remanescente, de **7,9 MW**, requerida pelo Mercado de Curtíssimo Prazo.

Tabela 4.22 – Resultados do Caso 06 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.

Barra	1	2	3	6	8	Total
P_g^b	149,0	39,0	46,0	0,0	0,0	234,1
P_g^p	4,8	1,0	24,8	0,0	0,0	30,6
P_g	153,8	40,0	70,8	0,0	0,0	264,7
ru_g	5,0	0,0	7,9	0,0	0,0	12,9
sr_g	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$ru_g + sr_g$	5,0	0,0	7,9	0,0	0,0	12,9
λ	26,2	27,3	28,1	28,2	28,5	-
IC_g	26,2	22,2	28,1	56,0	57,0	-
π_g^b	26,0	22,2	27,1	56,0	57,0	-
C_g^b / P_g^b	23,0	21,6	26,0	-	-	-
C_g^p / P_g^p	26,1	22,2	27,6	-	-	-
C_g^{RU} / ru_g	10,1	-	-	-	-	-

Percebe-se da Tabela 4.22 que a restrição de rampa de tomada de carga do gerador da barra 1 e a restrição de limite de geração do gerador da barra 2, alocam o despacho marginal para o gerador localizado na barra 3. Com isso, tanto a geração de energia para o Mercado de Curto Prazo quanto a disponibilização de capacidade para o Mercado de Curtíssimo Prazo são alterados, se comparado com o Caso 04, deslocando a ordem de mérito dos serviços para o gerador da barra 3.

Em relação aos sinais econômicos, tanto os preços marginais quanto os preços médios não variam significativamente, pois a restrição implementada causa mais impacto nos serviços que necessitam velocidade de entrega de energia. Isto é verificado no caso do Mercado de

Curtíssimo Prazo, onde o ponto de operação é mantido muito próximo daquele verificado para o Caso 04. Para melhor ilustração dos resultados e como efeito de comparação, as análises das receitas dos geradores e pagamentos das cargas serão feitas simultaneamente com o Caso 07.

4.2.7 – Caso 07:

Este caso considera a abordagem PPO de formação de preço, com Contratos de Longo Prazo igual a 90 % do total das cargas, divididos em 80% de Energia Convencional e 10% de Energia Renovável; demanda no Mercado de Curto Prazo igual a 10 % do total das cargas; requisito de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas; e com redução nos limites de fluxo nas linhas de transmissão e congestionamento de rede.

No caso de se limitar a capacidade de transmissão de potência na linha de transmissão que liga a barra 1 a 2 do sistema IEEE 14 barras para **80 %** de sua capacidade nominal, restringindo o despacho do gerador mais econômico localizado na barra 1, os resultados encontrados mostram que a demanda do sistema é completamente atendida, mas, em contra-partida, o custo global de operação se eleva, como pode ser observado nas Tabelas 4.23 a 4.25.

Tabela 4.23 – Resultados do Caso 07 com carga total de 259 MW sendo 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade de 12,95 MW.

Barra	1	2	3	6	8	Total
P_g^b	149,0	39,0	46,0	0,0	0,0	234,1
P_g^p	0,0	1,0	29,0	0,0	0,0	30,2
P_g	149,0	40,0	75,0	0,0	0,0	264,2
ru_g	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0
sr_g	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$ru_g + sr_g$	13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0
λ	-0,2	31,3	28,4	24,0	25,2	-
IC_g	26,0	22,2	28,4	56,0	57,0	-
π_g^b	26,0	22,2	27,1	56,0	57,0	-
C_g^b / P_g^b	23,0	21,6	26,0	-	-	-
C_g^p / P_g^p	0,0	22,2	28,3	-	-	-
C_g^{RU} / ru_g	10,1	-	-	-	-	-

Esta simulação numérica é apresentada para observar o modelo proposto quando há uma restrição operativa de sistema na qual a capacidade de transmissão das linhas é reduzida, considerando a mesma simulação do Caso 04. Como resultado, o fluxo na linha de transmissão da barra 1 para a barra 2 atinge sua nova capacidade máxima, de **80 MW**, os geradores das barras 2, 3, 6 e 8 produzem potência reativa em sua plena capacidade, considerando um fator de potência de 0,85 por máquina e tensão limites de 0,95 a 1,05 p.u. (por unidade) em cada barra.

Em relação aos despachos, nota-se que há diferença no Mercado de Curto Prazo, em que não é utilizado o gerador da barra 1 e o atendimento é feito quase que totalmente pelo gerador da barra 3. No caso dos sinais econômicos, eles são afetados de duas formas: pela presença dos contratos bilaterais e pelo congestionamento da rede. Com isso, percebe-se que os preços médios sofrem menos variação que os preços marginais, podendo até haver valores negativos como o preço marginal apresentado para o gerador da barra 1. Cabe ressaltar que o valor negativo do preço marginal significa que uma transferência de carga para esta barra diminuirá o custo total de operação do sistema, como comprovado em [5].

Quantitativamente, no caso da barra 3, o preço médio passa de **26,1 \$/MWh** para **28,3 \$/MWh**, ou seja, as restrições de limites de transmissão e capacidade de geração de energia reativa afetam mais os sinais econômicos marginais e causam menos impacto em relação aos preços médios. A seguir as Tabelas 4.23 e 4.24 mostram as diferenças dos Casos 06 e 07 nos portfólios de pagamentos das cargas e receitas dos geradores.

Tabela 4.24 – Portfólio de receitas dos Geradores em \$/h.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de					
	Curto Prazo - c_g^P			Curtíssimo Prazo - c_g^R		
	Normal	Rampa	LT	Normal	Rampa	LT
1	172,9	125,6	0,0	131,2	50,2	131,0
2	22,2	22,2	22,2	0,0	0,0	0,0
3	659,2	685,0	823,0	0,0	99,5	0,0
6 e 8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	854,3	842,7	845,0	131,2	149,8	131,0

A Tabela 4.24 mostra a comparação das receitas considerando o Mercado de Curto e Curtíssimo Prazo para as três situações: normal, considerando limite de rampa de tomada

de carga, e considerando limites de transmissão, tensão e compensação reativa. Importante notar que apesar da condição com restrição de rampa possuir um custo global menor no Mercado de Curto Prazo, o seu custo no Mercado de Curtíssimo Prazo aumenta bastante, fazendo a soma do custo dos dois mercados ser maior que a situação de operação normal.

Tabela 4.25 – Portfólio de pagamento das Cargas em \$/h.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de					
	Curto Prazo - c_d^P			Curtíssimo Prazo - c_d^R		
	Normal	Rampa	LT	Normal	Rampa	LT
2	71,6	70,6	70,8	11,0	12,5	11,0
3	310,7	306,5	307,4	47,7	54,5	47,7
4	157,7	155,6	156,0	24,2	27,6	24,2
5	25,1	24,8	24,8	3,8	4,4	3,8
6	36,9	36,4	36,5	5,7	6,5	5,7
9	97,3	96,0	96,3	14,9	17,1	14,9
10	29,7	29,3	29,4	4,6	5,2	4,6
11	11,5	11,3	11,4	1,8	2,0	1,8
12	20,1	19,8	19,9	3,1	3,5	3,1
13	44,5	43,9	44,0	6,8	7,8	6,8
14	49,1	48,4	48,6	7,5	8,6	7,5
Total	854,3	842,7	845,0	131,2	149,8	131,0

A comparação dos números nas colunas das Tabelas 4.24 e 4.25 mostram diferenças devido aos diferentes cenários operativos, mas em todas as condições, em ambos os mercados, a adequação financeira é verificada. Tomando como referência o Caso 04 e observando os pagamentos e receitas, a tendência é que o Mercado de Curto Prazo seja mais sensível aos limites de transmissão, compensação reativa e tensões que o Mercado de Curtíssimo Prazo e, por sua vez, este último mercado mais sensível à restrição de rampa de tomada de carga que o Mercado de Curto Prazo.

4.2.8 – Caso 08:

Este caso considera a abordagem PPO de formação de preço, com Contratos de Longo Prazo igual a 90 % do total das cargas, divididos em 80% de Energia Convencional e 10% de Energia Renovável; demanda no Mercado de Curto Prazo igual a 10 % do total das cargas; requisito de capacidade no Mercado de Curtíssimo Prazo igual a 5 % do total das cargas; e com participação das cargas.

Esta simulação é uma variação do Caso 04, sendo incluído o mecanismo de participação das cargas na disponibilidade dos serviços de eletricidade. Neste caso, as cargas nas barras atuam também no Mercado de Curtíssimo Prazo. As ofertas das cargas para participação nos serviços de reserva de potência foram definidas como sendo **5 %** mais elevadas que as ofertas das gerações próximas de cada barra devido ao custo do déficit ser elevado. No entanto, a velocidade de interrupção da carga é maior que a velocidade de tomada de carga pelo gerador, o que faz estas cargas tomarem parte do mercado dos geradores localizados na mesma barra A. Tabela 4.26 apresenta as ofertas das cargas consideradas.

Tabela 4.26 – Ofertas das cargas.

Barra	P_d^{\min} (MW)	P_d^{\max} (MW)	c_0 (\$/h)	a (\$/MWh)	b (\$/MW ² h)
2	0	3,7	0	21	0,042
3	0	8,2	0	22	0,031
4	0	5,8	0	26	0,047
5	0	4,6	0	59	0,042
6	0	1,2	0	59	0,042
9	0	0,5	0	60	0,042
10	0	0,0	0	60	0,042
11	0	0,5	0	60	0,042
12	0	0,1	0	60	0,042
13	0	0,0	0	60	0,042
14	0	0,4	0	60	0,042

Nota-se que as ofertas das cargas possuem como capacidade máxima para atendimento o total de consumo da barra no Mercado de Curto Prazo. Outro ponto importante considerado é que a oferta possui valores contínuos de consumo o que na prática devem ser discretos devido à segregação das cargas para interrupção. A seguir a Tabela 4.27 mostra os despachos e os sinais econômicos desta nova situação e as Tabelas 4.28 e 4.29 apresentam as receitas e os pagamentos efetuados, respectivamente.

Tabela 4.27 – Resultados do Caso 08 com carga total de 259 MW sendo 3 MW de carga interruptível, 234 MW no Longo Prazo e 25 MW no Curto Prazo e requisito de capacidade 12,95 MW.

Barra	1	2	3	6	8	Total
P_g^b	149,0	39,0	46,0	0,0	0,0	234,1
P_g^p	3,7	1,0	23,9	0,0	0,0	28,6
P_g	152,7	40,0	69,9	0,0	0,0	262,7
ru_g	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0
sr_g	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ru_d	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	3,0
$ru_g + sr_g + ru_d$	10,0	3,0	0,0	0,0	0,0	13,0
λ	26,2	27,3	28,1	28,2	28,5	-
IC_g	26,2	22,2	28,1	56,0	57,0	-
π_g^b	26,0	22,2	27,1	56,0	57,0	-
C_g^b / P_g^b	23,0	21,6	26,0	-	-	-
C_g^p / P_g^p	26,1	22,2	27,6	-	-	-
C_g^{RU} / ru_g	10,1	-	-	-	-	-
C_d^{RU} / ru_d	-	10,5	-	-	-	-

Nota-se que a nova linha ru_d na Tabela 4.27 (sétima linha) corresponde à participação das cargas para atendimento do serviço de reserva R^u do Mercado de Curtíssimo Prazo. Observa-se que o gerador da barra 1 está disponibilizando P_{g1} de 152,7 MW que somando com 10 MW do serviço de reserva equivale ao comprometimento de 162,7 MW, próximo a sua capacidade máxima de 170 MW. No entanto, seu IC_g é de 26,0 \$/MWh, similar ao do gerador na barra 3 que também está em operação. O gerador na barra 2 também está operando na sua capacidade máxima de 40 MW e a carga na mesma barra com a oferta menor vai ser paga por reduzir em 3,0 MW seu consumo de 3,7 MW para atender o serviço de reserva junto com o gerador da barra 1 nesta barra.

Tabela 4.28 – Portfólio de receitas dos Geradores e da Carga que participa do serviço ru_d em \$/h.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	C_g^b	C_g^p	C_g^R	
1	3424,0	96,9 ⁽¹⁾	100,9	3621,8
2	841,8	22,2	30,3 ⁽²⁾	894,3
3	1197,6	659,2	0,0	1856,8
6 e 8	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	5463,4	778,3	131,2	6372,9

Cabe ressaltar que da receita de 172,9 \$/h que o gerador na barra 1 recebe no Caso 04 no Mercado de Curto Prazo, com a participação da carga passa para **94,9 \$/h** ⁽¹⁾ e dos 131,2 \$/h de receita na barra 1 no Mercado de Curtíssimo Prazo no Caso 04, **30,3 \$/h** ⁽²⁾ é receita da carga na barra 2 como participação por prover serviços ru_d .

Tabela 4.29 – Portfólio de pagamento das Cargas em \$/h.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_d^b	c_d^p	c_d^R	
2	420,3	24,8 ⁽³⁾	11,0	456,1
3	2007,9	290,1	47,7	2345,7
4	980,6	205,2	24,2	1210
5	70,0	162,7	3,8	236,5
6	233,5	42,5	5,7	281,7
9	677,1	17,7	14,9	709,7
10	210,1	0,0	4,6	214,7
11	70,0	17,7	1,8	89,5
12	140,1	3,5	3,1	146,7
13	315,2	0,0	6,8	322
14	338,5	14,2	7,5	360,2
Total	5463,4	778,3	131,2	6372,9

Consequentemente, como pode ser percebido na Tabela 4.29, se comparado com a Tabela 4.18 a participação da carga na barra 2 vai abater os gastos com todo o Mercado de Curto Prazo. Quando a entidade de contabilização e liquidação do mercado computar as receitas e pagamentos de todos os agentes nesta hora, a receita da carga da barra 2 de 30,3 \$/h vai ser reduzida de sua despesa de 24,8 \$/h ⁽³⁾ da carga remanescente que resultará em uma receita líquida de **5,5 \$/h** mesmo tendo consumido energia elétrica.

Ressalta-se que todas as análises consideram a operação do sistema em 1 hora de duração e operações multi-períodos podem ser analisadas com uma evolução sequencial deste modelo.

4.3 – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE SUBSISTEMAS INTERLIGADOS CONSTRUÍDOS A PARTIR DAS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

De modo a validar o modelo aqui sugerido, neste capítulo serão feitas simulações baseadas na implementação da metodologia proposta aplicada a um caso de 5 barras semelhante ao Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN) com quatro submercados e a Usina Hidroelétrica de Itaipú. O sistema multi-áreas apresentado é inspirado na estrutura do sistema elétrico brasileiro. A idéia aqui é mostrar que o modelo proposto tem potencial para ser aplicado em um sistema multi-áreas como o brasileiro. Devido à grande complexidade em se fazer um sistema fielmente equivalente ao real, foi adotado aqui um modelo hipotético que guarda algumas semelhanças com o sistema real, como, por exemplo, a capacidade máxima de transferência entre áreas, disponibilidade de geração e nível de consumo baseados em dados do histórico de operação.

