



COPPE/UFRJ

PLANEJAMENTO COORDENADO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E
GÁS NATURAL

Rafael Kelman

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Sistemas e Computação, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia de Sistemas e Computação.

Orientador: Paulo Roberto Oliveira

Rio de Janeiro

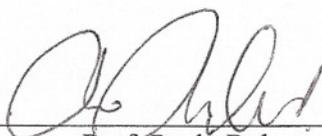
Março de 2009

PLANEJAMENTO COORDENADO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E
GÁS NATURAL

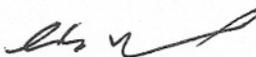
Rafael Kelman

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE SISTEMAS E COMPUTAÇÃO.

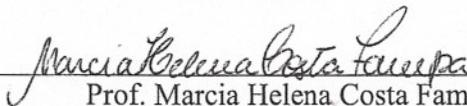
Aprovada por:



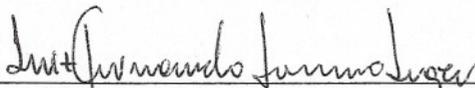
Prof. Paulo Roberto Oliveira, D.Sc.



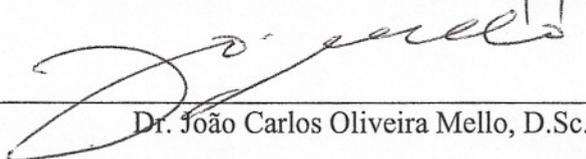
Dr. Mario Veiga Ferraz Pereira, D.Sc.



Prof. Marcia Helena Costa Fampa, D.Sc.



Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.



Dr. João Carlos Oliveira Mello, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MARÇO DE 2009

Kelman, Rafael

Planejamento Coordenado dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural / Rafael Kelman. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XIV, 181 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Roberto Oliveira

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 158-162.

1. Planejamento da operação. 2. Planejamento da expansão. 3. Programação matemática. I. Oliveira, Paulo Roberto. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Sistemas e Computação. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Jerson Kelman e Celeste Azulay Kelman, pelo amor, dedicação e educação. Como ninguém escolhe os pais, tenho plena consciência da minha sorte. Sempre interessados em acompanhar meu desenvolvimento e incentivadores do meu Doutorado. Agradeço a oportunidade de travar infindáveis discussões, em temas profissionais - alguns relacionados a esta tese - como em temas nacionais e gerais. Indubitavelmente têm inegável influência na minha formação e postura profissional.

A Juliana Kelman, minha adorável esposa e amor da minha vida, pelo carinho, companheirismo, compreensão e estímulo para que concluísse a tese. Já na finalização do trabalho ganhei de Juliana o maior presente da minha vida: nosso filho Gabriel.

Ao grande e brilhante amigo Mario Veiga, pela oportunidade de trabalhar na PSR, uma empresa especial e lugar que me dá muitas alegrias e de permanente entusiasmo profissional. Agradeço ao Mario pela confiança em mim depositada ao longo de diversos anos e pela co-orientação desta tese.

Ao Professor Paulo Roberto, pelo incentivo, pelas significativas contribuições neste trabalho e em outras ocasiões de minha vida acadêmica como discente da COPPE. Tive a felicidade de ser seu aluno em duas ocasiões: na primeira, em 1999, num curso sobre Relaxação Lagrangeana, que pela primeira vez me chamou a atenção para métodos de solução de problemas de programação inteira, e mais recentemente, como aluno do Doutorado, na cadeira de Pontos Interiores.

Aos membros da Banca por aceitarem avaliar esta Tese e pelas sugestões e contribuições que serão feitas.

Aos colegas de trabalho pelo convívio, amizade e companheirismo, intercâmbio de idéias, e profissionalismo diariamente comprovados na empresa. Agradeço a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

PLANEJAMENTO COORDENADO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL

Rafael Kelman

Março/2009

Orientador: Paulo Roberto Oliveira

Programa: Engenharia de Sistemas e Computação

O planejamento coordenado entre os setores de energia elétrica e gás natural é importante de forma a assegurar um suprimento energético confiável, principalmente em países com recente aumento da presença do gás natural em suas matrizes energéticas. Este é o caso do Brasil, que instalou cerca de sete mil megawatts de usinas térmicas após a construção do gasoduto Bolívia-Brasil. Infelizmente no Brasil estes setores se desenvolveram de forma desarticulada, gerando dificuldades de suprimento. Esta tese apresenta problemas de programação matemática para o planejamento ótimo da operação e da expansão coordenada energia elétrica-gás natural. No caso do planejamento da expansão, o problema consiste em definir quais projetos candidatos deverão ser construídos e quando, de maneira a atender a demanda de energia elétrica e gás natural ao menor custo esperado. Na segunda parte da tese são estudados os mecanismos de mercado que induziriam a expansão eficiente destes setores, com aplicações para projetos usando GNL e outros.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

COORDINATED PLANNING OF THE ELECTRICITY AND NATURAL GAS SECTORS

Rafael Kelman

March/2009

Advisor: Paulo Roberto Oliveira

Department: Systems and Computational Engineering

In several countries, especially those that have recently increased the participation of natural gas in their energy matrixes, a coordinated planning of the electricity and natural gas sectors has become essential to guarantee an energy supply adequacy. In Brazil, this necessity happened mainly after the construction of nearly seven thousand megawatts of thermal power after the Bolivia-Brazil pipeline. The objective of this thesis is to formulate and solve mathematical programming problems associated with a coordinated operation and expansion planning of the power and natural gas sectors. New constraints are added to the problem formulations to account for the production and transportation of both natural gas and electricity. The objective is to determine the candidate projects (power plants, transmission lines, natural gas fields and pipelines) that should be built and when in order to meet the electricity and natural gas demands in the study horizon at least cost. The thesis also covers market mechanisms that would induce the efficient expansion of the sectors with applications to thermal projects using Liquefied Natural Gas (LNG) and others.

PREFÁCIO

Esta tese traz uma investigação na área do planejamento de dois setores cada vez mais inter-relacionados, tanto no Brasil como no mundo: energia elétrica e gás natural. O planejamento inclui a definição de quais projetos devem ser construídos e quando, de maneira a atender ao crescimento dos mercados de energia elétrica e gás natural minimizando a soma dos custos de investimento e operação. Trata-se de um problema clássico, com aplicações semelhantes em diversas outras áreas, como telecomunicações e transporte. O tema é relevante aos interesses nacionais. Apesar de ser objeto de investigações científicas, infelizmente nem sempre ocorre uma efetiva contribuição para o aumento da racionalidade das políticas públicas e dos planos de investimentos desenvolvidos pelo Governo ou licitados à iniciativa privada.

A falta de planejamento custa muito caro ao Brasil: usinas são construídas sem que haja suficiente combustível para garantir seu funcionamento (um dos temas da tese), estações de tratamento de esgoto são inauguradas sem que as tubulações estejam prontas, cidades sofrem com congestionamento vítimas de malhas viárias mal planejadas ou mal operadas, investimentos públicos são feitos de maneira desordenada. Diferentes esferas do poder público não se coordenam: começa-se uma escavação para uma obra para posteriormente perceber que o local é inadequado por abrigar algum serviço público não mapeado.

Há uma profusão de exemplos análogos, todos implicando em sobrecustos, infelizmente. Neste contexto, tenho o ideal de que esta tese e os modelos que foram desenvolvidos possam efetivamente contribuir para o desenvolvimento e a racionalidade econômica do Brasil.

Ao longo da elaboração da tese tive a feliz satisfação de ter me deparado com situação em que o tema de pesquisa da tese coincidia com as questões preeminentes do país. Este foi o caso do equacionamento do despacho de usinas operando com gás natural liquefeito (GNL) importado, cujas características particulares precisavam, em curto prazo, ser traduzidas em regulamentação para habilitá-las a participar dos leilões de energia nova. Estas contribuições foram traduzidas em artigos elaborados nos anos em que o Doutorado se desenvolveu ou através elaboração de Notas Técnicas.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	1
1.2 INSERÇÃO DO GÁS NATURAL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA	2
1.3 SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	4
1.4 NECESSIDADE DE NOVOS INVESTIMENTOS.....	5
1.5 DESARTICULAÇÃO ENTRE OS DOS SETORES	6
1.6 OPORTUNIDADES.....	11
1.7 CONTRIBUIÇÃO ESPERADA	13
1.8 ORGANIZAÇÃO DA TESE	14
CAPÍTULO 2. HISTÓRICO DO SETOR DE GÁS NATURAL	15
2.1 RESERVAS	15
2.2 OFERTA DE GÁS NATURAL.....	16
2.3 IMPORTAÇÃO DO GÁS NATURAL	18
2.4 TRANSPORTE.....	18
2.5 MERCADO	19
CAPÍTULO 3. A INTEGRAÇÃO GRADUAL DOS SETORES.....	22
CAPÍTULO 4. O PLANEJAMENTO COORDENADO DA OPERAÇÃO.....	27
4.1 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL COORDENADO AO ELÉTRICO	27
4.2 OPERAÇÃO DO SISTEMA DE GASODUTOS	30
4.2.1 Aspectos físicos.....	30
4.2.2 Modelagem do escoamento	32
4.3 PLANEJAMENTO COORDENADO ENERGIA ELÉTRICA - GÁS NATURAL	35
4.4 DESPACHO HIDROTÉRMICO DE UMA ETAPA	36
4.4.1 Função objetivo.....	37
4.4.2 Balanço hídrico	38
4.4.3 Limites de armazenamento, volumes turbinados e geração térmica.....	38
4.4.4 Equação de atendimento à demanda.....	38
4.4.5 Capacidade de produção de gás	39
4.4.6 Balanço de gás	40
4.4.7 Custo de interrupção do fornecimento de gás natural.....	41
4.5 ESTUDO DE CASO.....	41
4.6 MECANISMOS DE FLEXIBILIZAÇÃO	45
4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	46
CAPÍTULO 5. O PLANEJAMENTO COORDENADO DA EXPANSÃO.....	50
5.1 INTRODUÇÃO.....	50
5.1.1 Acoplamento temporal.....	50

5.1.2	<i>Estocasticidade</i>	50
5.1.3	<i>Caráter combinatório</i>	51
5.1.4	<i>Grande requerimento de dados</i>	51
5.2	DICIONÁRIO DE VARIÁVEIS E PARÂMETROS.....	52
5.2.1	<i>Índices</i>	52
5.2.2	<i>Conjuntos</i>	52
5.2.3	<i>Parâmetros</i>	53
5.2.4	<i>Variáveis de decisão</i>	53
5.3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	54
5.3.1	<i>Função objetivo</i>	54
5.3.2	<i>Custo de investimento</i>	54
5.3.3	<i>Restrições opcionais de decisões de investimento</i>	56
5.3.4	<i>Limites operativos para projetos existentes</i>	57
5.3.5	<i>Limites operativos para projetos futuros</i>	58
5.3.6	<i>Balanco hídrico das usinas hidroelétricas</i>	60
5.3.7	<i>Balanco de energia elétrica</i>	60
5.3.8	<i>Balanco de gás natural</i>	61
5.4	MÉTODOS DE SOLUÇÃO.....	62
5.5	O CASO ESTOCÁSTICO.....	63
5.5.1	<i>Critério de otimização</i>	65
5.5.2	<i>Métodos de geração de cenários</i>	67
5.5.3	<i>Qualidade dos cenários gerados</i>	68
5.5.4	<i>Relação entre arvore de decisões e cenários</i>	71
5.5.5	<i>Associação entre árvore de decisões e cenários</i>	73
CAPÍTULO 6. ESTUDO DE CASO DE PLANEJAMENTO.....		74
6.1	CASO EXEMPLO.....	74
6.2	RESULTADOS.....	76
6.2.1	<i>Custo operativo</i>	76
6.2.2	<i>Decisões de investimento</i>	76
6.2.3	<i>Produção de energia</i>	77
6.2.4	<i>Produção de gás</i>	77
6.2.5	<i>Transporte de gás</i>	78
6.2.6	<i>Transporte de energia</i>	78
6.3	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA COLÔMBIA.....	79
6.4	DADOS DE ENTRADA.....	80
6.4.1	<i>Projetos</i>	80
6.4.2	<i>Demanda de energia elétrica</i>	81
6.4.3	<i>Rede de transmissão de energia elétrica</i>	82
6.4.4	<i>Sistema de gás natural</i>	83
6.5	CASOS ESTUDADOS.....	84
6.5.1	<i>Caso A</i>	84
6.5.2	<i>Caso B</i>	85
6.5.3	<i>Caso C</i>	86
6.5.4	<i>Caso D</i>	87
6.5.5	<i>Caso E</i>	89
6.5.6	<i>Comparação de resultados</i>	91

6.5.7	<i>Complexidade computacional</i>	91
6.5.8	<i>Outros resultados</i>	93
CAPÍTULO 7. SOBRE A COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL.....		94
7.1	INTRODUÇÃO.....	94
7.2	O VALOR DA FLEXIBILIDADE.....	95
7.2.1	<i>Mercado flexível de gás</i>	96
7.3	ARMAZENAMENTO DE GÁS	97
7.4	RESERVATÓRIO VIRTUAL	99
7.5	FLEXIBILIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DAS UTEs A GÁS NATURAL.....	101
7.6	AS HIDROELÉTRICAS DEVEM SER COMPENSADAS?.....	102
7.6.1	<i>Operação de mínimo custo</i>	102
7.6.2	<i>Operação com reservatório virtual</i>	106
7.6.3	<i>Caso estocástico</i>	107
7.6.4	<i>Segurança da operação</i>	109
CAPÍTULO 8. INSERÇÃO DO GNL NO BRASIL.....		111
8.1	INTRODUÇÃO.....	111
8.2	A CADEIA DO GNL.....	112
8.3	INSERÇÃO DO GNL NO BRASIL	114
8.4	INCLUSÃO DO DESPACHO ANTECIPADO NA POLÍTICA OPERATIVA ÓTIMA	116
8.5	MÉTODO APROXIMADO	118
8.6	DESCRIÇÃO GERAL DAS METODOLOGIAS	119
8.6.1	<i>Como criar os cenários de CMO?</i>	120
8.6.2	<i>Algoritmo 1: Ajuste de uma cadeia de Markov aos CMOs</i>	121
8.6.3	<i>Algoritmo 2: Política operativa com o CMO como variável de estado</i>	122
8.6.4	<i>Algoritmo 3: Séries semelhantes</i>	123
8.7	ESTUDO DE CASO	123
8.8	PSEUDO CÓDIGO DOS ALGORITMOS	125
8.8.1	<i>Algoritmo 1: Cadeia de “Markov”</i>	125
8.8.2	<i>Algoritmo 2: Método CMO como variável de estado</i>	126
8.8.3	<i>Algoritmo 3: Séries semelhantes</i>	127
8.9	GENERALIZAÇÃO DO PROCEDIMENTO VIA FORMULAÇÃO LINEAR INTEIRA	127
8.9.1	<i>Dicionário de variáveis e parâmetros</i>	128
8.9.2	<i>Formulação matemática</i>	128
8.9.3	<i>Desempenho</i>	129
CAPÍTULO 9. A PETROBRAS PRECIFICA O RISCO DO GNL		131
9.1	INTRODUÇÃO.....	131
9.1.1	<i>O planejamento da operação do ONS</i>	131
9.1.2	<i>Procedimento 1: Regra de despacho do ONS para as térmicas</i>	131
9.2	RISCOS PARA A PETROBRAS	131
9.2.1	<i>Despacho Petrobras: maximizar o índice de acertos</i>	132
9.2.2	<i>Despacho Petrobras para minimizar valor esperado do custo operativo</i>	135
9.2.3	<i>Alternativa para determinação do despacho da Petrobras</i>	137

9.2.4	<i>Mitigação de risco prevista no Termo de Compromisso com ANEEL</i>	139
9.2.5	<i>Mitigação de risco alternativa apresentada em audiência pública</i>	139
9.3	RESULTADOS.....	139
9.4	OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO DA PETROBRAS (PDD) COM MITIGAÇÃO DE RISCO.....	141
CAPÍTULO 10. CONTRATAÇÃO ÓTIMA DOS CARREGAMENTOS GNL		143
10.1	OS CONTRATOS DE COMPRA DE GNL	143
10.2	ESTRATÉGIA DE CONTRATAÇÃO	143
10.3	COMBINANDO O GNL COM O ARMAZENAMENTO INDIRETO DO GÁS	144
10.4	COMPONENTES DO MODELO	145
10.5	MODELO MATEMÁTICO	147
10.5.1	<i>Dicionário de variáveis e parâmetros</i>	147
10.5.2	<i>Contratos considerados</i>	148
10.5.3	<i>Ações que podem ser tomadas</i>	149
10.6	ESTUDO DE CASO.....	151
10.6.1	<i>Resultados da operação do SIN</i>	151
10.6.2	<i>Resultados para as usinas a gás</i>	152
CAPÍTULO 11. CONCLUSÕES.....		155
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		158
ANEXO A: PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA		163
ANEXO B: CÁLCULO DO COP, CEC E GARANTIA FÍSICA.....		172
ANEXO C: PROJETOS DO ESTUDO DE CASO DA COLÔMBIA.....		175

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Composição dos investimentos em energia do PAC.....	5
Figura 2.1 – Evolução histórica das reservas provadas de gás natural – Fonte ANP.....	15
Figura 2.2 – Reservas provadas por Unidades da Federação – Fonte ANP	16
Figura 2.3 – Produção total de gás natural – Fonte ANP	17
Figura 2.4 – Produção líquida de gás natural incluindo importação– Fonte ANP	18
Figura 2.5 – Rede de gasodutos do país – Fonte: Petrobras	19
Figura 2.6 – Projeção da demanda total (distribuidoras, lastro térmico e refinarias).....	21
Figura 3.1 – Probabilidade de déficit de gás para uso termoelétrico.....	24
Figura 3.2 – Distribuição do déficit de gás em 2007 (em MW médios)	25
Figura 3.3 – Relação entre os setores de gás natural e energia elétrica.....	25
Figura 4.1 – Papel do ONG	29
Figura 4.2 – Escoamento de líquido	31
Figura 4.3 – Rede de gasodutos modelada	42
Figura 4.4 – Efeitos das restrições de gás nos custos marginais da operação	43
Figura 4.5 – Distribuição de probabilidades do CMO.....	44
Figura 4.6 – Geração média e máxima das térmicas a gás em 2008	45
Figura 4.7 – Distribuição da geração térmica a gás em 2008.....	45
Figura 5.1 – Entrada em operação de um projeto.....	59
Figura 5.2 – Topologia da rede.....	61
Figura 5.3 – Relação entre cenários e árvores de decisão	72
Figura 6.1 – Topologia do sistema representado	74
Figura 6.2 – Produção de energia	77
Figura 6.3 – Produção de gás natural nos campos.....	78
Figura 6.4 – Transporte de gás natural nos gasodutos [Mm3/dia]	78
Figura 6.5 – Transporte de energia nas linhas de transmissão [MW]	79
Figura 6.6 – Demanda de energia elétrica	81
Figura 6.7 – Distribuição (espacial) da demanda elétrica	82
Figura 6.8 – Rede de transmissão de energia elétrica da Colômbia	82
Figura 6.9 – Sistema de gás natural	83
Figura 6.10 – Demanda de gás natural não termoelétrico	84
Figura 6.11 – Árvore do Branch & Bound	91
Figura 6.12 – Convergência do Branch & Bound	92

Figura 6.13 – Estatísticas do problema resolvido no Caso E	92
Figura 7.1 – Exemplo de consumo de oferta de gás e armazenamento correspondente	98
Figura 7.2 – Geração térmica com e sem consideração de restrições de gás natural ...	104
Figura 7.3 – Energia armazenada com e sem restrição de gás natural	104
Figura 7.4 – Energia gerada e volume armazenado.....	105
Figura 7.5 – Diferença entre armazenamento com e sem restrições de gás natural vs. armazenamento no reservatório virtual.....	107
Figura 8.1 – Principais rotas internacionais do GNL	112
Figura 8.2 – Processo decisório sob incerteza.....	119
Figura 8.3 – Geração de cenários condicionados no estágio t.....	120
Figura 8.4 – Distribuição condicionada de probabilidade do CMOs no estágio t.....	121
Figura 8.5 – Matriz de probabilidade de transição entre estados de CMOs.....	122
Figura 8.6 – Matriz de probabilidade de transição entre estados de CMOs.....	122
Figura 8.7 – Metodologia com o CMO como variável de estado.....	123
Figura 8.8 – Árvore de <i>branch & bound</i> e solução	129
Figura 8.9 – Distribuição de probabilidades dos custo dos erros de previsão.....	130
Figura 9.1 – Análise do método “maximização de acertos”	134
Figura 9.2 – Índice de acerto mensal em função do prazo	134
Figura 9.3 – Índice de acerto médio vs. antecipação.....	135
Figura 9.4 – Análise do método “minimização de custos”.....	136
Figura 9.5 – Análise do método minimização de custos via cadeia de <i>Markov</i>	138
Figura 9.6 – Comparação dos sobrecustos	140
Figura 10.1 – Fluxo de informações na otimização da encomenda de GNL	146
Figura 10.2 – Preço do <i>mercado futuro</i> do Henry Hub.....	149
Figura 10.3 – Cenários de preços <i>futuros</i> do Henry Hub	151
Figura 10.4 – Cenários de energia armazenada.....	152
Figura 10.5 – Distribuição de custos	152
Figura 10.6 – Carregamentos de GNL	153
Figura 10.7 – Retiradas de GNL do reservatório virtual	153
Figura 10.8 – O armazenamento no reservatório virtual	154
Figura B.1 – Freqüência de despacho.....	173
Figura B.2 – Freqüência de despacho.....	174

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Vendas anuais de gás natural pelas distribuidoras (fonte: ANP).....	20
Tabela 3.1 – Déficit de gás natural (MMm ³ /dia).....	23
Tabela 5.1 – associação entre etapas e nós da árvore de decisões.....	73
Tabela 5.2 – associação entre cenários e nós da árvore de decisões	73
Tabela 6.1 – Tabela de entrada de projetos	76
Tabela 6.2 – Construção dos projetos.....	76
Tabela 6.3 – Cronograma de investimentos do Caso A	84
Tabela 6.4 – Resumo do Caso A	85
Tabela 6.5 – Cronograma de investimentos do Caso B.....	85
Tabela 6.6 – Resumo do Caso B	86
Tabela 6.7 – Cronograma de investimentos do Caso C.....	86
Tabela 6.8 – Resumo do Caso C	87
Tabela 6.9 – Cronograma de investimentos do Caso D	87
Tabela 6.10 – Resumo do Caso D	89
Tabela 6.11 – Plano de expansão do Caso E.....	89
Tabela 6.12 – Resumo do Caso E.....	90
Tabela 6.13 – Comparação de resultados	91
Tabela 8.1 – Principais importadores de GNL – Fonte Cedigaz (2002)	112
Tabela 8.2 – Principais exportadores de GNL – Fonte Cedigaz (2002).....	112
Tabela 8.3 – Carregamento da informação.....	117
Tabela 8.4 – Resultados.....	124
Tabela 8.5 – Matriz de probabilidades de transição	125

Capítulo 1. Introdução

1.1 Breve histórico do setor elétrico brasileiro

Ao longo das últimas décadas o Brasil projetou e construiu um sofisticado sistema de geração de energia elétrica baseado fortemente no potencial hidrelétrico. Além da hidroeletricidade, foram desenvolvidos projetos a carvão, nuclear e de usinas a gás natural e, mais recentemente, utilizando outras fontes renováveis, como a biomassa, centrais eólicas e pequenas centrais hidroelétricas.

Empresas federais do grupo Eletrobrás e estaduais faziam investimentos em grandes projetos, os quais eram recuperados através das tarifas da energia elétrica, num sistema totalmente verticalizado. Neste ambiente, mais de uma centena de usinas geradoras de médio e grande porte foram construídas, atendendo ao mercado de energia elétrica que crescia a taxas elevadas até a década de 1980.

Investia-se nos inventários das principais Bacias Hidrográficas, incluindo algumas da região amazônica, de maneira a identificar os melhores locais para a construção das novas usinas e maximizar o potencial hidrelétrico (divisão de quedas). Comumente, diferentes empresas desenvolviam usinas na mesma bacia hidrográfica, em cascata.

Em meados da década de 1980 observou-se que o modelo anterior, baseado em empresas estatais verticalizadas, havia atingido seu limite. Os projetos atrasavam e com frequência extrapolavam os orçamentos originais. De maneira a garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor, as tarifas obviamente deveriam aumentar. Entretanto eram controladas pelos sucessivos governos para conter a inflação, o que provocava dívidas cruzadas monstruosas entre as empresas geradoras e distribuidoras. Também eram utilizadas na captação de novos recursos internacionais, aumentando a dívida externa do país. As empresas deviam fortemente umas a outras, o que tornava um ambiente viciado e insustentável.

Na década de 1990, o Governo Fernando Henrique Cardoso iniciou uma reforma no Estado. Estava claro que a capacidade de investimento estatal estava exaurida e havia o interesse em concentrar os investimentos do Governo em áreas básicas, como Saúde e

Educação. A missão era estabelecer um ambiente favorável ao investimento privado em infra-estrutura em áreas como comunicação, transporte, energia e outros.

Para regular os serviços em infra-estrutura e saúde foram criadas as agências reguladoras. O objetivo das agências era gerar um ambiente de negócios com regras estáveis de maneira a incentivar a participação do capital privado, estimular a concorrência (quando possível) e buscar o equilíbrio e retorno adequado aos investidores e tarifas para o consumidor, em particular em atividades com monopólio natural, como na distribuição de energia.

A reforma previa a privatização de ativos de geração e distribuição e criação de um ambiente de negócios estável que favorecesse a participação de capital privado em investimentos com longo prazo de maturação. O plano de privatização foi adiante no segmento de distribuição (hoje 85% do mercado está em mãos de empresas privadas) e foi menor, face às grandes resistências políticas, no segmento de geração onde cerca de 15% dos ativos foram privatizados.

O ambiente de negócios está atualmente (2008) em fase de consolidação. No setor elétrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica completa dez anos de existência, regulando centenas de empresas concessionárias e autorizadas. Há hoje ativa participação privada ao longo de toda a cadeia, nas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

1.2 Inserção do gás natural para geração de energia

Nos últimos anos, observou-se uma diversificação nas fontes de energia utilizada pelas usinas geradoras, com a inserção das usinas a gás natural, energia eólica e biomassa. A construção do gasoduto Bolívia-Brasil em 1999 permitiu que a instalação de usinas termoelétricas a gás natural agregasse cerca de 7000 MW de potencia instalada ao Sistema elétrico Interconectado Nacional (SIN).

Apesar de expressivo, este montante ficou aquém do previsto originalmente pelo Plano Prioritário Termoelétrico (PPT), amplamente divulgado pelo Governo FHC. A frustração das expectativas se deu basicamente por razões comerciais. As distribuidoras

estavam 100% contratadas, portanto não tinham qualquer incentivo para contratar energia nova, que não poderia ser repassada aos consumidores através das tarifas. A demanda havia reduzido substancialmente depois da experiência do racionamento de 2001. Havia, portanto, pouco incentivo para contratação de energia nova. Idéias de como aproveitar melhor os recursos da Bolívia, devido ao problema cambial e ao menor sucesso do PPT foram tratados em [19].

A opção de venda de energia por um produtor térmico exclusivamente ao mercado atacadista de energia (MAE)¹, também não lhe era interessante. A razão é simples: no Brasil, em função da produção de energia ser massivamente hidroelétrica, na maior parte do tempo seu preço é inferior ao custo de produção da térmica. Por outro lado, os contratos de compra do gás possuíam cláusulas de *take or pay* e *ship or pay*, introduzidas para garantir retorno aos investimentos na produção e transporte do gás, respectivamente. Contratos com estas cláusulas prevêm pagamentos pelo gás independente do consumo, a exemplo dos planos de telefonia celular ou de TV a cabo. Ou seja, o produto térmico se vê obrigado a gerar parte de sua capacidade mesmo quando os preços estão baixos. O efeito de geração a preços baixos na maior parte do tempo de um lado, e pagamento fixos pelo combustível por outro (inflexibilidade), inviabilizavam esta opção.

Não conseguindo contratos para a venda de energia de longo prazo, e não podendo contar com receitas no MAE, pelas razões expostas anteriormente, os potenciais investidores em geração térmica a gás não conseguiam financiamentos para seus projetos, que eram então abandonados.

Os investimentos só não foram menores porque houve alguns casos de *self dealing*, isto é, quando o grupo investidor em geração também controlava o segmento de distribuição de energia. O produtor assinava um contrato com a distribuidora, que podia, pela regulamentação vigente na época, repassar o custo da energia - limitado ao Valor Normativo (VN) - diretamente à tarifa ao consumidor.

¹ Usinas que vendem sua produção somente no mercado à vista são também conhecida por *merchant plants*. São muito comuns em outros mercados com maior predominância térmica, sendo menos frequentes em mercados com geração preponderantemente hidroelétrica, como no caso do Brasil.

Ainda que houvesse preocupação e fossem criados mecanismos para limitar esta prática² numa tentativa de aumentar a concorrência, o fato é que grande parte da nova geração a gás construída no Brasil a partir do final da década de 1990 foi resultado de *self dealing*, como no caso das usinas Termopernambuco, Termofortaleza e Norte Fluminense.

1.3 Situação atual do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico do Brasil possui em 2008 pouco mais de 100 mil MW de potência instalada, com 85% de participação hidroelétrica e 15% térmica (gás natural, carvão, óleo combustível, diesel, nuclear e biomassa). O consumo de energia elétrica anual é comparável à Itália ou Reino Unido e a demanda máxima ultrapassa 65 mil MW. O país possui mais de 80 mil km de linhas de transmissão com 230 kV ou superior, algumas com extensão superior a 1000 km.

A matriz energética está mais complexa, apesar da predominância da geração hidroelétrica. Existem centrais nucleares, térmicas a carvão nacional e importado, térmicas utilizando gás natural importado da Bolívia ou explorado no Brasil, óleo combustível e até diesel. Adicionalmente há enorme potencial para usinas renováveis, principalmente as usinas movidas a biomassa de cana de açúcar ou outros resíduos e as pequenas centrais hidroelétricas (PCHs). No grupo das renováveis, figuram as usinas eólicas e a energia solar.

A dimensão continental do Brasil lhe compete uma diversidade hidrológica que caracteriza um verdadeiro instrumento de *hedge* (controle de risco) hidrológico. Outro mecanismo de proteção natural é a grande capacidade de regularização dos reservatórios. Como o país é essencialmente uma grande planície, os aproveitamentos demandam a construção de barragens com a função de gerar os desníveis necessários para o aproveitamento hidrelétrico. Como consequência, grandes reservatórios, alguns com volume mais de seis vezes superior ao da Bahia da Guanabara, foram construídos para maximizar a produção energética nas bacias hidrográficas. Alguns exemplos incluem: Furnas, Sobradinho, Serra da Mesa ou Porto Primavera. A operação destes

² Por exemplo, havia um teto para participação (cruzada) das empresas: uma empresa geradora não poderia ter mais que 30% de participação numa empresa distribuidora.

grandes reservatórios é feita de maneira a transferir água dos meses mais úmidos para os mais secos (regulação *intra anual*), mas também entre anos mais úmidos para os anos mais secos (regulação *inter anual*).