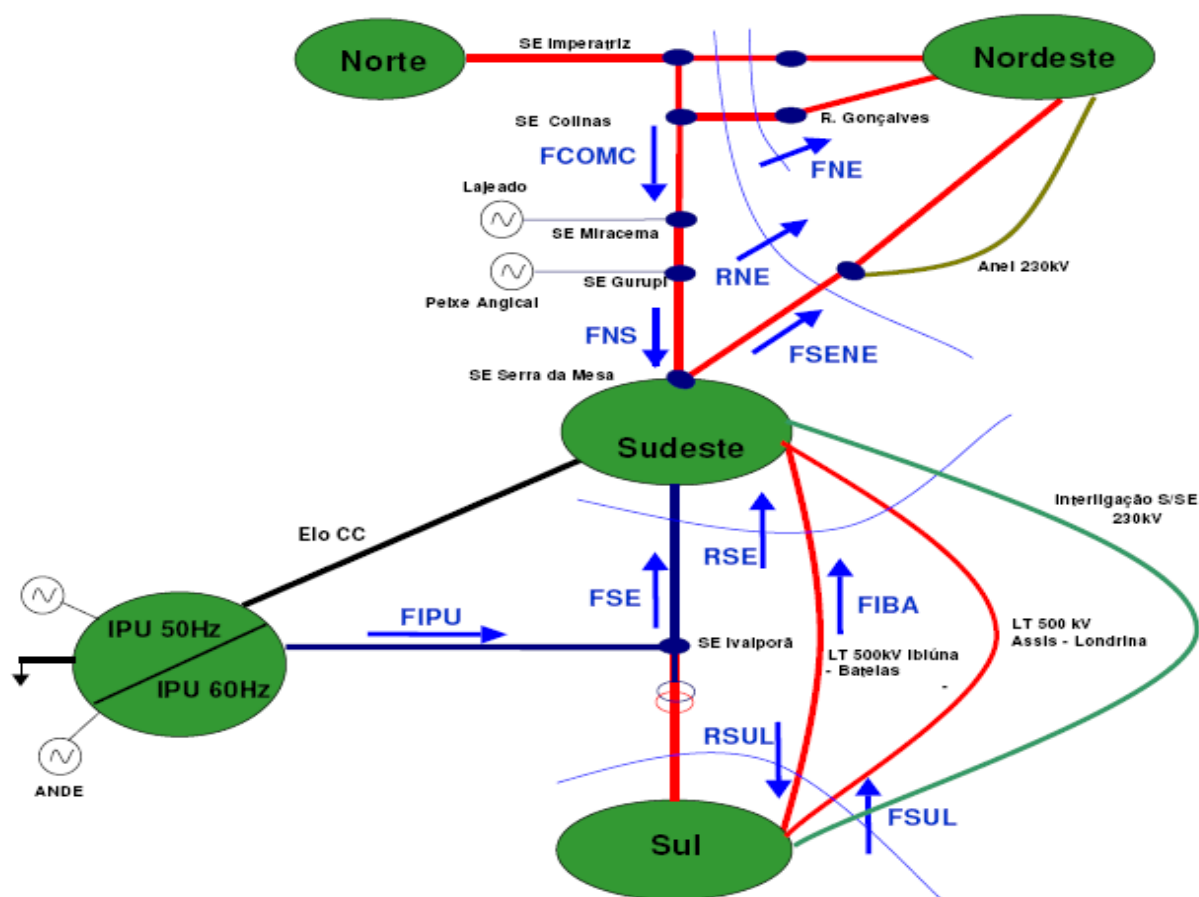


Figura 4.2 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico Interligado Brasileiro.

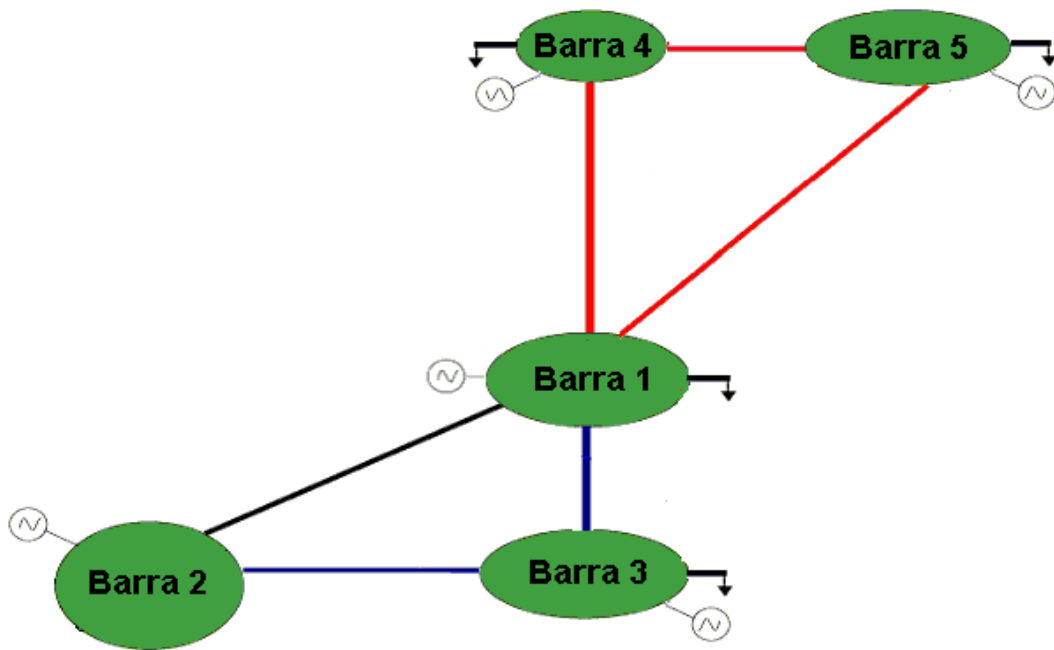


Figura 4.3 – Diagrama Unifilar de 5 barras construído a partir do Sistema Elétrico Interligado Brasileiro.

As Figuras 4.2 e 4.3 mostram o diagrama unifilar do sistema de quatro submercados brasileiro e o modelo de 5 barras construído a partir do caso nacional utilizado nas simulações. É mostrado o desempenho do modelo considerando as abordagens de formação de preços seguindo a lógica dos custos marginais vigente e também a abordagem PPO, considerando as mesmas ofertas nos dois casos. Os dados iniciais seguem o registro de dados de carga e topologia praticados no mês de dezembro de 2007, conforme apresenta [27], devido a publicação dos relatórios consolidados das entidades operacionais do setor elétrico (CCEE, ONS e EPE).

As Tabelas 4.30 e 4.31 mostram os dados hipotéticos do sistema da Figura 4.3. Na Tabela 4.30 são mostrados os parâmetros das linhas de transmissão e sua capacidade máxima. Ressalta-se que os dados de resistência (R), reatância (X) e susceptância shunt (B) das linhas de transmissão são hipotéticos para simplificação dos cálculos e efeito de comparação. No entanto, a capacidade máxima (P_{ij}^{MAX}) guarda semelhança com o SIN.

Tabela 4.30 – Dados das linhas de transmissão, sendo R, X, B e P_{ij}^{MAX} a resistência, reatância, susceptância shunt e a potência da LT em pu (por unidade), na base 100 MVA.

De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)	P_{ij}^{MAX} (MW)
1	2	0,01	0,1	0,1	6410
1	3	0,01	0,1	0,1	5400
1	4	0,01	0,1	0,1	3700
1	5	0,01	0,1	0,1	950
2	3	0,01	0,1	0,1	7000
4	5	0,01	0,1	0,1	3300

Na Tabela 4.31 são mostradas as funções de oferta utilizadas neste sistema.

Tabela 4.31 – Dados dos geradores, sendo P_g^{\min} e P_g^{\max} a potência ativa mínima e máxima na barra em MW e c_{0i} , a_i e b_i os coeficientes de oferta de geração em \$/h, \$/MWh e \$/MW²h respectivamente, e dados pela fórmula: $C_{gi}(P_{gi}) = c_{0i} + a_i P_{gi} + 0,5b_i(P_{gi})^2$.

Barra	P_g^{\min} (MW)	P_g^{\max} (MW)	c_0 (\$/h)	a_i (\$/MWh)	b_i (\$/MW ² h)
1	0	14.338	0	0,01	0,049
2	0	13.455	0	185,18	0,3
3	0	16.540	0	35,00	0,255
4	0	8.438	0	106,16	1,456
5	0	13.126	0	70,16	0,495

Para efeitos de comparação, o montante de serviços de reserva requeridos é a metade do montante utilizado no modelo teórico apresentado anteriormente, ou seja, **2,5%** do total das cargas. Com relação às ofertas para o Mercado de Curtíssimo Prazo, têm valor igual à metade dos valores para o serviço de geração de energia contratado e para os outros geradores as mesmas ofertas que para o mercado de energia de Longo Prazo, de modo facilitar as análises comparativas.

Na Tabela 4.32 são mostradas os dados de carga para este mercado.

Tabela 4.32 – Dados de cargas, sendo o P a potência ativa na barra em MW.

Barra	P (MW)
1	30.520,3
2	0,0
3	8.412,0
4	3.461,4
5	7.452,1
Total	49.845,4

Na Tabela 4.33 são mostradas os dos Contratos Bilaterais para este mercado. Ressalta-se que a totalidade de contratação bilateral equivale a 94,3 % do total das cargas no sistema.

Tabela 4.33 – Dados dos Contratos Bilaterais, sendo em MW os acordos firmados entre os geradores, linhas, e as cargas, colunas (matriz GD).

		Geradores (MW)					Total
		1	2	3	4	5	
Cargas (MW)	Barra						
	1	23.520,1	0	0	0	0	23.520,1
	2	6.521,5	0	1.493,2	0	0	8.014,7
	3	0	0	6.924,0	0	0	6.924,0
	4	0	0	0	3.510,8	0	3.510,8
	5	0	0	0	0	5.624,2	5.624,2
Total		30.041,6	0	8.417,2	3.510,8	5.624,2	

Na Tabela 4.34 são mostradas demanda das cargas atendidas por meio do MCP para este mercado.

Tabela 4.34 – Parcela de demanda das cargas atendidas por meio do MCP, sendo o P_d^p a potência ativa demandada na barra em MW.

Barra	P_d^p (MW)
1	579,8
2	0,0
3	212,9
4	45,9
5	1.827,9
Total	2.666,1

São apresentados os resultados para o despacho do modelo de 5 barras contruído a partir do modelo do Sistema Elétrico Interligado Brasileiro de acordo com as regras vigentes atualmente no setor e, em seguida, comparado com o modelo proposto neste trabalho.

Em todos os casos apresentados a seguir, os limites dos fluxos nas linhas de transmissão não estão sendo atingidos com a finalidade de facilitar a análise dos outros fatores envolvidos. No entanto, o efeito da congestão da transmissão pode ser também avaliado por este modelo.

4.3.1 – Método de Custos Marginais Vigente

As Tabelas 4.35 a 4.37 apresentam os resultados considerando os dados coletados de operação do mercado de Dezembro de 2007, que podem ser encontrados em [26], [27] e [28]. A potência é dada em MW, energia em MWh, λ em \$/MWh e IC_g em \$/MW

Tabela 4.35 – Mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo para o modelo do SIN utilizando o método de custos marginais vigente. Linhas com * contém dados de entrada.

Barra	1	2	3	4	5	Total
P_g^b	23.520,1	8.014,7	6.924,0	3.510,8	5.624,2	47.593,8
P_g^p	2.599,8	0,0	0,0	0,0	418,0	3.017,8
P_g	26.119,9	8.014,7	6.924,0	3.510,8	6.042,2	50.611,6
ru_g	286,2	0,0	0,0	0,0	0,0	286,2
sr_g	929,0	0,0	41,3	0,0	0,0	970,3
$ru_g + sr_g$	1.215,2	0,0	41,3	0,0	0,0	1.256,5
* P_d^b	30.041,6	0,0	8.417,2	3.510,8	5.624,2	47.593,8
* P_d^p	579,8	0,0	212,9	45,9	1.827,9	2.666,5
* P_d	30.621,4	0,0	8.630,1	3.556,7	7.452,1	50.260,3
λ	204,8	186,3	198,7	346,7	489,8	-
IC_g	204,8	414,3	288,1	834,9	489,8	-
* π_g^b	184,4	414,3	288,1	834,9	456,7	-

Como pode ser calculado na Tabela 4.35, as perdas na transmissão são de 351,3 MW relativamente baixas devido às premissas estabelecidas anteriormente. Os geradores da barra 1 (SE/CO) e da barra 3 (S) participam do Mercado de Curtíssimo Prazo e os preços verificados comprovam este resultado. Esses valores calculados por meio da metodologia proposta são bem próximos aos valores verificados na operação (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD médio de Dezembro de 2007 foi de **209,76 R\$/MWh**).

Tabela 4.36 – Portfólio de receitas dos Geradores em \$/h.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_g^b	c_g^p	c_g^r	
1	2.168.562,4	532.391,4	3.706,1	2.704.659,9
2	1.779.115,9	0,0	0,0	1.779.115,9
3	1.016.786,6	0,0	266,0	1.017.052,6
4	1.495.332,5	0,0	0,0	1.495.332,5
5	1.315.747,4	204.707,6	0,0	1.520.455,0
Total	7.775.544,9	737.099,0	3.972,1	8.516.616,0

Tabela 4.37 – Portfólio de pagamento das Cargas em \$/h.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_d^b	c_d^p	c_d^R	
1	4.907.988,2	161.489,6	4.698,1	5.074.175,9
2	0,0	0,0	0,0	0,0
3	1.375.143,8	54.006,5	1.324,1	1.430.474,3
4	573.570,2	24.323,9	545,7	598.439,7
5	918.842,8	920.128,7	1.143,3	1.840.114,8
Total	7.775.544,9	1.159.948,7	7.711,2	8.943.204,8

Nas Tabelas 4.36 e 4.37 nota-se que os valores calculados para o pagamento total das cargas no Mercado de Curto Prazo em uma hora de operação no patamar de carga pesada é de **1.159.948,7 \$/h** (o pagamento total verificado em Dezembro de 2007 foi de 154.030,1 \$/h, diferença que se deve a vários mecanismos de mitigação de risco de exposição, como, por exemplo, o MRE) enquanto a receita total dos geradores para esta mesma hora é de **737.099,0 \$/h** (a receita total verificada em Dezembro de 2007 foi de **812.254,9 \$/h**). A diferença de **422.849,7 \$/h** (a diferença verificada em Dezembro de 2007 foi de 222.833,2 \$) representa o excedente financeiro e é transferido para uma conta para abatimento de encargos do setor (ESS – Encargos de Serviço do Sistema). Para o Mercado de Curtíssimo Prazo, o valor pago pelas cargas (**7.711,2 \$/h**) representa quase o dobro (**94,1 %**) do valor recebido pelos geradores que fornecem o serviço ancilar de reserva de potência (**4.972,1 \$/h**).

Ressalta-se que as diferenças entre os preços marginais, bem como entre os pagamentos encontrados diferem do realizado pela CCEE devido a mecanismos de mitigação de riscos de descolamento de preços como, por exemplo, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que em linhas gerais cria um condomínio virtual entre as usinas de geração hidráulicas e transfere virtualmente a energia de um submercado com mais geração para outro com menos geração evitando a excessiva diferença de preços pela restrição de transmissão entre esses submercados. Contudo, para efeitos de análise comparativa entre as metodologias estudadas neste trabalho, adotaremos o modelo sem a utilização desses recursos para melhor comparar os resultados obtidos e simplificar a simulação.

4.3.2 – Abordagem Preço Por Oferta (PPO) aplicado ao sistema de 5 barras contruído a partir do SIN

Neste caso, a análise dos mercados do SIN ocorre por meio da abordagem PPO para a contabilização dos mercados com os mesmos contratos bilaterais verificados no mercado de Longo Prazo, a mesma carga verificada no Mercado de Curto Prazo e as mesmas condições do atendimento ao Curtíssimo Prazo estabelecidas nas premissas para efeito de comparação em relação ao mercado com os moldes atuais. As Tabelas 4.38 a 4.40 apresentam os resultados considerando o modelo proposto PPO.

Tabela 4.38 – Mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo para o modelo do SIN utilizando a metodologia PPO proposta. Linhas com * contém dados de entrada.

Barra	1	2	3	4	5	Total
P_g^b	23.520,1	8.014,7	6.924,0	3.510,8	5.624,2	47.593,8
P_g^p	2.599,8	0,0	0,0	0,0	418,0	3.017,8
P_g	26.119,9	8.014,7	6.924,0	3.510,8	6.042,2	50.611,6
ru_g	286,2	0,0	0,0	0,0	0,0	286,2
sr_g	929,0	0,0	41,3	0,0	0,0	970,3
$ru_g + sr_g$	1.215,2	0,0	41,3	0,0	0,0	1.256,5
* P_d^b	30.041,6	0,0	8.417,2	3.510,8	5.624,2	47.593,8
* P_d^p	579,8	0,0	212,9	45,9	1.827,9	2.666,5
* P_d	30.621,4	0,0	8.630,1	3.556,7	7.452,1	50.260,3
λ	204,8	186,3	198,7	346,7	489,8	-
IC_g	204,8	414,3	288,1	834,9	489,8	-
* π_g^b	184,4	414,3	288,1	834,9	456,7	-
C_g^b / P_g^b	92,2	222,0	146,8	425,9	233,9	-
C_g^p / P_g^p	172,7	-	-	-	261,4	-
C_g^{RU} / ru_g	3,0	-	6,4	-	-	-

De forma comparativa, observando as Tabelas 4.35 e 4.38, se percebe que os despachos de geração seguem a mesma ordem de mérito nos mercados de Curto e Curtíssimo Prazo. No entanto, o preço marginal no Mercado de Curtíssimo Prazo é de 6,4 \$/MWh e os preços médios obtidos na abordagem PPO são de 172,7 \$/MWh na barra 1, SE/CO, e de 261,4 \$/MWh na barra 3, Sul.

Tabela 4.39 – Portfólio de receitas dos Geradores em \$/h.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_g^b	c_g^p	c_g^R	
1	2.168.562,4	532.391,4	3.706,1	2.704.659,9
2	1.779.115,9	0,0	0,0	1.779.115,9
3	1.016.786,6	0,0	266,0	1.017.052,6
4	1.495.332,5	0,0	0,0	1.495.332,5
5	1.315.747,4	204.707,6	0,0	1.520.455,0
Total	7.775.544,9	737.099,0	3.972,1	8.516.616,0

Tabela 4.40 – Portfólio de pagamento das Cargas em \$/h.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de			Total
	Longo Prazo	Curto Prazo	Curtíssimo Prazo	
	c_d^b	c_d^p	c_d^R	
1	4.907.988,2	449.082,1	2.420,0	5.359.490,4
2	0,0	0,0	0,0	0,0
3	1.375.143,8	126.565,9	682,0	1.502.391,7
4	573.570,2	52.161,2	281,1	626.012,5
5	918.842,8	109.289,7	588,9	1.028.721,5
Total	7.775.544,9	737.099,0	3.972,1	8.516.616,0

Com a abordagem PPO, nota-se nas Tabelas 4.39 e 4.40, que houve uma mudança significativa no pagamento das cargas para os mercados de Curto e Curtíssimo Prazo. Como pode ser visto comparando as tabelas nas condições do modelo PPO com o modelo construído a partir do SIN de dezembro de 2007, a nova metodologia altera os pagamentos no mercado de Curto Prazo de **1.159.948,7 \$/h** para **737.099,0 \$/h**, uma redução de **36,5 %**, e no mercado de Curtíssimo Prazo de **7.711,2 \$/h** para **3.972,1 \$/h**, uma redução de **48,9 %**, considerando as mesmas ofertas para as duas abordagens.

Ressalta-se que devido às análises considerarem a operação do sistema em 1 hora de duração, as operações multi-períodos podem ser analisadas com uma evolução sequencial deste modelo.

4.4 – ESTABILIDADE DE PREÇOS COM O MÉTODO PPO

O objetivo deste tópico é comparar a estabilidade dos preços encontrados com a lógica de custos marginais e o método PPO. As Tabelas 4.41 a 4.43 mostram o comportamento dos preços verificados com a abordagem PPO, comparado com os preços nodais do método de custos marginais. Tomando como amostra as simulações de diferentes distribuições de contratos bilaterais e condições operativas, é observado que em todos os casos os preços obtidos por meio da abordagem PPO foram mais estáveis que os praticados com o método com a lógica de custos marginais.

Tabela 4.41 – Métodos estatísticos para mensuração da estabilidade dos preços praticados no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/MWh para o caso teórico IEEE 14 barras.

Método Estatístico	Preços Praticados (\$/MWh)			
	Curto Prazo - c_g^P		Curtíssimo Prazo - c_g^R	
	PPO - C_g^P/P_g^P	PM - λ	PPO - C_g^P/P_g^P	PM - λ
Desvio Médio	446,58	513,17	9,26	9,79
Desvio Padrão	649,75	748,28	13,48	14,26
Variância	422.169,44	559.921,86	181,68	203,47

Podemos observar desta tabela que para todos os índices estatísticos descritos na coluna da esquerda, os coeficientes calculados foram menores para a metodologia PPO utilizada, ou seja, os preços praticados no modelo proposto são menos voláteis que os preços verificados com o modelo de custos marginais vigente nos dois tipos de mercados.

Como foi visto anteriormente, no caso de haver restrições devido ao atingimento de limites de capacidade de geração (Caso 06) ou limites de transmissão (Caso 07) podendo ser ocasionado devido a uma indisponibilidade não programada ou até mesmo uma nova distribuição de contratos bilaterais, os resultados das simulações demonstraram que os preços possuem um comportamento menos volátil para o método PPO proposto.

Tabela 4.42 – Métodos estatísticos para mensuração da estabilidade dos preços praticados no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/MWh para o caso teórico IEEE 14 barras com restrições ativas.

Método Estatístico	Preços Praticados (\$/MWh)			
	Curto Prazo - c_g^P		Curtíssimo Prazo - c_g^R	
	PPO - C_g^P/P_g^P	PM - λ	PPO - C_g^P/P_g^P	PM - λ
Desvio Médio	494,50	650,12	11,46	11,98
Desvio Padrão	731,81	852,45	13,89	15,59
Variância	535.545,87	726.671,01	192,93	243,04

Os mesmos resultados também podem ser observados para uma nova distribuição dos contratos bilaterais de Longo Prazo. Tomando como premissa distribuições diferentes da que foi apresentada na Tabela 4.3, a estabilidade dos preços continua sendo maior para os casos utilizando o modelo PPO proposto. A Tabela 4.43 demonstra os resultados utilizando os casos do IEEE 14 barras.

Tabela 4.43 – Métodos estatísticos para mensuração da estabilidade dos preços praticados no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/MWh para o caso teórico IEEE 14 barras com nova distribuição de Contratos Bilaterais de Longo Prazo.

Método Estatístico	Preços Praticados (\$/MWh)			
	Curto Prazo - c_g^P		Curtíssimo Prazo - c_g^R	
	PPO - C_g^P/P_g^P	PM - λ	PPO - C_g^P/P_g^P	PM - λ
Desvio Médio	574,31	679,94	12,63	13,45
Desvio Padrão	744,57	895,42	14,76	16,77
Variância	554.384,48	801.776,97	217,85	282,23

A análise dos valores das Tabelas 4.42 e 4.43 mantém o resultado apresentado na Tabela 4.41, ou seja, todos os índices estatísticos descritos na coluna da esquerda, os coeficientes calculados forma menores para a metodologia PPO utilizada são menos voláteis que os preços verificados com o modelo de custos marginais vigente nos dois tipos de mercados. A tabela a seguir demonstra os resultados utilizando os casos contruídos a partir do SIN.

Tabela 4.44 – Métodos estatísticos para mensuração da estabilidade dos preços praticados no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/MWh aplicado ao caso de 5 barras contruído a partir do SIN.

Método Estatístico	Preços Praticados (\$/MWh)			
	Curto Prazo - C_g^P		Curtíssimo Prazo - C_g^R	
	PPO - C_g^P/P_g^P	PM - λ	PPO - C_g^P/P_g^P	PM - λ
Desvio Médio	104.289,2	279.683,3	644,6	1.252,0
Desvio Padrão	151.821,0	395.140,0	938,4	1.822,6
Variância	23.049.609.078,0	156.135.657.990,6	880.637,8	3.322.043,8

Finalmente, considerando o sistema de 5 barras contruído a partir do SIN, se mantém as mesmas conclusões da análise que no caso IEEE 14 barras. Isto significa que para a metodologia PPO proposta os preços praticados tenderão a ser menos voláteis que os preços verificados com o modelo de custos marginais vigente. Esta vantagem é de fundamental importância para efeitos de operação do mercado e de trazer segurança aos investidores.

4.5 – CONCLUSÕES

Os casos anteriores mostram que os preços do Mercado de Curtíssimo Prazo são sensíveis à disponibilidade de capacidade de geração, as quais dependem da capacidade alocada para suprir a demanda do mercado de Longo e Curto Prazo. Esta interação fornece um sinal econômico importante para todos os agentes de mercados e permite estimar os custos de oportunidade envolvidos. Adicionalmente, sinais econômicos nos mercados conjuntos refletem o impacto de todas as restrições de operação do sistema e mercado, otimizando o despacho dos geradores para fornecer diversos tipos de serviços, e, com isso, aumentando a transparência na obtenção de receitas, de pagamentos e preços.

O modelo de formação de preços proposto também permite obter portfólios de receitas e pagamentos com características importantes para a adequação financeira. Os resultados mostram que é possível minimizar os pagamentos e estabilizar mais os preços por meio do

modelo PPO, se comparado com método de custos marginais em diferentes cenários de operação.

Além desses argumentos, a característica da separabilidade no cálculo do uso e formação de preços dos serviços, junto a reconciliação de receitas dos geradores com o pagamentos das cargas e a possibilidade de substituição dos serviços de reserva de potência sem ocorrer reversão nos preços mostram que o modelo é interessante para o sistema interligado nacional e pode prover benefícios como aumento da competição no mercado, da eficiência e da qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Finalmente, os vários cenários analisados comprovam que os resultados evidenciam a importância do mercado conjunto de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo e Energia Renovável que reflita as condições de operação e transmissão do sistema e de oferta de fornecimento de energia e serviços de reserva de potência. No próximo capítulo são apresentadas as conclusões finais sobre a análise do modelo proposto em comparação com o método de custos marginais vigente.

5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

A tese apresenta uma proposta de modelo para a obtenção de preços de mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo e Energia Renovável a partir de um mercado integrado. O modelo considera as características de um mercado de energia elétrica de competição perfeita no qual vários agentes oferecem serviços em diferentes tipos de produtos. Também, considera a característica de uma rede de transmissão com suas respectivas perdas, limites de tensões, de fluxos de potência e de capacidade de geração das máquinas e a velocidade de tomada de geração das mesmas (rampa), juntamente com a capacidade de suporte de reativos. Neste modelo, é analisada a possibilidade de os produtos serem substituídos; ou seja, um produto de qualidade igual ou melhor e de custo de operação mais econômica, pode substituir um produto de qualidade inferior e custo de operação mais elevado. A formulação evita a existência de reversão de preços destes serviços. São propostos mercados simultâneos de Longo Prazo e Energia Renovável, onde já existem pré-definições sobre despacho de máquinas compromissadas com cargas, um Mercado de Curto Prazo, representado por cargas não cobertas por contratos, e um Mercado de Curtíssimo Prazo, onde a velocidade de entrega de energia requer que seja vinculada a disponibilização de capacidade como objeto desses contratos. Por último, o modelo permite avaliar dois tipos de abordagens para a formação dos índices econômicos: o tradicional método de preços com a lógica de custos marginais (PM) e o método Preço por Oferta (PPO).

A característica de separabilidade do modelo permite compor um portfólio de receitas e despesas para os agentes, auxiliando no planejamento de contratos. Isso é de fundamental importância no mercado de energia elétrica competitivo. Simulações comprovam que o pagamento das cargas é menor no modelo PPO em comparação com o modelo com a lógica dos custos marginais, se considerando as mesmas ofertas nos dois casos.

Via de regra, os custos médios são menores que os custos marginais. No entanto, o estudo feito constatou a melhor estabilidade dos preços médios fornecidos pelo método PPO em relação aos preços marginais nodais. Cabe ressaltar que a estabilidade de preços é necessária para os empreendedores mensurarem seus riscos já que estão expostos a longos períodos de retorno dos investimentos no setor eletro-energético.

Para exemplificar com modelos que não consideram contratos, as Tabelas 5.1 e 5.2 apresentam a comparação nas receitas e nos pagamentos entre o modelo proposto PPO e o modelo com o tradicional método de custos marginais estudado em [1] e [32] aplicados ao caso teórico IEEE 14 barras estudado.

Tabela 5.1 – Comparação entre as Receitas dos Geradores no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/h para o caso teórico IEEE 14 barras.

Barra	Receita (\$/h) no Mercado de					
	Curto Prazo - c_g^P			Curtíssimo Prazo - c_g^R		
	PPO	PM	$\Delta(\%)$	PPO	PM	$\Delta(\%)$
1	3243,1	3777,3	16,5	130,9	138,4	5,7
2	864,0	1113,5	28,9	0,0	0,0	0,0
3	2200,1	2313,5	5,2	0,0	0,0	0,0
6 e 8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	6307,1	7204,2	14,2	130,9	138,4	5,7

Tabela 5.2 – Comparação entre os Pagamentos das Cargas no modelo proposto PPO e no método de custos marginais em \$/h para o caso teórico IEEE 14 barras.