Apesar de existirem usinas geradoras privadas, a operação do SIN é feita de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O objetivo é atender a demanda de energia elétrica de maneira segura e econômica. As linhas de transmissão são utilizadas para transferir energia das regiões com excedente relativo de geração para as demais, aproveitando os diversos regimes hidrológicos. O ganho energético firme advindo da operação coordenada foi estimado em 20% pelo Operador Nacional do Sistema quando comparado ao caso (fictício) em que cada usina operasse sua usina de maneira a maximizar a energia firme gerada localmente³.

1.4 Necessidade de novos investimentos

A alta taxa de crescimento do consumo de energia projetada para os próximos anos (pelo menos 5% ao ano) demandará enormes investimentos em produção, transmissão e distribuição de energia. Isto representa um grande desafio, como podemos depreender dos investimentos em infra-estrutura anunciados pelo Governo Federal relativos ao Programa de Aceleração do Crescimento (PAC⁴) para o horizonte 2007-2010: R\$ 504 bilhões dos quais R\$ 275 bilhões (54%) são na área de energia (Figura 1.1)

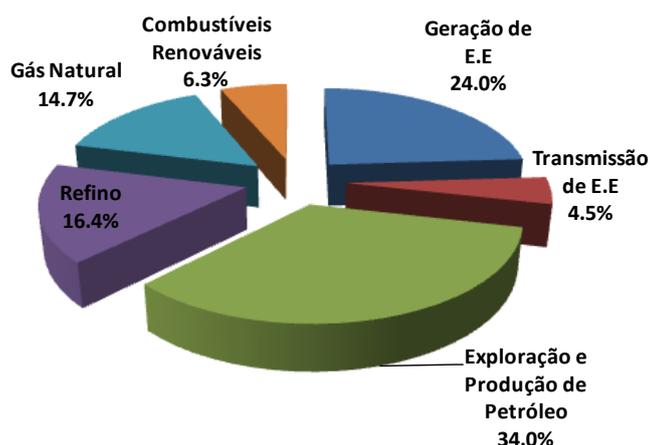


Figura 1.1 – Composição dos investimentos em energia do PAC

³ "Estimativa dos Benefícios da Operação Hidrotérmica Coordenada", nota técnica disponível no site da PSR através do link www.psr-inc.com/psr/download/papers/est_ben_psr_ons.pdf

⁴ Ver www.planejamento.gov.br/arquivos_down/noticias/pac/070123_PAC_INFRA-ESTRUTURA.pdf

Aproximadamente 15% do total previsto para investimentos em Energia, ou R\$ 40 bilhões estão destinados a projetos para o setor de gás natural. Estes investimentos serão importantes tanto para suplantar a escassez atual do gás natural (2007) como para assegurar a expansão prevista para os próximos anos. Um exemplo dos investimentos previstos se destina a resolver o abastecimento da cidade de Manaus. Um gasoduto com quase 400 km trazendo inicialmente 5,5 milhões de metros cúbicos por dia de gás de Coari deslocará o consumo de óleo combustível empregado na geração termoeleétrica em Manaus e pago pelos consumidores de energia no Brasil inteiro através da Conta de Consumo de Combustível⁵ (CCC).

O recente aumento do consumo de gás natural no Brasil decorre em parte da produção de eletricidade por centrais que o utilizam como combustível. Como a operação destas usinas não é previsível e como quando acionadas aumentam significativamente o consumo deste recurso, a coordenação da operação dos setores energia elétrica e gás natural se faz necessária. Caso contrário, pode haver um descolamento conjuntural entre oferta e demanda com conseqüências para o abastecimento, como o de 2007.

1.5 Desarticulação entre os dos setores

A experiência do racionamento de energia no Brasil em 2001 trouxe profundas mudanças de hábitos de consumo na população e reduziu o consumo das indústrias, que investiram em novos equipamentos, com aumento da eficiência energética. Findo o racionamento, a demanda de energia elétrica se encontrava em patamar bastante inferior ao verificado antes da crise, como se o país tivesse “perdido” três anos de crescimento de consumo de energia elétrica. Nos anos subsequentes à crise, observou-se relativo excesso entre a garantia física de produção e a demanda. O racionamento trouxe também algumas lições, como a criação de Comitê para “monitorar” o setor elétrico (se há atrasos nas obras, etc.), um aprofundamento sobre o tema da metodologia de cálculo da probabilidade de ser necessário decretar um novo racionamento, adotando o critério aplicado em 2001, que é diferente dos resultados diretos dos modelos de simulação [18]. Houve também grande discussão sobre qual a efetiva capacidade de suprimento do

⁵ Subsídio pago pelos consumidores de energia elétrica de todo o Brasil para a compra de diesel para produção de energia nos sistemas isolados (principalmente Manaus, Rondônia e Acre)

sistema elétrico. De acordo com o racional por trás do cálculo dos certificados de energia assegurada das usinas, o sistema hidrotérmico deveria ser capaz de abastecer o mercado para uma situação hidrológica bastante desfavorável (com probabilidade de recorrência de 20 anos, em média). Como a hidrologia verificada não foi “crítica” e ainda assim houve necessidade de racionar energia, a hipótese dos certificados de energia assegurada oficiais “inflados” indicando uma confiabilidade que, na prática, não existia foi investigada em [23].

Como grande parte da oferta de gás, principalmente após a entrada em operação do GASBOL (gasoduto Bolívia-Brasil) não foi utilizada pelas térmicas inicialmente previstas, o investimento na oferta de gás não estava sendo remunerado adequadamente. Isto motivou a criação de programas para incentivar o consumo do gás por outros segmentos, como na indústria e pelos veículos. As tarifas de gás natural foram definidas de maneira a torná-lo competitivo e surtiram efeito: houve vertiginoso crescimento da demanda de gás natural veicular (GNV) e iniciou-se uma “onda” de conversão de parte da indústria brasileira, principalmente em São Paulo, de suas fontes de energia originais para o gás natural.

Neste período o consumo de gás “termelétrico” foi pequeno, pois havia pouca necessidade para acionar a geração térmica acima de seu nível de inflexibilidade; isto é, as hidroelétricas abasteciam o reduzido mercado. Por outro lado, o consumo de gás natural “não termoelétrico” crescia fortemente.

O que se observou nestes anos foi que os setores de energia elétrica e gás natural cresciam de maneira independente. A simples comparação entre a oferta de gás nacional e sua demanda máxima (obtida caso todas as térmicas fossem acionadas), não era prática nem no setor de gás nem no setor de energia elétrica.

Em dezembro de 2003, primeira vez que se viu necessidade para acionar as usinas a gás constatou-se que já não era possível atender todo o mercado consumidor de gás. A primeira região que constatou de forma oficial esta deficiência foi o Nordeste. A região passava por um período de baixa hidrologia, que havia elevado o custo marginal de produção para valores superiores aos custos variáveis de produção das usinas a gás. O ONS ordenou a operação destas usinas, o que não foi possível. O consumo das usinas

instaladas nos anos anteriores na região somado ao industrial e petroquímico suplantou a oferta disponível (que era declinante em função do pouco investimento em exploração e produção de novos campos de gás no Nordeste).

Em Janeiro de 2004 a ANEEL determinou teste de despacho simultâneo de todas as usinas do PPT no Nordeste. Apesar de existirem mais de 1.100 MW, as limitações de suprimento de gás natural permitiram o despacho de apenas 481 MW médios. Na ocasião, a ANEEL editou a Resolução No. 40 que reduzia a garantia física de suprimento das usinas para 481 MW. Posteriormente, houve um acordo de *recomposição do lastro* que permitia que usinas do Sudeste e Sul gerassem energia adicional (não solicitada pelo ONS) para recompor a energia não gerada pelas usinas do Nordeste no período entre fevereiro (logo após Resolução 40) e dezembro de 2004 (quando o acordo foi firmado). A energia produzida por estas térmicas seria transmitida para a região Nordeste e armazenada no reservatório de Sobradinho, formando a chamada “Conta de Energia”. Assim que a Conta de Energia alcançasse o Montante de Recomposição, o ONS passaria a considerar as térmicas participantes do acordo como dispondo de toda sua capacidade.

Este episódio foi marcante. No período 2004-2005 houve discussão (inconclusiva) de alternativas para acomodar as diferenças; A sinalização do Governo desde esta época é que em caso de escassez, o gás seria prioritariamente utilizado pelo setor termelétrico e que seria estudada a possibilidade de transformação das usinas térmicas a gás para bi-combustível.

Ao longo dos anos de 2005-2006 a ANEEL e o ONS alertaram sobre o risco das térmicas não despacharem na plenitude por falta de gás.

Neste período eu desenvolvi no escopo desta tese um modelo de planejamento da operação que incorpora restrições de produção e transporte do gás no mesmo modelo utilizado pelo planejamento da operação ótima para produção de energia elétrica. Este será o tema tratado no Capítulo 4.

Em agosto de 2006, o ONS despacha as térmicas a gás, que falham por insuficiência do combustível, o que nesta altura já era um resultado esperado. Cerca de 4.200 MW não puderam entrar em operação. Em novembro de 2006, a ANEEL solicitou ao ONS que

realizasse teste de despacho concomitante para as usinas na região Sudeste. Novamente, constatou-se oficialmente, que grande parte do recurso com que o setor elétrico “contava” não estava disponível.

O evento originou inúmeros debates sobre as responsabilidades das empresas geradoras de energia elétrica e a Petrobras, responsável pela venda do combustível através da concessionária de distribuição. Havia uma “diferença de visão” entre o setor elétrico e o de gás natural. Para o setor elétrico, as usinas a gás eram recurso com o qual se deveria contar. As usinas estariam à disposição do ONS, independente de seus arranjos comerciais. Os contratos no Brasil são instrumentos financeiros (não físicos) e uma usina sem contratos (*merchant*), ao ser acionada pelo ONS vende sua produção no mercado *spot*, sendo desta forma incluídas no plano mensal de operação (PMO).

A visão apresentada pela Petrobras para suas usinas era diferente. Como não havia firmado contratos de venda de energia não se considerava obrigada a gerar, ou seja, não estava “à disposição” do ONS. Para as usinas que eram supridas pelo gás da Petrobras (como no caso da Norte Fluminense), os contratos de suprimento de gás foram analisados e observou-se que apesar de mencionarem *entrega firme*, tinham cláusulas que na prática não garantiam sua entrega firme. A capacidade indisponível foi retirada da configuração pelo ONS.

Em maio de 2007 houve a assinatura de um Termo de Compromisso (TC) entre a Petrobras e a ANEEL. O TC previa a disponibilidade garantida do gás (quanto se poderia contar para a produção de energia) e incluía o aumento gradativo da oferta de gás natural associados aos planos de investimento da Petrobras, principalmente na Bacia do Espírito Santo e nos terminais de GNL, que restabelecem o lastro das usinas térmicas. O TC incluía também multas severas para o caso de novas falhas. Depois estas penalidades foram estendidas pela Aneel em outras resoluções com punições progressivas para usinas que descumprissem o despacho por falta de combustível reincidentemente, além da perda de garantia física.

Para usinas que desejarem participar do leilão de energia nova, a ANEEL também exige apresentação de contrato de suprimento firme de combustível no qual deve haver cláusula com penalidades para o vendedor do combustível, caso não entregue o produto.

Cabe ressaltar que a regulamentação anterior previa que uma usina pudesse frustrar o despacho do ONS no caso de saída forçada (quebra de equipamento). Um registro com a disponibilidade observada nos últimos cinco anos era mantido e impactava a *garantia física* da usina, que estabelece a máxima quantidade que pode ser contratada. As novas medidas foram necessárias para equacionar a questão da indisponibilidade de combustível.

Em Junho e julho de 2007 o ONS aciona as térmicas garantidas pelo TC. Houve falha de quase toda a geração que foi declarada disponível pela própria Petrobras. A Petrobras é multada em R\$ 84 milhões pela ANEEL e alega em reunião extraordinária do CNPE, convocada pelo Presidente Lula, que o problema foi devido aos Jogos Pan-Americanos. No dia 30 de outubro de 2007 houve interrupção do suprimento da CEG e da Comgás para atender o despacho do setor elétrico. O problema de onde racionar o gás: na indústria ou nas usinas térmicas, passou a ser público e notório. O Governo sinalizou que a prioridade era do setor elétrico. O assunto tomou manchetes nos jornais, houve liminar da CEG para restabelecer seu suprimento. A Petrobras por sua vez replicou que estava honrando seus contratos firmes com a CEG e somente a parte que excedia o contrato firme estava sendo cortada.

Liminares e questionamentos de legislação ilustram bem as dificuldades de se encontrar o caminho mais racional para o equacionamento da escassez do gás natural. Este caminho deve passar por uma otimização conjunta eletricidade-gás, fugindo da “queda de braço” que coloca os dois setores em posições aparentemente antagônicas.

Não é possível tratar os problemas de confiabilidade de suprimento de eletricidade e de gás natural como se fossem estanques; há um único problema de confiabilidade de suprimento de energia, que deve ser equacionado de maneira integrada, visando minimizar o custo total para a sociedade. Este será um dos objetivos do trabalho desta tese.

A situação da oferta de energia do Brasil ao início de 2008 era preocupante. A escassez do gás no Brasil e nos países vizinhos tem um enorme efeito na oferta de energia ao sistema. Houve redução da ordem de 6.000 MW médios de oferta firme. Destes, 3.500 MW se devem à escassez do gás no Brasil (reconhecidos no Termo de Compromisso

entre a Petrobras e a ANEEL). Outros de 2.000 MW foram cortados da interconexão Brasil-Argentina (CIEN) por restrições de oferta do país vizinho (esta restrição vigora desde 2005: quando o Sul precisou deste recurso, já não estava disponível). A Argentina também reduziu o gás natural que fornecia para uma usina no Sul do país, reduzindo em mais de 300 MW a UTE Uruguaiana e por último a Bolívia reconheceu ter feito *overbooking* na venda de seu gás (vendeu as “mesmas moléculas” para dois compradores diferentes, Brasil e Argentina) o que limitou a operação da UTE Cuiabá em 200 MW. **Se considerarmos os efeitos das restrições de oferta de gás no Brasil e nos países vizinhos, a oferta firme do SIN ao início de 2008 é inferior a de 2004.**

Ao início de 2008 a situação dos reservatórios atingiu níveis preocupantes. A probabilidade de racionamento de energia alcançou níveis excessivamente elevados, o que fez com que o Diretor Geral da ANEEL mencionasse a necessidade de o Governo contar com um Plano B. Esta declaração foi muito mal recebida pelo Governo que não admitiu qualquer possibilidade de problemas. As chuvas no início de janeiro foram abaixo da média, principalmente no princípio do mês e houve grande tensão no período com relação à eventual necessidade de novo racionamento de energia no país. Felizmente as chuvas vieram ao final do mês e ao longo de fevereiro a situação melhorou, afastando o risco, pelo menos para o ano de 2008.

1.6 Oportunidades

A necessidade de estudar os setores de maneira coordenada e buscar racionalidade na utilização dos recursos existentes encontra, felizmente, espaço para que oportunidades de integração entre os setores de energia elétrica e gás natural sejam exploradas. No Brasil, as usinas hidroelétricas com grandes reservatórios de acumulação⁶ podem ser inteligentemente utilizadas para aproveitar recursos existentes com características distintas - como o próprio gás natural - em arranjos que muitas vezes transcendem fronteiras.

⁶ A tendência atual é de redução da capacidade de regulação do SIN pela dificuldade para a obtenção de licenças ambientais de hidrelétricas com grandes reservatórios. Para seguir adiante, os empreendedores modificam seus projetos de maneira e reduzir a área inundada e, por conseguinte, o volume armazenável.

O exemplo da Argentina é interessante. Aproximadamente metade da energia elétrica deste país é produzida em usinas a gás natural. O gás natural também é utilizado para calefação nas casas, nos processos industriais e em automóveis (GNV). Nos últimos anos houve forte crescimento econômico (recuperação da crise econômica anterior) combinado com uma política que congelou tarifas e refreou investimentos para aumentar a oferta de gás natural e de novas usinas elétricas. O resultado desta combinação já é percebido.

Em julho de 2007, a Argentina passa por difícil momento. O contrato para entrega de gás ao vizinho Chile foi interrompido⁷. Ainda assim, há escassez para abastecer o mercado interno, que cresceu muito em função do rigoroso inverno. Vale ressaltar que nos invernos ocorre incremento da demanda por gás causado por seu uso para o aquecimento doméstico. Neste período é comum o sistema elétrico recorrer a térmicas menos eficientes (maior custo de produção), por exemplo, usando diesel, pois o gás natural é deslocado para o aquecimento residencial, considerado prioritário.

Qual seria a oportunidade mencionada? O Brasil poderia abastecer a Argentina com sua energia hidroelétrica nos meses de inverno. Neste período haveria uma concentrada transmissão de energia, que posteriormente é compensada pela importação pelo Brasil da mesma quantidade de energia, produzida na Argentina, obviamente realizada em períodos com baixo consumo de gás natural. Neste arranjo, a geração hidroelétrica brasileira deslocaria as usinas ineficientes da Argentina que operam no inverno e ainda reduziria o consumo de gás pelas térmicas. Esta energia liberaria suficiente gás natural para que a Argentina pudesse honrar seus contratos com Chile. Aí haveria um segundo beneficiário: o Chile tem sofrido com a interrupção de suprimento de gás argentino por também se ver obrigado a recorrer a usinas menos eficientes que geram energia a preços bastante elevados.

Para o setor elétrico brasileiro, o aumento da demanda de energia elétrica quando se consideram as exportações à Argentina no período de inverno, poderia ser acomodado

⁷ Entre abastecer o país vizinho e racionar internamente ou interromper exportação de gás, a Argentina ficou com a segunda opção.

pela operação do sistema. Basicamente, os reservatórios teriam que armazenar quantidade adicional de energia antes deste período, o que seria possível graças à importação da energia da Argentina. Observe que no arranjo proposto, o saldo energético entre os países em escala anual é praticamente nulo.

Os reservatórios de acumulação do Brasil e as linhas de transmissão com a Argentina são recursos que podem ser interpretados como gasodutos virtuais com o Chile. O exemplo é ilustrativo de como os dois setores podem ser utilizados de maneira inteligente, reduzindo os custos de produção de energia, e racionalizando o uso da infraestrutura já existente.

1.7 Contribuição esperada

A Sociedade não deve pagar o preço pela falta de coordenação entre setores importantes da economia que historicamente se desenvolveram de maneira independente. A interseção entre o setor de gás natural, ainda incipiente e com forte crescimento nos últimos anos e o setor de energia elétrica, maduro e dependente em parte do gás natural, já não pode ser ignorada e o país tem que se preparar para a nova realidade.

Isto implicou em uma mudança na forma como o planejamento da operação do setor elétrico é conduzido. A hipótese adotada pelo Operador Nacional do Sistema era a de que as usinas térmicas a gás estariam disponíveis todo o tempo, o que não era correto. O erro foi reparado quando grande parte da capacidade das usinas a gás foi retirada da configuração do ONS. Até então o despacho hidrotérmico, determinado pelo ONS com o emprego de sofisticadas ferramentas de planejamento da operação sob incerteza, definia uma operação das usinas contrária à segurança de suprimento do sistema.

A primeira contribuição da tese é incorporar as restrições de oferta de gás natural (produção e transporte) no planejamento da operação energética. Esta alternativa é preferível a simples retirada de parte da capacidade da configuração. Propõe-se incluir estas restrições no subproblema de um estágio na recursão da programação dinâmica. Apresenta-se um estudo de caso que compara (i) o despacho sem considerar restrição de gás, seguido de procedimento para verificar a viabilidade do despacho e analisar o montante de gás racionado com (ii) o despacho que incorpora estas restrições.

A segunda contribuição esperada da tese é mostrar o benefício da integração através de um modelo matemático. A coordenação não deve se restringir à operação de projetos nos dois setores, cujo horizonte é imediatista. Deve-se considerar, sobretudo, o planejamento da expansão destes setores, que também deve ser feito de maneira coordenada. Isto é fundamental para evitar desnecessários sobrecustos aos usuários de energia elétrica e gás natural. Esta coordenação dos setores será traduzida em problemas de programação matemática. A tese também aborda os mecanismos de mercado que induziriam a expansão eficiente destes setores, com aplicações para projetos usando GNL e outros.

1.8 Organização da tese

O Capítulo 2 faz uma revisão da evolução histórica do setor de gás e traz as estatísticas do setor no Brasil. O Capítulo 3 aborda o inter-relacionamento histórico entre os setores de energia elétrica e gás natural. Uma proposta para inclusão das restrições de produção e transporte de gás natural no modelo de planejamento da operação de energia elétrica é feita no Capítulo 4. O Capítulo 5 aborda a questão do planejamento da expansão coordenada entre estes setores, onde é formulado um problema de programação matemática de grande porte com decisões de investimentos nos dois setores sendo tomadas conjuntamente. Um estudo de caso aplicado ao planejamento da expansão do sistema colombiano é apresentado no Capítulo 6. O Capítulo 7 apresenta algumas sugestões para flexibilização do mercado de gás natural, em particular o uso do estoque regulador dos reservatórios e contratos interruptíveis de gás natural. A questão da inserção do gás natural liquefeito (GNL) no Brasil para produção de energia elétrica é tratada no Capítulo 8. No Capítulo 9 discute-se o risco para a supridora de combustível decorrente do intervalo entre a encomenda antecipada de um navio GNL e seu uso para produção de energia pelas usinas térmicas. Estes riscos criam motivação para formulação de um problema para otimização das encomendas de navios com GNL para produção de energia, tema do Capítulo 10. Após as referências bibliográficas, dois anexos apresentam, respectivamente, uma distorção na definição da competitividade das usinas térmicas no Brasil e uma revisão sobre a Programação Dinâmica Dual Estocástica, tema relacionado ao Capítulo 4. O Capítulo 11 apresenta as conclusões e lista de possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2. Histórico do setor de gás natural

Neste capítulo apresentaremos uma visão geral do setor de gás natural no Brasil, que será importante para as sessões subsequentes.

2.1 Reservas

As reservas provadas⁸ de gás do país são 348 bilhões de metros cúbicos (Dez/2006), o que corresponde a cerca de 4% das reservas provadas da América do Sul. A maior parte do gás disponível está associada à exploração de petróleo e em campos *offshore* (atualmente 60% da produção de gás é *offshore*, e 80% associada à exploração de petróleo). Os maiores campos estão nas bacias *offshore* de Campos e Santos. O Estado do Rio de Janeiro é responsável pela maior parte das reservas e da produção de gás natural do país.

As reservas nacionais de gás natural aumentaram significativamente com a exploração *offshore* em Campos, como mostra a Figura 2.1.



Figura 2.1 – Evolução histórica das reservas provadas de gás natural – Fonte ANP

Em 2003, a Petrobras anunciou a descoberta na Bacia de Santos (blocos BS-400 e BS-500) de reservas totais de gás de 419 bilhões de m³ de gás, dos quais 78 bilhões de m³ são provados (Dez/2004), aumentando a participação de São Paulo naquele ano de 1,4%

⁸ Reservas provadas são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza

para 24% do total de reservas provadas nacional. Este valor foi posteriormente revisado e em 2006 é de 11,1%.

A Figura 2.2 mostra a participação de cada Estado nas reservas provadas em 2006.

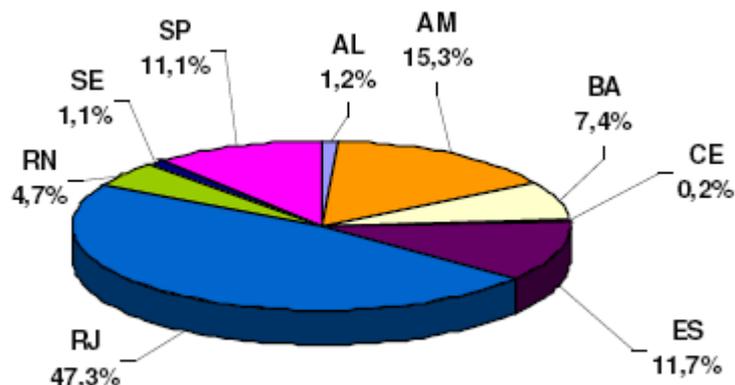


Figura 2.2 – Reservas provadas por Unidades da Federação – Fonte ANP

2.2 Oferta de gás natural

O volume de gás natural produzido não é disponibilizado para venda em sua totalidade, uma vez que parte do volume extraído é destinada a:

- **Consumo próprio** - parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção;
- **Queima e perda** - parcela do volume extraído do reservatório que foi queimada ou perdida ainda na área de produção;
- **Reinjeção** - parcela do gás natural produzido que é injetada de volta nos reservatórios;
- **LGN** - parcela de hidrocarbonetos mais pesados (etano, GLP e gasolina natural) extraída do gás natural nas plantas de processamento;

A Figura 2.3 ilustra a produção histórica do gás natural no Brasil em milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/dia). Observa-se uma quase estagnação na produção líquida nacional nos últimos quatro anos.

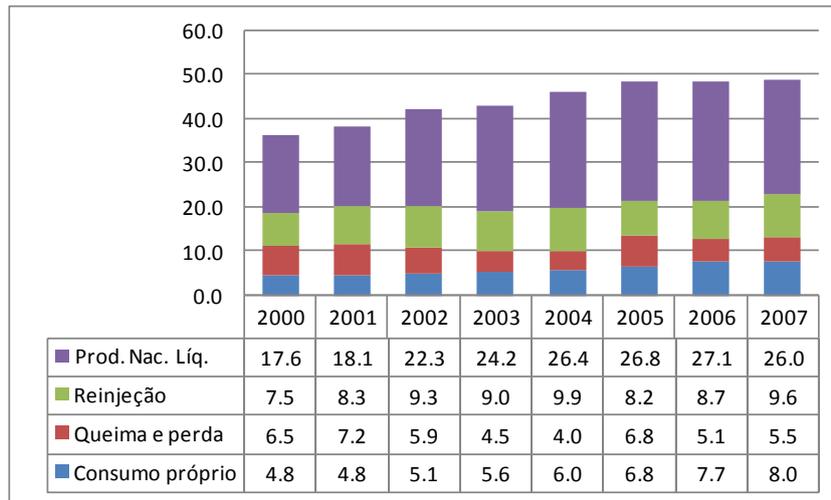


Figura 2.3 – Produção total de gás natural – Fonte ANP

No Brasil, a produção de petróleo sempre teve prioridade em relação à produção de gás. O gás associado é comumente queimado ou reinjetado ou por falta de mercado ou por falta de infra-estrutura para seu aproveitamento. O campo de Urucu, no Estado do Amazonas, é um bom exemplo. O campo é responsável por cerca de 4% da produção nacional de petróleo (60 mil barris/dia) e possui reservas provadas de gás que respondem por cerca de 1/6 das reservas provadas nacionais. A produção de gás natural é cerca de 10 MMm³/dia dos quais quase a totalidade é reinjetada para armazenagem ou recuperação de óleo (gás-lift). Outro exemplo são as províncias de Juruá e São Mateus, “vizinhas” a Urucu. Descobertas há mais de 30 anos, nunca foram desenvolvidas, principalmente por serem reservas de gás não associado (com baixíssima incidência de óleo). Sem mercado para o gás, os poços são mantidos improdutivos pela Petrobras.

Recentemente, a Petrobras tem anunciado planos de investimento em gasodutos para escoar a produção de Urucu para os centros de consumo (Porto Velho e Manaus), o que possibilitará reduzir o consumo de diesel para a geração térmica - extremamente caro e poluente - nestas localidades. O investimento na construção destes gasodutos se paga rapidamente: é inferior ao custo de um ano da CCC.

A Petrobras é a maior produtora de gás natural do Brasil e também a maior vendedora às empresas distribuidoras. A “produção” ou “oferta” de GN, normalmente se refere à produção líquida, isto é, descontada do consumo próprio, reinyeção, queimas e perdas. Esta é a parte que pode ser comercializada. De acordo com o plano estratégico da

Petrobras, o mercado de gás natural crescerá quase 20% ao ano até 2012, quando deverá atingir a marca de 134 milhões de metros cúbicos por dia. Destes, 73 MMm³/dia virão de E&P nacional, 30 MMm³/dia pelo Gasoduto Bolívia Brasil e 31 MMm³/dia por meio de Gás Natural Liquefeito. A oferta de gás natural histórica é mostrada na Figura 2.4:

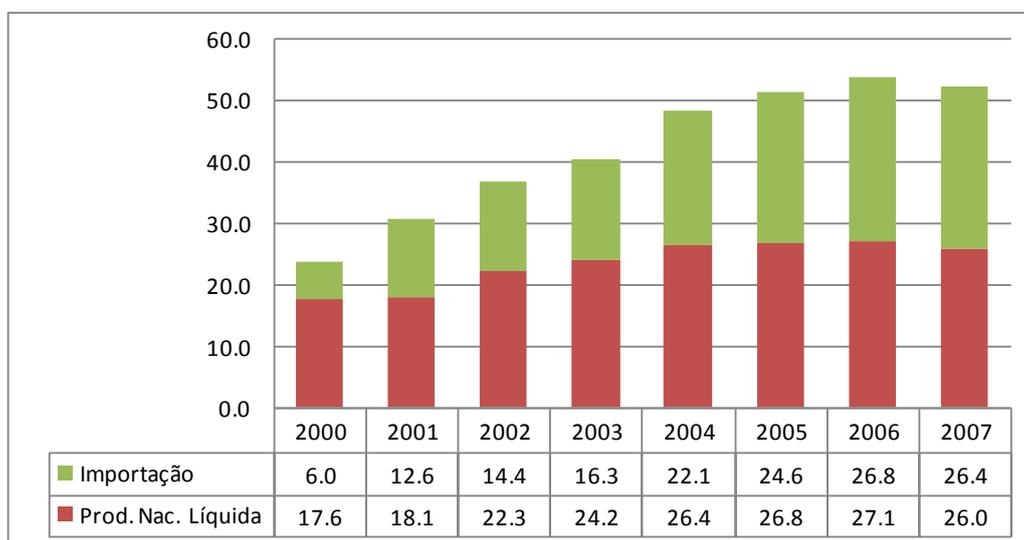


Figura 2.4 – Produção líquida de gás natural incluindo importação– Fonte ANP

2.3 Importação do Gás Natural

Em 1999 a Petrobras iniciou a importação de gás natural boliviano, escoado através do Gasoduto Bolívia-Brasil - GASBOL. O volume importado pela empresa atinge quase a capacidade do gasoduto. Em junho de 2000 a Sulgás iniciou a importação de gás natural da Argentina. Em 2001, duas novas empresas importadoras de gás passaram a operar, comercializando gás do GASBOL: EPE – Empresa Produtora de Energia Ltda. que vende gás para a UTE Cuiabá I, e a BG, entregando gás para a COMGÁS – distribuidora de gás do Estado de São Paulo.

2.4 Transporte

A rede de gás natural nacional ainda é bastante modesta, mesmo para se comparada a outros países da América Latina. A extensão total da rede de gasodutos é de cerca de 8.000 km, incluindo os gasodutos que trazem gás de países vizinhos. Para se ter uma idéia, a rede de gasodutos dos EUA possui cerca de 450.000 km de extensão e na Argentina são 13.000 km. Existem três malhas - ainda não integradas - de gás no Brasil:

a do Sul-Sudeste-Centro Oeste, a do Nordeste litorâneo e a da região amazônica (com grandes reservas ainda não aproveitadas). A infra-estrutura existente cobre uma pequena parcela da área do país, servindo as áreas urbanas do Rio de Janeiro, São Paulo e do Nordeste litorâneo. A Figura 2.5 mostra os gasodutos em operação, construção, projetados e em fase de estudo no Brasil.



Figura 2.5 – Rede de gasodutos do país – Fonte: Petrobras

2.5 Mercado

Atualmente, a participação do gás natural responde por 7,5% da matriz energética brasileira. Pela Lei, cada Estado da União tem o monopólio de distribuir o gás natural. Recentemente, alguns estados venderam para a Petrobras participação em suas empresas de distribuição de gás, que hoje possui ações em 17 empresas de distribuição de gás natural no país.

O denominado consumo “não-termoelétrico” de gás natural abrange tanto o consumo das refinarias e fábricas de fertilizantes da Petrobras como o consumo das distribuidoras destinado aos segmentos industrial, automotivo (GNV), comercial, residencial e co-geração.

O mercado consumidor de gás natural no Brasil ainda é bastante incipiente. Ao contrário de muitos países (como a Argentina, por exemplo), o Brasil não possui necessidade de gás natural para aquecimento em residências e estabelecimentos comerciais. Com isso, o principal segmento consumidor de gás natural é a indústria, que utiliza o combustível como insumo em seus processos produtivos e em substituição a combustíveis alternativos, e o setor de veículos, que vem se beneficiando de uma política de preços baixos e aumentando a conversão de carros movidos a gás natural significativamente.

A Tabela 2.1 apresenta uma visão geral do consumo histórico de gás natural no país por segmento. O consumo das refinarias (9.5 MMm³/d em 2006) não está incluído na tabela.

Consumo (MMm³/dia)	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Industrial	12.6	14.8	16.6	19.5	20.3	22.8
Automotivo	0.9	1.8	2.7	4.2	4.3	5.3
Comercial	0.3	0.3	0.4	0.6	0.6	0.5
Residencial	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.6
Co-geração	0.0	0.0	0.0	2.2	2.6	1.9
Geração	0.0	0.0	0.0	6.9	7.7	8.9
Total	14.3	17.3	20.1	33.7	36.0	40.0

Tabela 2.1 – Vendas anuais de gás natural pelas distribuidoras (fonte: ANP)

Observa-se que em 2005, a geração termoelétrica consumiu quase 9 MMm³/dia em média, ou 22% do total do mercado das distribuidoras de gás. Este valor poderia ser potencialmente bem maior, caso as térmicas despachassem a plena capacidade. A Figura 2.6 ilustra qual seria a demanda por gás natural, considerando uma projeção do volume distribuído pelas distribuidoras estaduais (industrial e veicular), nas refinarias da Petrobras e adotando-se a hipótese de que as usinas térmicas a gás despacham a plena capacidade. Observa-se a importância do segmento de geração termoelétrica no total de consumo de gás.

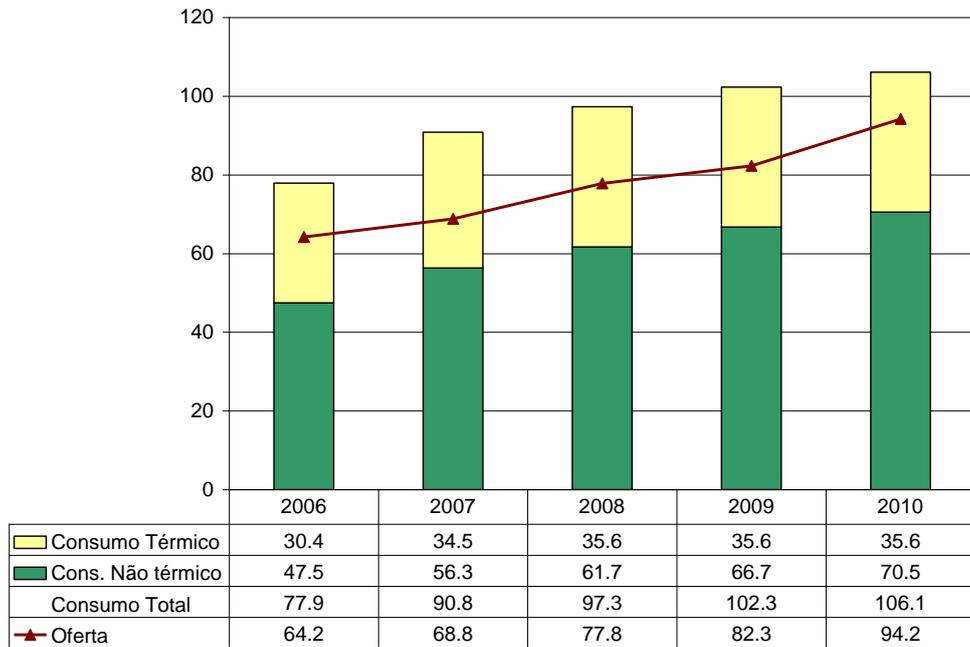


Figura 2.6 – Projeção da demanda total (distribuidoras, lastro térmico e refinarias)

Capítulo 3. A Integração gradual dos setores

A integração do setor de energia elétrica com o setor de gás natural tem aumentado rapidamente nos últimos anos como consequência da entrada em operação de usinas térmicas a gás natural, principalmente com o “salto tecnológico” provocado pelas usinas que operam a ciclo combinado, com custos de produção menores que as tecnologias convencionais [12]. Em alguns países, como é o caso do Brasil, a geração termoelétrica a gás natural tem sido um dos principais *motores* para o crescimento do consumo de gás natural. O trabalho [3] apresenta uma perspectiva de como os setores de energia elétrica e gás vem se desenvolvendo no Brasil e os desafios de coordenação gerados pelo fato do sistema de geração ser baseado na hidroeletricidade, que na maior parte do tempo significa pequeno consumo do gás natural pelas usinas térmicas

No Brasil, cerca de 6.700 MW foram instalados de geração térmica nos últimos anos, dos quais 5.000 MW na região Sudeste e Centro-Oeste, 500 MW na região Sul e 1.200 MW no Nordeste. Estas usinas térmicas a gás representam cerca de 8% da capacidade instalada nacional, e são muito importantes para garantir o abastecimento sem interrupções de energia. Como visto, se despachadas conjuntamente, demandam aproximadamente 30 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural (2006) – a capacidade máxima do gasoduto Bolívia-Brasil.

Para se ter uma idéia de como este valor é significativo, o consumo não-térmico (distribuído pelas distribuidoras + consumido nas refinarias da Petrobras) é de 48 MMm³/dia. Portanto, caso todas as térmicas a gás estivessem despachadas, representariam cerca de 40% do consumo total do gás natural (78 MMm³/dia), se houvesse oferta suficiente, o que infelizmente não ocorre. Observa-se que este valor é aproximadamente 14 MMm³ maior que a oferta de gás existente, de 64 MMm³/dia.

Torna-se importante planejar uma infra-estrutura que pode ser compartilhada por usuários com frequências de uso distintas. Neste sentido, a flexibilização do atendimento do gás (conceito dos mercados flexíveis) pode ser um importante instrumento na otimização dos investimentos em infra-estrutura.

Comparando-se as previsões de oferta disponível de gás natural com o mercado, observa-se que não há gás suficiente para atender a todos os usos, caso as térmicas sejam despachadas conjuntamente. Portanto, se houver necessidade de acionar as térmicas (em razão de uma hidrologia seca, por exemplo) os demais usos (GNV, indústrias, e outros) deverão ser parcialmente interrompidos, como mostra a tabela abaixo.

Tabela 3.1 – Déficit de gás natural (MMm³/dia)

	2006	2007	2008	2009	2010
Oferta Total de GN	64.2	68.8	77.8	82.3	94.2
Demanda de GN não termoelétrica (inclui refinarias da Petrobras)	47.5	56.3	61.7	66.7	70.5
Demanda de GN Termoelétrica	30.4	34.5	35.6	35.6	35.6
Déficit de GN	13.7	22	19.5	20	11.9

Observa-se claramente que não seria possível despachar as UTEs e manter o consumo dos demais setores, por insuficiência do produto. Esta situação tem causado grande apreensão, pois o crescimento da demanda de energia elétrica deve ser acompanhado de igual crescimento da oferta *firme* de geração. Se considerarmos que o déficit estrutural de gás será alocado ao segmento termoelétrico, utilizando-se os fatores de consumo médios das UTEs a gás natural, é possível constatar qual a parcela de energia assegurada térmica sem o chamado “lastro físico”.

Se agora considerarmos a parcela das térmicas com “lastro físico” (ou seja, que se “pode contar”) e somarmos o lastro físico das hidroelétricas (denominados certificados de energia assegurada), teremos o total de energia firme que pode ser produzido, ou seja, se a demanda for igual a este valor, haverá alta confiabilidade (95%) de que será atendida em cada ano.

Quando se compara o valor da demanda previsto para os próximos anos, com este total de energia firme, observa-se que já em 2007, ocorre uma situação de desequilíbrio estrutural. Isto não significa que haverá racionamento a partir de 2007, **e sim que a confiabilidade de suprimento do sistema está degradada**. Resumindo, o déficit

estrutural de gás natural diminui a confiabilidade de suprimento de energia elétrica. Caso ocorra uma hidrologia desfavorável, ainda que não seja crítica, novos racionamentos podem ocorrer.

O trabalho [5] traz uma análise probabilística dos cenários de despacho térmico obtidos da configuração do PMO de Dezembro de 2005. Em cada mês do horizonte simulado pelo PMO obtém-se o consumo de gás de cada térmica a partir de sua geração e do fator de consumo do gás. O consumo das térmicas é agregado e somado aos demais consumos não termoelétricos (considerados prioritários). Finalmente este consumo total é comparado com a oferta de gás natural. Este procedimento é repetido para todos os cenários de despacho mensais (cada cenário está acoplado a um cenário hidrológico diferente) e para todos os meses. Ao final do processo, levanta-se uma curva que mede a probabilidade de haver insuficiência significativa (>5%) de gás para a geração térmica, como mostra a Figura 3.1.

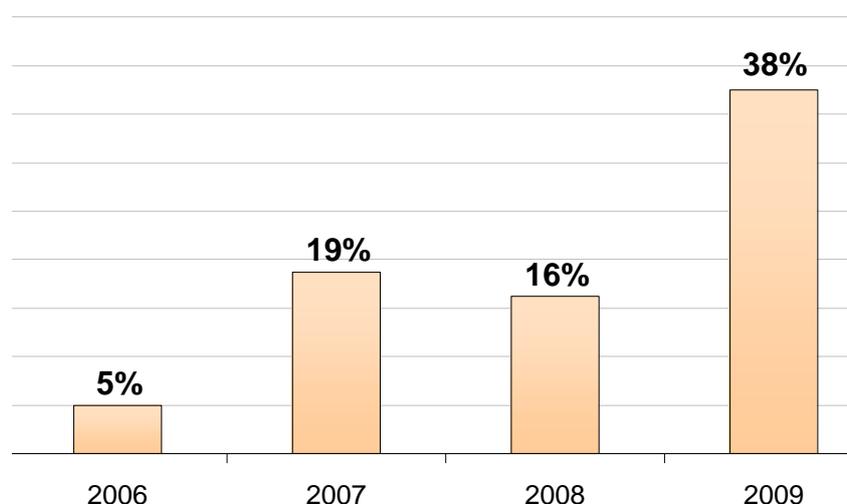


Figura 3.1 – Probabilidade de déficit de gás para uso termoelétrico

A Figura 3.2 mostra a distribuição acumulada dos cortes de gás em 2007, já expressas em MW médios, assumindo que o atendimento da demanda de gás “não termoelétrica” é prioritária. Observa-se da Figura 3.1 que 19% dos cenários apresentam cortes; a Figura 3.2 mostra que os racionamentos mais profundos se concentram em poucos cenários, o que é consistente com a distribuição assimétrica das séries hidrológicas, onde cenários “molhados” são mais frequentes que “secos”.

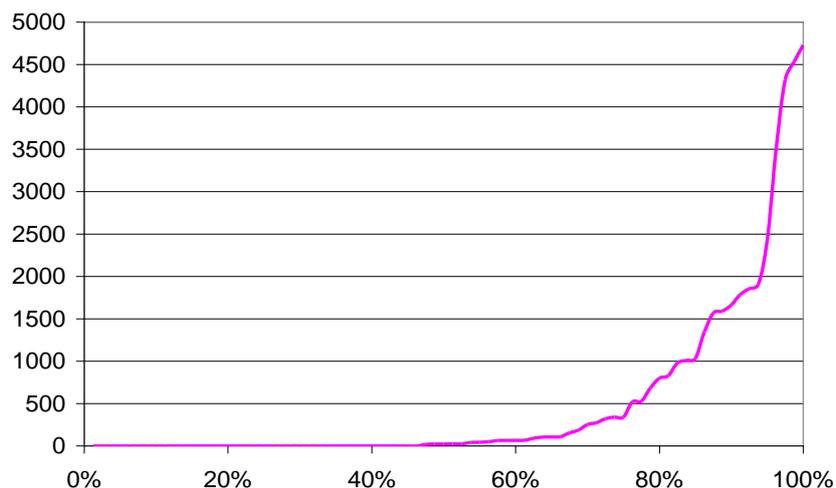


Figura 3.2 – Distribuição do déficit de gás em 2007 (em MW médios)

Como se pôde observar no esquema mostrado da Figura 3.3, os dois setores estão fortemente inter-relacionados, e desta forma, devem ser planejados de forma coordenada. Na parte superior, o setor de gás natural: produção, transporte e consumo, dentre os quais, o consumo das usinas térmicas, que o utilizam como insumo. Na parte de baixo, o setor elétrico: produção (térmicas a gás, recursos entre os quais as hidroelétricas, térmicas utilizando outros combustíveis fósseis, nucleares, biomassa e outras fontes renováveis), transporte da energia elétrica e seu consumo.

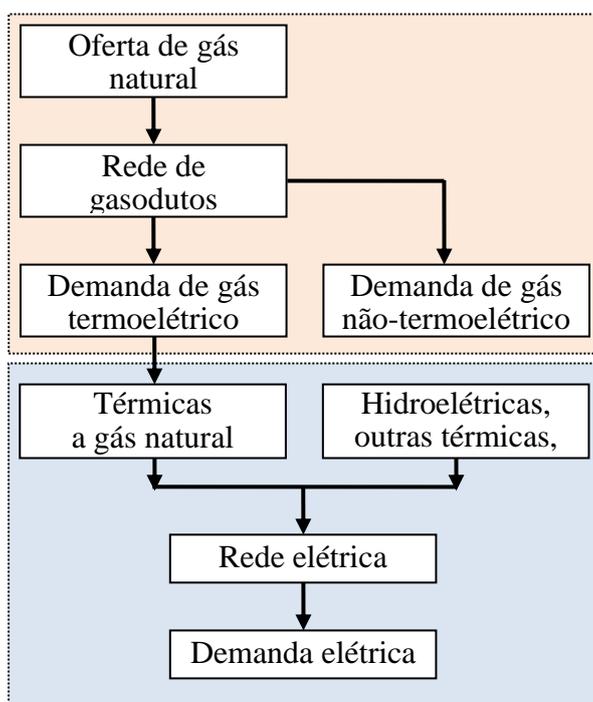


Figura 3.3 – Relação entre os setores de gás natural e energia elétrica

O consumo termoelétrico do gás pode ser considerável e é uma variável aleatória, o que torna as decisões de investimento em novos campos de gás mais complexa. Não é por outro motivo que os contratos de suprimento de gás normalmente contêm cláusulas de “*take or pay*” que obrigam o comprador pagar por uma fração do suprimento independente de seu consumo. Estas cláusulas foram criadas para amortizar os investimentos feitos na construção dos gasodutos, e gerar fluxo de caixa mais estável e menos dependente da operação (flexível) das térmicas que ocorreria somente em situações hidrológicas adversas. As térmicas com contratos *take or pay*, em teoria, devem declarar uma inflexibilidade operativa para o ONS em função desta parcela de gás que será utilizada por já ter sido paga.

Como já foi mencionado, desequilíbrios entre oferta e demanda de gás têm rebatimentos imediatos na operação termoelétrica. Em Janeiro de 2004, por exemplo, uma hidrologia desfavorável no Nordeste obrigou o ONS a comandar o despacho de 1200 MW das usinas a gás natural da região. Somente 1/3 desta capacidade (400 MW) pode ser entregue por insuficiência de gás. Este episódio mostrou a necessidade de aumentar a coordenação da operação dos setores entre eletricidade e gás natural.

Mais recentemente, em setembro de 2006, o ONS ordenou o despacho de várias térmicas no Sudeste, porque o CMO (custo marginal da operação) R\$130/MWh ultrapassou o valor declarado de seus custos de produção. A capacidade térmica a ser despachada seria de mais de 4000 MW. Entretanto, o boletim do ONS indicou que 2600 MW estavam indisponíveis. Isto é, 2/3 das térmicas não puderam ser utilizadas e a causa não foi a saída forçada ou manutenção coletiva de todos os equipamentos. O que ocorreu foi falta de gás.

Na próxima seção abordaremos como incluir as restrições de gás no problema de planejamento da operação energética.

Capítulo 4. O Planejamento coordenado da operação

Neste capítulo discutiremos a coordenação da operação entre os setores de gás natural e energia elétrica.

4.1 Planejamento da operação do setor de gás natural coordenado ao elétrico

Como mostra a Figura 2.5, a rede de gasodutos existentes no Brasil ainda é bastante modesta. Basicamente há ramais conectando as principais capitais do Nordeste, o gasoduto Bolívia-Brasil, com um desvio seguindo até Cuiabá e outra seguindo em direção ao Sul do país, fora alguns troncos na região Sudeste. Dado o consumo em cada ponto do sistema, incluindo aí o termoelétrico, as duas empresas transportadoras (GasPetro e TBG) operam suas redes de gasodutos de maneira a atender demandas com pressões mínimas nos *city gates*.

Como não há necessidade de calefação nas casas, que representa um consumo sazonal em países frios, e como a modulação da demanda elétrica (para atender a hora de máximo consumo, por exemplo) é feita no Brasil por usinas hidroelétricas (responsáveis por mais de 85% da capacidade instalada), observa-se pequena variação do consumo de gás natural ao longo do dia. Ou seja, a operação dos gasodutos é razoavelmente estável, exceto quando uma usina termoelétrica entra em operação. Esta situação contrasta com países que instalaram usinas térmicas a gás natural, operando em ciclo combinado. Nestes países são estas usinas as responsáveis pela modulação da carga elétrica, o que torna a operação da rede de gasodutos e compressores, uma tarefa mais complexa.

Com a diversificação do uso do gás natural e participação cada vez maior deste recurso na matriz energética brasileira, haverá um aumento da malha de gasodutos e da necessidade de coordenação de sua operação. Os investimentos para a expansão da logística de transporte de gás natural poderão seguir lógica similar à utilizada pelo setor elétrico. Neste caso, o governo, com ajuda do operador do sistema (ONS) planeja quais os reforços necessários na rede de transmissão em cada ano e organiza leilões para licitar as linhas de transmissão identificadas. Vale ressaltar que estes leilões têm despertado grande interesse entre grupos privados. Há grande transparência no processo

e os custos têm sido inferiores aos históricos. Os investimentos são traduzidos em receitas requeridas anuais e transformados em tarifas de uso do sistema de transmissão para empresas de geração e distribuição.

Se o setor de gás natural seguir este padrão, haverá uma desverticalização do setor. Existirão empresas atuando na produção de gás natural (principalmente com o início da exploração da Bacia de Santos), empresas atuando na malha de gasodutos, e eventualmente em terminais de GNL, e concessionárias estaduais responsáveis pela distribuição e venda do gás natural.

Pode-se imaginar a figura de um Operador Nacional de Gás (ONG) que à semelhança do ONS, se encarregaria de operar os gasodutos, compressores, unidades de processamento, e outros, enxergando as termoeletricas como usuários a serem atendidos. A Figura 4.1 ilustra o papel do ONG e sua coordenação com o ONS. O papel do ONG seria coordenar a operação do setor de gás de modo a atender as diferentes demandas, minimizando custos de produção e transporte e observando restrições operativas, como máxima capacidade de transporte (que depende de decisões quanto ao uso de compressores), restrições de pressão mínima e máxima nos diversos pontos da rede e outros.

Como subproduto da operação o ONG sinalizaria quais as necessidades de investimento em infra-estrutura (novos compressores, ramais, etc.). A abordagem é análoga à utilizada no planejamento integrado da operação energética e elétrica. No estudo energético, uma representação simplificada da rede, por exemplo, modelo de intercâmbio, é utilizado para a operação do sistema. Este plano de operação é enviado a um modelo detalhado da rede elétrica, por exemplo, um fluxo de potencia ótima AC, que identifica cortes de viabilidade para as situações de violações das leis elétricas que são restrições incorporadas no planejamento energético, em um típico problema de dois níveis.

O problema de coordenação da operação dos setores de energia e gás, e, portanto, a relação entre o ONS e o ONG, pode ser traduzido no seguinte procedimento:

1. Suponha conhecido o plano de expansão da geração. Esta hipótese é razoável porque no Brasil existem leilões de contratação de energia para entrega até cinco anos à frente, o que diminui bastante as incertezas sobre os novos projetos
2. Determinar a operação de mínimo custo para o setor elétrico para este plano com uso de metodologia tradicional, baseada em programação dinâmica estocástica dual (PDDE). No que se refere à aproximação das redes de transmissão, pode-se utilizar um modelo linear de fluxo em rede e restrições de limites de transporte e disponibilidade.
3. Levantar a distribuição (empírica) de probabilidade do consumo de gás natural pelas térmicas do sistema a partir do item anterior. Convoluir com a distribuição de probabilidades do consumo de gás não-termoelétrico para construir a distribuição de probabilidades do consumo total do gás total nos diversos pontos da rede.
4. Resolver o problema da operação ótima da infra-estrutura de gás. Este problema é não-linear e não convexo, como será visto na Seção 4.2.
5. Devolver para o problema de despacho energético de mínimo custo restrições de viabilidade sinalizando as violações no despacho do gás identificadas no passo anterior, que, por exemplo, impossibilitam a geração termoelétrica inicialmente prevista.
6. Repetição dos passos 2-6 até que os resultados entre duas iterações sucessivas não se altere muito

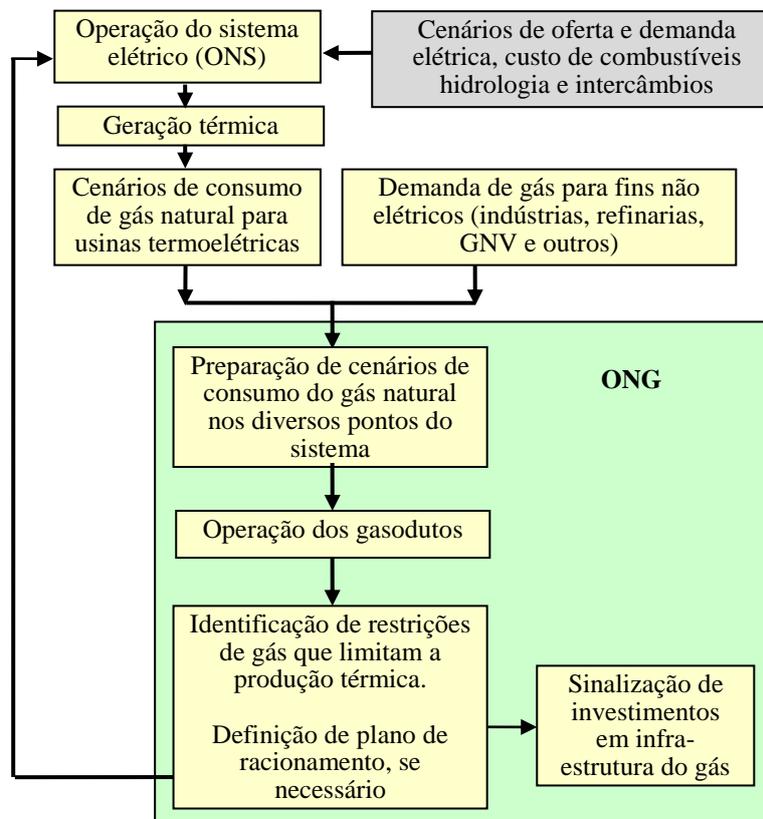


Figura 4.1 – Papel do ONG

4.2 Operação do sistema de gasodutos

4.2.1 Aspectos físicos

A equação de Bernoulli é a lei da conservação da energia aplicada ao escoamento de um fluido. Desde que este ocorra sem atrito, não há troca de energia com o meio e a energia total do fluido permanece constante, sendo igual a:

$$h_1 + \eta_1/\mu g + v_1^2/2g = h_2 + \eta_2/\mu g + v_2^2/2g = \text{constante} \quad (4.1)$$

Onde h_1 e h_2 medem a cota da água nos pontos 1 e 2 em relação à uma referência, η_1 e η_2 são as pressões da coluna de água nestes pontos, g é a constante da gravidade, μ é a massa específica do fluido (kg/m^3) e v_1 e v_2 são as velocidades.

A

Figura 4.2 ilustra um escoamento simples de um líquido, considerando pressões relativas, isto é, pressão nula significa pressão atmosférica. Considera-se o reservatório continuamente abastecido e, assim, no ponto 0, o fluido está em repouso. Neste ponto, toda energia do fluido é a energia potencial representada pela altura física h_0 e as demais parcelas são nulas.

No ponto 1, a energia potencial é menor (h_1) e o fluido tem uma determinada pressão e velocidade. No ponto 2, a energia potencial é ainda menor (h_2) e o fluido tem maior pressão e velocidade. As colunas de líquidos colocadas nos pontos 1 e 2 têm alturas correspondentes às energias de pressão em cada ponto, conforme indicado na figura.

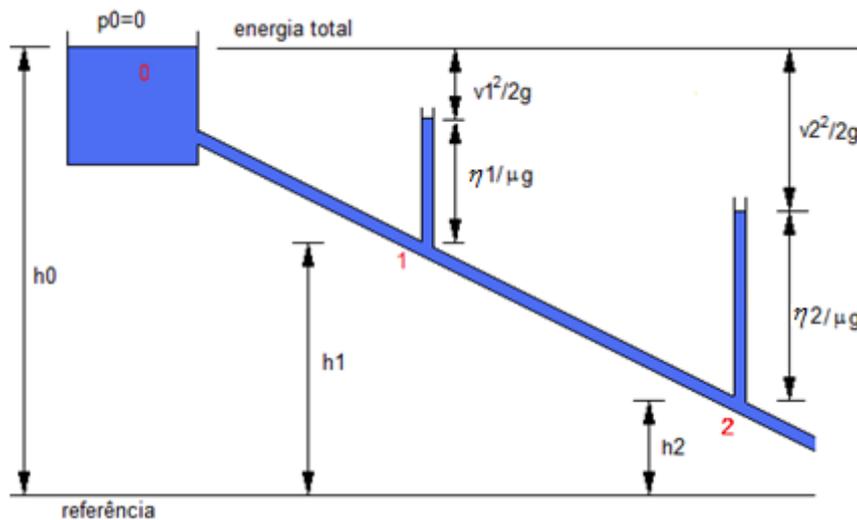


Figura 4.2 – Escoamento de líquido

Na presença de atrito, que é o caso do escoamento do gás, a equação de Bernoulli deve ser alterada, pois já não é mais constante a energia total do sistema em dois pontos distintos, e a relação entre a energia total em dois pontos do gasoduto é:

$$h_1 + \eta_1/\mu g + v_1^2/2g = h_2 + \eta_2/\mu g + v_2^2/2g + h_L \quad (4.2)$$

onde h_L é a altura equivalente das perdas por atrito.

Supondo que o gasoduto esteja na horizontal, os pontos estarão na mesma cota ($h_1=h_2$). Supondo também que o gasoduto tenha diâmetro constante e que a vazão do gás dentro de seu interior é constante, as velocidades v_1 e v_2 também serão iguais. Portanto, pode-se relacionar a perda de pressão na tubulação com a altura equivalente das perdas por atrito h_L :

$$h_L = (\eta_1 - \eta_2) / \mu g \quad (4.3)$$

Entretanto, para fluidos incompressíveis, como o caso do gás natural, o atrito entre o escoamento do gás e a parede interna do gasoduto provoca uma perda de carga que depende da diferença entre os quadrados das pressões em dois pontos do sistema.

$$h_L = (\eta_1^2 - \eta_2^2) / \mu g \quad (4.4)$$

Por outro lado a equação empírica de Darcy, por sua vez, relaciona a diferença entre o *quadrado da pressão* em dois pontos de um gasoduto com o fluxo volumétrico.

$$h_L = f(L/D) v^2/2g \quad (4.5)$$

onde f é um coeficiente de atrito, L é o comprimento da tubulação, D seu diâmetro, v é a velocidade do gás e g a aceleração da gravidade.

A relação entre a velocidade do gás v , e seu fluxo volumétrico q é $v = q/A$, onde A é a área da seção transversal do tubo (função do diâmetro).

Portanto a altura equivalente de queda é:

$$h_L = f(L/D) q^2/[2g(\pi D^2)^2] = f(L/D^5) 2q^2/g\pi^2 \quad (4.6)$$

Substituindo (4.4) em (4.6) e escrevendo para q , tem-se:

$$q^2 = K(\eta_1^2 - \eta_2^2), \text{ onde } K = \pi^2/(2f(L/D^5)) \quad (4.7)$$

O cálculo do coeficiente de atrito f na constante K depende de uma série de parâmetros, como a relação entre a rugosidade do tubo e seu diâmetro, a viscosidade do gás, a temperatura e taxa de compressibilidade do gás. A expressão mostra que o quadrado do fluxo de gás num gasoduto é inversamente proporcional ao comprimento da tubulação e diretamente proporcional à diferença entre o quadrado da pressão no ponto inicial e final da tubulação.