Barra	Pagamento (\$/h) no Mercado de					
	Curto Prazo - c_d^P			Curtíssimo Prazo - c_d^R		
	PPO	PM	$\Delta(\%)$	PPO	PM	$\Delta(\%)$
2	528,4	604,1	14,3	11,0	11,6	5,5
3	2293,9	2659,1	15,9	47,6	50,4	5,9
4	1164,0	1329,1	14,2	24,1	25,5	5,8
5	185,1	208,3	12,5	3,8	4,1	7,9
6	272,7	321,3	17,8	5,7	6,0	5,3
9	718,4	847,3	17,9	14,9	15,7	5,4
10	219,2	261,8	19,4	4,5	4,8	6,7
11	85,2	103,3	21,2	1,8	1,9	5,6
12	148,5	185,5	24,9	3,1	3,3	6,5
13	328,8	411,2	25,1	6,8	7,2	5,9
14	362,8	450,3	24,1	7,5	7,9	5,3
Total	6307,1	7381,1	17,0	130,9	138,4	5,7

Os resultados do modelo teórico IEEE 14 barras correspondem ao exemplo numérico do Capítulo 4, sem Contratos de Longo Prazo, pois o modelo apresentado em [32] não

incorpora estes contratos. A carga total de 249 MW é suprida pelo Mercado de Curto Prazo. Estes resultados mostram que a receita dos geradores são maiores no método de custos marginais para todos os mercados (valores variações percentuais crescem com o uso do método PM). Enquanto existe reconciliação financeira no modelo PPO nos mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo e Energia Renovável, isso não é o caso do método PM (como observado nas últimas linhas de ambas as tabelas apresentadas).

Os casos numéricos utilizando modelos expandidos do IEEE mostraram que embora considerando diversos tipos oferta distintos para o mercado de energia, os preços praticados dependem da capacidade alocada para suprir os Contratos de Longo Prazo, a demanda no Mercado de Curto e Curtíssimo prazo e os outros diversos tipos de mercados e seus preços associados. Essa interação gera sinais econômicos para ambos os mercados de energia, permitindo que geradores sejam capazes de estimar seu custo de oportunidade em um caminho consciente devido à estabilidade de preços e adequação obtida nos mercados pelo uso do PPO.

Conforme mostrado pelas Tabelas 4.44 e 4.45 do Capítulo 4, o comportamento mais estável e adequado (se comparado com os preços nodais do método de custos marginais) se observa por meio da simulação de diferentes distribuições de contratos bilaterais e condições operativas. Esta vantagem é de fundamental importância para efeitos de operação do mercado e de trazer segurança aos investidores.

O modelo sugerido possui as seguintes características: i) incorporação dos mercados de Longo, Curto e Curtíssimo Prazo e Energia Renovável em um mercado conjunto; ii) mercado combinado que permite saber o impacto da interação entre os produtos na operação e conseqüentemente nos preços; iii) possibilidade de comparar o modelo PPO com a lógica de custos marginais; iv) detalhamento dos portfólios dos agentes em termos de receitas e pagamentos para cada mercado combinado; v) segurança na reconciliação entre pagamentos e receitas; vi) possibilidade de obter sinais econômicos para estimar o custo oportunidade do produto energia elétrica; vii) possibilidade de testar vários cenários de operação com estratégias de preço para analisar o impacto dos portfólios dos agentes.

Essas características do modelo o fazem ser atrativo para a análise do impacto de vários cenários de operação e estratégias de oferta de portfólios para os agentes.

5.1 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão de trabalhos futuros, podemos citar:

- Aprofundar o estudo sobre a Função de Custo Futuro para contemplar o despacho de sistemas hidrotérmicos onde o despacho deve ser otimizado para evitar a falta ou o vertimento de água futuros;
- Incluir níveis de segurança para despacho de usinas levando em consideração a Função do Custo do Déficit, ou seja, estudar o impacto do custo da não geração de energia por falta de oferta na sociedade para estimar a faixa de segurança necessária para a operação do sistema;
- Elaborar análises comparativas com mais cenários operativos verificados do modelo brasileiro vigente confrontando com os resultados do modelo PPO proposto e analisando do ponto de vista da expectativa de receitas, pagamentos e preços;
- Aprofundar nos estudos sobre a participação das cargas considerando as redes inteligentes (*smarts grids*), as diversas curvas de demanda horárias e a elasticidade do consumo de eletricidade;
- Elaborar adaptação do modelo para contemplar a possibilidade de simular a operação de grandes sistemas de número elevado de barras de geração e de carga juntamente considerando as restrições de transmissão, capacidade de geração, tomada de rampa de carga, suporte de reativo entre outros;
- Incluir a análise de estudos multiperíodos levando em consideração as restrições energéticas de capacidade de geração sazonal em função das condições de hidrológicas, eólicas e de oferta de combustíveis; e
- Fazer estudo comparativo de operação conjunta dos mercados incluindo uma abordagem de mercado orientada à minimização dos pagamentos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALAYAWAN, ZIAD, PAPALEXOPOULOS, ALEX D., ROTHLEDER, MARK E WU, TONG. “*Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow*”, IEEE Transactions Power Systems, vol. 19, nº 1, p. 339-347, February 2004.
- [2] ARROYO, J.M, GALIANA, F.D. “*Energy and Reserve Pricing in Security and Network-Constrained Electricity Markets*”, IEEE Transactions Power Systems, vol. 20, nº 2, May 2005.
- [3] BAKIRTZIS, A., “*Auman-Shapley Congestion Pricing*”, Letters in IEEE Power Engineering Review, Vol.21, Issue 3, p.67-69, March 2001.
- [4] KOCKAR, I., CUERVO , P., GALIANA .”*Pay-as-Bid Pricing in Combined Pool/Bilateral Electricity Markets*”. Power Systems Computation Conference - PSCC, 2002, Sevilla.
- [5] CUERVO, P., KOCKAR, I., GALIANA, F., “*Combined Pool/Bilateral Operation: Part III – Unbundling Costs of Trading Services*”, IEEE Transactions Power Systems, vol.17, p.1191-1198, November 2002.
- [6] A. WOOD, B. WOLLENBERG “*Power Generation, Operation and Control*”, New York, John Wiley & Sons, 1996.
- [7] GOMEZ EXPOSITO A., “*Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*”, McGraw Hill, Madrid, 2002.
- [8] HIRST, ERIC. “*Reability Benefits of Price-Responsive Demand*”, IEEE Power Engineering Review, 2002.

- [9] KIRSCHEN, D.; STRBAC, G., “*Fundamentals of Power System Economics*”, John Wiley and Sons , 2004.
- [10] KUMAR J.; SHEBLÉ G., “*Framework for energy brokerage system with reserve margin and transmission losses*”, IEEE Transactions Power Systems, vol. 11, n. 4, p. 1763-1769, November 1996.
- [11] MA, X.; SUN, D., “*Energy and Ancillary Service Dispatch in a Competitive Pool*”. Power Engineering Review, 1998.
- [12] MA, X.; SUN, D.; CHEUNG, K.; “*Energy and Reserve Dispatch in a Multi-Zone Electricity Market*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, n° 3, p. 913-919, August 1999.
- [13] MA, X.; SUN, D.; CHEUNG, K., “*Evolution Toward Standardized Market Design*”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, n° 2, p. 460-469, May 2003.
- [14] H SINGH AND A. PAPALEXOPOULOS, “*Competitive procurement of ancillary services by an independent system operator*”, IEEE Transactions Power Systems, vol. 14, n° 2, p.498-504, May 1999.
- [15] REN, Y., GALIANA, F., “*Pay-as-Bid versus Marginal Pricing – Part I: Strategic Generator Offers*”, IEEE Transactions Power Systems, vol.19., n° 4, p. 1771-1776, November, 2004.
- [16] SHAHIDEHPOUR M., YAMIN H., LI Z., “*Market Operations in Electric power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*”, John Wiley & Sons, New York, 2002.
- [17] F. BOUFFARD, F. GALIANA, A. CONEJO, “*Market-Clearing with Stochastic Security – Part I: Formulation*”, IEEE Transactions Power Systems, vol.20, n° 4, p.1818-1826, November, 2005.

- [18] F. BOUFFARD, F. GALIANA, A. CONEJO, “*Market-Clearing with Stochastic Security – Part II: Case Studies*”, IEEE Transactions Power Systems, vol.20, nº 4, p.1827-1835, November, 2005.
- [19] J. RESTREPO, F. GALIANA, “*Unit Commitment with Primary Frequency Regulation Constraints*”, IEEE Transactions Power Systems, vol.20, nº 4, p.1836-1842, November 2005.
- [20] J. GLOVER, G. SARMA, “*Power System Analysis & Design: software manual*”, second edition, PWS Publishing Company, Boston, 1994.
- [21] Modelo Institucional do Setor Elétrico - MME-MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – endereço eletrônico: <<http://www.mme.gov.br>>.
- [22] NASH, JR. JOHN, “*Non-Cooperative Games*”, Annals of Mathematics, 1951.
- [23] COSTA, A. L.; SIMÕES COSTA, A. J. A. “*Alocação Ótima Conjunta de Energia e Reservas Operativas Baseadas em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico*”, Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.
- [24] COSTA, A. L.; SIMÕES COSTA, A. J. A.; SILVA, A. S.; 2002. “*A Joint Dispatch for Active Power and Ancillary Services through Optimal Power Flow*”, SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, Brasília, DF, 2002.
- [25] COSTA, A. L.; SIMÕES COSTA, A. J. A.; SILVA, A. S., “*Energy and Spinning Reserve Markets through Dynamic Optimal Power Flow*”, SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, Rio de Janeiro, RJ, 2004.
- [26] Procedimentos de Distribuição - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL – endereço eletrônico: <<http://www.aneel.gov.br>>.

- [27] Procedimentos de Comercialização - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE – endereço eletrônico: <<http://www.ccee.org.br>>.
- [28] Procedimentos de Rede - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS – endereço eletrônico: <<http://www.ons.org.br>>.
- [29] STACKE, F. ; CUERVO P., “*Modelo de Formação de Preços para os Serviços Ancilares de Reserva*”, Dissertação de Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, Publicação PPGENE.DM - 240 A/05, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2005.
- [30] STACKE, F. ; CUERVO P., “*Model of Integrated Pool/Conventional/Alternative Electricity Market Operation using Pay-as-Bid pricing*”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'08), Espanha, 2008.
- [31] STACKE, F. ; CUERVO P., “*A Combined Pool/Bilateral/Reserve Electricity Market Operating Under Pay-as-Bid Pricing*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, nº 4, p.1601-1610, November 2008.
- [32] SCHIER, J.; SIMÕES COSTA, A. J. A. “*Análise Comparativa de Metodologias de Alocação de Serviços Ancilares de Reserva em Mercados de Energia Elétrica*”, Universidade Federal de Santa Catarina, 2007.
- [33] HUNT, SALLY, “*Making Competition Work in Electricity*”, John Wiley & Sons, Inc., ISBN 0-471-22098-1, E.U.A. , 2002.
- [34] ADIB, P.; ARAÚJO, J. L. R. H.; BAUKNECHT, D.; BOWRING, J. E.; BRUNEKREEFT, G.; CHAO, H.; CORNWALL, N.; CORREIA, T. B.; CORRELJÉ, A. F.; ARAGÃO, A. M.; VRIES, L. J.; FINON, D.; FORD, A.; HAAS, R.; HELD, A.; HELMAN, U.; HOBBS, B. F.; HURLBUT, D.; LORENZONI, A.; MELO, E.; MEYER, N. I.; MORAN, A.; NISHIO, K.; O'NEILL, R. P.; OREN, S.; PFAFFENBERGER, W.; POLLITT, M.; SCHUBERT, E.; SINGH, H.; SIOSHANSI, F. P.; SIOSHANSI, R. M.; SKINNER, B.; WILSON, R.; WISER, R.;

ZARNIKAU, J., “*Competitive Electricity Markets*”, Elsevier Ltd., ISBN 978-0-08-047172-3, E.U.A. , 2008.

- [35] J. YAN, G. STERN, P. LUH, AND F. ZHAO, “*Payment versus bid cost*”, IEEE Transactions Power Systems, vol. 6, nº 2, p. 24-92, abril 2008.
- [36] OREN, S. S. AND R. SIOSHANSI, “*Joint Energy and Reserves Auctions with Opportunity Cost Payments for Reserves*”, International Energy Journal, Vol. 6, No. 1, Part 4, pp. 35-45., junho 2005.
- [37] KELMAN, J., FILHO, A., BAJAY, S., PENNA, J., HADDAD, C., “*Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica*”, julho 2001.
- [38] GLOVER, J. D., SARMA, M., “*Power System Analysis and Design*”, PWS Publishing Company, E.U.A., 1993.