4.2.2 Modelagem do escoamento

Como visto, existe uma relação entre a queda de pressão e o *quadrado* do fluxo. Denotando p_n como a quantidade injetada ($p_n > 0$) ou consumida ($p_n < 0$) no nó n , η_n como sua pressão e $q_{n,l}$ como o fluxo volumétrico no gasoduto que conecta os nós n e l , obtemos as seguintes expressões que governam o fluxo do gás nos gasodutos:

- limites de produção e consumo (mínimos e máximos)

$$\underline{p}_n \leq p_n \leq \bar{p}_n \quad (4.8)$$

- balanço de gás nos nós

$$p_n + \sum_{l \in \Omega_n} q_{ln} - \sum_{l \in \Omega_n} q_{nl} = 0 \quad (4.9)$$

onde Ω_n é o conjunto de nós conectados ao nó n por gasodutos

- relação entre fluxo nos gasodutos e pressão nos nós

$$\text{sign}(q_{nl})q_{nl}^2 = K_{nl}(\eta_n^2 - \eta_l^2) \quad (4.10)$$

Observa-se que o fluxo num gasoduto é proporcional à raiz quadrada da diferença dos quadrados das pressões em dois pontos n e l : $\sqrt{\eta_n^2 - \eta_l^2}$. Em contraste, o fluxo de líquidos em tubulações é proporcional à raiz quadrada da diferença das pressões em dois pontos $\sqrt{\eta_n - \eta_l}$. Este é um aspecto importante do fluxo de gás. O gradiente de pressão num gasoduto é levemente curvo quando comparado à linha reta de um fluxo líquido. Observa-se também que a redução da pressão no ponto n ou l , para o mesmo fluxo de gás, não será homogênea no gasoduto. Por exemplo, se as pressões em dois pontos n e l forem 1000 e 800 psia respectivamente, mantido o fluxo de gás, uma redução de 100 psia na pressão em n não resultará em redução de 100 no ponto l , em função da relação entre q_{nl} e $\sqrt{\eta_n^2 - \eta_l^2}$. No fluxo de um líquido a redução seria exatamente a mesma nos dois pontos.

O fluxo q_{nl} é irrestrito em sinal. Caso seja positivo, o fluxo vai do nó n ao l , caso seja negativo, o contrário. Como o fluxo deve sempre escoar do ponto de maior pressão para o ponto de menor pressão, inclui-se o termo $\text{sign}(q_{nl})$ (sinal do fluxo) na equação.

- Limites de pressão mínima e máxima (alguns nós possuem restrições de pressão mínima para entrega do gás).

$$\underline{\eta}_n \leq \eta_n \leq \bar{\eta}_n \quad (4.11)$$

Estas restrições obviamente limitam a capacidade de escoamento do gasoduto, que depende (não linearmente) da diferença de pressão entre os nós de entrada e retirada.

Não por acaso, em gasodutos muito longos, existem estações ao longo dos gasodutos com o objetivo de elevar a pressão do gás, o que permite maior fluxo de transporte.

A região viável do conjunto de restrições (4.8)-(4.11) é constituída pelo vetor de pressões, fluxos, injeções e retiradas de gás da rede de gasodutos que obedecem as leis físicas. Torna-se interessante definir, portanto, qual o estado de operação deste sistema que faça a alocação ótima, ou seja, que maximize o uso econômico do gás. Para tanto se a função objetivo minimiza custos líquidos relativos à produção ou consumo do gás.

$$Z = \text{Min} \sum_n \sigma_n p_n \quad (4.12)$$

Onde σ_n é o custo de produção (positivo) ou o preço pago pelo usuário (negativo) localizado no nó n . No que se refere aos consumidores termoelétricos, está intimamente relacionado aos custos de operação de energia. No que se refere aos consumidores industriais, refletiria a disponibilidade a pagar pelo produto.

Na referência [48], os autores resolvem o problema não convexo (4.8)-(4.12) para uma rede de gasodutos da Bélgica por um método de aproximações lineares, utilizando um problema auxiliar (convexo, sem restrições de transporte) que gera um ponto viável e novos cortes (lineares) para o problema original. No mesmo trabalho comparam este método de solução contra duas alternativas, a saber: (i) solução da formulação original do problema (não linear) usando o pacote LANCELOT⁹ e (ii) solução, usando o pacote Xpress [49] de uma variante do problema original, cujas relações não lineares são substituídas por uma formulação linear-inteira.

No Brasil, o sistema de gasodutos é bastante simples e sua operação, ao contrário da Bélgica, é mais previsível no curto prazo. Isto ocorre porque não há necessidade de calefação e as usinas térmicas entram em operação em condições hidrológicas desfavoráveis, e assim permanecem por semanas ou meses, até que a hidrologia melhore e o sistema restabeleça. Portanto, a maior preocupação para o setor elétrico não é tanto pela dinâmica da operação de curto prazo (diária), como se observa em outros sistemas

⁹ <http://www.cse.scitech.ac.uk/nag/lancelot/lancelot.shtml>

e sim pelas restrições de disponibilidade e transporte de gás natural, que podem ser consideradas em seu estado de equilíbrio.

Desta forma, admitindo-se pressões mínimas necessárias e as características físicas dos gasodutos (diâmetro, material) e a composição do gás, pode-se determinar a máxima capacidade de transporte dos gasodutos, para o *steady state*. Neste caso, as equações de transporte não lineares, envolvendo fluxos e pressões são eliminadas, sendo substituídas por equações, que para cada gasoduto, determinam a máxima capacidade de transporte.

Desta forma, as equações que regem os gasodutos podem ser aproximadas por um modelo de fluxo em redes linear.

Admitindo-se uma relação linear entre produção termoelétrica e gás natural consumido, as restrições de capacidade de produção e transporte de gás natural podem ser facilmente incorporadas ao modelo utilizado pelo ONS, pois os problemas de um estágio que compõem a recursão da programação dinâmica estocástica (algoritmo base para a coordenação hidrotérmica feita pelo ONS) são lineares. A seguir trataremos da inclusão das restrições de produção e transporte de gás natural no planejamento da operação energética.

4.3 Planejamento coordenado energia elétrica - gás natural

No Brasil o planejamento da operação das usinas elétricas é realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de maneira centralizada. O ONS utiliza um modelo multi-estágio, baseado em programação dinâmica estocástica dual [20], [22], [32] e [33]. O objetivo é minimizar o *valor esperado* do custo de produção de energia.

Entretanto, o modelo de planejamento energético utilizado pelo ONS *não considera* o impacto que as mencionadas restrições de produção e transporte do gás natural têm para a capacidade efetiva de produção das usinas térmicas. A hipótese é de que há suficiente gás natural para abastecer as térmicas da configuração do SIN. É por esta razão que a partir de 2006 o ONS passou a retirar da configuração as usinas com problemas de abastecimento de gás.

Antes desta data, o planejamento do sistema elétrico, ao ignorar as restrições de produção e transporte do gás natural poderia tornar inviável, sob o ponto de vista da operação real da rede de gás, apontando na direção contrária à segurança do sistema. Assim, o sistema “enxergava” uma capacidade de produção térmica que não existia na prática, por insuficiência de gás natural.

Dado que o modelo de despacho hidrotérmico atual não “enxergava” a possibilidade de insuficiência de gás, o cálculo do valor da água das usinas hidroelétricas ficava comprometido. O despacho hidrotérmico não era garantidamente ótimo porque os reservatórios poderiam deplecionar mais rapidamente do que o esperado, aumentando o risco de racionamentos de energia elétrica ou provocando a entrada de usinas menos econômicas a óleo combustível e diesel.

Uma maneira clara de se melhorar este processo - ao invés da simples remoção das usinas térmicas que utilizam gás do sistema - é incorporar as equações de suprimento de gás na recursão da programação dinâmica estocástica (PDE). A PDE é o método de solução utilizado para resolver o problema de programação estocástica multi-estágio, que é combinatória em função da aleatoriedade hidrológica em cada estágio do horizonte estudado. A PDE tem sido utilizado em diversas aplicações, como em estudos de operação integrada entre com o setor elétrico e demais usos da água, inclusive irrigação [43] e [44].

Uma breve descrição da PDE e particularmente da PDDE (programação dinâmica dual estocástica) é feita no Anexo A. O método de solução da PDDE não precisa ser alterado para incluir as restrições adicionais necessárias para modelar restrições de produção e transporte do gás natural e a conversão da produção das usinas a gás em demanda pelo combustível.

A modificação, portanto, está na formulação de cada subproblema de programação linear (PL), utilizado no ambiente da PDDE, apresentada a seguir.

4.4 Despacho hidrotérmico de uma etapa

4.4.1 Função objetivo

A função objetivo é dada pela minimização dos custos térmicos e custos de racionamento, somado à função de custo futuro, calculada pela recursão da programação dinâmica.

$$\alpha_t(\mathbf{v}(t), \mathbf{a}(t-1)) = \text{Min} \sum_{j \in J} \sum_{k=1}^K \sigma_j(t) g_j(t,k) + \sum_{n=1}^N \sum_{k=1}^K \delta_n^e(t,k) r_n^e(t,k) + \alpha_{t+1}(\mathbf{v}(t+1), \mathbf{a}(t)) \quad (4.13)$$

Onde:

k	Índice de patamar de demanda
K	Número de patamares de demanda
j	Índice para usinas térmicas
J	Conjunto de usinas térmicas
$\sigma_j(t)$	Custo operativo da usina j no estágio t (\$/MWh)
$g_j(t,k)$	Energia produzida pela térmica j (variável de decisão) no estágio t , patamar k
$\mathbf{v}(t+1)$	Vetor com volume armazenado ao final do estágio t (variável de decisão)
$\mathbf{a}(t)$	Vetor com volume afluente incremental no estágio t

A função de custo futuro é expressa como uma variável escalar sujeita a desigualdades lineares (cortes de Benders) que são determinadas pelo algoritmo PDDE (ver Anexo A).

$$\alpha_{t+1}(\mathbf{v}(t+1), \mathbf{a}(t)) = \alpha; \quad \text{para } t=1, \dots, T, \text{ onde:}$$

$$\alpha \geq \alpha_{0\kappa}(t) + \sum_{i \in I} \theta_{i\kappa}(t) v_i(t+1) + \sum_{i \in I} \lambda_{i\kappa}(t) a_i(t) \quad \kappa = 1, \dots, \zeta \quad (4.14)$$

α	Variável escalar que representa valor esperado do custo futuro
i	Índice de usinas hidrelétricas (conjunto I)
κ	Índice de segmentos da função linear por partes que aproxima a FCF
$\alpha_{0\kappa}(t)$	Termo constante do κ -ésimo segmento
$\theta_{i\kappa}(t)$	Coefficiente associado ao volume final no κ -ésimo segmento
$\lambda_{i\kappa}(t)$	Coefficiente associado à afluência incremental no κ -ésimo segmento
ζ	Número de segmentos da aproximação linear por partes da FCF

4.4.2 Balanço hídrico

As equações de balanço hídrico representam o acoplamento entre estágios sucessivos: o volume do reservatório i , $v_i(t+1)$ no estágio $t+1$ é igual ao volume inicial $v_i(t)$ menos a soma do volume turbinado $\sum_k u_i(t,k)$ e vertido $s_i(t)$, mais os volumes afluentes (afluência natural $a_i(t)$ somada aos volumes defluentes das usinas imediatamente a montante), no estágio t , para todas as usinas.

$$v_i(t+1) = v_i(t) + a_i(t) - \varepsilon(v_i(t)) - s_i(t) - \sum_{k=1}^K u_i(t,k) + \sum_{m \in \Psi_i} \{s_m(t) + \sum_{k=1}^K u_m(t,k)\} \quad (4.15)$$

para $i \in I$; $t=1, \dots, T$

onde:

i	Índice das usinas hidroelétricas
I	Conjunto de usinas hidroelétricas
Ψ_i	Conjunto de usinas hidroelétricas imediatamente a montante de i
$v_i(t+1)$	Volume final da usina i no estágio t (variável de decisão)
$v_i(t)$	Volume inicial da usina i no estágio t
$a_i(t)$	Afluência incremental para a usina i no instante t
$\varepsilon(v_i(t))$	Volume evaporado da usina i
$u_i(t,k)$	Volume turbinado da usina i , estágio t e patamar k (variável de decisão)
$s_i(t)$	Vertimento da usina i no estágio t (variável de decisão)

4.4.3 Limites de armazenamento, volumes turbinados e geração térmica

$$\underline{v}_i(t,k) \leq v_i(t) \leq \bar{v}_i(t,k) \quad \text{para } i \in I; t=1, \dots, T \quad (4.16)$$

$$u_i(t,k) \leq \bar{u}_i(t,k) \quad \text{para } i \in I; t=1, \dots, T; k = 1, \dots, K \quad (4.17)$$

$$\underline{g}_j(t,k) \leq g_j(t,k) \leq \bar{g}_j(t,k) \quad \text{para } j \in J; t=1, \dots, T; k = 1, \dots, K \quad (4.18)$$

4.4.4 Equação de atendimento à demanda

A equação de atendimento a demanda relaciona a geração hidroelétrica e térmica total e fluxos energéticos com a demanda de energia elétrica no estágio t e patamar k , $E_n(t,k)$, onde $r_n^e(t,k)$ é o racionamento de energia elétrica no nó n , penalizado na função objetivo com custo unitário igual a $\delta_n^e(t,k)$ (\$/MWh). A geração hidroelétrica da usina i

é determinada pelo produto entre o coeficiente de produção ρ_i (MWh/m³) e o volume turbinado $u_i(t,k)$ (expresso em m³) resultando em:

$$\sum_{i \in H_n} \sum_{k \in K} \rho_i u_i(t,k) + \sum_{j \in T_n} g_j(t,k) + \sum_{l \in \Omega_n} [1-w_{l,n}] f_{ln}(t,k) - \sum_{l \in \Omega_n} f_{nl}(t,k) = E_n(t,k) - r_n^e(t,k) \quad n \in N, t \in T \quad (4.19)$$

onde

H_n conjunto de usinas hidrelétricas a gás conectadas ao nó n da rede elétrica

T_n conjunto de usinas térmicas a gás conectadas ao nó n da rede elétrica

Ω_n conjunto de nós conectados ao nó n

4.4.5 Capacidade de produção de gás

A rede de gasodutos consiste em nós de produção, onde o gás é injetado no sistema; nós de consumo, onde o gás é retirado do sistema para uso das térmicas ou demandas não termoelétricas do gás, assim como de nós intermediários. Um gasoduto é representado por um arco que conecta os nós terminais.

Os campos de produção têm capacidade de injetar uma quantidade finita de gás na rede, limitada ou pela produção ou pela logística. A evolução temporal da capacidade de produção de um campo segue um plano de utilização do campo ao longo de sua vida útil. Para o modelo de operação coordenado energia elétrica-gás natural, os limites de produção são informados como dados de entrada, definidos pelas seguintes equações:

$$p_n(t,k) \leq p_n(t,k) \leq \bar{p}_n(t,k) \quad \text{para } n \in N \quad (4.20)$$

Onde $p_n(t,k)$ é a produção de gás no nó n (variável de decisão), na etapa t e patamar k , e o par $\{p_n(t,k), \bar{p}_n(t,k)\}$ representa o limite de produção mínimo e máximo do(s) campo(s) localizado no nó n . Finalmente, N é o conjunto de nós da rede de gás.

Os nós do sistema de gás são interconectados por gasodutos, que são caracterizados por suas capacidades de fluxo em estado de equilíbrio (*steady state*):

$$q_{nl}(t,k) \leq q_{nl}(t,k) \leq \bar{q}_{nl}(t,k) \quad \text{para } n,l \in N \quad (4.21)$$

onde $q_{nl}(t,k)$ (variável de decisão) é o fluxo volumétrico do gás natural no gasoduto conectando os nós n e l no instante t e patamar k e o par $\{q_{nl}(t,k), \bar{q}_{nl}(t,k)\}$ representa o limite de escoamento mínimo e máximo.

4.4.6 Balanço de gás

Em cada etapa, a soma das demandas em cada nó n deve ser igual à oferta produzida localmente ou importada pelos gasodutos somada a eventuais déficits de suprimento de gás das demandas localizadas neste nó.

$$p_n(t,k) + \sum_{l \in \Omega_n} [1-w_{l,n}] q_{ln}(t,k) - q_{nl}(t,k) - \sum_{j \in T_n} \phi_j(t) \times g_j(t,k) = \sum_{m \in NT_n} [G_m(t,k) - r_m^g(t,k)] \quad (4.22)$$

para $n, l \in N$

onde

Ω_n conjunto de nós conectados ao nó n

NT_n conjunto de demandas de gás natural (não termoelétrico) nó n

O parâmetro $w_{l,n}$ mede a perda unitária no gasoduto que conecta os nós l e n . Para cada 1 m^3 de gás que sai do nó l em direção a n , somente $(1-w_{l,n}) \text{ m}^3$ chega ao destino. Parte desta perda se deve ao uso de uma fração do gás para operar as estações de compressão.

O fator $\phi_j(t)$ converte produção elétrica em consumo de gás (ex: $250 \text{ m}^3/\text{MWh}$) e depende fundamentalmente da tecnologia empregada na usina térmica j (ciclo simples ou ciclo-combinado). Este fator é nulo para usinas térmicas utilizando outros combustíveis. Utilizamos o índice t para este fator porque é freqüente o caso em que uma usina faz uma conversão de um combustível qualquer para o gás natural. Também serve para *alterar* o coeficiente, como nos casos em que usina que utilizam gás natural em ciclo aberto “fecham” o ciclo num estágio τ , passando a operar em ciclo combinado (redução do valor $\phi_j(t)$ para $t \geq \tau$). Por sua vez, $G_m(t,k)$ é o consumo de gás “não-termoelétrico” (em m^3) no patamar de consumo k no estágio t referente ao m -ésimo consumidor localizado em n . O conjunto de usuários neste nó é NT_n .

4.4.7 Custo de interrupção do fornecimento de gás natural

No setor de gás natural as variáveis de decisão são: (i) a produção nos campos; (ii) o fluxo de gás nos gasodutos e (iii) os cortes de abastecimento de gás natural para cada consumidor de gás não termoelétrico m , $r_m^g(t, k)$

Estes cortes interrompem atividades produtivas (indústrias, refino, GNV, etc.), provocam prejuízo às atividades econômicas. Desta forma, são penalizados na função objetivo do problema de forma conveniente pelos coeficientes $\delta_m^g(t, k)$, que medem o custo unitário (i.e. $\$/m^3$) do corte do gás natural da atividade m .

$$\xi_t = \sum_{n \in N} \sum_{m \in NT_n} \sum_{k \in K} \delta_m^g(t, k) r_m^g(t, k) \quad (4.23)$$

Onde ξ_t é a penalização pelo consumo de gás não atendido no estágio t . A função objetivo do problema de um estágio, incluindo os termos referentes aos cortes de gás, é:

$$\alpha_t(\mathbf{v}(t), \mathbf{a}(t-1)) = \text{Min} \sum_{k=1}^K \sum_{j \in J} \sigma_j(t) g_j(t, k) + \alpha_{t+1}(\mathbf{v}(t+1), \mathbf{a}(t)) + \xi_t \quad (4.24)$$

4.5 Estudo de caso

Utilizou-se o conjunto de dados do ONS do PMO de dezembro de 2005, portanto anterior à retirada de grande parte da capacidade das usinas a gás da configuração (cerca de 3500 MW). Foram gerados 80 cenários hidrológicos pelo modelo auto-regressivo periódico ajustado a cada estação hidrológica em cada mês.

O despacho hidrotérmico integrado eletricidade-gás abordado foi aplicado, dando prioridade ao consumo “não termoelétrico” do gás. Esta prioridade é conseguida definindo custos unitários para cortes de suprimento de gás não termoelétricos suficientemente elevados. Desta forma, numa eventual situação de escassez, o gás para a produção de energia elétrica será cortado antes. Estabelecer este valor é bastante simples: o coeficiente δ_m^g deve ser superior a razão entre o custo de déficit de energia ($\$/MWh$) e do consumo específico das usinas térmicas (m^3 de gás natural por MWh).

Para um custo de déficit de energia de R\$ 1800/MWh e uma usina operando a ciclo combinado com 180 m³/MWh, este valor é R\$ 10/m³.

Obviamente o “custo” corte de cada atividade econômica depende das alternativas: se uma indústria m puder usar um combustível alternativo mais caro (ex: óleo combustível) no lugar do gás, neste caso, o coeficiente δ_m^g refletirá esta migração. Ou, para consumidores do GNV, o coeficiente δ_m^g pode representar o sobrecusto causado pela utilização da gasolina em substituição ao gás. Eventualmente, pode ocorrer simplesmente uma paralisação da atividade econômica. Neste caso, o coeficiente δ_m^g mede o prejuízo causado por esta paralisação por metro cúbico de gás racionado. Desta maneira, com usos apropriados dos coeficientes, o modelo consegue dar um sinal de volume e preço para o mercado flexível de gás.

Este racional econômico é preferível à definição *a priori* de que um setor terá prioridade sobre outro, como foi declarado pelo Governo, que ao início de 2008 declarou que o gás para produção de energia é prioritário (hipótese contrária ao presente estudo de caso). Os setores passam a ser tratados de maneira integrada, e mais que isso, sua segmentação faz cada vez menos sentido. **Não se pode falar mais de escassez de gás natural ou escassez de energia elétrica. O que existe é escassez de energia.**

A Figura 4.3 mostra a rede de gasodutos modelada para a região Sudeste. A figura à direita mostra os limites de fluxo de gás natural transportados em cada gasoduto (com suas expansões previstas) e as principais injeções (Campos, Santos e Bolívia).

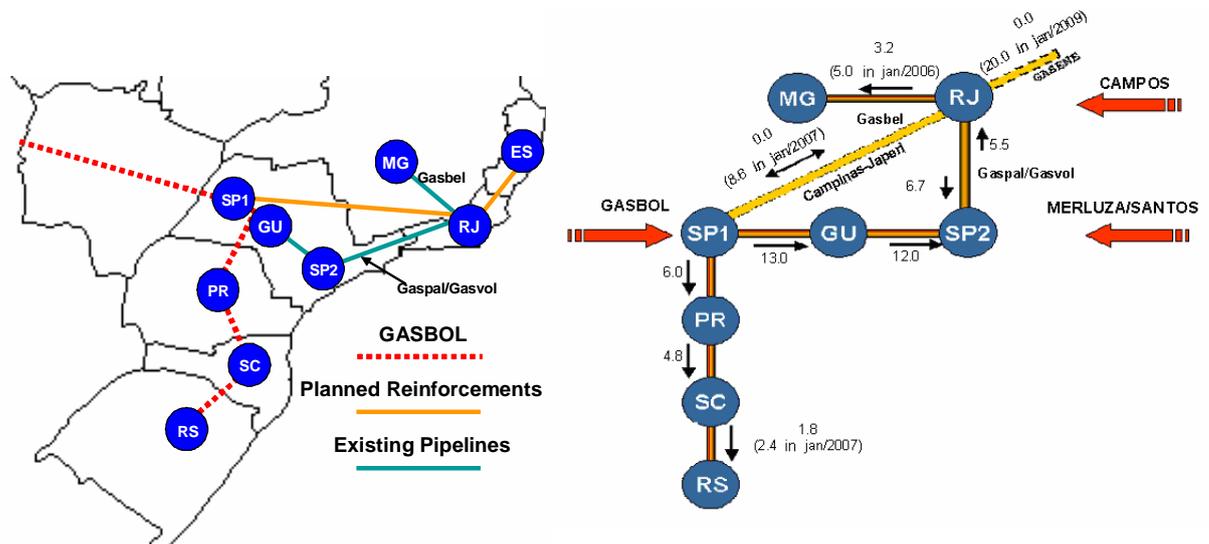


Figura 4.3 – Rede de gasodutos modelada

A Figura 4.4 mostra o valor esperado do custo marginal da operação anual (CMO) de cada sistema (média de todos os meses, patamares de carga e cenários hidrológicos em cada ano). O gráfico compara os valores obtidos da execução do modelo de coordenação da operação hidrotérmica quando com e sem as restrições de gás. Observa-se da Figura 4.4 que os custos marginais da operação do setor elétrico, aumentam substancialmente em todos os sub-mercados quando se consideram as restrições de gás.

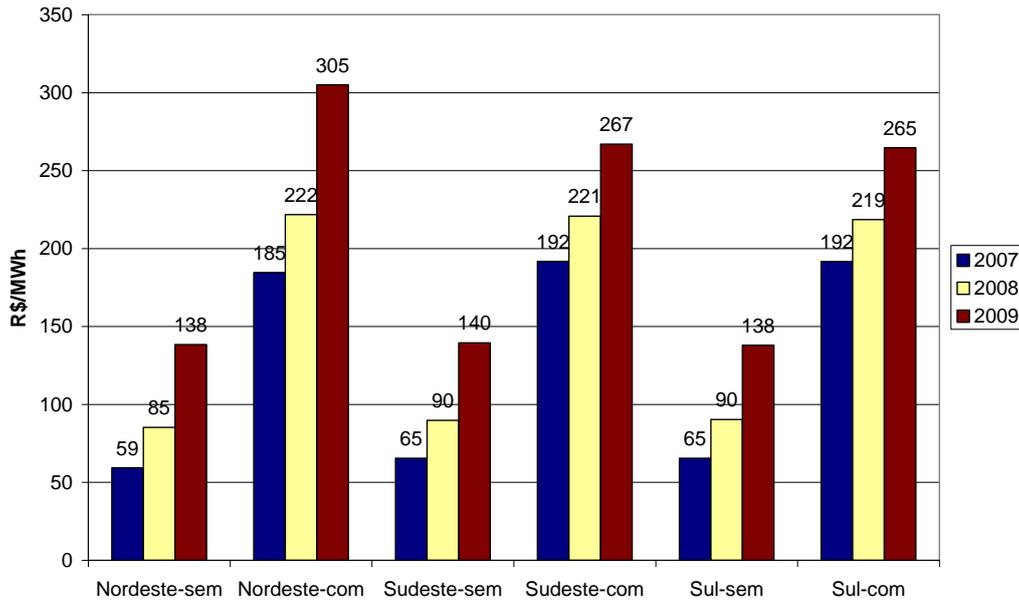


Figura 4.4 – Efeitos das restrições de gás nos custos marginais da operação

A Figura 4.5 mostra a distribuição do CMO médio anual do Sudeste (2008) para diferentes cenários de hidrologia simulados, novamente para os casos “sem” e “com” restrições de gás. Observa-se que estas restrições *não* afetam o CMO na maioria dos cenários simulados, por que são “úmidos” e não requerem despacho térmico. Entretanto, há grande impacto nos cenários mais secos, quando as usinas térmicas, em particular as movidas a gás natural, são acionadas.

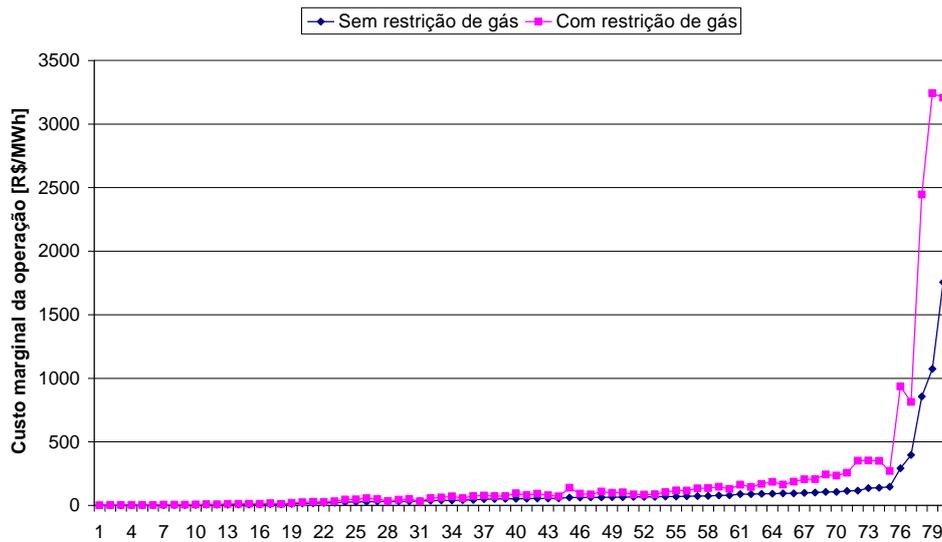


Figura 4.5 – Distribuição de probabilidades do CMO

O aumento dos custos marginais decorre obviamente da redução da oferta de geração térmica, o que força que outras térmicas menos econômicas (usinas a diesel, ou mesmo a térmica “acionamento”) sejam necessárias. Vê-se que a insuficiência de gás reduz também a confiabilidade de atendimento do sistema. Ou, visto do outra forma, há um aumento da probabilidade de racionamentos de energia, que pode ser comprovado pelo fato dos valores de alguns cenários da Figura 4.5 excederem o custo de déficit definido no estudo.

O impacto das restrições de gás natural para a produção termoelétrica é mostrado na Figura 4.6 que compara a geração máxima e média para os casos “sem” e “com” restrições e na Figura 4.7, que apresenta a distribuição de probabilidades da geração em 2008. Observa-se que a máxima geração do caso sem restrições é quase duas vezes à do caso com restrições. A geração média, por sua vez, é mais semelhante em ambos os casos, pelas seguintes razões: (i) existe uma alta probabilidade de as térmicas não serem necessárias (isto é, cenários são coincidentes por não terem despacho térmico); (ii) quando as restrições de gás são incluídas no cálculo da política na recursão da programação dinâmica, existe uma tendência do modelo fazer despachos térmicos “preventivos” para compensar a menor disponibilidade térmica. Observe a menor variância da geração térmica no caso com restrições de gás. Por conveniência, os resultados do caso sem restrições de gás são ordenados de menor para o maior com os valores correspondentes ao caso com restrições acompanhando a nova ordenação. O

efeito combinado destes dois casos é que não se observa, grande variação do despacho térmico *médio*, e sim na distribuição de probabilidade deste despacho.

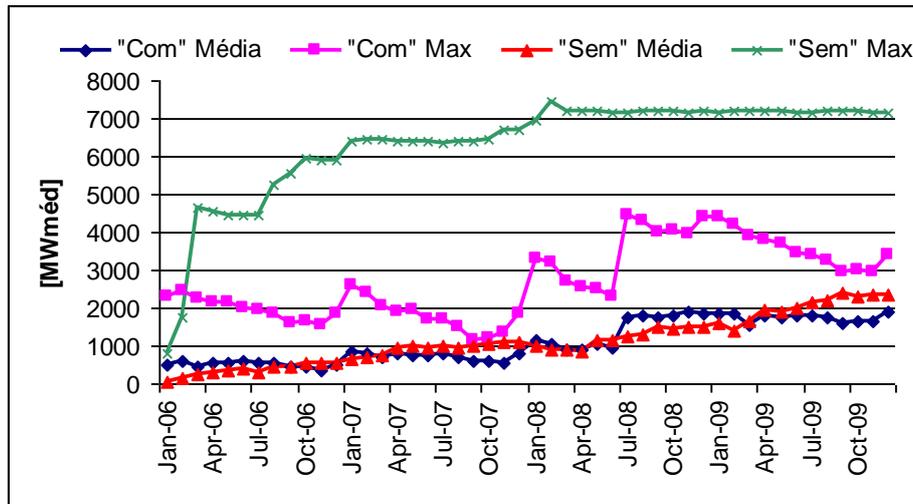


Figura 4.6 – Geração média e máxima das térmicas a gás em 2008

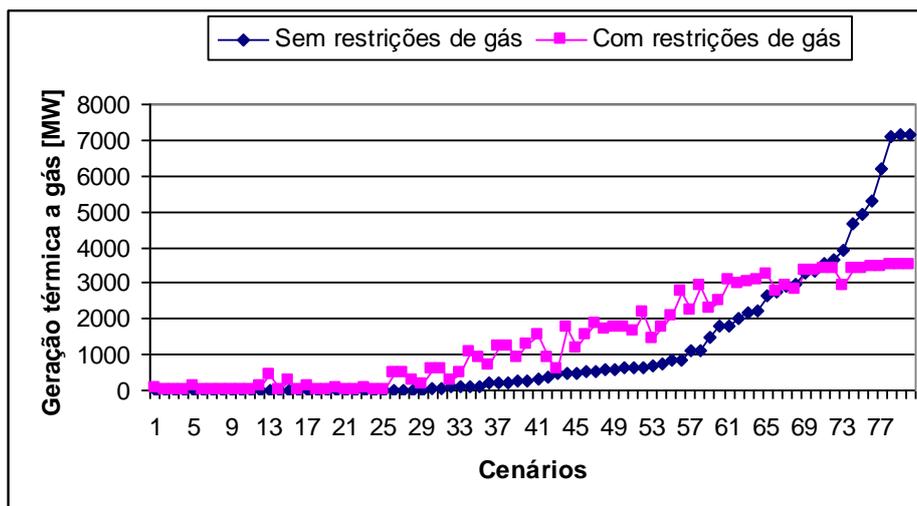


Figura 4.7 – Distribuição da geração térmica a gás em 2008

4.6 Mecanismos de flexibilização

O impacto das restrições de gás natural para o setor elétrico poderia ser aliviado através de medidas alternativas que podem ser facilmente simuladas no modelo da operação integrada energia elétrica/gás natural. Uma alternativa seria a adequação das usinas térmicas que utilizam o gás natural para permitirem o uso de um combustível alternativo (óleo diesel, óleo com combustível, ou outro). Em momentos de escassez de gás, estes combustíveis poderiam ser utilizados, de maneira a manter a confiabilidade de

suprimento de energia elétrica. Neste caso, haveria de se estudar o custo desta conversão e a logística do atendimento do combustível alternativo para estas usinas.

Outra possibilidade é a negociação com as indústrias de contratos interruptíveis. No evento de as usinas térmicas serem imprescindíveis ao despacho, o gás necessário poderia advir da interrupção de parte do consumo das indústrias. Naturalmente que neste caso, as indústrias que optarem por contratos “não-firmes” teriam descontos, seguindo uma lógica de quanto maior o risco, menor o preço a ser pago.

Poderiam existir contratos com preços diferenciados e cláusulas do tipo “no máximo x horas de interrupção ao ano”. Quanto maior x , menor o preço do contrato. Diferentes indústrias poderiam se interessar por esta modalidade, e dependendo da atividade econômica investir na manutenção da linha de produção quando uma interrupção de gás ocorrer (por exemplo, instalando processos com usos de combustíveis alternativos) ou mesmo, podem interromper suas atividades durante o período.

A idéia de se criar um mercado flexível para o gás é interessante por alocar recursos escassos de maneira eficiente, através dos diferentes formatos de contratos de suprimento. Contribui também para a melhor utilização da infra-estrutura existente, como por exemplo, a rede de gasodutos. Estes poderiam ser utilizados com maior frequência, contribuindo para a diluição dos custos da cadeia de gás natural entre um universo maior de usuários.

4.7 Considerações finais

Neste capítulo estudamos como incluir as restrições de gás natural no modelo usual adotado no planejamento da operação energética. Dado um conjunto de usinas hidroelétricas e térmicas, este modelo determina para cada instante do tempo, conhecendo algumas *variáveis de estado* (ex: armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica) quais decisões operativas deve-se tomar de maneira a minimizar valor esperado do custo de produção.

As usinas hidroelétricas são utilizadas de maneira a deslocar a produção térmica, o que é muito importante, pois os custos de produção térmica crescem de maneira não linear

com a quantidade produzida. Portanto, o gerenciamento da água nos reservatórios, resultado do balanço onde as afluências aleatórias (por dependerem de regimes de chuvas) aparecem num lado e as decisões operativas (utilização de água para produção hidroelétrica) do outro, deve ser tal que busque deslocar as térmicas menos eficientes.

Como foi mencionado, no planejamento da operação do ONS, até 2006, não havia qualquer restrição para a operação das usinas térmicas por falta de combustível. As mesmas estariam limitadas somente à potência disponível.

Neste capítulo, introduzimos as restrições de produção e transporte do gás natural. Estas restrições não seriam necessárias se a oferta de gás para produção termoelétrica fosse abundante, o que infelizmente não é o caso. As equações de produção, consumo, transporte e conversão de produção térmica em demanda de gás foram incluídas em cada subproblema de um estágio no contexto da PDDE. A hipótese adotada foi da possibilidade de se modelar o fluxo de gás nos condutos por meio de equações lineares (fluxo em rede).

Sabe-se que na realidade, há várias outras variáveis de controle, como a operação das estações compressoras, os requerimentos por pressões mínimas e máximas nos pontos de entrega do gás e outras. A capacidade de fluxo nos gasodutos varia não linearmente com a distribuição de pressões ao longo de sua extensão. Entretanto, ao contrário dos países que utilizam as térmicas a gás para atender variações da demanda elétrica no curto prazo (operação conhecida como modulação de carga), no Brasil, esta tarefa é realizada eficientemente pelas usinas hidroelétricas. Adicionalmente, a operação das usinas a gás é mais estável no curto prazo: podem passar vários meses ou até anos desligadas por não serem necessárias em função de condições hidrológicas favoráveis, não ocorrendo grandes variações diárias ou semanais.

O fato da modulação da energia para atendimento da demanda elétrica ser feito por usinas hidroelétricas no Brasil e a relativa estabilidade da produção no curto prazo contribuem, conjuntamente, para que a operação dos gasodutos por um modelo de fluxo em redes seja adequada. O interesse passa a ser reconhecer as importantes restrições estruturais na oferta de gás para produção termoelétrica, de maneira a planejar melhor o uso deste e de outros recursos.

Os resultados apresentados mostraram que ao incluirmos as restrições de gás no modelo de planejamento energético o modelo tende a utilizar os recursos de forma mais eficiente, aumentando a produção térmica de forma preventiva de maneira a estocar água nos reservatórios. Esta água será posteriormente utilizada, aumentando a oferta de energia hidráulica que somada à oferta térmica (reduzida) permite minimizar o efeito da redução térmica. Isto explica porque a geração média das térmicas manteve-se razoavelmente inalterada nos casos estudados com e sem restrição de gás, apesar de a geração máxima ser substancialmente reduzida na presença das restrições. Mostrou-se também que apesar da inclusão das restrições de gás no planejamento permitir alguma “ação preventiva”, provocam enormes aumentos na projeção dos custos marginais da operação do sistema. Foi visto que nos cenários mais secos, onde o despacho térmico é requerido à plena carga, as restrições diminuem a produção térmica e culminam com racionamentos mais profundos e, portanto, mais caros. Estes eventos “contaminam” o custo marginal médio da operação, revelando que a operação é menos confiável quando se incluem nos modelos premissas sobre o suprimento de gás e seus impactos para a produção térmica.

Por outro lado, ao não se incluírem as restrições de gás no modelo de planejamento, incorre-se num erro muito maior: a recursão da programação dinâmica utiliza uma base térmica muito maior, dando-se “ao luxo” de sobre utilizar a água dos reservatórios, contando com uma fonte de energia que na prática inexistente. Esta combinação é extremamente preocupante porque o modelo de planejamento não apontará para riscos reais de desabastecimento, não haverá a possibilidade de tomada de medidas preventivas (aumentando produção térmica possível de forma preventiva para guardar água nos reservatórios), e pode levar a eventos de racionamentos mais severos, como por exemplo, o de 2001.

A simples retirada de capacidade associada a usinas térmicas com gás natural que não por restrições de combustível não podem ser acionadas é uma simplificação desnecessária. Em alguns casos, a escassez se dá por restrições de transporte e não pela falta do combustível. Também não permite analisar tradeoffs das diferentes alocações que surgem com base na teoria econômica que relaciona o *custo de oportunidade* do gás

natural para diferentes atividades econômicas da indústria de transformação, dentre elas, a produção de energia.

No próximo capítulo estudaremos como incluir decisões de *investimento* nos dois setores (energia elétrica e gás natural) de maneira integrada. O objetivo é permitir um planejamento que aumente a sinergia entre os dois setores, minimize os custos globais e sinalize, dentro de diversas alternativas energéticas para o Brasil, qual a combinação ótima de investimentos nos dois setores, tanto no tempo (quando construir), como no espaço (onde construir) e diferentes alternativas de projetos (o que construir). Os custos decorrem não somente das decisões de investimento, como também das decisões operativas, que foram o foco deste capítulo. O modelo matemático a ser apresentado é complexo, pois as decisões de investimento introduzem um caráter combinatório ao problema de otimização. Como o crescimento da demanda elétrica e por gás natural são incertos, acrescenta-se ao problema a característica de ser estocástico.

Capítulo 5. O planejamento coordenado da expansão

5.1 Introdução

O problema da expansão integrada de energia elétrica e gás natural é complexo por apresentar as seguintes características:

5.1.1 Acoplamento temporal

Algumas restrições, como as de balanço hidráulico nas hidroelétricas relacionam variáveis de decisão contínuas em etapas consecutivas, veja [1]. As restrições de capacidade para projetos candidatos também acoplam variáveis em etapas diferentes porque a capacidade numa etapa depende de decisões de investimentos (variáveis binárias) das etapas anteriores. O planejamento da expansão da geração em sistemas energéticos foi extensamente estudado no passado, veja [9], [34], [35]. O tradicional método de solução consistia em desagregar o problema original num *problema mestre* (inteiro, para decisão de um plano de expansão tentativo) e outro *escravo* para determinação da operação ótima para o plano candidato. O problema escravo (linear) retorna cortes de Benders [7],[24],[4] para o problema mestre com estimativas do custo operativo.

5.1.2 Estocasticidade

Alguns parâmetros do modelo, tais como a taxa de crescimento da demanda de energia e da demanda de gás, as afluências hidrológicas, os custos de combustível, o tempo de construção dos projetos, disponibilidade de equipamentos e até as taxas de desconto podem ser considerados aleatórios.

No que se refere às decisões de investimento em cada etapa, estas devem ser tomadas antes da realização das variáveis aleatórias modeladas. Os efeitos da aleatoriedade de alguns parâmetros do modelo são bastante diversos. O tempo de construção de uma usina hidroelétrica é de vários anos. Portanto, do momento em que se toma a decisão até o momento de entrada em operação da usina hidroelétrica, haverá uma sensível variação do mercado a ser abastecido. Se a economia crescer neste período menos que o esperado, haverá o risco da usina construída ser desnecessária, pelo menos nos primeiros anos de sua vida útil. Se o tempo de construção for maior ou menor ao

previsto, uma análise semelhante pode ser feita. Nesta tese, consideraremos através de cenários a taxa de crescimento da demanda de energia e gás, e as afluências às hidroelétricas.

Existem excelente referências básicas para a teoria e aplicações da programação estocástica, como por exemplo, os livros-texto [6], [27], [16] e [36]. A referência [50] detalha novas pesquisas na área.

5.1.3 Caráter combinatório

As variáveis de decisão são usualmente binárias, designando a construção dos projetos ao longo de um horizonte de planejamento. Em alguns casos, as restrições de integralidade de alguns projetos podem ser relaxadas, sem comprometer a representatividade do modelo. Nestes casos, não há grande economia de escala do projeto, seja por uma razão tecnológica ou do projeto. Entretanto, na maioria dos casos, as restrições de integralidade não podem ser relaxadas. Recentes progressos em algoritmos especializados na área de programação estocástica combinatória possibilitaram a solução de problemas de grande porte, como os trabalhos [10], [30], [40] e [31]. O ajuste de parâmetros dos *solvers* modernos, tais como seleção de cortes no nó raiz ou em todos os nós da árvore de *branch & bound*, pré-processamento, seleção da variável de “*branching*”, estratégia (*depth-first* ou *breadth-first*) dentre outros, é investigada no trabalho [1], que mostra que o tempo de processamento de cada problema linear-inteiro varia significativamente com o conjunto de parâmetros selecionados.

5.1.4 Grande requerimento de dados

A resolução do problema envolve também um grande esforço na compilação de informações técnicas e econômicas dos projetos existentes e futuros e da elaboração cuidadosa de cenários de demanda de gás e energia elétrica para o horizonte de planejamento. Os dados de entrada do modelo serão fornecidos por uma lista de projetos de Unidades Hidroelétricas, Unidades Termoelétricas, linhas de transmissão, gasodutos, campos de gás e terminais de liquefação ou regaseificação de GNL, contendo parâmetros tanto técnicos como econômicos. Cenários de crescimento de energia elétrica e gás também deverão ser produzidos.

5.2 Dicionário de variáveis e parâmetros

5.2.1 Índices

Índice	Descrição
t	Período de tempo
k	Patamar de demanda de energia elétrica ou demanda de gás natural
i,j	Projetos de produção/transporte de energia elétrica & gás natural
n,l	Nós
m	Usuários

5.2.2 Conjuntos

Conjunto	Descrição
T	Horizonte de planejamento $T = \{1, 2, t, \dots, T\}$
K	Patamares de demanda de gás e energia (ex: ponta, baixa, etc.)
N	Nós da rede de energia e gás
E	Projetos existentes
F	Projetos futuros
I_t	Etapas de decisões de investimento até etapa t
H	Projetos de hidroelétricas
P	Projetos de termoelétricas
G	Projetos de produção de gás
I^e, I^g	Projetos de transporte de energia e gás
U_g	Conjunto de usuários de gás natural
H_n, T_n, G_n	Projetos de hidroelétricas, termoelétricas e produção de gás localizados no local n , respectivamente.
Ψ_i	Hidroelétricas localizadas imediatamente a montante da hidroelétrica i
Ass_i	Conjunto de projetos associados ao projeto i (possuem decisão de investimento conjunta)
Dep_i	Conjunto de projetos dependentes do projeto i (i.e. só poderão ser construídos se o projeto i também for)
Exc_i	Conjunto de projetos mutuamente exclusivos ao projeto i
Obr	Conjunto de projetos obrigatórios

5.2.3 Parâmetros

Parâmetro	Descrição
$c_i(t)$	Valor presente do custo de investimento do projeto i com início de construção ocorrendo no período t [em milhares de \$]
$\sigma_j(t)$	Custo de produção do projeto j , no período t [\$/unidade do projeto j]
$\phi_j(t)$	Consumo específico de gás natural da térmica j no período t Se a usina não utiliza gás natural, $\phi_j(t) = 0$ [m ³ /MWh]
ρ_i	Fator de produção da hidroelétrica i [MWh/m ³]
$\underline{v}_i(t), \bar{v}_i(t)$,	Volume armazenado mínimo e máximo da hidroelétrica i [Hm ³]
$\underline{u}_i(t,k), \bar{u}_i(t,k)$	Volume turbinado mínimo e máximo da hidroelétrica i [m ³]
$\underline{g}_j(t,k), \bar{g}_j(t,k)$	Capacidade de geração mínima e máxima da térmica j [MWh]
$\underline{p}_n(t,k), \bar{p}_n(t,k)$	Produção mínima e máxima de gás natural no nó n [m ³]
$\underline{q}_{ln}(t,k), \bar{q}_{ln}(t,k)$	Limite mínimo e máximo de transporte no gasoduto que conecta os nós l e n na etapa t e patamar k [m ³]
$E_n(t,k)$	Demanda de energia elétrica no nó n , etapa t e patamar k [MWh]
$G_m(t,k)$	Demanda do usuário de gás natural m , etapa t e patamar k [m ³]
$\delta_n^e(t,k)$	Custo de déficit de energia no nó n , período t , patamar k [\$/MWh]
$\delta_m^g(t,k)$	Custo de déficit de gás a usuário m no período t , patamar k [\$/m ³]
$\underline{t}_i, \bar{t}_i$	Estágio mínimo e máximo para a construção do projeto i
$e_i(t)$	Coefficiente de evaporação mensal da usina i , no período t
w_{ln}	Coefficiente de perdas de transporte entre os nós l e n (p.u)

5.2.4 Variáveis de decisão

Variável	Descrição
Z	Valor presente do custo de investimento & operação
$x_i(t)$	Variável binária de investimento no projeto i , período t (1=sim, 0=não)
$g_j(t,k)$	Geração térmica da usina j na etapa t , patamar k [MWh]
$v_i(t)$	Volume armazenado na hidroelétrica [Hm ³] i na etapa t
$u_i(t,k)$	Volume turbinado pela hidrelétrica i na etapa t e patamar k [Hm ³]
$s_i(t)$	Volume vertido pela usina i na etapa t [Hm ³]
$p_n(t,k)$	Produção de gás no nó n , etapa t e patamar k [m ³ /dia]
$f_{nl}(t,k)$	Energia transportada entre nós (n,l) na etapa t , patamar k [MWh]
$q_{nl}(t,k)$	Gás transportado entre nós (l,n) na etapa t , patamar k [m ³ /d]

$r_n^e(t,k)$	Corte do consumo de energia elétrica no nó n , etapa t , patamar k [MWh]
$r_m^g(t,k)$	Corte do consumo m de gás natural no nó n , etapa t , patamar k [m ³ /d]

5.3 Formulação do problema

Nesta seção, apresentaremos uma versão determinística do problema do planejamento da expansão, no qual as demandas de energia e gás ao longo do horizonte são conhecidas. Trata de um problema de programação mista linear-inteira de grande porte.

5.3.1 Função objetivo

$$z = \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in F} c_i(t) x_i(t) + \sum_{j \in P} \sigma_j(t) g_j(t, k) + \sum_{n \in N} \left(\sigma_n(t) p_n(t, k) + \delta_n^e(t, k) r_n^e(t, k) \right) + \sum_{m \in U_g} \delta_m^g(t, k) r_m^g(t, k) \right) \quad (5.1)$$

A função objetivo que se deseja minimizar é formada pela soma do custo de investimento e custo de operação. O custo de investimento está associado às variáveis de decisão $x_i(t)$. Os coeficientes $c_i(t)$ que multiplicam estas variáveis representam o valor presente do custo de investimento de cada projeto i caso a construção começasse no período t . Os custos de operação são

5.3.2 Custo de investimento

O coeficientes $c_i(t)$ são calculados com base nos seguintes dados dos projetos:

- O custo de investimento c_1 (\$/kW)
- O custo de integração ao sistema elétrico c_2 (\$/kW)
- O custo fixo de O&M mensal c_3 (\$/kW/mês)
- A capacidade nominal do projeto P (MW)
- A taxa de desconto utilizada: txa (% ao ano)
- O cronograma de desembolso da construção: parcelas $k=1 \dots K$ desembolsadas (t_k-1) meses após o início da construção do projeto, referentes, cada uma, à uma fração λ_k do total de investimentos do projeto ($\sum_{k=1..K} \lambda_k = 1$).
- A vida útil do projeto para o horizonte considerado $t' = \min \{ 12 \times L, T-t+1 \}$ (meses), onde L é a vida útil do projeto (em anos)

Os custos de investimento e integração à rede elétrica (em \$ milhões), de cada parcela k , referidos ao início da construção (etapa t) são calculados como:

$$C_k = \frac{c_1 + 10^{-3} c_2 P}{(1 + txm)^{t_k - 1}} \lambda_k \quad (5.2)$$

Onde txm é a taxa de desconto mensal, que composta mensalmente é igual à taxa de desconto anual especificada: $txm = txa^{(1/12)}$

O custo total (referido à etapa t) é simplesmente $C = \sum_k C_k$

O valor da mensalidade, supondo a taxa de desconto de txm (% ao mês) para a vida útil do projeto, que é de $12L$ meses:

$$CM = \frac{C txm (1 + txm)^{12L}}{(1 + txm)^{12L} - 1} + 10^{-3} c_3 P \quad (5.3)$$

O valor presente do projeto referenciado à etapa t , VP_t pode então ser calculado, supondo sua vida útil, limitada ao término do horizonte do estudo (t').

$$VP_t = \frac{CM (1 + txm)^{t'} - 1}{txm (1 + txm)^{t'}} \quad (5.4)$$

Por último, referenciamos este valor à etapa inicial, chegando ao valor do coeficiente $c_{i,t}$

$$c_i(t) = \frac{VP_t}{(1 + txm)^{t-I}} \quad (5.5)$$

Exemplo

Suponha um projeto com os seguintes parâmetros:

Variável	Descrição	Valor	unidade
txa	taxa desconto ano	12	%
txm	taxa desconto mês	0.95	%
c_1	custo investimento	100	milhões R\$
c_2	custo de integração	150	R\$/kW
c_3	custo O&M mensal	2	R\$/kW/mês
P	potência	100	MW
L	vida útil	15	anos
t	etapa	25	mês
T	horizonte	10	anos
t'	vida útil no horizonte	96	meses

E o seguinte cronograma de desembolsos:

Mês t_k	1	13	25	37	49	61
Parcela λ_k	30%	20%	15%	15%	15%	5%

Os resultados de cada parcela referentes ao cronograma de desembolsos informado são:

Mês	1	13	25	37	49	61
C_k	34.50	20.54	13.75	12.28	10.96	3.26

Estes custos totalizam $C = \text{R\$ } 95.29$ milhões.

O valor da mensalidade CM do projeto é $\text{R\$ } 1.31$ milhões. O valor presente do fluxo de caixa equivalente do projeto, começando na etapa $t=25$ e finalizando no término do horizonte é de $VP_t = \text{R\$ } 82.07$ milhões. Por último, descontando este valor para a etapa inicial do estudo, chega-se ao coeficiente na função objetivo igual a $c(i,t) = \text{R\$ } 65.42$ milhões.

5.3.3 Restrições opcionais de decisões de investimento

Caso se admita a construção de uma fração do projeto, isto é, se a restrição de integralidade for relaxada, então para cada projeto tem-se:

$$x_i(t) \leq 1 \quad i \in R \cap F, t \in T \quad (5.6)$$

Caso contrário, a situação é de “tudo ou nada”, e escreve-se:

$$x_i(t) \in \{0,1\} \quad i \in Z \cap F, t \in T \quad (5.7)$$

Ao longo do horizonte, respeitando as datas de entrada mínima e máxima, cada projeto só pode ser construído uma vez, o que torna necessária as seguintes equações:

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\overline{t}_i} x_i(t) \leq 1 \quad i \in F / i \notin Obr \quad (5.8)$$

No caso de projetos *obrigatórios*, a questão não é “se construir” e sim “quando construir”, razão pela qual se escreve:

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_i(t) = 1 \quad i \in F \cap Obr \quad (5.9)$$

Decisões de investimento anteriores às datas mínimas e posteriores às datas máximas não são permitidas, portanto:

$$x_i(t) = 0 \quad i \in F, t \leq \underline{t}_i \quad (5.10)$$

$$x_i(t) = 0 \quad i \in F, t \geq \bar{t}_i \quad (5.11)$$

Os *projetos associados* são aqueles cuja construção está vinculada: caso se construa um projeto, outro forçosamente iniciará construção, na mesma etapa.

$$x_i(t) = x_j(t) \quad i \in F, j \in Ass_i \quad (5.12)$$

Um projeto *j dependente* da construção de um projeto *i* para poder ser desenvolvido é modelado da seguinte forma:

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_i(t) \geq \sum_{t=\underline{t}_j}^{\bar{t}_j} x_j(t) \quad i \in F, j \in Dep_i \quad (5.13)$$

Por outro lado, projetos *i* e *j* mutuamente excludentes são modelados da seguinte forma:

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_i(t) + x_j(t) \leq 1 \quad i \in F, j \in Exc_i \quad (5.14)$$

5.3.4 Limites operativos para projetos existentes

As restrições a seguir estabelecem, na ordem dada, os limites inferiores e superiores dos projetos existentes para: a produção de energia nas usinas térmicas, o volume

armazenado nos reservatórios, as vazões turbinadas, as produções nos campos de gás, os fluxos de energia nas linhas de transmissão e os fluxos de gás nos gasodutos.

$$\underline{g}_j(t,k) \leq g_j(t,k) \leq \bar{g}_j(t,k) \quad j \in P \cap E, t \in T, k \in K \quad (5.15)$$

$$\underline{v}_i(t) \leq v_i(t) \leq \bar{v}_i(t) \quad i \in H \cap E, t \in T, k \in K \quad (5.16)$$

$$\underline{u}_i(t,k) \leq u_i(t,k) \leq \bar{u}_i(t,k) \quad i \in H \cap E, t \in T, k \in K \quad (5.17)$$

$$\underline{p}_i(t,k) \leq p_i(t,k) \leq \bar{p}_i(t,k) \quad i \in G \cap E, t \in T, k \in K \quad (5.18)$$

$$\underline{f}_{nl}(t,k) \leq f_{nl}(t,k) \leq \bar{f}_{nl}(t,k) \quad n,l \in N / \{n,l\} \in I^e \cap E, t \in T, k \in K \quad (5.19)$$

$$\underline{q}_{nl}(t,k) \leq q_{nl}(t,k) \leq \bar{q}_{nl}(t,k) \quad n,l \in N / \{n,l\} \in I^g \cap G, t \in T, k \in K \quad (5.20)$$

5.3.5 Limites operativos para projetos futuros

As capacidades dos projetos candidatos disponíveis a cada momento dependem das decisões de investimento tomadas até então. Como a entrada em operação de um projeto é defasada do início de sua construção (no caso de grandes projetos hidrelétricos, este intervalo pode ser de cinco anos ou mais), é importante no modelo considerar este intervalo de tempo. Esta consideração será ainda mais importante quando considerarmos que o crescimento do mercado de energia elétrica e gás natural é um processo aleatório, modelado através de *cenários*. Neste caso, alguns projetos, em princípio econômicos, podem ser menos atrativos que outros mais caros, porém com menor tempo de construção. Como as decisões de investimento usualmente são discretas, é importante definir etapas onde estas decisões são tomadas, em geral mais espaçadas que as etapas discretas de operação do sistema. Tipicamente as decisões de investimento podem ser admitidas numa escala semestral ou anual, enquanto que as etapas para a operação do sistema (balanço de energia, hídrico, etc.) devem ocorrer em escala menor (i.e. mensal).

Outra consideração importante é que a entrada em operação de novos projetos costuma ser modular. Por exemplo, em projetos hidrelétricos, existe um cronograma para entrada das unidades geradoras, o que significa que a potência nominal aumenta na medida em que as unidades entram em operação. Portanto, o cronograma de entrada de operação pode ser modelado como uma tabela, cujas entradas são: tempo transcorrido desde o início da construção vs. capacidade disponível, como mostra a Figura 5.1:

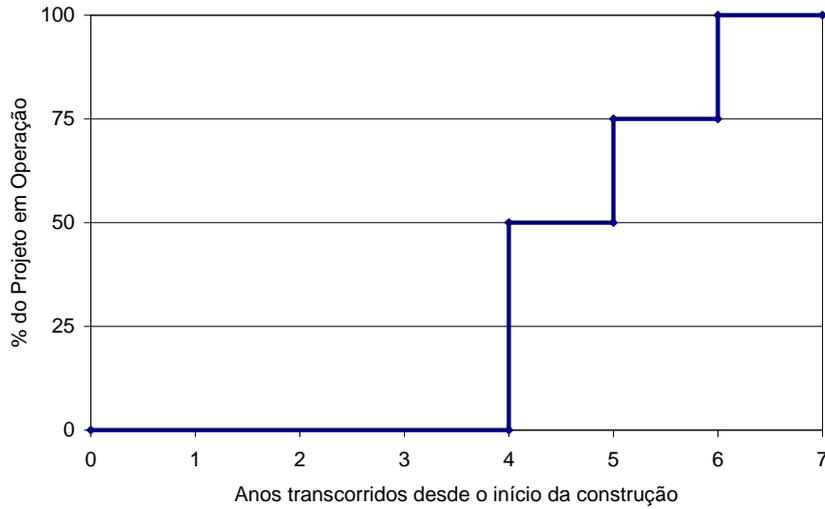


Figura 5.1 – Entrada em operação de um projeto

Seja I_t o conjunto de etapas onde há decisões de investimento anteriores à etapa t . Para cada $k \in I_t$, deve-se calcular o tempo transcorrido desde o início da construção ($t-k+1$) e verificar nesta tabela qual a capacidade (ou recurso, se quisermos ser mais genéricos) disponível. As equações a seguir definem para o conjunto de projetos candidatos, os limites mínimos e máximos disponíveis para produção térmica, volume armazenado, turbinamento, produção nos campos de gás, fluxo de energia e fluxo de gás, respectivamente.

$$\sum_{\tau \in I_t} x_i(\tau) \underline{g}_i(t-\tau+1, k) \leq g_i(t-\tau+1, k) \leq \sum_{\tau \in I_t} x_i(\tau) \bar{g}_i(t-\tau+1, k) \quad i \in P \cap F, t \in T, k \in K \quad (5.21)$$

$$\sum_{\tau \in I_t} x_i(\tau) \underline{v}_i(t-\tau+1) \leq v_i(t) \leq \sum_{\tau \in I_t} x_i(\tau) \bar{v}_i(t-\tau+1) \quad i \in H \cap F, t \in T \quad (5.22)$$

$$\sum_{\tau \in I_t} x_i(\tau) \underline{u}_i(t-\tau+1, k) \leq u_i(t, k) \leq \sum_{\tau \in I_t} x_i(\tau) \bar{u}_i(t-\tau+1, k) \quad i \in H \cap F, t \in T, k \in K \quad (5.23)$$

$$\sum_{\tau \in I_i} x_i(\tau) \underline{p}_i(t-\tau+1, k) \leq p_i(t, k) \leq \sum_{\tau \in I_i} x_i(\tau) \bar{p}_i(t-\tau+1, k) \quad i \in G \cap F, t \in T, k \in K \quad (5.24)$$

$$\begin{aligned} \sum_{\tau \in I_i} x_i(\tau) \underline{f}_{nl}(t-\tau+1, k) \leq f_{nl}(t, k) \leq \\ \sum_{\tau \in I_i} x_i(\tau) \bar{f}_{nl}(t-\tau+1, k) \end{aligned} \quad n, l \in N / \{n, l\} \in I^e \cap F, t \in T, k \in K \quad (5.25)$$

$$\begin{aligned} \sum_{\tau \in I_i} x_i(\tau) \underline{q}_{nl}(t-\tau+1, k) \leq q_{nl}(t, k) \leq \\ \sum_{\tau \in I_i} x_i(\tau) \bar{q}_{nl}(t-\tau+1, k) \end{aligned} \quad n, l \in N / \{n, l\} \in I^g \cap F, t \in T, k \in K \quad (5.26)$$

5.3.6 Balanço hídrico das usinas hidroelétricas

A equação de balanço hídrico de uma usina i relaciona os armazenamentos e os volumes afluentes e defluentes do reservatório. A variação de armazenamento (volume ao final da etapa $v_i(t+1)$ menos volume ao início da etapa $v_i(t)$) deve ser igual ao volume da afluência incremental $a_i(t)$ somada aos volumes turbinados $u_m(t, k)$ e vertidos $s_m(t)$ do conjunto de usinas (índice m) localizadas imediatamente a montante da usina i) menos o volume turbinado $u_i(t, k)$ e vertido $s_i(t)$ da usina para jusante.

$$v_i(t+1) = v_i(t) + a_i(t) - \varepsilon(v_i(t)) - s_i(t) - \sum_{k=1}^K u_i(t, k) + \sum_{m \in \Psi_i} \{s_m(t) + \sum_{k=1}^K u_m(t, k)\} \quad (5.27)$$

$$i \in H, t \in T$$

5.3.7 Balanço de energia elétrica

A rede de energia elétrica é representada no modelo por nós e arcos. Os arcos representam as linhas de transmissão, cujos fluxos energéticos estarão sujeitos às respectivas capacidades enquanto que os nós representam as regiões onde a energia é produzida/consumida ou meramente regiões de passagem.