APÊNDICE

ANEXO 01 – FUNÇÃO LAGRANGEANA DO PROBLEMA

$$\begin{aligned}
L = & \left\{ \sum_i C_i (P_{gi}) \right. && \text{(Custo energia)} \\
& + \sum_i C_i^{RU} (ru_{gi}) && \text{(Custo regulação acima)} \\
& + \sum_i C_i^{SR} (sr_{gi}) && \text{(Custo reserva girante)} \\
& + \sum_i C_i^{NS} (ns_{gi}) && \text{(Custo reserva não - girante)} \\
& + \sum_i C_i^{RD} (rd_{gi}) && \text{(Custo regulação abaixo)} \\
& + \sum_i \lambda_i [P_{gi} - P_{di} - P_i(V, \delta)] && \text{(Balanço de potência ativa)} \\
& + \sum_i \gamma_i [Q_{gi} - Q_{di} - Q_i(V, \delta)] && \text{(Balanço de potência reativa)} \\
& + \sum_j \lambda_j^{RU} [R_j^{RU} - \sum_i ru_i] && \text{(Requerimento de regulação acima)} \\
& + \sum_j \lambda_j^{SR} [R_j^{RU} + R_j^{SR} - \sum_i ru_i - \sum_i sr_i] && \text{(Requerimento de res. girante)} \\
& + \sum_j \lambda_j^{NS} [R_j^{RU} + R_j^{SR} + R_j^{NS} - \sum_i ru_i - \sum_i sr_i - \sum_i ns_i] && \text{(Requerimento de res. não - girante)} \\
& + \sum_j \lambda_j^{RD} [R_j^{RD} - \sum_i rd_i] && \text{(Requerimento de regulação abaixo)} \\
& + \sum_i \pi_i^{MAX} [P_{gi} + ru_i + sr_i + ns_i - P_{gi}^{MAX}] && \text{(Limites máximos do geradores)} \\
& + \sum_i \pi_i^{MIN} [P_{gi}^{MIN} - P_{gi}^{MAX} + rd_i] && \text{(Limites mínimos do geradores)} \\
& + \sum_i \alpha_i^{RU} [ru_i - ru_i^{MAX}] + \sum_i \beta_i^{RU} [-ru_i] && \text{(Limites máx. e mín de regulação acima)} \\
& + \sum_i \alpha_i^{SR} [sr_i - sr_i^{MAX}] + \sum_i \beta_i^{SR} [-sr_i] && \text{(Limites máx. e mín de res. girante)} \\
& + \sum_i \alpha_i^{NS} [ns_i - ns_i^{MAX}] + \sum_i \beta_i^{NS} [-ns_i] && \text{(Limites máx. e mín de res. não - girante)} \\
& + \sum_i \alpha_i^{RD} [rd_i - rd_i^{MAX}] + \sum_i \beta_i^{RD} [-rd_i] && \text{(Limites máx. e mín de regulação abaixo)} \\
& + \sum_i \alpha_i^{OP} [ru_i + sr_i + ns_i - 10RP_i] && \text{(Limites de rampa de tomada de carga)} \\
& + \sum_i \sum_j \mu_{Kij} [P_{Kij} - P_{ij}^{MAX}] && \text{(Limites de rede)}
\end{aligned}$$

ANEXO 02 – PROGRAMA MATLAB PARA FORMAÇÃO DE PREÇOS EM
MERCADOS INTEGRADOS POOL/BILATERAL/RENOVÁVEL/ANCILAR DE
ENERGIA ELÉTRICA

1 – DADOS DE ENTRADA – ARQUIVO: “DADOS.M”

Este arquivo tem a função de entrar com os dados do sistema, topologia e equipamentos de controle da rede, características elétricas e econômicas dos geradores e das cargas do sistema.

```
% ARQUIVO DE ENTRADA PARA OS DADOS DO PROBLEMA

global a0 b0 c0 nb ifr ito rl xl nl PD QD Pbase Smax bl PGmax QGmax

Pbase = 100; % Potencia de base em MW:

% 1 - DADOS DE TODAS AS LINHAS

ifr0 = [1 1 2 2 2 3 4 4 4 5 6 6 6 7 7 9 9 10 12 13]'; % Vetor de
barras "inicio" das linhas
ito0 = [2 5 3 4 5 4 5 7 9 6 11 12 13 8 9 10 14 11 13 14]'; %
Vetor de barras "destino" das linhas
rl0 = [0.01938 0.05403 0.04699 0.05811 0.05695 0.06701 0.01335 0 0 0 0.09498 0.12291
0.06615 0 0 0.03181 0.12711 0.08205 0.22092 0.17093]'; % Vetor de resistencias das
linhas (pu)
xl0 = [0.05917 0.22304 0.19797 0.17632 0.17388 0.17103 0.04211 0.20912 0.55618 0.25202
0.19890 0.25581 0.13027 0.17615 0.11001 0.08450 0.27038 0.19207 0.19988 0.34802]';
% Vetor de reatancia das linhas (pu)
bl0 = [0.0264 0.0246 0.0219 0.0187 0.170 0.0173 0.0064 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]';
% Vetor de susceptancias (Parciais) shunt das linhas (pu)
Smax0 = [100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100
100]'./(Pbase); % Vetor com os limites para o trafego de fluxos de potencia nas linhas
(MVA)

%ifr = [ifr0;ifr0+14;ifr0+28]%;(15:28)'; % Vetor de barras
"inicio" das linhas
%ito = [ito0;ito0+14;ito0+28]%;(29:42)'; % Vetor de barras
"destino" das linhas
%rl = [rl0;rl0*0;rl0*0]%;(29:42)'.*0+0.0001]; % Vetor de resistencias das linhas
(pu)
%xl = [xl0;xl0;xl0]%;(29:42)'.*0+0.0001]; % Vetor de reatancia das linhas (pu)
%bl = [bl0;bl0;bl0]%;(29:42)'.*0+0.0001]; % Vetor de susceptancias (Parciais)
shunt das linhas (pu)
%Smax = [Smax0;Smax0;Smax0]%;(29:42)'.*0+100]; % Vetor com os limites para o trafego de
fluxos de potencia nas linhas (MVA)
ifr = [ifr0;ifr0+14;ifr0+28]; % Vetor de barras "inicio" das
linhas
ito = [ito0;ito0+14;ito0+28]; % Vetor de barras "destino" das
linhas
rl = [rl0;rl0*0;rl0*0]; % Vetor de resistencias das linhas (pu)
```

```

xl = [xl0;xl0;xl0];          % Vetor de reatancia das linhas (pu)
bl = [bl0;bl0;bl0];          % Vetor de susceptancias (Parciais) shunt das linhas (pu)
Smax = [Smax0;Smax0;Smax0]; % Vetor com os limites para o trafego de fluxos de potencia nas
linhas (MVA)

% Calculo do numero de linhas e do numero de barras
nl = size(ifr,1);           % numero de linhas
nb = max(max([ifr ito]));   % numero de barras

% 2 - DADOS DE TODAS AS BARRAS
GD=[0 18 86 42 3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 10 0 0 29 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 9 3 6 13.5 14.5;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
    0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0].*0;

%GD=[0 18+2 86+4 42+3 3 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
%    0 0 0 0 0 10 0 0 29 0 0 0 0 0 0;
%    0 0 0 0 0 0 0 0 0 9 3-3 6-6 13.5 14.5; ....

%GD=[32 48 32 144+22 160+22;
%    0 32 32 112 240+84;
%    0 0 48 48-44 96-84;
%    0 0 0 0 0;
%    0 0 0 0 0].*0;

% Dados dos dispositivos
bsh0 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]';          % Vetor de susceptancias dos
compensadores shunt de cada barra (pu)
bsh = [bsh0;bsh0;bsh0];

% Limites
PGmax0 = [170 40 100 0 0 100 0 100 0 0 0 0 0 0 0]'./Pbase;          % Vetor de limites maximos de
geracao de potencia ativa em cada barra (MW)
PGmin0 =
[(GD(1:14)+GD(15:28)+GD(29:42)+GD(43:56)+GD(57:70)+GD(71:84)+GD(85:98)+GD(99:112)+GD(113:12
6)+GD(127:140)+GD(141:154)+GD(155:168)+GD(169:182)+GD(183:196)]]'./(Pbase);          % Vetor de

```

```

limites minimos de geracao de potencia ativa em cada barra (MW)

QGmax0 = [50 50 40 0 0 24 0 24 0 0 0 0 0 0]'./Pbase./1; % Vetor de limites maximos de
geracao de potencia reativa em cada barra (MVar)
QGmin0 = [-40 -40 0 0 0 -6 0 -6 0 0 0 0 0 0]'./Pbase./1; % Vetor de limites minimos de
geracao de potencia reativa em cada barra (MVar)
thetamax0 = [0 inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf]'; % Vetor de
limites maximos de fase das tensoes permitidos em cada barra (rad)
thetamaxinf = [inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf inf]'; % Vetor de
limites maximos de fase das tensoes permitidos em cada barra (rad)
thetamin0 = [0 -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf]'; % Vetor
de limites minimos de fase das tensoes permitidos em cada barra (rad)
thetamininf = [-inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf -inf]'; %
Vetor de limites minimos de fase das tensoes permitidos em cada barra (rad)
Vmax0 = [1.05 1.05 1.05 1.05 1.05 1.05 1.05 1.05 1.05 1.05 1.05 1.05 1.05 1.05]'; %
Vetor de limites maximos para o modulo das tensoes em cada barra (pu)
Vmin0 = [0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95 0.95]'; % Vetor
de limites minimos para o modulo das tensoes em cada barra (pu)

PGmax = [PGmax0;PGmax0;PGmax0]; % Vetor de limites maximos de geracao de potencia ativa
em cada barra (MW)
PGmin = [PGmin0;PGmin0*0;PGmin0*0]; % Vetor de limites minimos de geracao de potencia
ativa em cada barra (MW)
QGmax = [QGmax0;QGmax0;QGmax0]; % Vetor de limites maximos de geracao de potencia reativa
em cada barra (MVar)
QGmin = [QGmin0;QGmin0;QGmin0]; % Vetor de limites minimos de geracao de potencia reativa
em cada barra (MVar)
thetamax = [thetamax0;thetamaxinf;thetamaxinf]; % Vetor de limites maximos de fase das
tensoes permitidos em cada barra (rad)
thetamin = [thetamin0;thetamininf;thetamininf]; % Vetor de limites minimos de fase das
tensoes permitidos em cada barra (rad)
Vmax = [Vmax0;Vmax0;Vmax0]; % Vetor de limites maximos para o modulo das tensoes em
cada barra (pu)
Vmin = [Vmin0;Vmin0;Vmin0]; % Vetor de limites minimos para o modulo das tensoes em cada
barra (pu)

% Dados de carga
PD0 = [0 21.7 94.2 47.8 7.6 11.2 0 0 29.5 9.0 3.5 6.1 13.5 14.9]'./Pbase; % Vetor de
demandas (cargas) de potencia ativa em cada barra (MW)
QD0 = [0 12.7 19.0 3.9 1.6 7.5 0 0 16.6 5.8 1.8 1.6 5.8 5.0]'./Pbase; % Vetor de
demandas (cargas) de potencia reativa em cada barra (MVar)

PD = [PD0;PD0*0.011389961389961389961389961389961;PD0*0.038610038610038610038610038610039];
% Vetor de demandas (cargas) de potencia ativa em cada barra (MW)
QD = [QD0;QD0*0.011389961389961389961389961389961;QD0*0.038610038610038610038610038610039];
% Vetor de demandas (cargas) de potencia reativa em cada barra (MVar)

% 3 - DADOS DAS CURVAS DE CUSTOS PARA CADA GERADOR

c00 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]'; % ($/h)

```

```

a00 = [20 21 25 0 0 56 0 57 0 0 0 0 0 0]' .*Pbase;    % ($/MWh)
a01 = [20 21 25 0 0 56 0 57 0 0 0 0 0 0]' .*Pbase./2;    % ($/MWh)
b00 = [0.04 0.03 0.045 0 0 0.04 0 0.04 0 0 0 0 0 0]' .*Pbase^2;    % ($/MW^2*h)
b01 = [0.04 0.03 0.045 0 0 0.04 0 0.04 0 0 0 0 0 0]' .*Pbase^2./2;    % ($/MW^2*h)

c0 = [c00;c00;c00];    % ($/h)
a0 = [a00;a01;a00];    % ($/MWh)
b0 = [b00;b01;b00];    % ($/MW^2*h)

% OBS: As curvas de custos sao uma aproximacao quadratica
% da forma C(PG) = c0 + a0*PG + b0*PG^2    ($/h) para (PG
em pu)

% 4 - ESTADO INICIAL DO SISTEMA (DADOS INICIAIS PARA O PROCESSO DE ITERACAO)

PG00 =
[(GD(1:14)+GD(15:28)+GD(29:42)+GD(43:56)+GD(57:70)+GD(71:84)+GD(85:98)+GD(99:112)+GD(113:12
6)+GD(127:140)+GD(141:154)+GD(155:168)+GD(169:182)+GD(183:196)]' ./Pbase ;    % Vetor de
potencias ativas geradas em cada barra no estado inicial (MW)
theta00 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]' ;    % Vetor com a fase das tensoes em
cada barra no estado inicial (rad)
QG00 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0]' ./Pbase;    % Vetor de potencias reativas geradas
em cada barra no estado inicial (MVar)
Vm00 = [1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00]' ;    % Vetor
com o modulo das tensoes em cada barra no estado inicial (pu)

PG0 = [PG00;PG00*0;PG00*0];    % Vetor de potencias ativas geradas em cada barra no estado
inicial (MW)
theta0 = [theta00;theta00;theta00];    % Vetor com a fase das tensoes em cada
barra no estado inicial (rad)
QG0 = [QG00;QG00;QG00];    % Vetor de potencias reativas geradas em cada barra no
estado inicial (MVar)
Vm0 = [Vm00;Vm00;Vm00];    % Vetor com o modulo das tensoes em cada barra no estado inicial
(pu)

```

2 – DESPACHO ÓTIMO – ARQUIVO: “OTIMIZAÇÃO.M”

Este arquivo faz a rotina do programa: limpa a memória, chama o arquivo “Dados.m”, faz o cálculo de fluxo de potência, faz o despacho ótimo e gera a saída.

```
% PROGRAMA DE CALCULO DO FLUXO OTIMO DE CARGA (DESPACHO ECONOMICO)

clear all
clc
global Y

% 1 - LEITURA DOS DADOS PARA O PROBLEMA

Dados          % Arquivo que contem os dados

% 2 - CALCULO DA MATRIZ DE ADMITANCIA NODAL

Matriz         % Arquivo que calcula a matriz

% 3 - OTIMIZACAO

x0 = [PG0;theta0;QG0;Vm0];          % Valores iniciais para o processo iterativo (Estado
inicial do sistema)
lb = [PGmin;thetamin;QGmin;Vmin];   % Valores de todos os limites inferiores do sistema
ub = [PGmax;thetamax;QGmax;Vmax];   % Valores de todos os limites superiores do sistema

options = optimset('LargeScale','off','MaxFunEvals',1e3,'MaxIter',1e3); % Opcoes internas
da FMINCON
[x,fval,exitflag,output,lambda,grad] = fmincon(@funcaobjetivo,...
        x0,[],[],[],[],lb,ub,@Restricoes,options); % Comando para
inicio do processo de otimizacao

Gerarelatorio % Arquivo que gera o relatorio de saida

fprintf('MATRIZ DE CONDUTANCIAS: \n') % Impressao da matriz de condutancias
G=real(Y)

fprintf('MATRIZ DE SUSCEPTANCIAS\n') % Impressao da matriz de susceptancias
```

$B = \text{imag}(Y)$

3 – FUNÇÃO A SER MINIMIZADA – ARQUIVO: “FUNCAOBJETIVO.M”

Este arquivo gera a função a ser otimizada no despacho ótimo.

```
% DEFINICAO DA FUNCAO OBJETIVO A SER MINIMIZADA (PARA USO INTERNO DA FMINCON)

function f = objfun(x)
global nb a0 b0 c0

PG=x(1:nb); % Alocao no vetor x da variavel potencias ativas geradas

f = sum(c0)+a0'*PG+0.5*b0'*PG.^2; % Calculo do valor da funcao objetivo
```

4 – CONSTRUÇÃO DA MATRIZ – ARQUIVO: “MATRIZ.M”

```
% ARQUIVO QUE CALCULA A MATRIZ DE ADMITANCIA NODAL
```

```
global Y
```

```
z1 = r1+j*x1; % Calculo da impedancia serie (modelo pi)
y1=ones(size((z1)))./z1; % Calculo da admitancia serie (modelo pi)
id= eye(max(nl,nb)); % Matriz identidade
A=id(1:nb,ifr)-id(1:nb,ito); % Matriz incidencia (conexao entre as
barras)
Y=A*diag(y1)*A'+diag(abs(A)*j*bl)+diag(bsh)*j; % Calculo da matriz de admitancia nodal
```