A Figura 5.2 ilustra uma topologia da rede de transmissão. Na figura, o nó n está conectado a três regiões vizinhas através de intercâmbios energéticos. Para cada um dos intercâmbios, o fluxo energético pode ser de entrada ou saída do nó. A figura mostra ainda um gerador e uma demanda conectados ao n .

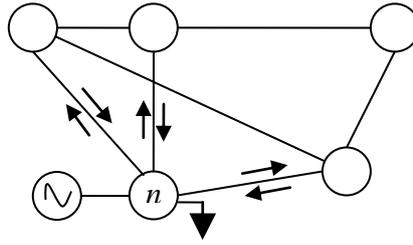


Figura 5.2 – Topologia da rede

A equação de balanço (conservação) de energia em cada nó n é a seguinte:

$$\sum_{i \in H_n} \rho_i u_i(t, k) + \sum_{j \in T_n} g_j(t, k) + \sum_{l \in \Omega_n} (1 - w_{ln}) f_{ln}(t, k) - \sum_{l \in \Omega_n} f_{nl}(t, k) - r_n^e(t, k) = E_n(t, k) \quad n \in N, t \in T, k \in K \quad (5.28)$$

O primeiro termo é a geração hidroelétrica total de cada nó. O segundo é a geração térmica total. O terceiro é a soma dos intercâmbios que chegam ao nó, ajustados pelos respectivos fatores de perda lineares. O quarto termo é a exportação total de energia. O quinto é uma variável de folga que representa um eventual corte de suprimento de energia (e por isso é penalizada na função objetivo). No lado direito da equação, a demanda a ser atendida.

5.3.8 Balanço de gás natural

A equação de balanço de gás é análoga ao balanço de energia.

$$p_n(t, k) + \sum_{l \in \Omega_n} [1 - w_{l,n}] q_{ln}(t, k) - q_{nl}(t, k) - \sum_{j \in T_n} \phi_j(t) \times g_j(t, k) = \sum_{m \in NT_n} [G_m(t, k) - r_m^g(t, k)] \quad n \in N, t \in T \quad (5.29)$$

Em cada região n e em cada etapa t , deve se respeitar o balanço do gás de modo que a produção da região, somada à importação (ajustada pelas perdas), menos a exportação seja igual ao consumo total de gás, que pode ter origem termoelétrica ou outra (refinarias, indústria petroquímica, GNV e outros).

O consumo de gás não termoelétrico é definido como dado de entrada para o problema (lado direito da equação) enquanto que o consumo de gás de termoelétrico aparece no

lado esquerdo através do termo $\sum_{j \in T_n} \phi_j(t) \times g_j(t,k)$, que mede a soma dos consumos de gás das usinas da região n , proporcionais às respectivas gerações. Os coeficientes de consumo específico das térmicas $\phi_j(t)$ medem o volume de gás utilizado na produção de uma unidade de energia.

Novamente, admite-se que nem todo o gás exportado de uma região necessariamente atinge a região importadora em função das perdas. Na equação, $(1-l_i)$ corresponde ao fator de ajuste para o fluxo. Este ajuste se deve entre outros por perdas no transporte e pela própria utilização de parte do gás para a operação de compressores.

5.4 Métodos de solução

O problema anterior é extremamente complexo. Como visto, as decisões de quais projetos construir e quando são caracterizadas por variáveis inteiras. Considerando-se o horizonte estudado e a quantidade de projetos estudados, o número de variáveis inteiras pode ser consideravelmente grande. Infelizmente a relaxação linear deste problema tende a ser pouco realista porque (i) há uma economia de escala nos projetos candidatos, capturada por seus custos de investimento e (ii) os projetos tendem a ser modulares, não sendo possível em muitos casos encontrar projetos de Engenharia que atendam à construção de uma fração de um projeto candidato. Problemas desta natureza são, em geral, computacionalmente intratáveis, de maneira que diversos procedimentos para contornar esta dificuldade são estudados, dentre os quais:

- Decomposição do problema original num problema mestre (investimento) e escravo (operação) dentro de um esquema do tipo Benders, [4]. Uma ótima referência para métodos de decomposição em programação estocástica é o texto [39].
- Relaxação das restrições de “não antecipação” do equivalente determinístico. Estas estabelecem que os nós comuns aos diferentes cenários devam possuir a mesma solução, ainda que os cenários que por ali passam diverjam no futuro. Desta forma, cada cenário é resolvido independentemente, e num esquema iterativo, força-se que na solução final os valores sejam iguais. Ex: *Relaxação Lagrangiana* [42] e *Progressive Hedging* [38].

- Relaxar de restrições de balanço de gás responsáveis pelo acoplamento das variáveis de produção de energia e demanda de gás dentro de cada cenário. Com este procedimento, o problema de cada cenário poderia ser desmembrado num problema da expansão de energia e outro de expansão de gás. A escolha efetiva do ou dos procedimentos só será possível após análise do modelo.

5.5 O Caso Estocástico

A programação estocástica tem sido difundida em anos recentes, graças, entre outros, ao enorme aumento computacional e melhorias nos algoritmos de solução de problemas de programação linear e não linear. Este aumento da capacidade computacional tornou viável a resolução de problemas estocásticos, enquanto que há não muitos anos atrás sequer suas formulações determinísticas eram resolvíveis.

Um modelo de programação estocástica pode ser visto como um problema de programação matemática com incerteza sobre alguns de seus parâmetros (geralmente coeficientes da função objetivo ou nas restrições do problema). Usualmente não se pode resolver o problema estocástico por distribuições contínuas; a maioria dos métodos de solução se baseia, portanto, em alguma representação discreta do processo estocástico. Adicionalmente, o número de realizações das variáveis aleatórias deverá ser suficientemente pequeno para que a solução do problema estocástico seja possível, mas suficientemente grande para que as decisões tomadas sejam robustas e estáveis, para o critério (função objetivo) adotado.

O problema do planejamento da expansão ótima de projetos de energia elétrica e gás é um exemplo de um problema estocástico onde decisões de investimento e de operação são tomadas em diferentes períodos do horizonte de planejamento, sob incerteza na hidrologia, crescimento da demanda de energia elétrica e no crescimento da demanda de gás natural (não termoelétrico).

Vários critérios podem ser adotados para resolver problemas estocásticos. O mais tradicional consiste em encontrar uma decisão cuja soma dos custos de investimento e o

valor esperado dos custos associados a ações de recurso seja a menor possível. Seja a seguinte notação:

- s índice de cenários; S é o total de cenários
- n índice do nó da árvore de decisões; N é o conjunto de nós
- p_s probabilidade de ocorrência do cenário s
- B_s conjunto de nós associados ao cenário s da árvore de decisões
- t_n índice de tempo do nó n da árvore de decisões
- P_n conjunto de nós predecessores ao nó n na árvore de decisões

Com esta notação, o problema estocástico pode ser formulado, de maneira compacta, como:

$$\text{Min} \sum_{s=1}^S p_s \left[\sum_{n \in B_s} cx_n + dy_n \right] \quad (5.30)$$

$$A_n x_n \geq b_n \quad n \in N \quad (5.31)$$

$$\sum_{k \in P_n} Ex_k + F_n y_n \geq h_n \quad n \in N \quad (5.32)$$

Onde x_n é um vetor de variáveis de investimento, y_n é um vetor de variáveis operativas c é um vetor de custos de investimento, d é um vetor de custos operativos. Por sua vez, A_n , b_n , E , F_n e h_n são parâmetros. Isto significa que a solução ótima do problema produzirá um plano de expansão x^* que será o mais adequado *para este conjunto de parâmetros*. Como já foi discutido, existem incertezas sobre os “verdadeiros” valores de alguns destes parâmetros, principalmente em componentes dos vetores h_n . Portanto, caso os parâmetros ocorridos na vida real forem distintos aos utilizados no planejamento, não se pode dizer que x^* será ótimo.

A equação (5.30) expressa os custos totais (de investimento e operação) do problema, que desejamos minimizar. A desigualdade (5.31) representa restrições nos investimentos e (5.32) representa o conjunto de restrições operativas do problema. Observe que as variáveis operativas de um nó n em cada período t_n dependem das

decisões de investimento tomadas até t_n , formada pelo conjunto de nós predecessores P_n .

5.5.1 Critério de otimização

Minimax

Uma possibilidade é calcular a perda, ou *arrependimento*, associado a cada cenário. O arrependimento é a diferença entre o custo atual e o custo que teria ocorrido se houvesse conhecimento prévio de que determinado cenário ocorreria. O critério *minimax* consiste em minimizar o *máximo* arrependimento associado a cada cenário. Outros critérios para controle de medidas, riscos como o CVar, veja [37] e [35], podem também ser incluídas diretamente na formulação do problema de otimização.

A formulação do problema de expansão onde as decisões de investimento são atualizadas na medida em que ocorram realizações de variáveis aleatórias ao longo do tempo será ilustrada num problema de dois estágios, no qual existe um cenário para o primeiro estágio, e dois cenários para o segundo.

Por simplicidade de notação, consideraremos que os vetores de custo de investimento e custo de operação, c e d , são os mesmos para todos os estágios e cenários. O primeiro índice denota o estágio e o segundo o cenário. Por exemplo: y_{21} é o conjunto de variáveis contínuas do primeiro do segundo estágio no primeiro cenário. O problema estocástico de expansão é representado por:

$$z = \text{Min } cx_1 + dy_1 + p_{21}cx_{21} + p_{22}cx_{22} + p_{21}dy_{21} + p_{22}dy_{22}$$

sujeito a (5.33)

$$\begin{array}{rcl} A_1x_1 & & \geq b_1 \\ & A_2x_{21} & \geq b_{21} \\ & & A_2x_{22} \geq b_{22} \\ E_1x_1 & & + F_1y_1 \geq h_1 \\ E_1x_1 + E_{21}x_{21} & & + F_{21}y_{21} \geq h_{21} \\ E_1x_1 + & E_{22}x_{22} + F_{22}y_{22} & \geq h_{22} \end{array}$$

Neste problema, a decisão de investimento do primeiro estágio, x_1 é tomada *antes* de se conhecer os cenários no segundo estágio. Este conhecimento será disponível ao início

deste estágio, portanto as decisões de investimento x_{21} e x_{22} serão "sob-medida" para cada cenário.

O problema pode ser reformulado como:

$$z = \quad \text{Min} \quad \alpha \tag{5.34}$$

sujeito a

$$\begin{aligned} \alpha &\geq cx_1 + cx_{21} + dy_1 + dy_{21} - z_1 \\ \alpha &\geq cx_1 + cx_{22} + dy_1 + dy_{22} - z_2 \\ A_1x_1 &\geq b_1 \\ A_2x_{21} &\geq b_{21} \\ A_2x_{22} &\geq b_{22} \\ E_1x_1 + F_1y_1 &\geq h_1 \\ E_1x_1 + E_{21}x_{21} + F_{21}y_{21} &\geq h_{21} \\ E_1x_1 + E_{22}x_{22} + F_{22}y_{22} &\geq h_{22} \end{aligned}$$

Onde as duas primeiras restrições representam os arrependimentos associados aos cenários 1 e 2. Como α é maior ou igual a cada arrependimento, será maior ou igual ao *máximo* arrependimento. Como a função objetivo minimiza α , ela será igual ao máximo arrependimento.

O valor z_1 é o custo ótimo para o *problema determinístico* associado ao cenário 1:

$$z_1 = \quad \text{Min} \quad cx_1 + cx_{21} + dy_1 + dy_{21} \tag{5.35}$$

sujeito a

$$\begin{aligned} A_1x_1 &\geq b_1 \\ A_2x_{21} &\geq b_{21} \\ E_1x_1 + F_1y_1 &\geq h_1 \\ E_1x_1 + E_{21}x_{21} + F_{21}y_{21} &\geq h_{21} \end{aligned}$$

De maneira similar, z_2 é a solução ótima (custo) do problema determinístico para o cenário 2, formulado de maneira inteiramente análoga.

5.5.2 Métodos de geração de cenários

A qualidade da aproximação do problema estocástico por meio de uma árvore discreta de cenários (5.30) está diretamente relacionada à qualidade da árvore de cenários utilizada. Em [17], os autores ressaltam a importância da relação entre os cenários gerados e o modelo de decisão e concluem que infelizmente não existe um método de geração de cenários superior, ou seja, a seleção do cenário dependerá do modelo de decisão.

Ao comparar métodos de geração de cenários, o foco deve ser o desempenho prático e não as propriedades teóricas. Um método pode convergir para a distribuição de probabilidades das variáveis aleatórias quando o número de cenários vai a infinito, o que não significa que seja bom quando se utilizam poucos cenários.

A amostragem condicionada é a forma mais comum de geração de cenários. Vários valores são sorteados de um processo estocástico $\{\xi_t\}$ que, por exemplo, compõe o vetor $[b_n \ h_n]$ das equações (5.31) e (5.32). Ocorre sorteio direto da distribuição de $\{\xi_t\}$ ou por um processo de acordo com uma fórmula explícita, tipo $\xi_{t+1} = z(\xi_t, \varepsilon)$, ou mesmo do tipo $\xi_{t+1} = z(\{\xi_\tau, \tau \leq t\}, \varepsilon)$, sorteando o vetor de inovações ε . Os métodos tradicionais de amostragem são unidimensionais. Cada componente univariado é sorteado em separado e depois os sorteios de todos os componentes são combinados. A limitação óbvia é que se s cenários forem sorteados para cada um dos k componentes, o número total de cenários é s^k .

Outro problema é a obtenção de vetores aleatórios correlatados. A abordagem mais usual é o uso de componentes principais [26], [11] no lugar das variáveis originais. A vantagem é a redução da dimensão e, portanto, do número de cenários.

Várias outras técnicas podem ser utilizadas para melhorar a árvore de cenários, como o re-escalamento da árvore de cenários, de maneira a se preservar a média e a variância populacionais. Se as distribuições marginais são conhecidas, e dada uma matriz de

correlação, é possível amostrar distribuições marginais, até de diferentes famílias, de maneira a reproduzir a matriz de correlação dos componentes. Caso a distribuição dos componentes seja desconhecida, outra abordagem é o método de momentos: neste caso, as distribuições marginais são descritas por seus momentos (média, variância, assimetria). A árvore construída deve então preservar estes momentos, assim como a matriz de correlação especificada. Veja [46], [28] e [29].

Outra abordagem é o emprego de técnicas de agrupamento (*clustering*). Métodos baseados nesta abordagem em geral utilizam um processo estocástico para gerar caminhos completos da árvore (do nó raiz até as folhas) numa espécie de “pente”, ou “cenários paralelos”. Estes cenários devem então ser agrupados de maneira a construir uma árvore de cenários. Na literatura, esta abordagem é conhecida por *path-based methods* [8].

Por último existem métodos de amostragem interna ao modelo, isto é, cenários são amostrados durante o procedimento de solução no lugar de se começar o procedimento com uma árvore pré-definida. Um exemplo desta abordagem é a decomposição de Benders [14], [15] e [1] ou Dantzig-Wolfe [41].

5.5.3 Qualidade dos cenários gerados

O objetivo primordial é a resolução de um problema estocástico. A única razão para o uso de uma árvore de cenários é a impossibilidade de se resolver o problema estocástico multi-estágio através de um processo estocástico contínuo $\{\xi_t\}_{t=1..T}$. Portanto, a qualidade de uma árvore de cenários (e, portanto, o método que a gerou), deve ser julgada pela qualidade da solução obtida. Supondo que se conheça o processo estocástico, o foco não deve ser quão bem aproximado (estatisticamente) este processo está, e sim, quão boa é a solução do problema.

Seguindo a notação em [17], o problema estocástico será escrito de forma compacta como:

$$\min F(x; \xi), x \in X \tag{5.36}$$

onde ξ é um vetor aleatório, cuja distribuição independe do vetor de decisões x .

O erro cometido ao se aproximar o processo estocástico $\{\xi_t\}$ por uma discretização $\{\psi_t\}$ no problema (5.36) é a diferença entre o valor da função objetivo “real” (que utiliza ξ_t) avaliada para a solução ótima do problema “verdadeiro” e aproximado.

$$\begin{aligned} e_f(\xi, \psi) &= F(\operatorname{argmin} F(x; \psi); \xi) - F(\operatorname{argmin} F(x; \xi); \xi) = \\ &= F(\operatorname{argmin} F(x; \psi); \xi) - \min_x F(x; \xi) \end{aligned} \quad (5.37)$$

Observe que $e_f(\xi, \psi) \geq 0$, pois o segundo elemento é o verdadeiro mínimo, enquanto o primeiro é o valor da “verdadeira” função objetivo calculada para uma solução aproximada. Note também que as soluções x não estão sendo comparadas, e sim as funções objetivo, pois comumente diferentes soluções podem resultar em valores semelhantes da função objetivo.

Existe uma questão básica com a definição $e_f(\xi, \psi)$. Este erro é impossível de ser calculado na maioria dos problemas práticos. Há, de fato, duas dificuldades com esta definição:

1. Encontrar o valor da função objetivo $F(x; \psi)$ para uma determinada solução x .
2. Encontrar a “verdadeira” solução ótima para (5.36); isto é, $\min_{x \in X} F(x; \xi)$

Enquanto que a dificuldade (2) é praticamente intransponível pela necessidade de se otimizar o problema para o processo contínuo, o ponto (1) pode ser contornado, por exemplo, via simulação.

Há pelo menos dois requisitos mínimos que um método de geração de cenários deve satisfazer. O primeiro é o da *estabilidade*: se várias árvores são geradas e se o problema de *otimização* for resolvido para cada uma delas, o valor da função objetivo deve ser (aproximadamente) o mesmo. Outro requisito é que a árvore de cenários deve ser pouco *tendenciosa*.

Duas medidas para verificação do critério de estabilidade são introduzidas no trabalho [17]. Suponha que K árvores de cenários ψ_{ik} foram geradas e que o problema de otimização foi resolvido para cada uma delas produzindo soluções x_k^* , $k = 1, 2 \dots K$. A estabilidade *inter-amostral* pode ser definida como: $F(x_k^*; \psi_{ik}) \approx F(x_l^*; \psi_{il}) \forall k, l \in 1 \dots K$.

A estabilidade *extra- amostral* pode ser definida como: $F(x_k^*; \xi) \approx F(x_l^*; \xi)$

$\forall k, l \in 1 \dots K$, ou, usando a definição (5.37), $e_f(\xi_t, \psi_{tk}) \approx e_f(\xi_t, \psi_{tl})$.

Há uma importante distinção entre as duas definições: enquanto que para a estabilidade *inter-amostral* é necessária a solução direta dos problemas estocásticos baseado nas árvores de cenários, na estabilidade *extra-amostral* é necessário poder avaliar a “verdadeira” função objetivo, o que requer conhecimento da distribuição $\{\xi\}$. Ainda assim, pode não ser fácil avaliar $F(x; \xi)$.

Exemplo: Seja o problema de uma etapa

$$\text{Min } F(x; \xi) = E [(\xi - x)^2] = \text{Var} [\xi] + (x - E [\xi])^2 \quad (5.38)$$

Claramente, $x^* = E[\xi]$, e $F(x^*; \xi) = \text{Var} [\xi]$

Suponha que diferentes cenários $\psi_k, k=1,2..K$ do processo ξ , sejam gerados, para os quais, são obtidas as soluções obtendo $x_k^* = E[\psi_k]$. Vamos assumir inicialmente que o método de geração de cenários é tal que os cenários têm a média correta (i.e. $E[\psi_k] = E[\xi]$), mas que as variâncias são diferentes nos diversos cenários (i.e. $F(x_k^*; \psi_k) = \text{Var}[\psi_k]$). Portanto, não há estabilidade *inter-amostral*. Entretanto as soluções dos problemas são as mesmas para todos os cenários, portanto $F(x_k^*; \xi) = F(x^*; \xi)$, o que assegura a estabilidade *extra-amostral*.

Suponha agora que o método de geração de cenários obtém as variâncias corretas (i.e. $\text{Var}[\psi_k] = \text{Var}[\xi]$), mas as médias são diferentes ($E[\psi_k] \neq E[\xi]$). Neste caso, é fácil perceber que existe estabilidade *inter-amostral* e não existe a estabilidade *extra-amostral*.

Em adição ao requisito de estabilidade, o método geração de árvores não deve ser tendencioso, isto é:

$$F(x_{\psi}^*; \xi) \approx \min_x F(x; \xi), \text{ onde } x_{\psi}^* = \operatorname{argmin} F(x; \psi) \quad (5.39)$$

Alternativamente, $e_f(\xi, \psi) \approx 0$

Como foi comentado, é extremamente difícil na prática por demandar que a otimização seja feita como o processo contínuo, e se isso fosse possível, obviamente não se estaria recorrendo ao uso de árvores de cenários. Em alguns casos, contudo, é possível fazer alguns testes aproximados. Uma possibilidade é o uso de uma árvore de referência, e utilizá-la como aproximação do verdadeiro processo estocástico. Tipicamente, esta árvore será a maior possível que seja tratável computacionalmente.

5.5.4 Relação entre árvore de decisões e cenários

Comumente, os problemas estocásticos são montados em árvores, de maneira a capturar as diferentes realizações das variáveis de decisão. A abordagem proposta nesta tese é distinta: a árvore de decisões, ou seja, a estrutura do problema estocástico é separada dos cenários que representam a incerteza sobre alguns parâmetros do modelo.

Cenários de demanda de energia elétrica para um horizonte de planejamento de longo prazo (ex: 10 anos) são geralmente construídos a partir de projeções de crescimento da economia nacional, crescimento populacional e através de regressões. Conhecimentos específicos de projetos eletro intensivos (ex: indústria do alumínio) também são incorporados na projeção do crescimento da demanda.

Suponha que a partir de um procedimento qualquer, sejam construídos três cenários para a taxa de crescimento da demanda num horizonte de 10 anos. O primeiro cenário (conservador) admite uma taxa de 5% para todo o horizonte. Os cenários 2 e 3 são mais otimistas, apresentando taxas de crescimento mais elevadas. Nos anos finais do período, admite-se a mesma taxa de crescimento para os três cenários.

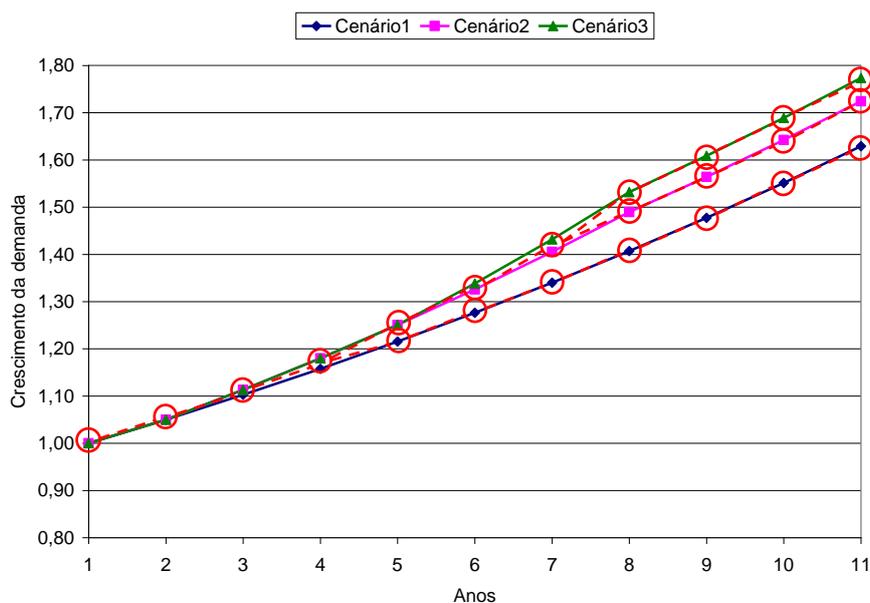


Figura 5.3 – Relação entre cenários e árvores de decisão

Uma árvore de decisões pode ser construída (investimento sobre produção e transporte de energia elétrica e gás natural) para os cenários de crescimento de demanda de energia e gás. Cada nó da árvore de decisões é associado a um conjunto de cenários de demanda. A lógica desta associação entre cenários e nós é permitir que se tenha um processo decisório dinâmico e adaptativo. Os cenários cujas realizações até o momento da tomada de decisão são suficientemente diferentes para que as decisões de investimento também sejam distintas serão associados a diferentes nós no mesmo estágio da árvore de decisões. Analogamente, os cenários cujas realizações anteriores não permitem uma diferenciação clara sobre o futuro, admitirão o mesmo conjunto de decisões, sendo associados ao mesmo nó da árvore de decisões.

A Figura 5.3 ilustra a relação entre os cenários de crescimento de demanda e a árvore de decisões. Observa-se que nos primeiros quatro anos, não há suficiente diferenciação entre os cenários que permita uma alteração na estratégia de investimentos. A partir do quarto ano, entretanto, é possível descolar o cenário 1 dos cenários 2 e 3. A partir do oitavo ano, é possível “descolar” as decisões de investimento entre os cenários 2 e 3.

O modelo matemático do problema de expansão para o caso estocástico associa o nó da árvore de decisões a cada cenário, em cada etapa. Novamente usando o exemplo da incerteza sobre o crescimento da demanda, utiliza-se a seguinte estrutura de dados:

Definição da árvore de decisões

Tabela 5.1 – associação entre etapas e nós da árvore de decisões

Nó	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Estágio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Nó	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Estágio	8	9	10	11	5	6	7	8	9	10	11

5.5.5 Associação entre árvore de decisões e cenários

Tabela 5.2 – associação entre cenários e nós da árvore de decisões

Cenário	Nó da árvore de decisões										
#1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
#2	1	2	3	4	5	6	7	12	13	14	15
#3	1	2	3	4	16	17	18	19	20	21	22

Capítulo 6. Estudo de caso de planejamento

6.1 Caso exemplo

Ilustraremos a aplicação do modelo com um caso de planejamento de energia-gás para um horizonte de 10 anos com etapa de operação mensal e decisões de investimento anuais. Esta diferenciação é feita de maneira a reduzir o número de variáveis inteiras do problema, sem grandes prejuízos na representação.

A Figura 6.1 ilustra o sistema sendo representado, e seus componentes.

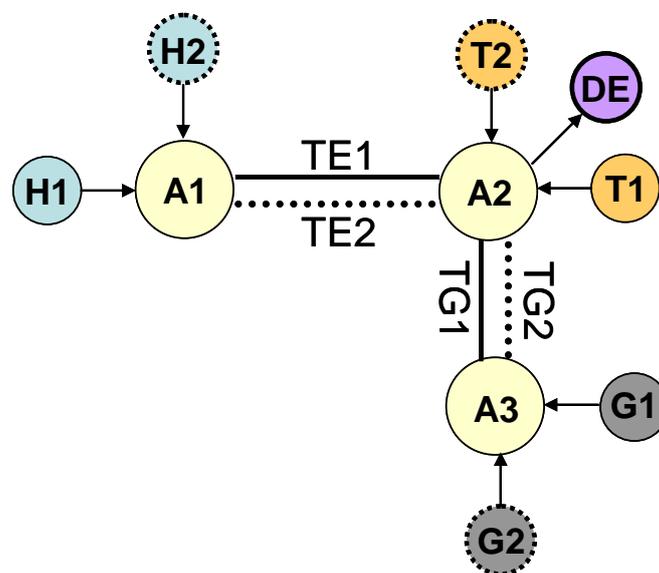


Figura 6.1 – Topologia do sistema representado

São três regiões distintas A1, A2, e A3. Na região A1, existem duas hidroelétricas, uma existente e outra que é um projeto futuro. Na região A2, existem duas térmicas, uma existente outra futuro. Na região A3 existem dois campos de gás, um existente e outro futuro. A ligação elétrica entre a área A1, onde estão localizadas as hidroelétricas e a região A2 se dá por uma linha de transmissão existente e existe um projeto de linha de transmissão futuro em paralelo.

Finalmente, existe um gasoduto que conduz o gás dos campos (região A3) para a região A2 e um projeto de um novo gasoduto paralelo ao existente. Todos os projetos “elétricos” (hidroelétricas, térmicas e linhas de transmissão) - existentes ou futuros -

possuem capacidade de 100 MW. A capacidade dos projetos de campos de produção de gás e gasodutos, existentes e futuros, é 0.48 MMm³/dia.

Há uma demanda de energia elétrica localizada na região A2. Esta demanda cresce a uma taxa de 8% ao ano, partindo de 150 MW em janeiro de 2006, chegando a 300 MW em dezembro de 2015, que é o final do horizonte de planejamento de 10 anos. Neste estudo não há demanda de gás não elétrica. Os parâmetros de cada tipo de projeto são os seguintes:

Hidroelétricas

Potência: 100 MW (vazão máxima = 100 m³/s; fator de produção = 1 MW/m³/s)

Volume útil máximo: 400 Hm³

Investimento: R\$ 100 milhões

Custo de interconexão à rede elétrica: R\$ 150/MW

Custo fixo de O&M mensal: R\$ 2/MW/mês

Custo variável: R\$ 2 /MWh

Vida útil: 25 anos

Térmicas

Potência: 100 MW

Consumo Específico: 180 m³/MWh para projeto futuro, 220 m³/MWh para a existente

Investimento: R\$ 50 milhões

Custo de interconexão à rede elétrica: R\$ 150/MW

Custo fixo de O&M mensal: R\$ 2/MW/mês

Custo variável: R\$ 8 /MWh (R\$ 10 /MWh para existente)

Vida útil: 15 anos

Campos de produção de gás

Capacidade: 0.48 MM m³/d

Investimento: R\$ 100 milhões

Custo variável: R\$ 0.01/m³ para projeto existente, R\$ 0.008/m³ para projeto futuro

Vida útil: 25 anos

Linhas de transmissão

Potência: 100 MW

Custo variável: R\$ 1/MWh para projeto existente, R\$ 0.8/MWh para projeto futuro

Investimento: R\$ 25 milhões

Vida útil: 25 anos

GasodutosCapacidade: 0.48 MMm³/dCusto variável: R\$ 0.01/m³ para projeto existente e R\$ 0.008/m³ para projeto futuro

Investimento: R\$ 25 milhões

Vida útil: 25 anos

A entrada em operação de cada projeto futuro segue o perfil mostrado na tabela a seguir:

Tabela 6.1 – Tabela de entrada de projetos

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6
Hidro				50%	75%	100%
Térmica		50%	100%			
Campo Gás			50%	100%		
Transporte	100%					

6.2 Resultados**6.2.1 Custo operativo**

O valor da solução ótima do problema é R\$ 403,920,000. Este valor é 11% superior ao valor da solução ótima do problema relaxado (linear).

6.2.2 Decisões de investimento

A tabela a seguir mostra a data (semestre) de início de construção de cada projeto.