5 – RESTRIÇÕES – ARQUIVO: “RESTRICOES.M”

Este arquivo contém as restrições a serem respeitadas no fluxo de potência e no despacho ótimo.

```
% FUNCAO DE DEFINICAO DAS RESTRICOES NAO-LINEARES (PARA USO INTERNO DA FMINCON)

function [c,ceq] = confun(x)
global nb Y ifr ito r1 xl nl PD QD Pkm Pmk Qkm Qmk QN PN Smax Pbase bl Vm theta PGmax
QGmax xpreg xpru xprs PDru PDrS

% 1 - DEFINICAO DAS VARIAVEIS DO PROBLEMA

PG=x(1:nb); % Alocação no vetor x da variavel potencias ativas geradas em
cada barra
theta = x(nb+1:2*nb) ; % Alocação no vetor x da variavel fase das tensoes em cada
barra
QG=x(2*nb+1:3*nb) ; % Alocação no vetor x da variavel potencias reativas geradas
em cada barra
Vm = x(3*nb+1:4*nb) ; % Alocação no vetor x da variavel modulos das tensoes em cada
barra

% 2 - CALCULO DAS POTENCIAS LIQUIDAS ATIVAS E REATIVAS EM CADA BARRA

V=Vm.*exp(j*theta); % Vetor tensoes nas barras
I=Y*V; % Vetor das correntes liquidas injetadas em cada barra
PN = real(V.*conj(I)); % Vetor de potencias ativas liquidas injetadas em cada barra
QN = imag(V.*conj(I)); % Vetor de potencias reativas liquidas injetadas em cada
barra

% 3 - CALCULO DOS FLUXOS DE POTENCIA ENTRE AS BARRAS

Vkm = V(ifr)-V(ito); % Vetor queda de tensao entre barras
Ykm = 1./(r1+xl*j); % Vetor de admitancias das linhas
Ikm = Vkm.*Ykm + V(ifr).*(j*bl) ; % Vetor de correntes entre barras Ik -> Im
Imk = -Vkm.*Ykm + V(ito).*(j*bl) ; % Vetor de correntes entre barras Im -> Ik
Skm = ones(nl,1); % Vetor de fluxo de potencias complexas entre barras
Sk -> Sm
Smk = ones(nl,1); % Vetor de fluxo de potencias complexas entre barras
Sm -> Sk
for i=1:nl
    Skm(i)=V(ifr(i))*conj(Ikm(i)); % Calculo para cada barra do fluxo Sk -> Sm
    Smk(i)=V(ito(i))*conj(Imk(i)); % Calculo para cada barra do fluxo Sm -> Sk
end

end
```

```

Pkm = real(Skm);           % Vetor de fluxo de potencia ativa entre barras Pk -> Pm
Pmk = real(Smk);           % Vetor de fluxo de potencia ativa entre barras Pm -> Pk

Qkm = imag(Skm);           % Vetor de fluxo de potencia reativa entre barras Qk -> Qm
Qmk = imag(Smk);           % Vetor de fluxo de potencia reativa entre barras Qm -> Qk

% 4 - DEFINICAO PARA A "FMINCON" DAS RESTRICOES NAO-LINEARES DE DESIGUALDADE

xpreg=x(1:nb/3);
xpru=x(nb/3+1:2*nb/3);
xprs=x(2*nb/3+1:3*nb/3);
PGmax_serv=PGmax(1:nb/3);
PDru=PD(nb/3+1:2*nb/3)+0.001;
PDrs=PD(2*nb/3+1:3*nb/3)+0.001;
%x(2*nb+1:3*nb)
xqreg=x(2*nb+1:2*nb+nb/3);
xqru=x(2*nb+nb/3+1:2*nb+2*nb/3);
xqrs=x(2*nb+2*nb/3+1:2*nb+3*nb/3);
QGmax_serv=QGmax(1:nb/3);

c= [abs(Skm)-Smax;abs(Smk)-Smax;xpreg+xpru+xprs-PGmax_serv;xqreg+xqru+xqrs-QGmax_serv;-
1000+xpru./PDru+xprs./PDrs] ;           % ;10-xpru/PDru-xprs/PDrs           PD(1)+PD(6)-
PGmax(1);PD(2)+PD(7)-PGmax(2);PD(3)+PD(8)-PGmax(3);PD(4)+PD(9)-PGmax(4);PD(5)+PD(10)-
PGmax(5)Limites para o trafego de fluxos de potencia nas linhas

% 5 - DEFINICAO PARA A "FMINCON" DAS RESTRICOES NAO-LINEARES DE IGUALDADE

ceq = [PG - PD - PN ; QG - QD - QN];     % Equacoes de rede para cada barra (Balanco de
potencia - Kirchoff)

```

6 – FORMATAÇÃO DE SAÍDA – ARQUIVO: “GERARELATORIO.M”

Este arquivo cria a saída de dados, o arquivo “Relatório.m”.

```
% ARQUIVO QUE GERA O RELATORIO DE SAIDA
```

```
global Pkm Pmk Qkm Qmk QN PN Vm
fid = fopen('Relatorio.m','w');
fprintf(fid,'=====
===== \n');
fprintf(fid,'          BUS 1      BUS 2      BUS 3      BUS 4      BUS 5      BUS 6      BUS 7
BUS 8      BUS 9      BUS10     BUS11     BUS12     BUS13     BUS14      Total \n');
fprintf(fid,'=====
===== \n');
GDt=GD';
l=getfield(lambda,'egnonlin');
barra=(1:42)';
cust=x(1:42).*abs(l(1:42));
carg=PD(1:42).*abs(l(1:42));
AA=[sum(GDt(1:14))*a0(1)/Pbase+sum(GDt(1:14))^2*b0(1)/Pbase^2/2,sum(GDt(15:28))*a0(2)/Pbase
+sum(GDt(15:28))^2*b0(2)/Pbase^2/2,sum(GDt(29:42))*a0(3)/Pbase+sum(GDt(29:42))^2*b0(3)/Pbase
e^2/2,sum(GDt(43:56))*a0(4)/Pbase+sum(GDt(43:56))^2*b0(4)/Pbase^2/2,sum(GDt(57:70))*a0(5)/P
base+sum(GDt(57:70))^2*b0(5)/Pbase^2/2,sum(GDt(71:84))*a0(6)/Pbase+sum(GDt(71:84))^2*b0(6)/
Pbase^2/2,sum(GDt(85:98))*a0(7)/Pbase+sum(GDt(85:98))^2*b0(7)/Pbase^2/2,sum(GDt(99:112))*a0
(8)/Pbase+sum(GDt(99:112))^2*b0(8)/Pbase^2/2,sum(GDt(113:126))*a0(9)/Pbase+sum(GDt(113:126)
)^2*b0(9)/Pbase^2/2,sum(GDt(127:140))*a0(10)/Pbase+sum(GDt(127:140))^2*b0(10)/Pbase^2/2,sum
(GDt(141:154))*a0(11)/Pbase+sum(GDt(141:154))^2*b0(11)/Pbase^2/2,sum(GDt(155:168))*a0(12)/P
base+sum(GDt(155:168))^2*b0(12)/Pbase^2/2,sum(GDt(169:182))*a0(13)/Pbase+sum(GDt(169:182))^
2*b0(13)/Pbase^2/2,sum(GDt(183:196))*a0(14)/Pbase+sum(GDt(183:196))^2*b0(14)/Pbase^2/2];
%BB=[((x(1)*Pbase))*a0(1)/Pbase+((x(1)*Pbase))^2*b0(1)/Pbase^2/2,((x(2)*Pbase))*a0(2)/Pbase
+((x(2)*Pbase))^2*b0(2)/Pbase^2/2,((x(3)*Pbase))*a0(3)/Pbase+((x(3)*Pbase))^2*b0(3)/Pbase^2
/2,((x(4)*Pbase))*a0(4)/Pbase+((x(4)*Pbase))^2*b0(4)/Pbase^2/2,((x(5)*Pbase))*a0(5)/Pbase+
((x(5)*Pbase))^2*b0(5)/Pbase^2/2,((x(6)*Pbase))*a0(6)/Pbase+((x(6)*Pbase))^2*b0(6)/Pbase^2/2
,((x(7)*Pbase))*a0(7)/Pbase+((x(7)*Pbase))^2*b0(7)/Pbase^2/2,((x(8)*Pbase))*a0(8)/Pbase+((x
(8)*Pbase))^2*b0(8)/Pbase^2/2,((x(9)*Pbase))*a0(9)/Pbase+((x(9)*Pbase))^2*b0(9)/Pbase^2/2,(
(x(10)*Pbase))*a0(10)/Pbase+((x(10)*Pbase))^2*b0(10)/Pbase^2/2,((x(11)*Pbase))*a0(11)/Pbase
+((x(11)*Pbase))^2*b0(11)/Pbase^2/2,((x(12)*Pbase))*a0(12)/Pbase+((x(12)*Pbase))^2*b0(12)/P
base^2/2,((x(13)*Pbase))*a0(13)/Pbase+((x(13)*Pbase))^2*b0(13)/Pbase^2/2,((x(14)*Pbase))*a0
(14)/Pbase+((x(14)*Pbase))^2*b0(14)/Pbase^2/2];
%CC=[(x(15)*Pbase)*a0(15)/Pbase+(x(15)*Pbase)^2*b0(15)/Pbase^2/2,(x(16)*Pbase)*a0(16)/Pbase
+(x(16)*Pbase)^2*b0(16)/Pbase^2/2,(x(17)*Pbase)*a0(17)/Pbase+(x(17)*Pbase)^2*b0(17)/Pbase^2
/2,(x(18)*Pbase)*a0(18)/Pbase+(x(18)*Pbase)^2*b0(18)/Pbase^2/2,(x(19)*Pbase)*a0(19)/Pbase+
(x(19)*Pbase)^2*b0(19)/Pbase^2/2,(x(20)*Pbase)*a0(20)/Pbase+(x(20)*Pbase)^2*b0(20)/Pbase^2/2
,(x(21)*Pbase)*a0(21)/Pbase+(x(21)*Pbase)^2*b0(21)/Pbase^2/2,(x(22)*Pbase)*a0(22)/Pbase+(x(
22)*Pbase)^2*b0(22)/Pbase^2/2,(x(23)*Pbase)*a0(23)/Pbase+(x(23)*Pbase)^2*b0(23)/Pbase^2/2,(
x(24)*Pbase)*a0(24)/Pbase+(x(24)*Pbase)^2*b0(24)/Pbase^2/2,(x(25)*Pbase)*a0(25)/Pbase+(x(25
)*Pbase)^2*b0(25)/Pbase^2/2,(x(26)*Pbase)*a0(26)/Pbase+(x(26)*Pbase)^2*b0(26)/Pbase^2/2,(x(
```

```

27)*Pbase)*a0(27)/Pbase+(x(27)*Pbase)^2*b0(27)/Pbase^2/2,(x(28)*Pbase)*a0(28)/Pbase+(x(28)*
Pbase)^2*b0(28)/Pbase^2/2];
%DD=[(x(29)*Pbase)*a0(29)/Pbase+(x(29)*Pbase)^2*b0(29)/Pbase^2/2,(x(30)*Pbase)*a0(30)/Pbase
+(x(30)*Pbase)^2*b0(30)/Pbase^2/2,(x(31)*Pbase)*a0(31)/Pbase+(x(31)*Pbase)^2*b0(31)/Pbase^2
/2,(x(32)*Pbase)*a0(32)/Pbase+(x(32)*Pbase)^2*b0(32)/Pbase^2/2,(x(33)*Pbase)*a0(33)/Pbase+(
x(33)*Pbase)^2*b0(33)/Pbase^2/2,(x(34)*Pbase)*a0(34)/Pbase+(x(34)*Pbase)^2*b0(34)/Pbase^2/2
,(x(35)*Pbase)*a0(35)/Pbase+(x(21)*Pbase)^2*b0(35)/Pbase^2/2,(x(36)*Pbase)*a0(36)/Pbase+(x(
36)*Pbase)^2*b0(36)/Pbase^2/2,(x(37)*Pbase)*a0(37)/Pbase+(x(37)*Pbase)^2*b0(37)/Pbase^2/2,(
x(38)*Pbase)*a0(38)/Pbase+(x(38)*Pbase)^2*b0(38)/Pbase^2/2,(x(39)*Pbase)*a0(39)/Pbase+(x(39
)*Pbase)^2*b0(39)/Pbase^2/2,(x(40)*Pbase)*a0(40)/Pbase+(x(40)*Pbase)^2*b0(40)/Pbase^2/2,(x(
41)*Pbase)*a0(41)/Pbase+(x(41)*Pbase)^2*b0(41)/Pbase^2/2,(x(42)*Pbase)*a0(42)/Pbase+(x(42)*
Pbase)^2*b0(42)/Pbase^2/2];
%BB=cust(1:14)';
%[(x(1)*Pbase)*a0(1)/Pbase+(x(1)*Pbase)^2*b0(1)/Pbase^2/2,(x(2)*Pbase)*a0(2)/Pbase+(x(
2)*Pbase)^2*b0(2)/Pbase^2/2,(x(3)*Pbase)*a0(3)/Pbase+(x(3)*Pbase)^2*b0(3)/Pbase^2/2,
(x(4)*Pbase)*a0(4)/Pbase+(x(4)*Pbase)^2*b0(4)/Pbase^2/2,(x(5)*Pbase)*a0(5)/Pbase+(x(
5)*Pbase)^2*b0(5)/Pbase^2/2,(x(6)*Pbase)*a0(6)/Pbase+(x(6)*Pbase)^2*b0(6)/Pbase^2/2,(x(
7)*Pbase)*a0(7)/Pbase+(x(7)*Pbase)^2*b0(7)/Pbase^2/2,(x(8)*Pbase)*a0(8)/Pbase+(x(8)
*Pbase)^2*b0(8)/Pbase^2/2,(x(9)*Pbase)*a0(9)/Pbase+(x(9)*Pbase)^2*b0(9)/Pbase^2/2,(x(
10)*Pbase)*a0(10)/Pbase+(x(10)*Pbase)^2*b0(10)/Pbase^2/2,(x(11)*Pbase)*a0(11)/Pbase+(x(
11)*Pbase)^2*b0(11)/Pbase^2/2,(x(12)*Pbase)*a0(12)/Pbase+(x(12)*Pbase)^2*b0(12)/Pbase
^2/2,(x(13)*Pbase)*a0(13)/Pbase+(x(13)*Pbase)^2*b0(13)/Pbase^2/2,(x(14)*Pbase)*a0(14
)/Pbase+(x(14)*Pbase)^2*b0(14)/Pbase^2/2];
BB=([x(1),x(2),x(3),x(4),x(5),x(6),x(7),x(8),x(9),x(10),x(11),x(12),x(13),x(14)]'*Pbase-
[sum(GDt(1:14)),sum(GDt(15:28)),sum(GDt(29:42)),sum(GDt(43:56)),sum(GDt(57:70)),sum(GDt(71:
84)),sum(GDt(85:98)),sum(GDt(99:112)),sum(GDt(113:126)),sum(GDt(127:140)),sum(GDt(141:154))
,sum(GDt(155:168)),sum(GDt(169:182)),sum(GDt(183:196))])'.*abs([1(1),1(2),1(3),1(4),1(5),1(
6),1(7),1(8),1(9),1(10),1(11),1(12),1(13),1(14)]'/Pbase)');
%CC=cust(15:28)';
%[(x(15)*Pbase)*a0(15)/Pbase+(x(15)*Pbase)^2*b0(15)/Pbase^2/2,(x(16)*Pbase)*a0(16)/Pbase+(x
(16)*Pbase)^2*b0(16)/Pbase^2/2,(x(17)*Pbase)*a0(17)/Pbase+(x(17)*Pbase)^2*b0(17)/Pbase^2/2,
(x(18)*Pbase)*a0(18)/Pbase+(x(18)*Pbase)^2*b0(18)/Pbase^2/2,(x(19)*Pbase)*a0(19)/Pbase+(x(1
9)*Pbase)^2*b0(19)/Pbase^2/2,(x(20)*Pbase)*a0(20)/Pbase+(x(20)*Pbase)^2*b0(20)/Pbase^2/2,(x
(21)*Pbase)*a0(21)/Pbase+(x(21)*Pbase)^2*b0(21)/Pbase^2/2,(x(22)*Pbase)*a0(22)/Pbase+(x(22)
*Pbase)^2*b0(22)/Pbase^2/2,(x(23)*Pbase)*a0(23)/Pbase+(x(23)*Pbase)^2*b0(23)/Pbase^2/2,(x(2
4)*Pbase)*a0(24)/Pbase+(x(24)*Pbase)^2*b0(24)/Pbase^2/2,(x(25)*Pbase)*a0(25)/Pbase+(x(25)*P
base)^2*b0(25)/Pbase^2/2,(x(26)*Pbase)*a0(26)/Pbase+(x(26)*Pbase)^2*b0(26)/Pbase^2/2,(x(27)
*Pbase)*a0(27)/Pbase+(x(27)*Pbase)^2*b0(27)/Pbase^2/2,(x(28)*Pbase)*a0(28)/Pbase+(x(28)*Pba
se)^2*b0(28)/Pbase^2/2];
CC=[(x(15)*Pbase)*a0(15)/Pbase+(x(15)*Pbase)^2*b0(15)/Pbase^2/2,(x(16)*Pbase)*a0(16)/Pbase+
(x(16)*Pbase)^2*b0(16)/Pbase^2/2,(x(17)*Pbase)*a0(17)/Pbase+(x(17)*Pbase)^2*b0(17)/Pbase^2/
2,(x(18)*Pbase)*a0(18)/Pbase+(x(18)*Pbase)^2*b0(18)/Pbase^2/2,(x(19)*Pbase)*a0(19)/Pbase+(x
(19)*Pbase)^2*b0(19)/Pbase^2/2,(x(20)*Pbase)*a0(20)/Pbase+(x(20)*Pbase)^2*b0(20)/Pbase^2/2,
(x(21)*Pbase)*a0(21)/Pbase+(x(21)*Pbase)^2*b0(21)/Pbase^2/2,(x(22)*Pbase)*a0(22)/Pbase+(x(2
2)*Pbase)^2*b0(22)/Pbase^2/2,(x(23)*Pbase)*a0(23)/Pbase+(x(23)*Pbase)^2*b0(23)/Pbase^2/2,(x
(24)*Pbase)*a0(24)/Pbase+(x(24)*Pbase)^2*b0(24)/Pbase^2/2,(x(25)*Pbase)*a0(25)/Pbase+(x(25)
*Pbase)^2*b0(25)/Pbase^2/2,(x(26)*Pbase)*a0(26)/Pbase+(x(26)*Pbase)^2*b0(26)/Pbase^2/2,(x(2
7)*Pbase)*a0(27)/Pbase+(x(27)*Pbase)^2*b0(27)/Pbase^2/2,(x(28)*Pbase)*a0(28)/Pbase+(x(28)*P
base)^2*b0(28)/Pbase^2/2];
%DD=cust(29:42)';
%[(x(29)*Pbase)*a0(29)/Pbase+(x(29)*Pbase)^2*b0(29)/Pbase^2/2,(x(30)*Pbase)*a0(30)/Pbase+(x

```

```

(30)*Pbase)^2*b0(30)/Pbase^2/2,(x(31)*Pbase)*a0(31)/Pbase+(x(31)*Pbase)^2*b0(31)/Pbase^2/2,
(x(32)*Pbase)*a0(32)/Pbase+(x(32)*Pbase)^2*b0(32)/Pbase^2/2,(x(33)*Pbase)*a0(33)/Pbase+(x(3
3)*Pbase)^2*b0(33)/Pbase^2/2,(x(34)*Pbase)*a0(34)/Pbase+(x(34)*Pbase)^2*b0(34)/Pbase^2/2,(x
(35)*Pbase)*a0(35)/Pbase+(x(21)*Pbase)^2*b0(35)/Pbase^2/2,(x(36)*Pbase)*a0(36)/Pbase+(x(36)
*Pbase)^2*b0(36)/Pbase^2/2,(x(37)*Pbase)*a0(37)/Pbase+(x(37)*Pbase)^2*b0(37)/Pbase^2/2,(x(3
8)*Pbase)*a0(38)/Pbase+(x(38)*Pbase)^2*b0(38)/Pbase^2/2,(x(39)*Pbase)*a0(39)/Pbase+(x(39)*P
base)^2*b0(39)/Pbase^2/2,(x(40)*Pbase)*a0(40)/Pbase+(x(40)*Pbase)^2*b0(40)/Pbase^2/2,(x(41)
*Pbase)*a0(41)/Pbase+(x(41)*Pbase)^2*b0(41)/Pbase^2/2,(x(42)*Pbase)*a0(42)/Pbase+(x(42)*Pba
se)^2*b0(42)/Pbase^2/2];
DD=[(x(29)*Pbase)*a0(29)/Pbase+(x(29)*Pbase)^2*b0(29)/Pbase^2/2,(x(30)*Pbase)*a0(30)/Pbase+
(x(30)*Pbase)^2*b0(30)/Pbase^2/2,(x(31)*Pbase)*a0(31)/Pbase+(x(31)*Pbase)^2*b0(31)/Pbase^2/
2,(x(32)*Pbase)*a0(32)/Pbase+(x(32)*Pbase)^2*b0(32)/Pbase^2/2,(x(33)*Pbase)*a0(33)/Pbase+(x
(33)*Pbase)^2*b0(33)/Pbase^2/2,(x(34)*Pbase)*a0(34)/Pbase+(x(34)*Pbase)^2*b0(34)/Pbase^2/2,
(x(35)*Pbase)*a0(35)/Pbase+(x(21)*Pbase)^2*b0(35)/Pbase^2/2,(x(36)*Pbase)*a0(36)/Pbase+(x(3
6)*Pbase)^2*b0(36)/Pbase^2/2,(x(37)*Pbase)*a0(37)/Pbase+(x(37)*Pbase)^2*b0(37)/Pbase^2/2,(x
(38)*Pbase)*a0(38)/Pbase+(x(38)*Pbase)^2*b0(38)/Pbase^2/2,(x(39)*Pbase)*a0(39)/Pbase+(x(39)
*Pbase)^2*b0(39)/Pbase^2/2,(x(40)*Pbase)*a0(40)/Pbase+(x(40)*Pbase)^2*b0(40)/Pbase^2/2,(x(4
1)*Pbase)*a0(41)/Pbase+(x(41)*Pbase)^2*b0(41)/Pbase^2/2,(x(42)*Pbase)*a0(42)/Pbase+(x(42)*P
base)^2*b0(42)/Pbase^2/2];
%BBc=carg(1:14)';
%[(x(1)*Pbase)*a0(1)/Pbase+(x(1)*Pbase)^2*b0(1)/Pbase^2/2,(x(2)*Pbase)*a0(2)/Pbase+((
x(2)*Pbase)^2*b0(2)/Pbase^2/2,(x(3)*Pbase)*a0(3)/Pbase+(x(3)*Pbase)^2*b0(3)/Pbase^2/2,
((x(4)*Pbase)*a0(4)/Pbase+(x(4)*Pbase)^2*b0(4)/Pbase^2/2,((x(5)*Pbase)*a0(5)/Pbase+((x(
5)*Pbase)^2*b0(5)/Pbase^2/2,((x(6)*Pbase)*a0(6)/Pbase+(x(6)*Pbase)^2*b0(6)/Pbase^2/2,((
x(7)*Pbase)*a0(7)/Pbase+(x(7)*Pbase)^2*b0(7)/Pbase^2/2,((x(8)*Pbase)*a0(8)/Pbase+((x(8)
*Pbase)^2*b0(8)/Pbase^2/2,((x(9)*Pbase)*a0(9)/Pbase+(x(9)*Pbase)^2*b0(9)/Pbase^2/2,((x(
10)*Pbase)*a0(10)/Pbase+(x(10)*Pbase)^2*b0(10)/Pbase^2/2,((x(11)*Pbase)*a0(11)/Pbase+((
x(11)*Pbase)^2*b0(11)/Pbase^2/2,((x(12)*Pbase)*a0(12)/Pbase+(x(12)*Pbase)^2*b0(12)/Pbas
e^2/2,((x(13)*Pbase)*a0(13)/Pbase+(x(13)*Pbase)^2*b0(13)/Pbase^2/2,((x(14)*Pbase)*a0(14)
)/Pbase+(x(14)*Pbase)^2*b0(14)/Pbase^2/2];
BBc=(( [PD(1),PD(2),PD(3),PD(4),PD(5),PD(6),PD(7),PD(8),PD(9),PD(10),PD(11),PD(12),PD(13),PD
(14)] '*Pbase*(sum(x(1:42)))/(sum(PD(1:42)))-
[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),sum(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)),s
um(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)),sum(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(155
:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196))]')*.abs([1(1),1(2),1(3),1(4),1(5),1(6),1(7),1(8),1
(9),1(10),1(11),1(12),1(13),1(14)]'/Pbase)')';
CCc=carg(15:28)';
%[(x(15)*Pbase)*a0(15)/Pbase+(x(15)*Pbase)^2*b0(15)/Pbase^2/2,(x(16)*Pbase)*a0(16)/Pbase+(x
(16)*Pbase)^2*b0(16)/Pbase^2/2,(x(17)*Pbase)*a0(17)/Pbase+(x(17)*Pbase)^2*b0(17)/Pbase^2/2,
(x(18)*Pbase)*a0(18)/Pbase+(x(18)*Pbase)^2*b0(18)/Pbase^2/2,(x(19)*Pbase)*a0(19)/Pbase+(x(1
9)*Pbase)^2*b0(19)/Pbase^2/2,(x(20)*Pbase)*a0(20)/Pbase+(x(20)*Pbase)^2*b0(20)/Pbase^2/2,(x
(21)*Pbase)*a0(21)/Pbase+(x(21)*Pbase)^2*b0(21)/Pbase^2/2,(x(22)*Pbase)*a0(22)/Pbase+(x(22)
*Pbase)^2*b0(22)/Pbase^2/2,(x(23)*Pbase)*a0(23)/Pbase+(x(23)*Pbase)^2*b0(23)/Pbase^2/2,(x(2
4)*Pbase)*a0(24)/Pbase+(x(24)*Pbase)^2*b0(24)/Pbase^2/2,(x(25)*Pbase)*a0(25)/Pbase+(x(25)*P
base)^2*b0(25)/Pbase^2/2,(x(26)*Pbase)*a0(26)/Pbase+(x(26)*Pbase)^2*b0(26)/Pbase^2/2,(x(27)
*Pbase)*a0(27)/Pbase+(x(27)*Pbase)^2*b0(27)/Pbase^2/2,(x(28)*Pbase)*a0(28)/Pbase+(x(28)*Pba
se)^2*b0(28)/Pbase^2/2];
DDc=carg(29:42)';
%[(x(29)*Pbase)*a0(29)/Pbase+(x(29)*Pbase)^2*b0(29)/Pbase^2/2,(x(30)*Pbase)*a0(30)/Pbase+(x
(30)*Pbase)^2*b0(30)/Pbase^2/2,(x(31)*Pbase)*a0(31)/Pbase+(x(31)*Pbase)^2*b0(31)/Pbase^2/2,
(x(32)*Pbase)*a0(32)/Pbase+(x(32)*Pbase)^2*b0(32)/Pbase^2/2,(x(33)*Pbase)*a0(33)/Pbase+(x(3

```

```

3)*Pbase)^2*b0(33)/Pbase^2/2,(x(34)*Pbase)*a0(34)/Pbase+(x(34)*Pbase)^2*b0(34)/Pbase^2/2,(x
(35)*Pbase)*a0(35)/Pbase+(x(21)*Pbase)^2*b0(35)/Pbase^2/2,(x(36)*Pbase)*a0(36)/Pbase+(x(36)
*Pbase)^2*b0(36)/Pbase^2/2,(x(37)*Pbase)*a0(37)/Pbase+(x(37)*Pbase)^2*b0(37)/Pbase^2/2,(x(3
8)*Pbase)*a0(38)/Pbase+(x(38)*Pbase)^2*b0(38)/Pbase^2/2,(x(39)*Pbase)*a0(39)/Pbase+(x(39)*P
base)^2*b0(39)/Pbase^2/2,(x(40)*Pbase)*a0(40)/Pbase+(x(40)*Pbase)^2*b0(40)/Pbase^2/2,(x(41)
*Pbase)*a0(41)/Pbase+(x(41)*Pbase)^2*b0(41)/Pbase^2/2,(x(42)*Pbase)*a0(42)/Pbase+(x(42)*Pba
se)^2*b0(42)/Pbase^2/2];
fprintf(fid,'Pgb      %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n',[sum(GDt(1:14)),sum(GDt(15:28)),sum(GDt(29:42)),sum(GDt(43:56)),sum(GDt(57:70)),sum(GDt
(71:84)),sum(GDt(85:98)),sum(GDt(99:112)),sum(GDt(113:126)),sum(GDt(127:140)),sum(GDt(141:1
54)),sum(GDt(155:168)),sum(GDt(169:182)),sum(GDt(183:196)),sum(GDt(1:196))]);
fprintf(fid,'Pgp      %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n',[x(1),x(2),x(3),x(4),x(5),x(6),x(7),x(8),x(9),x(10),x(11),x(12),x(13),x(14),sum(x(1:14)
)]'*Pbase-
[sum(GDt(1:14)),sum(GDt(15:28)),sum(GDt(29:42)),sum(GDt(43:56)),sum(GDt(57:70)),sum(GDt(71:
84)),sum(GDt(85:98)),sum(GDt(99:112)),sum(GDt(113:126)),sum(GDt(127:140)),sum(GDt(141:154))
,sum(GDt(155:168)),sum(GDt(169:182)),sum(GDt(183:196)),sum(GDt(1:196))]);
fprintf(fid,'Pg       %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n',[x(1),x(2),x(3),x(4),x(5),x(6),x(7),x(8),x(9),x(10),x(11),x(12),x(13),x(14),sum(x(1:14)
)]'*Pbase);
fprintf(fid,'rug      %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n',[x(15),x(16),x(17),x(18),x(19),x(20),x(21),x(22),x(23),x(24),x(25),x(26),x(27),x(28),su
m(x(15:28))]'*Pbase);
fprintf(fid,'srg      %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n',[x(29),x(30),x(31),x(32),x(33),x(34),x(35),x(36),x(37),x(38),x(39),x(40),x(41),x(42),su
m(x(29:42))]'*Pbase);
fprintf(fid,'R        %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n',[x(15),x(16),x(17),x(18),x(19),x(20),x(21),x(22),x(23),x(24),x(25),x(26),x(27),x(28),su
m(x(15:28))]'*Pbase+[x(29),x(30),x(31),x(32),x(33),x(34),x(35),x(36),x(37),x(38),x(39),x(40
),x(41),x(42),sum(x(29:42))]'*Pbase);
fprintf(fid,'Pdb      %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n',[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),sum(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84
)),sum(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)),sum(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD
(155:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196)),sum(GD(1:196))]);
fprintf(fid,'Pdp      %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n',[PD(1),PD(2),PD(3),PD(4),PD(5),PD(6),PD(7),PD(8),PD(9),PD(10),PD(11),PD(12),PD(13),PD(1
4),sum(PD(1:14))]'*Pbase-
[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),sum(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)),s
um(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)),sum(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(155
:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196)),sum(GD(1:196))]);
fprintf(fid,'Pd       %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f