Tabela 6.2 – Construção dos projetos

	Jan-06	Jan-07	Jan-08	Jan-09	Jan-10	Jan-11	Jan-12	Jan-13	Jan-14	Jan-15
Hidro										
Térmica										
ProdGás										
TransEne										
TransGás										

6.2.3 Produção de energia

A Figura 6.2 mostra a produção de energia de acordo com a fonte. Como se pode observar existe um déficit energético no início do horizonte de estudo. A menor produção de energia com usina hidroelétrica existente é 50 MW, uma vez que a demanda parte de 150 MW e a capacidade térmica existente é 100 MW. Portanto, na primeira seqüência de aflúências inferiores a 50 m³/s o estoque de água do reservatório é consumido, e a geração hidroelétrica diminui, provocando déficit de energia no segundo semestre de 2007.

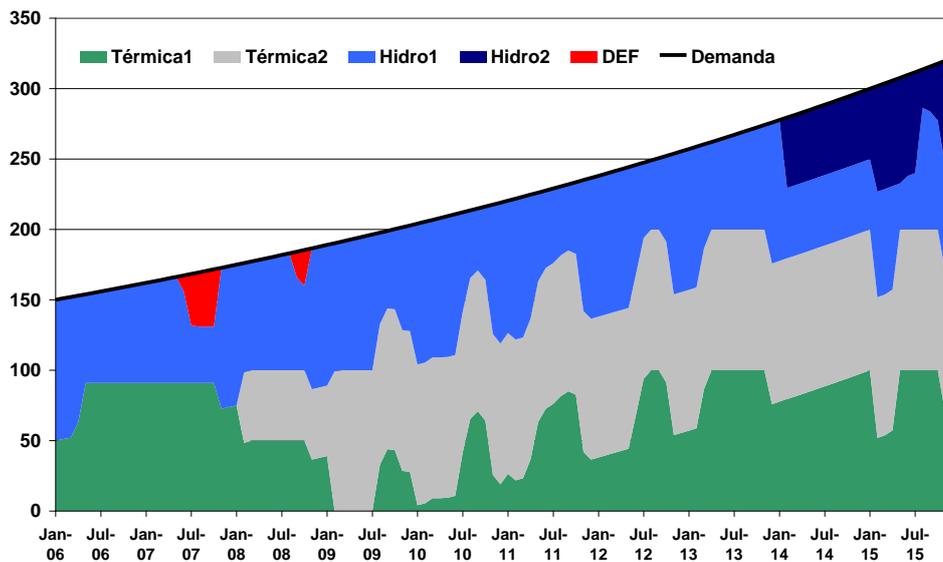


Figura 6.2 – Produção de energia

6.2.4 Produção de gás

A Figura 6.3 mostra a produção nos campos de gás e a Figura 6.4 mostra o transporte nos gasodutos [MM³/dia]. Observa-se que há uma redução gradual da produção do primeiro campo a partir da entrada em operação do Campo2, em 2009. É possível também acompanhar a entrada modular deste campo, que passa a partir da segunda metade de 2010 opera no limite máximo até o final do horizonte. Como este caso exemplo possui uma configuração radial, o transporte nos gasodutos [MM³/dia] segue o padrão de produção dos campos.

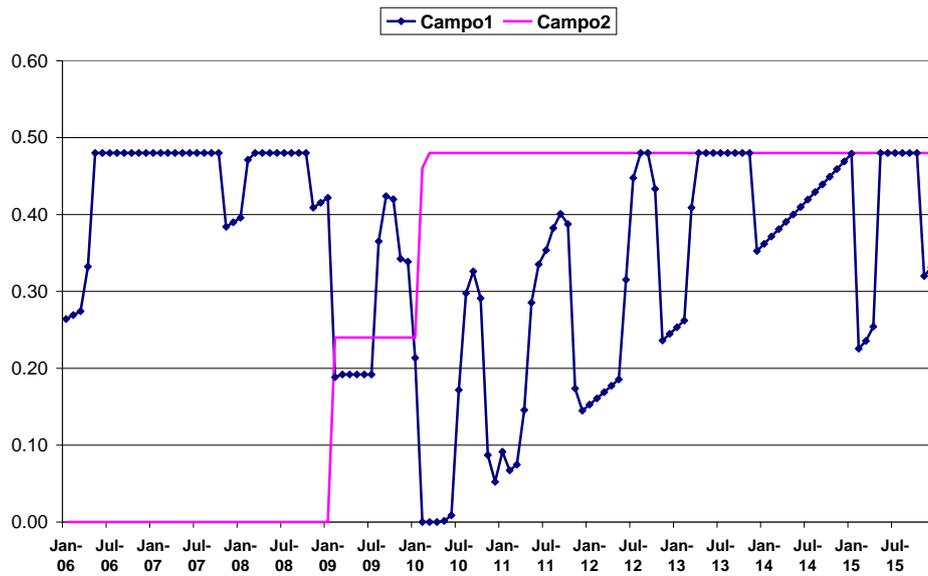


Figura 6.3 – Produção de gás natural nos campos

6.2.5 Transporte de gás

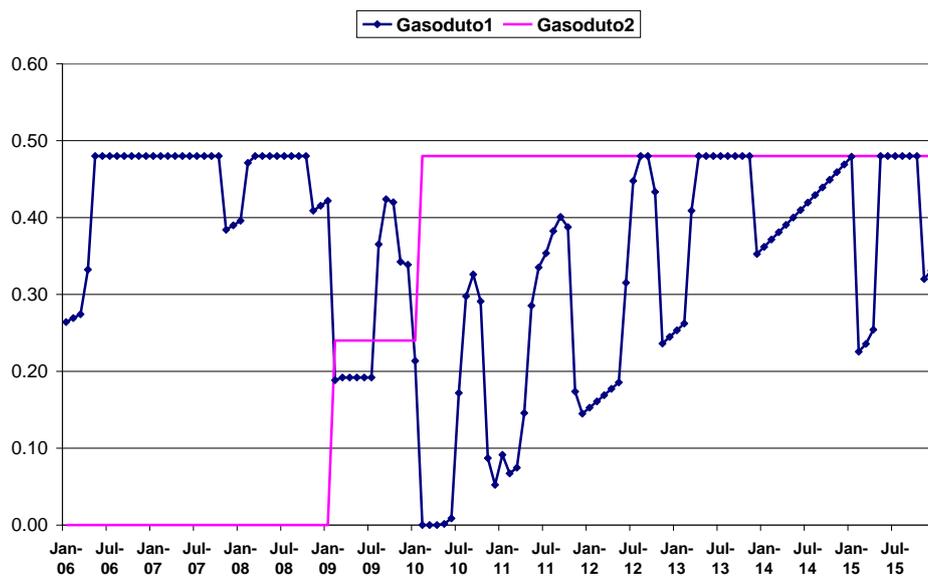


Figura 6.4 – Transporte de gás natural nos gasodutos [Mm3/dia]

6.2.6 Transporte de energia

Por último, é possível analisar o transporte de energia nas linhas de transmissão. A entrada da linha de TE2 acontece ao final do horizonte.

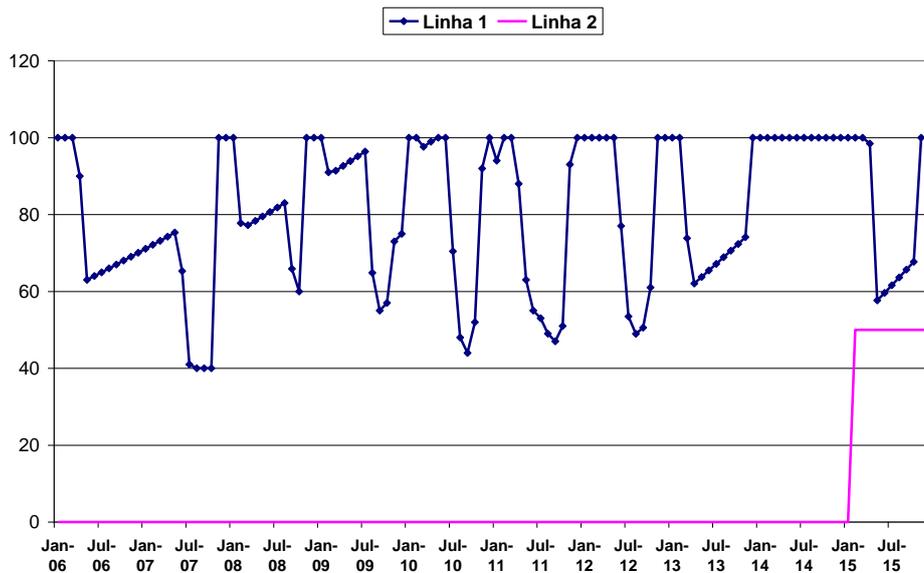


Figura 6.5 – Transporte de energia nas linhas de transmissão [MW]

6.3 Planejamento da Expansão da Colômbia

O modelo de expansão do sistema de geração e transmissão de energia elétrica e gás natural (E&G) apresentado no capítulo anterior foi utilizado para estudar o planejamento do sistema colombiano para um horizonte de dez anos (2009-2018). A base de dados da Colômbia foi escolhida para o exercício com o modelo desenvolvido pela disponibilidade imediata de dados dos projetos candidatos. Foram utilizadas etapas mensais para a operação do sistema enquanto que as decisões de investimento em cada projeto ocorrem em escala anual, sempre ao início de cada ano.

A decisão de investir num novo projeto não significa que sua capacidade se coloca à disposição do sistema de maneira imediata. Usinas hidrelétricas de maior porte, por exemplo, tipicamente possuem intervalo de cinco anos para a entrada em operação das primeiras unidades geradoras. Projetos de usinas termoelétricas possuem prazos menores (tipicamente três anos) e linhas de transmissão ainda menos (um ou dois anos). A forma com que cada projeto entra em operação, disponibilizando capacidade de produção de energia elétrica ou seu transporte, produção de gás natural ou seu transporte, é um dado de informação ao modelo, devendo ser definido (i) o número de anos para entrada em operação e para cada ano (ii) qual a percentagem da capacidade final do projeto disponibilizada ao sistema;

A tabela a seguir mostra os valores dos prazos de construção para cada tipo de projetos candidato:

Tipo de projeto	Prazo de construção (anos)	Entrada em operação ao início de cada ano (t=ano corrente)				
		t+1	t+2	t+3	t+4	t+5
Termoelétrica	2	50%	100%			
Hidrelétrica	5	0%	0%	50%	75%	100%
Pequena Hidrelétrica	2	50%	100%			
Linha de Transmissão.	1	100%				
Gasoduto	2	50%	100%			
Campo de gás	3	0%	50%	100%		

Os dados de investimento podem ser definidos em termos absolutos (ex: milhões de dólares) ou em termos de relativos em unidades monetárias por kW de potência (para projetos de energia elétrica) ou milhão de metro por dia disponibilizado (para projetos de gás natural). Custos fixos de interconexão ao sistema e de operação e manutenção anuais são acrescentados ao custo de investimento de maneira a obter os coeficientes associados às decisões de investimento de cada projeto em cada ano que participam da função objetivo do problema. Em todos os casos, utilizou-se uma taxa de desconto de 7% ao ano, e moeda constante.

As seguintes restrições de cada projeto foram consideradas para alguns projetos:

- Obrigatoriedade: $\sum_{t=1..T} x_{i,t} = 1$
- Proibição de construção: $x_{i,t} = 0$
- Data mínima para construção ($t_{A,min}$): $x_{i,t} = 0$ para $k \leq t_{A,min}$
- Data máxima para construção ($t_{A,max}$): $x_{i,t} = 0$ para $k \geq t_{A,max}$

6.4 Dados de entrada

6.4.1 Projetos

Há 482 projetos, sendo 340 existentes e 142 futuros, como mostra a tabela a seguir.

	Projetos Existente	Projetos Futuros	Total
Usinas hidroelétricas	56	7	63
Usinas Termoelétricas	56	20	76
Linhas de transmissão	206	93	299
Gasodutos	15	16	31
Poços de gás	7	6	13
Total	340	142	482

O Anexo B contém a lista completa dos projetos.

6.4.2 Demanda de energia elétrica

A projeção da demanda elétrica a ser abastecida pelos projetos existentes e futuros é representada a partir de dois patamares carga de maneira a induzir investimentos que atendam tanto ao consumo de energia como de potência.

A configuração foi obtida com UPME (*Unidad de Planeación Minero Energético*), órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia da Colômbia. A UPME é a entidade responsável pelo planejamento indicativo da expansão da geração e transmissão da Colômbia.

O primeiro patamar (“Ponta”) contém a energia que corresponde às 18 horas de maior consumo no mês, enquanto que o segundo (“Base”) contém o complemento dos requisitos de demanda de energia no mês. A taxa de crescimento média do cenário é de 3.6% ao ano, como mostra a Figura 6.6 – .

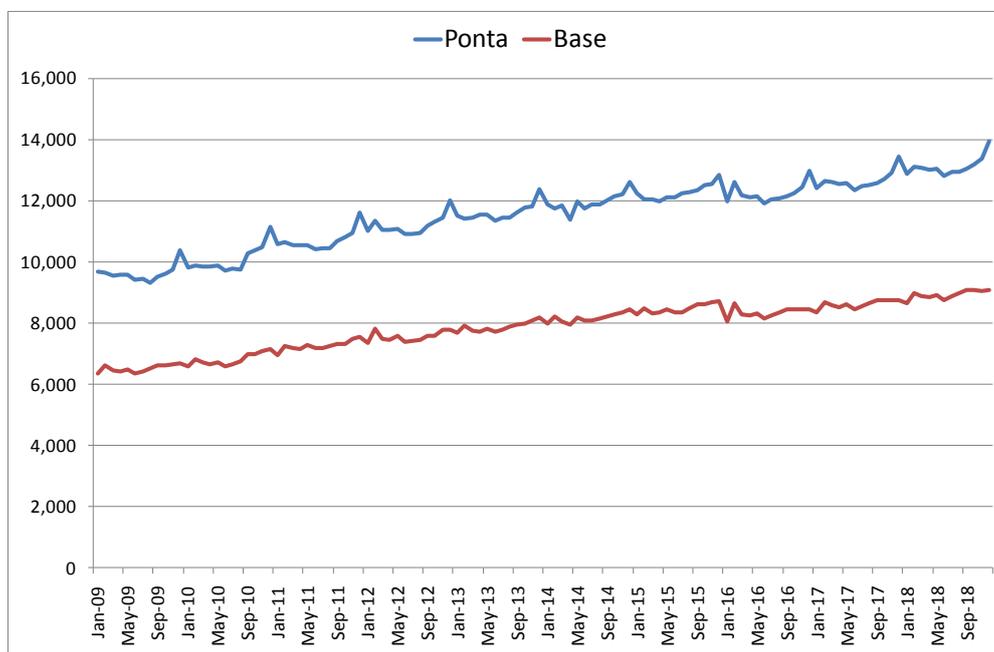


Figura 6.6 – Demanda de energia elétrica

A rede elétrica representada contém 118 regiões. Destas, 62 possuem alguma demanda. Vinte e cinco regiões concentram mais de 70% do total da demanda elétrica do sistema

colombiano, como mostra o gráfico contínuo (vermelho) da Figura 6.7 – Distribuição (espacial) da demanda elétrica.

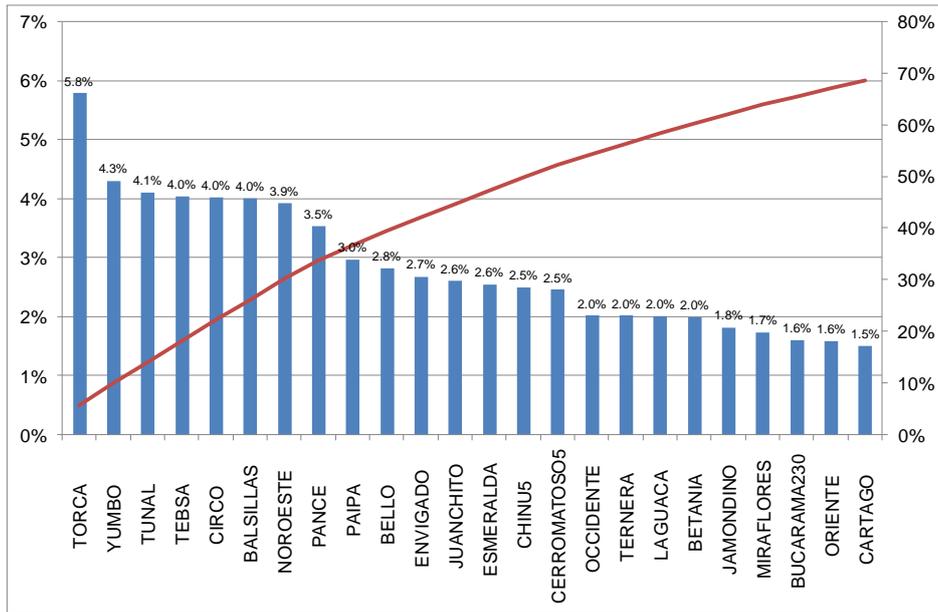


Figura 6.7 – Distribuição (espacial) da demanda elétrica

6.4.3 Rede de transmissão de energia elétrica

A rede é composta por 93 circuitos existentes e 206 circuitos candidatos. A Figura 6.8 – Rede de transmissão de energia elétrica da Colômbia mostra o sistema de transmissão considerado.

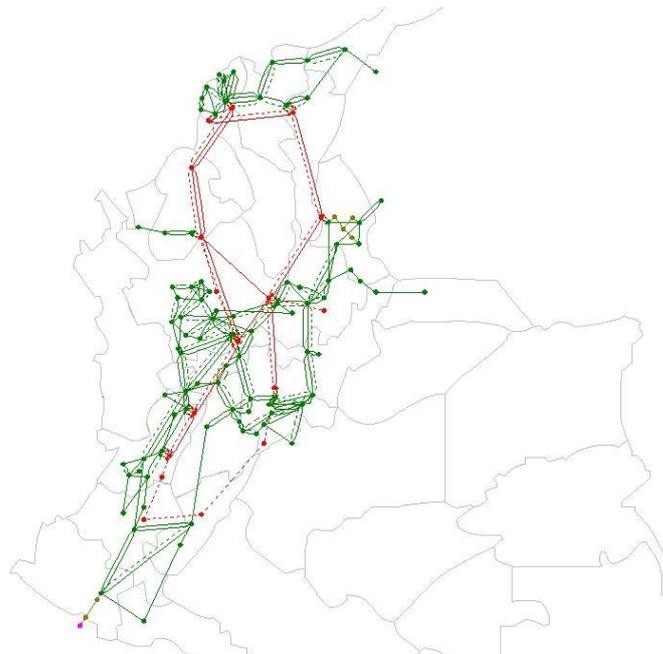


Figura 6.8 – Rede de transmissão de energia elétrica da Colômbia

6.4.4 Sistema de gás natural

A Figura 6.9 – Sistema de gás natural mostra o sistema de produção e transporte de gás da Colômbia modelado no estudo, localizando campos produtores, locais de consumo não termoeletrico, e localização das usinas térmicas (consumo termoeletrico). Os principais centros de consumo estão localizados nas cidades de Bogotá, Barranca e Barranquilla. São ao todo 11 regiões, seis campos de gás existentes e sete projetos de campos de gás natural novos. Existem 15 gasodutos em operação e como candidatos foram definidos projetos de duplicação da capacidade produtora dos campos existentes. A capacidade do campo de Guajira está decrescendo em função do tempo de exploração.

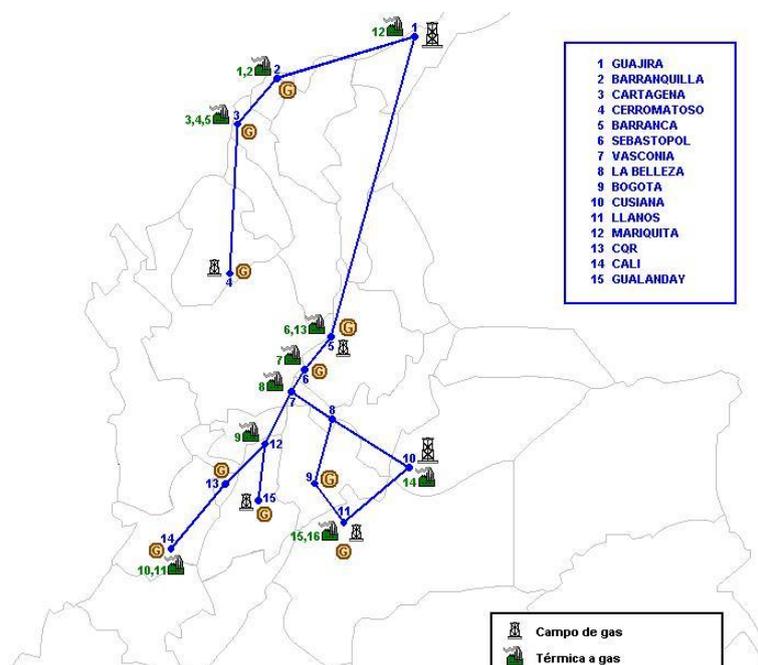


Figura 6.9 – Sistema de gás natural

O crescimento médio do cenário projetado é de 3,5% ao ano, partindo de um volume um pouco inferior a 15 milhões de metros cúbicos por dia em 2009, e superando os 20 milhões de metros cúbicos por dia ao final do horizonte, em 2018. Como no caso da energia elétrica, a UPME foi responsável pela definição e disponibilização deste cenário.

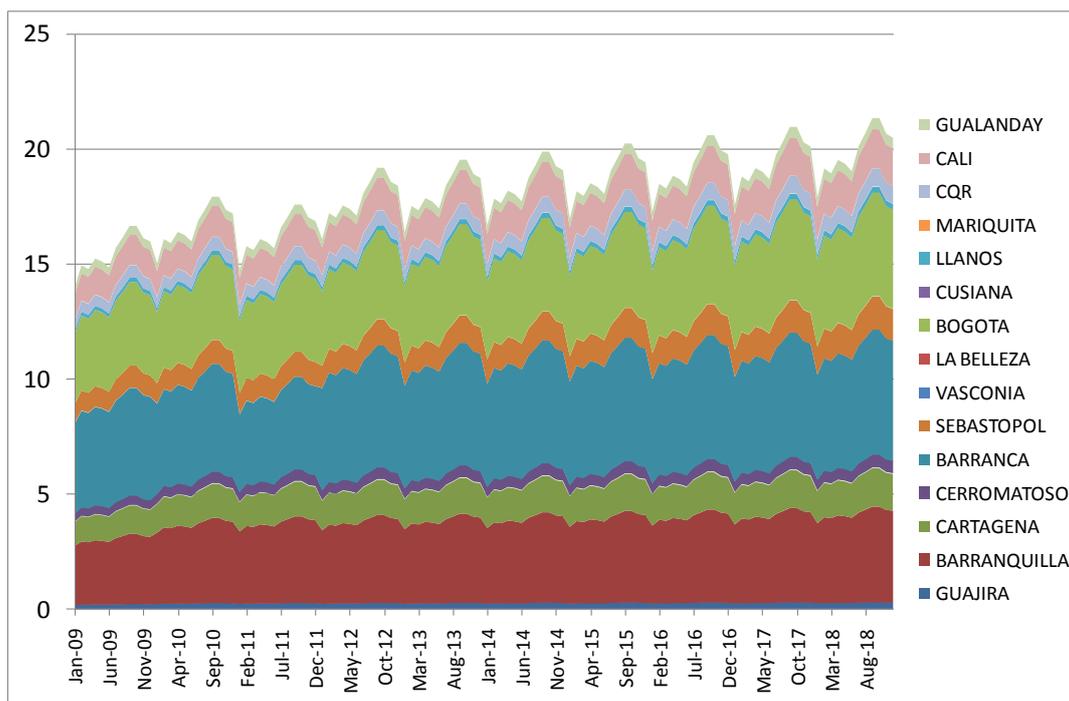


Figura 6.10 – Demanda de gás natural não termoeletrico

6.5 Casos estudados

O modelo matemático apresentado no capítulo anterior foi utilizado para determinar o planejamento ótimo da expansão dos setores de energia elétrica e gás natural. De maneira a explorar o potencial de análise do modelo, foram executados cinco casos:

6.5.1 Caso A

Neste caso o modelo é utilizado para definir expansão da geração (projetos de hidrelétricas e térmicas) somente de maneira a atender a demanda do sistema. O Plano de expansão ótimo encontrado é o seguinte:

Tabela 6.3 – Cronograma de investimentos do Caso A

CASO A												
Nome	Tipo	Capacidade	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CANDELARIA 3	UTE	482										
CA LLANOS 1	UTE	215										
FLORES 4	UTE	450										
AMOYA	UHE	80										
GUARINO	UHE	0										
PORCE3	UHE	660										
TOTAL		1887										

Observa-se que são instalados ao longo do horizonte 1887 MW de capacidade instalada, cerca de 2/3 de origem térmica (1227 MW).

O valor presente dos custos resultantes deste plano de expansão (que incluem a construção e operação das usinas) é 3181 milhões de dólares.

Tabela 6.4 – Resumo do Caso A

	CASO A
Investimento em novos projetos	409
Custo variável de geração térmica	2666
Custo variável de geração hidroelétrica	94
Custo de racionamento de energia	11
Total	3181

6.5.2 Caso B

Neste caso o modelo é utilizado para definir a construção de projetos de linhas de transmissão para atender os novos equipamentos de geração decididos no Caso A. No modelo cada projeto construído no Caso A é marcado como obrigatório e define-se uma data mínima de construção igual à máxima, e igual à data de entrada segundo o cronograma do Caso A. Para os projetos de geração *não* construídos no Caso A, basta marcá-los como proibidos. A tabela a seguir mostra o plano de expansão ótimo encontrado. Somente a parte de transmissão é exibida, uma vez que os projetos de geração são idênticos ao do Caso A.

Tabela 6.5 – Cronograma de investimentos do Caso B

			CASO B										
Nome	Tipo	Capacidade	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
POR35-CERR5	Linha T.	550				■							
SCAR5-POR35	Linha T.	550						■					
FLORE-N/_C	Linha T.	211									■		
SANMAT-P_C	Linha T.	241						■					
TOTAL		1551											

O valor presente dos custos resultante deste plano, que inclui a construção e operação das usinas e linhas de transmissão, é de 3231 milhões de dólares.

Tabela 6.6 – Resumo do Caso B

	CASO B
Investimento em novos projetos	456
Custo variável de geração térmica	2666
Custo variável de geração hidro	94
Custo de racionamento de energia	15
Total	3231

Observa-se que o investimento *adicional* para as linhas de transmissão é dado pela diferença entre os custos do Caso B e o Caso A, ou \$50 milhões. Este é o valor presente do montante investido nas linhas de transmissão.

6.5.3 Caso C

Neste caso, faz-se uma expansão *conjunta* dos equipamentos geração e transmissão. A complexidade do problema é maior, dado o aumento do número de projetos candidatos. O cronograma de investimentos ótimo neste caso é o seguinte:

Tabela 6.7 – Cronograma de investimentos do Caso C

			CASO C										
Nome	Tipo	Capacidade	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
OCOAF0	UTE	20					■						
CANDELARIA 3	UTE	482							■				
CA LLANOS 1	UTE	215					■						
FLORES 4	UTE	450								■			
AMOYA	UHE	80			■								
GUARINO	UHE	0	■										
FONCE	UHE	520		■									
Sub Total Geração		1767											
FLORE-N/_C	Linha T.	211									■		
CIRCO-PA_C	Linha T.	241							■				
Sub Total Transmissão		451											

Observa-se da tabela que com relação ao Caso anterior, há uma redução de 140 MW na capacidade hidráulica adicionada ao sistema e aumento de 100 MW na capacidade térmica construída. Somente duas linhas de transmissão com 451 MW ao todo são construídas ao final do horizonte no lugar dos 1551 MW instalados no Caso B por meio de quatro linhas de transmissão. A substituição da combinação UHEs com maior investimento transmissão por UTEs com menor investimento em transmissão é um dos resultados interessantes do planejamento integrado geração transmissão. Em termos de

custos, como esperado, o Caso C é mais econômico que o caso anterior, como mostra a tabela a seguir:

Tabela 6.8 – Resumo do Caso C

	CASO C
Investimento em novos projetos	359
Custo variável de geração térmica	2793
Custo variável de geração hidro	63
Custo de racionamento de energia	14
Total	3229

6.5.4 Caso D

O objetivo do Caso D é determinar a expansão do setor de gás natural de maneira a acomodar os investimentos (supostos conhecidos) do setor elétrico. Esta lógica segue um planejamento hierárquico, onde se decide inicialmente pela expansão do setor elétrico, para depois, na eventualidade de serem construídas UTEs a gás natural, decidir pelos investimentos para garantir a oferta do gás natural.

O Caso D utiliza o cronograma de investimentos do caso C, fixando as variáveis binárias de investimento nestes projetos no mês onde ocorre o investimento. Isto é feito seguindo o mesmo procedimento detalhado no Caso B. A partir daí o modelo é utilizado para determinar os projetos de gasodutos e campos de produção de gás de maneira a atender a demanda de gás total, isto é, resultante do setor elétrico e de outros consumos do cenário de demanda de gás natural. A tabela a seguir mostra o cronograma de investimentos.

Tabela 6.9 – Cronograma de investimentos do Caso D

CASO D												
Nome	Tipo	Capacidade	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
OCOAF0	UTE	20										
CANDELARIA 3	UTE	482										
CA LLANOS 1	UTE	215										
FLORES 4	UTE	450										
AMOYA	UHE	80										
GUARINO	UHE	0										
FONCE	UHE	520										
Sub Total Geração		1767										
FLORE-N/_C	Linha T.	211										
CIRCO-PA_C	Linha T.	241										
Sub Total Transmissão		451										
R-GUAJI-BQUI	Gasoduto	13.25										
R-VASCO-LABE	Gasoduto	3.00										
R-LLANO-BOGO	Gasoduto	1.00										
R-CUSIA-LLAN	Gasoduto	1.00										
R-MARIQ-GUAL	Gasoduto	3.00										
R2-GUAJI-BQU	Gasoduto	3.00										
Sub Total Gasoduto		24.25										
R-BARRANQUIL	Campo Gas	4.00										
R-CARTAGENA	Campo Gas	2.00										
R-BARRANCA	Campo Gas	2.00										
R-SEBASTOPOL	Campo Gas	2.00										
R2-GUAJIRA	Campo Gas	8.00										
Sub Total Campos de Gas		18.00										

Pela maneira como foi definido o Caso D, os investimentos no setor elétrico (UHEs, UTEs e linhas de transmissão) são os mesmos do Caso C. Para atender o crescimento do consumo de gás das UTEs somado aos demais consumos (não termoelétricos), são construídos seis gasodutos com capacidade total de transporte superior a 24 milhões de metros cúbicos por dia. Também são feitos investimentos em cinco campos de produção de gás, com capacidade total de 18 milhões de metros cúbicos por dia.

Da próxima tabela observa-se que há incremento de \$ 425 milhões no valor presente dos custos totais com relação ao Caso C. Este montante resulta dos investimentos do setor de gás natural (gasodutos e campos), uma vez que a expansão do setor elétrico é a igual à Caso C.