```



```

\n', [PD(1), PD(2), PD(3), PD(4), PD(5), PD(6), PD(7), PD(8), PD(9), PD(10), PD(11), PD(12), PD(13), PD(14), sum(PD(1:14))] *Pbase);
fprintf(fid, 'lambda    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
%7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
\n', [l(1), l(2), l(3), l(4), l(5), l(6), l(7), l(8), l(9), l(10), l(11), l(12), l(13), l(14)] /Pbase);
fprintf(fid, 'grad    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
%7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
\n', [grad(1), grad(2), grad(3), grad(4), grad(5), grad(6), grad(7), grad(8), grad(9), grad(10), grad(11), grad(12), grad(13), grad(14)] /Pbase);
fprintf(fid, 'PIgb    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
%7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
\n', [a0(1)/Pbase+sum(GDt(1:14))*b0(1)/Pbase^2, a0(2)/Pbase+sum(GDt(15:28))*b0(2)/Pbase^2, a0(3)/Pbase+sum(GDt(29:42))*b0(3)/Pbase^2, a0(4)/Pbase+sum(GDt(43:56))*b0(4)/Pbase^2, a0(5)/Pbase+sum(GDt(57:70))*b0(5)/Pbase^2, a0(6)/Pbase+sum(GDt(71:84))*b0(6)/Pbase^2, a0(7)/Pbase+sum(GDt(85:98))*b0(7)/Pbase^2, a0(8)/Pbase+sum(GDt(99:112))*b0(8)/Pbase^2, a0(9)/Pbase+sum(GDt(113:126))*b0(9)/Pbase^2, a0(10)/Pbase+sum(GDt(127:140))*b0(10)/Pbase^2, a0(11)/Pbase+sum(GDt(141:154))*b0(11)/Pbase^2, a0(12)/Pbase+sum(GDt(155:168))^2*b0(12)/Pbase^2, a0(13)/Pbase+sum(GDt(169:182))*b0(13)/Pbase^2, a0(13)/Pbase+sum(GDt(183:196))*b0(13)/Pbase^2]');
fprintf(fid, 'Cgb/Pgb    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
%7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
\n', (AA'./([sum(GDt(1:14)), sum(GDt(15:28)), sum(GDt(29:42)), sum(GDt(43:56)), sum(GDt(57:70)), sum(GDt(71:84)), sum(GDt(85:98)), sum(GDt(99:112)), sum(GDt(113:126)), sum(GDt(127:140)), sum(GDt(141:154)), sum(GDt(155:168)), sum(GDt(169:182)), sum(GDt(183:196))]'+0.0001)));
fprintf(fid, 'Cgp/Pgp    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
%7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
\n', (BB'./([x(1), x(2), x(3), x(4), x(5), x(6), x(7), x(8), x(9), x(10), x(11), x(12), x(13), x(14)] *Pbase-
[sum(GDt(1:14)), sum(GDt(15:28)), sum(GDt(29:42)), sum(GDt(43:56)), sum(GDt(57:70)), sum(GDt(71:84)), sum(GDt(85:98)), sum(GDt(99:112)), sum(GDt(113:126)), sum(GDt(127:140)), sum(GDt(141:154)), sum(GDt(155:168)), sum(GDt(169:182)), sum(GDt(183:196))]'+0.0001)));
fprintf(fid, 'Cgr/ru+sr %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
%7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
\n', (CC'+DD'./([x(15), x(16), x(17), x(18), x(19), x(20), x(21), x(22), x(23), x(24), x(25), x(26), x(27), x(28)] *Pbase+[x(29), x(30), x(31), x(32), x(33), x(34), x(35), x(36), x(37), x(38), x(39), x(40), x(41), x(42)] *Pbase)+0.00001));
fprintf(fid, '\n');
fprintf(fid, 'Cdb/Pdb    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
%7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
\n', ([sum(AA)*PD(1)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(2)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(3)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(4)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(5)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(6)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(7)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(8)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(9)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(10)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(11)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(12)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(13)/sum(PD(1:14)), sum(AA)*PD(14)/sum(PD(1:14))]'./([sum(GD(1:14)), sum(GD(15:28)), sum(GD(29:42)), sum(GD(43:56)), sum(GD(57:70)), sum(GD(71:84)), sum(GD(85:98)), sum(GD(99:112)), sum(GD(113:126)), sum(GD(127:140)), sum(GD(141:154)), sum(GD(155:168)), sum(GD(169:182)), sum(GD(183:196))]')));
fprintf(fid, 'Cdp/Pdp    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
%7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f    %7.1f
\n', ([sum(BB)*PD(1)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(2)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(3)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(4)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(5)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(6)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(7)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(8)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(9)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(10)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(11)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(12)/sum(PD(1:14)), sum(BB)*PD(13)/sum(

```

```

PD(1:14)),sum(BB)*PD(14)/sum(PD(1:14))]'./([PD(1),PD(2),PD(3),PD(4),PD(5),PD(6),PD(7),PD(8)
,PD(9),PD(10),PD(11),PD(12),PD(13),PD(14)]'*Pbase-
[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),sum(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)),s
um(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)),sum(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(155
:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196))]'+0.000));
fprintf(fid,'Cdrur/rud %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
\n',(0.0132353*[sum(CC)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(3)/sum(P
D(1:14)),sum(CC)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(6)/sum(PD(1:14)
),sum(CC)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(9)/sum(PD(1:14)),sum(C
C)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*P
D(13)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(14)/sum(PD(1:14))]'./([PD(15),PD(16),PD(17),PD(18),PD(19),PD
(20),PD(21),PD(22),PD(23),PD(24),PD(25),PD(26),PD(27),PD(28)]'*Pbase+0.0001));
fprintf(fid,'Cdrsp/spd %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
\n',(0.0367647*[sum(CC)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(3)/sum(P
D(1:14)),sum(CC)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(6)/sum(PD(1:14)
),sum(CC)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(9)/sum(PD(1:14)),sum(C
C)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*P
D(13)/sum(PD(1:14)),sum(CC)*PD(14)/sum(PD(1:14))]'./([PD(29),PD(30),PD(31),PD(32),PD(33),PD
(34),PD(35),PD(36),PD(37),PD(38),PD(39),PD(40),PD(41),PD(42)]'*Pbase+0.0001));
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'Cgb %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f\n',[AA,sum(AA)]');
fprintf(fid,'Cgp %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f\n',[BB,sum(BB)]');
fprintf(fid,'Cgb+p %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f\n',[AA,sum(AA)]'+[BB,sum(BB)]');
fprintf(fid,'Rgr %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f\n',[CC,sum(CC)]'+[DD,sum(DD)]');
fprintf(fid,'Total %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f\n',[AA,sum(AA)]'+[BB,sum(BB)]'+[CC,sum(CC)]'+[DD,sum(DD)]');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'Cdb %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f\n',[(1:15).*0+sum(AA)/sum(GD(1:196))]'.*[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),
sum(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)),sum(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)
),sum(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(155:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196)),sum(
GD(1:196))]');
%fprintf(fid,'Cdp %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f\n',[sum(BB-
AA)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(3)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(6)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(9)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)]');
%fprintf(fid,'Cdb+p %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f\n',[sum(BB-

```

```

AA)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(3)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(6)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(9)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)]'+[(1:15).*0+sum(AA)/sum(GD(1:196))]'.*[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),sum
(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)),sum(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)),s
um(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(155:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196)),sum(GD(
1:196))]'');
%fprintf(fid,'Rdr          %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f\n', [sum(CC+DD)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(3)/su
m(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(6)/
sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(9
)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*
PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(CC
+DD)]');
%fprintf(fid,'Total      %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f\n', [sum(BB-
AA)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(3)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(6)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(9)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)]'+[(1:15).*0+sum(AA)/sum(GD(1:196))]'.*[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),sum
(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)),sum(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)),s
um(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(155:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196)),sum(GD(
1:196))]' + [sum(CC+DD)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(3)/s
um(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(6)
/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(
9)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)
*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(C
C+DD)]');
fprintf(fid,'Cdp        %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f\n', [BBc,sum(BBc)]');% [sum(BB-
AA)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(3)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(6)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(9)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)]');
fprintf(fid,'Cdb+p     %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f\n', [BBc,sum(BBc)]'+[(1:15).*0+sum(AA)/sum(GD(1:196))]'.*[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28))
,sum(GD(29:42)),sum(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)),sum(GD(85:98)),sum(GD(99:112))
,sum(GD(113:126)),sum(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(155:168)),sum(GD(169:182)),sum(G

```

```

D(183:196)),sum(GD(1:196)))]':% [sum(BB-AA)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(3)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(6)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(9)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)]'+[(1:15).*0+sum(AA)/sum(GD(1:196))]'.*[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),sum
(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)),sum(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)),s
um(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(155:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196)),sum(GD(
1:196)))]';
fprintf(fid,'Rdr      %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f\n',[CCc,sum(CCc)]'+[DDc,sum(DDc)]')';%
[sum(CC+DD)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(3)/sum(PD(1:14
)),sum(CC+DD)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(6)/sum(PD(1:
14)),sum(CC+DD)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(9)/sum(PD(
1:14)),sum(CC+DD)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(12)/s
um(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)]');
fprintf(fid,'Total  %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f %7.1f
%7.1f\n',[BBc,sum(BBc)]'+[CCc,sum(CCc)]'+[DDc,sum(DDc)]'+[(1:15).*0+sum(AA)/sum(GD(1:196))]'
'.*[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),sum(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)
),sum(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)),sum(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(
155:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196)),sum(GD(1:196)))]':% [sum(BB-
AA)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(3)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(6)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(9)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(BB-AA)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(BB-
AA)]'+[(1:15).*0+sum(AA)/sum(GD(1:196))]'.*[sum(GD(1:14)),sum(GD(15:28)),sum(GD(29:42)),sum
(GD(43:56)),sum(GD(57:70)),sum(GD(71:84)),sum(GD(85:98)),sum(GD(99:112)),sum(GD(113:126)),s
um(GD(127:140)),sum(GD(141:154)),sum(GD(155:168)),sum(GD(169:182)),sum(GD(183:196)),sum(GD(
1:196)))]'+[sum(CC+DD)*PD(1)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(2)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(3)/s
um(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(4)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(5)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(6)
/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(7)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(8)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(
9)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(10)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(11)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)
*PD(12)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(13)/sum(PD(1:14)),sum(CC+DD)*PD(14)/sum(PD(1:14)),sum(C
C+DD)]');
fprintf(fid,'----- \n');
fprintf(fid,'\n');
fprintf(fid,'O MCPru eh: %6.1f $/MWh\n',l(15)/Pbase);
fprintf(fid,'O custo de operação pelo metodo MP eh: %6.1f
$/hora\n',sum(AA)+sum(BBc)+sum(CCc)+sum(DDc));
fprintf(fid,'A geracao total (E+R) no gerador 1 eh: %6.1f
MW\n',(x(1)+x(15)+x(29))*Pbase);
fprintf(fid,'A geracao total (E+R) no gerador 2 eh: %6.1f
MW\n',(x(1+1)+x(15+1)+x(29+1))*Pbase);

```

```

fprintf(fid,'A geracao total (E+R) no gerador 3 eh:      %6.1f
MW\n', (x(1+2)+x(15+2)+x(29+2))*Pbase);
fprintf(fid,'A geracao total (E+R) no gerador 6 eh:      %6.1f
MW\n', (x(1+5)+x(15+5)+x(29+5))*Pbase);
fprintf(fid,'A geracao total (E+R) no gerador 8 eh:      %6.1f
MW\n', (x(1+7)+x(15+7)+x(29+7))*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 1-2 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(1)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 1-5 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(2)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 2-3 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(3)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 2-4 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(4)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 2-5 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(5)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 3-4 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(6)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 4-5 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(7)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 4-7 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(8)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 4-9 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(9)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 5-6 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(10)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 6-11 eh:     %6.1f MW\n', -Pmk(11)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 6-12 eh:     %6.1f MW\n', -Pmk(12)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 6-13 eh:     %6.1f MW\n', -Pmk(13)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 7-8 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(14)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 7-9 eh:      %6.1f MW\n', -Pmk(15)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 9-10 eh:     %6.1f MW\n', -Pmk(16)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 9-14 eh:     %6.1f MW\n', -Pmk(17)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 10-11 eh:    %6.1f MW\n', -Pmk(18)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 12-13 eh:    %6.1f MW\n', -Pmk(19)*Pbase);
fprintf(fid,'O fluxo na LT 13-14 eh:    %6.1f MW\n', -Pmk(20)*Pbase);
fprintf(fid,'
          BUS 1      BUS 2      BUS 3      BUS 4      BUS 5      BUS 6      BUS 7
BUS 8      BUS 9      BUS10     BUS11     BUS12     BUS13     BUS14     \n');
fprintf(fid,'PgREAT  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n', [x(85),x(86),x(87),x(88),x(89),x(90),x(91),x(92),x(93),x(94),x(95),x(95),x(97),x(98)]'*
Pbase);
fprintf(fid,'Vt      %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
%7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f  %7.1f
\n', [x(127),x(128),x(129),x(130),x(131),x(132),x(133),x(134),x(135),x(136),x(137),x(138),x(
139),x(140)]'*Pbase);
fclose(fid);

```