Tabela 6.10 – Resumo do Caso D

	CASO D
Investimento em novos projetos	693
Custo variável de geração térmica	2885
Custo variável de geração hidro	63
Custo de racionamento de energia	14
Custo de racionamento de gás	0
Total	3654

6.5.5 Caso E

Neste caso faz-se um planejamento integrado dos setores de energia elétrica (projetos de geração e transmissão) e gás natural (campos de produção e gasodutos). O modelo decide pelo mix ótimo de projetos de maneira a abastecer os mercados de energia elétrica e gás natural a mínimo custo.

A tabela a seguir mostra o cronograma ótimo encontrado. Em relação ao Caso D, observa-se uma forte decisão pela expansão hidráulica em lugar da expansão térmica. Os projetos de campos de produção e gasodutos são construídos para repor o campo mais importante do país (Guajira), cuja produção é declinante assim como para abastecer o mercado de gás natural não termoelétrico definido pela UPME, uma vez que há entrada de somente duas UTEs a gás natural, com 470 MW. Os investimentos em linhas de transmissão também aumentam (de 2 LTs com 451 MW ao todo para 4 LTs com 1551 MW), de maneira a transmitir a energia elétrica das novas UHEs construídas, que estão localizadas mais longe dos centros de consumo.

Tabela 6.11 – Plano de expansão do Caso E

CASO E												
Nome	Tipo	Capacidade	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
OCOAF0	UTE	20										
FLORES 4	UTE	450										
AMOYA	UHE	80										
GUARINO	UHE	0										
MANSO	UHE	27										
PORCE3	UHE	660										
FONCE	UHE	520										
Sub Total Geração		1757										
POR35-CERR5	Linha T.	550										
SCAR5-POR35	Linha T.	550										
FLORE-N/_C	Linha T.	211										
SANMAT-P_C	Linha T.	241										
Sub Total Transmissão		1551										
R-VASCO-LABE	Gasoduto	3.00										
R-LLANO-BOGO	Gasoduto	1.00										
R-MARIQ-GUAL	Gasoduto	3.00										
R2-GUAJI-BQU	Gasoduto	3.00										
Sub Total Gasoduto		10.00										
R-CARTAGENA	Campo Gas	2.00										
R-BARRANCA	Campo Gas	2.00										
R-SEBASTOPOL	Campo Gas	2.00										
R2-GUAJIRA	Campo Gas	8.00										
Sub Total Campos de Gas		14.00										

A tabela a seguir mostra o custo total para o Caso E. Em relação ao caso anterior, há uma economia de \$51 milhões no valor presente dos custos de investimento e operação. Este valor corresponde a uma economia de 1,4%.

Tabela 6.12 – Resumo do Caso E

	CASO E
Investimento em novos projetos	1007
Custo variável de geração térmica	2412
Custo variável de geração hidro	177
Custo de racionamento de energia	7
Custo de racionamento de gás	0
Total	3603

6.5.6 Comparação de resultados

A tabela abaixo resume os resultados encontrados em termos de quantidades e custos. Observa-se que uma economia de 1,4% quando os setores de energia e gás são planejados conjuntamente.

Tabela 6.13 – Comparação de resultados

	A “G”	B “LT G”	C “G<”	D “GN G&T”	E “G<&GN”
UHE (MW)	740	740	600	600	1287
UTE (MW)	1147	1147	1167	1167	470
LT (MW)	-	1551	451	451	1551
Campo Gas (MM m ³ /dia)	-			18.00	14.00
Gasodutos (MM m ³ /dia)	-			24.25	10.00
Custo Total (milhares \$)	3181	3231	3229	3654	3603

6.5.7 Complexidade computacional

O Caso E é o mais complexo computacionalmente por envolver grande número de variáveis binárias (1259). Foram necessárias 13 horas de CPU num PC com processador Centrino Duo Core com 1.83 GHz e 2 Gb de RAM até a convergência dentro da tolerância estabelecida de *gap* entre a melhor solução inteira encontrada e o melhor (maior) limite inferior a 2%. A próxima figura ilustra a abertura da árvore do algoritmo Branch & Bound extraída do programa Xpress versão 2007b. Ao todo Foram explorados mais de 3000 nós da árvore de B&B até a solução.

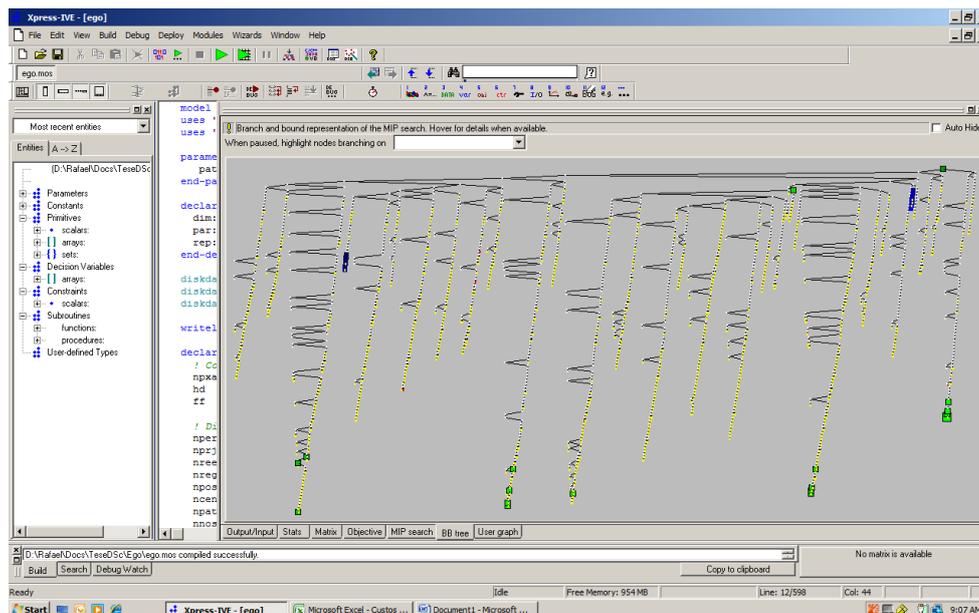


Figura 6.11 – Árvore do Branch & Bound

O próximo gráfico também é uma “fotografia” do modelo Xpress 2007b mostrando a convergência do algoritmo de B&B. No eixo X está o tempo (em segundos) e no eixo Y o valor da melhor solução inteira encontrada (gráfico superior) e o melhor limite inferior encontrado (inferior). Foram encontradas 29 soluções inteiras ao todo, assinaladas pelos quadrados verdes da figura. A última solução encontrada apresenta um *gap* relativo de 1,8%, sendo inferior à tolerância estabelecida (2%).

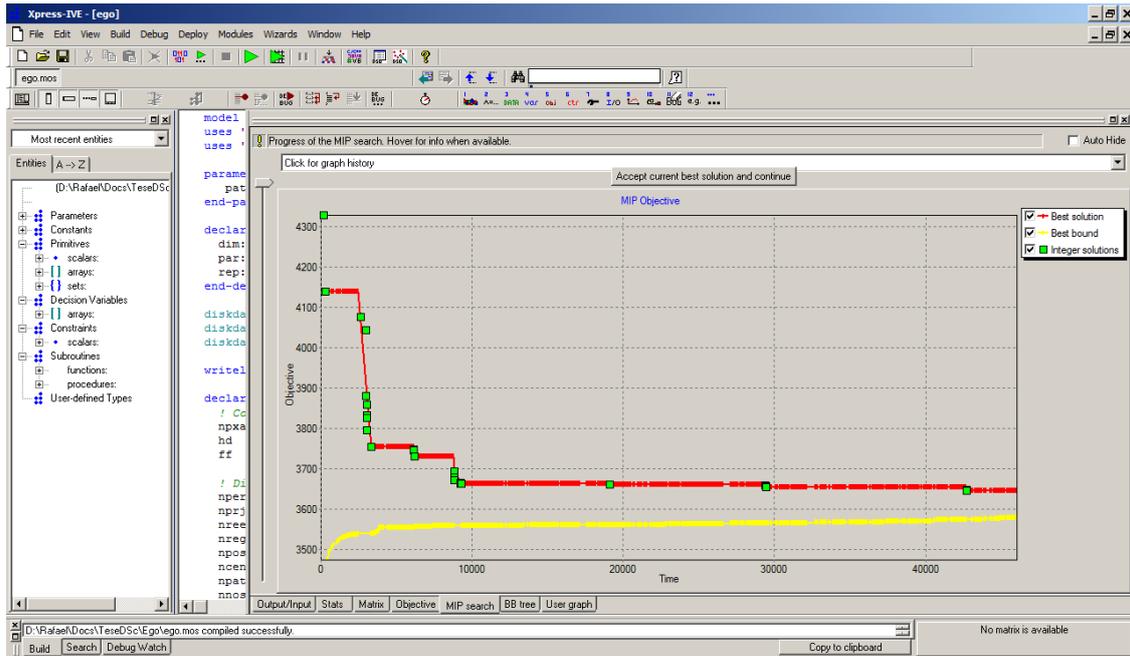


Figura 6.12 – Convergência do Branch & Bound

A próxima figura mostra as estatísticas do problema resolvido para o caso E (87 mil restrições e 141 mil variáveis contínuas e 1259 variáveis binárias).

Current optimization statistics.			
Matrix:		Presolved:	
Rows(constraints):	92818	Rows(constraints):	87030
Columns(variables):	241824	Columns(variables):	141131
Nonzero elements:	762145	Nonzero elements:	570620
Global entities:	1281	Global entities:	1259
Sets:	0	Sets:	0
Set members:	0	Set members:	0
Overall status: Finished global search.			
LP relaxation:		Global search:	
Algorithm:	Simplex dual	Current node:	3036
Simplex iterations:	146026	Depth:	13
Objective:	3405.8	Active nodes:	681
Status:	LP Optimal	Best bound:	3578.64
Time:	177.9s	Best solution:	3644.25
		Gap:	1.80022%
		Status:	At least one solution found
		Time:	46013.2s

Figura 6.13 – Estatísticas do problema resolvido no Caso E

6.5.8 Outros resultados

Outros resultados são produzidos pelo modelo desenvolvido em cada mês do horizonte do estudo para cada projeto, dentre os quais: (a) geração hidroelétrica (MW); (b) vazão turbinada (m^3/s), (c) volume armazenado nos reservatórios (Hm^3), (d) fluxo nas linhas de transmissão (MW), (e) fluxo nos gasodutos (milhão m^3/dia), (f) produção nos campos de gás (milhão m^3/dia), (g) racionamento de energia em cada nó da rede de transmissão (MW) e (h) racionamento de gás em cada nó da rede de gasodutos (milhão m^3/dia).

Capítulo 7. Sobre a comercialização do gás natural

7.1 Introdução

O consumo de gasolina de um consumidor pode ser bastante *variável*. Num certo mês ele pode estar viajando, o carro pode estar em manutenção numa oficina mecânica ou o indivíduo pode optar por usar transporte coletivo. Entretanto, quando se considera o consumo *total* do mercado, composto por milhões de consumidores, este é bastante *estável*. Este efeito, conhecido como lei dos grandes números, torna possível que o modelo de comercialização da gasolina seja *variável*, dependendo do consumo realizado. Desta forma, cada consumidor pagará pelos litros de gasolina comprados. Como a quantidade total de consumidores é aproximadamente constante, o mercado consumidor proverá uma receita estável que servirá para remunerar os investimentos de toda a cadeia, desde a prospecção de novos campos de produção até o ponto de venda.

Examinemos agora o mercado de gás natural do Brasil. Como visto, parte significativa do consumo *potencial* do gás natural se deve à geração termoelétrica. Foi visto que se as usinas térmicas a gás natural operassem simultaneamente, o consumo agregado seria similar à soma de *todos* os demais usos (i.e. industrial, comercial, residencial e GNV). Ou seja, poucos usuários são responsáveis por grande parte do mercado de gás natural.

Adicionalmente, características particulares do sistema de geração de energia elétrica no Brasil dispensam o acionamento das usinas a gás natural na maior parte do tempo. Como o sistema é projetado para garantir alta confiabilidade de suprimento anual em condições hidrológicas normais ou mesmo levemente adversas, as usinas hidroelétricas conseguem atender a demanda elétrica integralmente, o que mantém as térmicas ociosas. Como consequência, o fator de utilização das termoelétricas a gás no Brasil é baixo, tipicamente ao redor de 20 a 30%.

Portanto, existem dois efeitos que devem ser considerados: (i) grande parte do mercado consumidor se concentra em poucos usuários (usinas geradoras); (ii) estes usuários são inativos a maior parte do tempo.

A combinação de (i) e (ii) restringe o modelo comercial. A lei dos grandes números não se aplica, tornando difícil replicar o modelo comercial da venda de gasolina. Portanto, a recuperação dos investimentos em infra-estrutura de gás (prospecção, desenvolvimento de campos produtores, estações compressores, unidades de processamento, gasodutos, e outros) no caso do Brasil, a partir da construção das usinas térmicas, se deu através de outro modelo comercial onde as concessionárias de gás firmaram contratos com as usinas térmicas com cláusulas de *take or pay*. Segundo estas, as térmicas pré-pagam pelo gás natural, mesmo que não o utilizem. Estes contratos são muito parecidos aos de telefonia celular pré-paga. Mesmo que o usuário não utilize todos os minutos do plano, será cobrado integralmente.

Na prática, o *take or pay* estabelece um padrão de consumo mensal mínimo de gás pelas térmicas, que se converte numa geração termoelétrica inflexível. Esta geração é anunciada pelo produtor ao ONS, que despacha a usina. Isto significa que mesmo que os reservatórios vertam água, a usina estará sendo acionada. Cláusulas *take or pay* no montante de 70% da capacidade instalada das usinas foram assinadas no Brasil. A inflexibilidade operacional, portanto, é elevada. Esta inflexibilidade tem efeitos negativos para a competitividade das usinas térmicas a gás natural.

7.2 O Valor da flexibilidade

As cláusulas *take or pay* diminuem a competitividade de geração das térmicas a gás. A razão é simples. Em condições normais, estas usinas poderiam comprar energia barata no mercado de energia elétrica (gerada pelas hidroelétricas) ao invés de produzirem energia de maneira a atender seus contratos de venda. Como foi dito, este cenário é o mais freqüente, ocorrendo em torno de 70 a 80% do tempo. Exemplificaremos o valor da flexibilidade através de um exemplo com duas usinas térmicas.

- UTE A: sem *take or pay*, com custo de produção elevado: R\$ 150/MWh
- UTE B: com *take or pay* de 70% e custo de produção baixo: R\$ 100/MWh

Supondo que:

- A UTE A é despachada pelo ONS 20% do tempo;
- A parte flexível da UTE B (30% da capacidade) é despachada 30% do tempo;

- O preço médio da compra da energia no mercado spot quando a UTE A não é despachada é R\$ 50/MWh (valor esperado do preço spot tal que este é inferior a R\$150/MWh) e que o custo médio da energia no mercado quando a parte flexível da UTE B não está despachada é R\$ 30/MWh (valor esperado do preço spot tal que este é inferior a R\$ 100/MWh)

Observa-se que o custo *médio* da energia para a UTE A é $0,8 \times 50 + 0,2 \times 150 = \text{R\$ } 70/\text{MWh}$ e que o custo *médio* da energia para a UTE B é $0,3 \times 30 + 0,7 \times 100 = \text{R\$ } 79/\text{MWh}$

Ao utilizar uma fonte de geração 50% mais cara, a UTE A conseguiria comercializar a energia de maneira mais competitiva, graças a sua maior flexibilidade. Vendo do outro lado, a cláusula de *take or pay* diminuiu a competitividade da UTE B.

Um desafio para as térmicas é aumentar sua flexibilidade operativa, que possui alto valor econômico. Vamos estudar agora duas alternativas. Uma, seria uma iniciativa da concessionária de gás, que poderia flexibilizar as cláusulas *take or pay* dos contratos para seus clientes. A segunda seria uma forma de se mitigar o descompasso entre os requerimentos de gás quando o ONS despacha as usinas térmicas e a oferta deste produto, que pode ocorrer em outros momentos.

7.2.1 Mercado flexível de gás

Os contratos de gás para a indústria poderiam ser flexibilizados. A concessionária de gás venderia contratos *não firmes* de gás para seus clientes industriais, que tivessem a capacidade de utilizar combustíveis alternativos em seus processos produtivos, tais como óleo combustível, diesel ou até lenha. Em condições normais, o gás natural seria entregue ao consumidor industrial, pois as térmicas estão desligadas e haveria gás suficiente para esta entrega. Obviamente, haveria um desconto sobre o preço do gás pelo fato deste tipo de contrato não ser firme. A interrupção de suprimento ocorre quando as térmicas são despachadas pelo ONS, e neste momento, os industriais passam a utilizar um combustível alternativo.

Extrapolando o conceito, o gás poderia ser vendido com diferentes graus de confiabilidade, obviamente, seguindo uma lógica econômica. Uma maneira fácil de

imaginarmos como seria este procedimento seria através de um leilão, que funcionaria da seguinte maneira.

1. Numa rodada qualquer, os industriais ou demais interessados no suprimento do gás fariam ofertas de preço (R\$/m³) e quantidade (m³/dia).
2. O leiloeiro empilha as quantidades, em ordem inversa às ofertas. A oferta mais alta feita terá maior prioridade. A oferta mais barata virá por último na fila.
3. A pilha de ofertas é comparada com a disponibilidade de gás (que é aleatória, pois depende do despacho das térmicas feito pelo ONS). Com isso, o leiloeiro pode verificar qual a probabilidade de suprimento (confiabilidade) de cada oferta feita. Naturalmente que será crescente com o valor da oferta.
4. Os interessados podem então verificar se o grau de confiabilidade é o desejado, e podem manter ou aumentar o valor de suas ofertas. Pode haver um incremento mínimo (R\$/m³) para acelerar o desfecho do leilão.
5. Este procedimento se repete até que o equilíbrio seja atingido ou se atinja um máximo número de rodadas do leilão ou se atinja um limite de tempo, por exemplo.

O mercado flexível de gás revelará seu valor econômico. Indústrias que hoje não o utilizam como insumo, podem optar por adaptar suas instalações de forma a utilizá-lo. Em suma, este mercado pode aumentar a base de clientes da concessionária de gás. Com este mercado flexível, o fluxo de caixa da empresa vendedora de gás seria composto pela soma de ingressos do mercado das térmicas, mercado firme e mercado flexível. Esta alternativa aumentaria o fator de utilização da infra-estrutura construída, eventualmente viabilizando também sua expansão, pelo maior valor gerado. O gás seria utilizado pelas térmicas somente quando necessário - o que aumenta bastante a competitividade destas usinas.

7.3 Armazenamento de gás

A constatação do enorme valor associado à flexibilidade da geração térmica é a motivação para a segunda alternativa que consiste em armazenar o gás em períodos de excesso de produção (com relação ao consumo) para utilizá-lo em situação inversa, que como visto, tipicamente ocorrerá quando o ONS determina que as usinas térmicas a gás

entrem em operação. Esta seria uma maneira de se equacionar o descompasso entre os maiores requerimentos de gás (quando o ONS despacha as usinas térmicas) e a oferta.

Com este recurso seria possível comercializar um volume de gás (não firme) maior que a capacidade de produção instantânea. Este conceito será exemplificado na Figura 7.1, que simula a evolução do gás natural estocado em um reservatório supondo produção constante de 150 unidades e dois tipos de consumo:

- Consumo#1: consumo não termoelétrico do gás, sorteado de uma distribuição normal com $\{\mu=100; \sigma=15\}$. São as barras em cor verdes.
- Consumo#2: consumo termoelétrico do gás em cada mês, com probabilidade de ocorrência igual a 30%. Quando ocorre este consumo (despacho térmico), o montante total consumido de gás também é sorteado de uma distribuição normal com $\{\mu=100; \sigma=15\}$. São as barras em cor laranja.

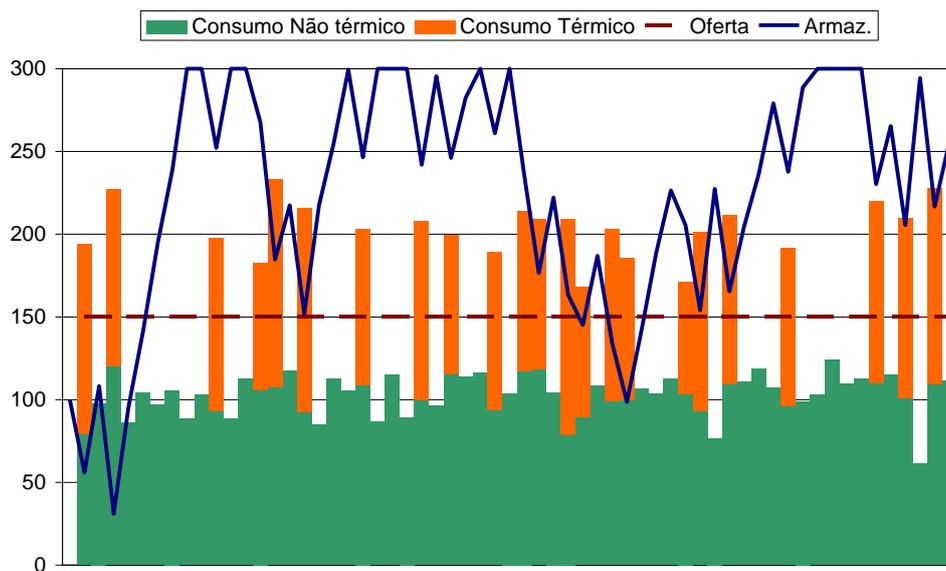


Figura 7.1 – Exemplo de consumo de oferta de gás e armazenamento correspondente

A escura ilustra a evolução do estoque de gás armazenado num reservatório com capacidade de 300 unidades. O volume inicial é de 100 unidades. Observa-se que sempre que a produção é maior que a soma dos dois tipos de consumos, pode-se armazenar parte do gás, e o volume ao início da etapa seguinte será maior. Na parte central do gráfico, onde por coincidência há maior incidência de consumo de gás, retira-

se do reservatório de gás parte das necessidades, pois o consumo nestes momentos é maior que a produção.

Nos Estados Unidos, parte do gás natural é suprida por unidades de estocagem, principalmente nos meses onde há necessidade de calefação (de novembro a março). O gás é armazenado sob duas formas básicas: em tanques artificiais - na forma de gás natural liquefeito (GNL) ou em ambientes naturais subterrâneos, como poços de exploração de gás deplecionados, cavernas de sal ou rocha, ex-minas e aquíferos. Cabe ressaltar que a capacidade de armazenamento subterrânea é muito superior à dos tanques.

A cada ano, entre abril e novembro, o gás (excedente) é injetado nos mais de 400 “reservatórios” de armazenamento, a maioria localizada na parte leste do país, em regiões perto dos mercados consumidores. A capacidade de armazenamento total dos EUA é de 88 bilhões de metros cúbicos, ou 13% do consumo anual. Este volume de gás contém suficiente energia para suprir toda a demanda de energia elétrica do Brasil durante um ano inteiro, admitindo que seja utilizado por térmicas com eficiência típica de ciclo combinado.

O armazenamento de gás serve a vários propósitos: suprimento contínuo de gás natural aos consumidores, estabilização da oferta por manter a produção no verão dos EUA (quando o consumo é menor) e eliminando racionamentos no inverno e economizando investimentos em gasodutos e unidades compressoras necessários para atender a demanda de ponta.

No Brasil não há unidades de armazenamento de gás natural, sejam naturais ou artificiais. Entretanto, como se sabe, existe no Brasil uma enorme capacidade de armazenamento de energia por meio dos *reservatórios das usinas hidroelétricas*.

7.4 Reservatório virtual

O conceito do “reservatório virtual” é permitir a pré-geração de energia em usinas térmicas que não estejam despachadas pelo ONS por razões econômicas. A energia assim gerada é armazenada utilizando a capacidade ociosa dos reservatórios das usinas

hidroelétricas e pode ser usada posteriormente para compensar eventuais falhas no momento do despacho das usinas térmicas, seja por quebra ou indisponibilidade de combustível.

Uma usina térmica não-despachada pelo ONS declara-se inflexível e produz X MWh de energia. Estes X MWh deixam de ser produzidos por usinas hidroelétricas do mesmo sub-mercado no qual está a UTE, porém a produção *é alocada para as UHEs do sub-mercado para efeitos do mercado* de curto prazo e os X MWh extra armazenados são considerados como recurso do proprietário da UTE, mantidos em contabilidade separada.

Quando a UTE for despachada, ela pode gerar sua própria energia; ou pode usar os MWh que possui armazenados no próprio sub-mercado. A produção das UHEs é alocada à UTE que deixou de produzir energia, que deverá pagar a tarifa de otimização às UHEs que produzirem a energia em seu lugar e a energia produzida desta forma é subtraída do saldo do proprietário da UTE.

A Administração do reservatório virtual seria feita pela CCEE. Quando houver vertimento sistêmico, a primeira energia vertida será a do reservatório virtual. Com isso, só haverá vertimento de energia do MRE quando o reservatório virtual do sub-mercado estiver “vazio”.

Na recursão da PDDE o ONS não deve considerar a energia “extra” armazenada pelas UTEs. Ou seja, a função de custo futuro deve ser construída subtraindo-se do estoque físico a energia do reservatório virtual. O corte de Benders, supondo por simplicidade, que a única variável de estado é o armazenamento, seria construído como:

$$\alpha_t \leq \alpha_t^* + \pi_t (v_{t+1} - v^{rv}) \quad (7.1)$$

Onde v^{rv} é o volume estocado no reservatório virtual.

E a restrição de energia armazenada máxima em cada estágio seria escrita como:

$$v_{t+1} + v^{rv} \leq v_{max} \quad (7.2)$$

Não existe problema em utilizar créditos armazenados em um sub-mercado de PLD maior do que o PLD do sub-mercado no qual está a térmica substituída. A operação do sistema não seria prejudicada, uma vez que estaria sendo utilizado armazenamento que “não existe” para efeitos de cálculo de valor da água e custos marginais. A geração feita desta forma poderia substituir intercâmbios entre sub-mercados, acarretando menores perdas em relação ao despacho “tradicional”. Haveria uma tendência a armazenar energia sempre que possível nos sub-mercados com menor probabilidade de vertimento, aumentando ainda mais a segurança do sistema e a eficiência operativa.

7.5 Flexibilização da operação das UTEs a gás natural

O reservatório virtual seria um interessante instrumento para dar flexibilidade à operação das usinas térmicas. O despacho “fora de ordem de mérito” das usinas térmicas que utilizam gás natural permite o uso eficiente de recursos. Quando um carregamento de GNL chega, naturalmente o gás será utilizado pelas usinas mais eficientes, que geram mais MWh por unidade de gás.

Esta energia será contabilmente armazenada num reservatório do sistema, por exemplo, Furnas ou Porto Primavera. Quando o ONS solicitar o despacho das usinas térmicas, estas poderão operar fisicamente ou utilizar parte da energia estocada nestes reservatórios. Como visto há um risco para o dono do gás e usinas: quando a geração das térmicas “fora de ordem” é armazenada num reservatório, não há garantia que esta energia não seja perdida no futuro caso uma hidrologia favorável force o vertimento da energia estocada pelas usinas a gás.

O armazenamento virtual não reduz a renda dos geradores hidroelétricos. Eles terão exatamente as mesmas receitas e despesas que teriam com a operação tradicional. Também não criará riscos para os geradores hidroelétricos. Caso a operação do sistema minimizasse custos e enxergasse restrições de suprimento de gás, haveria um despacho térmico preventivo, como visto no Capítulo 4. Paradoxalmente, a geração média das térmicas a gás aumenta com as restrições de suprimento de gás. Desta forma, o volume efetivamente armazenado nos reservatórios será igual ou maior do que o volume que seria com a operação tradicional. O custo associado a qualquer vertimento adicional será assumido integralmente por geradores térmicos.

7.6 As hidroelétricas devem ser compensadas?

Uma das discussões sobre o armazenamento virtual é se as usinas hidroelétricas deveriam ou não ser remuneradas pelo espaço disponibilizado em seus reservatórios para que as térmicas possam estocar suas energias pré-geradas.

Para analisar este tema, vamos relacionar a operação de mínimo custo - atribuição do ONS - com a proposta do reservatório virtual. Será visto que ao otimizar os recursos do sistema considerando as restrições sobre a disponibilidade de gás, a operação do ONS converge para a operação com “reservatório virtual”. A diferença estaria na abordagem - uma baseada no planejamento centralizado e outra na gerência privada de recursos, portanto, instrumento de mercado - mas não nos resultados finais.

7.6.1 Operação de mínimo custo

Para mostrar este ponto, a idéia a ser explorada é a seguinte: a decisão de mínimo custo para o horizonte de planejamento armazena energia preventivamente nos reservatórios do sistema, através do aumento da geração térmica de maneira a estocar energia hídrica para o futuro onde há certeza de que haverá escassez de gás natural. Por outro lado, ao ignorar as restrições de gás natural, observa-se que a geração térmica preventiva não ocorre, porque o sistema “conta” com uma maior disponibilidade térmica e não estoca tanta energia hidráulica assim.

Para ilustrar este ponto, foi desenvolvido um modelo simplificado determinístico para a operação energética realizada pelo ONS. O objetivo do modelo é atender à demanda de energia elétrica mensal, igual a 80 unidades de energia, minimizando o custo de produção da energia pelas térmicas, e eventual custo de déficit.

O modelo assume que o custo operativo térmico total é aproximado por $C(x) = 40x + x^2$, onde x é a geração térmica total. Esta função aproxima o custo da curva agregada de produção refletindo a ordem de mérito das usinas no despacho econômico. O custo de déficit também é função quadrática do montante racionado. $D(y) = 200y + 4y^2$, onde y é o déficit do sistema.

A energia afluyente mensal a_t é mostrada na tabela. O valor médio é de 66 unidades.

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
125	115	103	70	53	45	37	32	34	40	56	90

Há um valor mínimo para a energia armazenada ao final do segundo ano de 60 unidades.

O modelo final é simplesmente:

$$\text{Min } \sum_{t=1..T} [C(x_t) + D(y_t)], \text{ sujeito às seguintes restrições} \quad (7.3)$$

a) Geração térmica + hidroelétrica + eventual déficit = demanda

$$x_t + h_t + y_t = 80 \quad (7.4)$$

b) Balanço hídrico

$$v_{t+1} = v_t + a_t - h_t \quad (7.5)$$

$$v_1 = 50 \text{ (fixo)} \quad (7.6)$$

$$v_{T+1} = 60 \text{ (fixo)} \quad (7.7)$$

c) Disponibilidade térmica

$$x_t \leq X_t \quad (7.8)$$

Dois casos, com horizonte de 24 meses, serão analisados:

- Caso A (sem restrição de gás): a disponibilidade térmica é de 20 unidades.
- Caso B (com restrição de gás): a disponibilidade térmica é de 20 unidades para o primeiro ano e de 10 unidades para o segundo. Esta hipótese é propositalmente exagerada para tornar mais didático o exemplo.

A Figura 7.2 ilustra a geração térmica nos dois casos. As térmicas despacham mais energia no primeiro ano no caso com restrições que no caso sem restrições (216 contra 168 unidades). A razão é que o sistema estoca energia no reservatório para poder compensar pela menor disponibilidade térmica (10 unidades) no segundo ano.

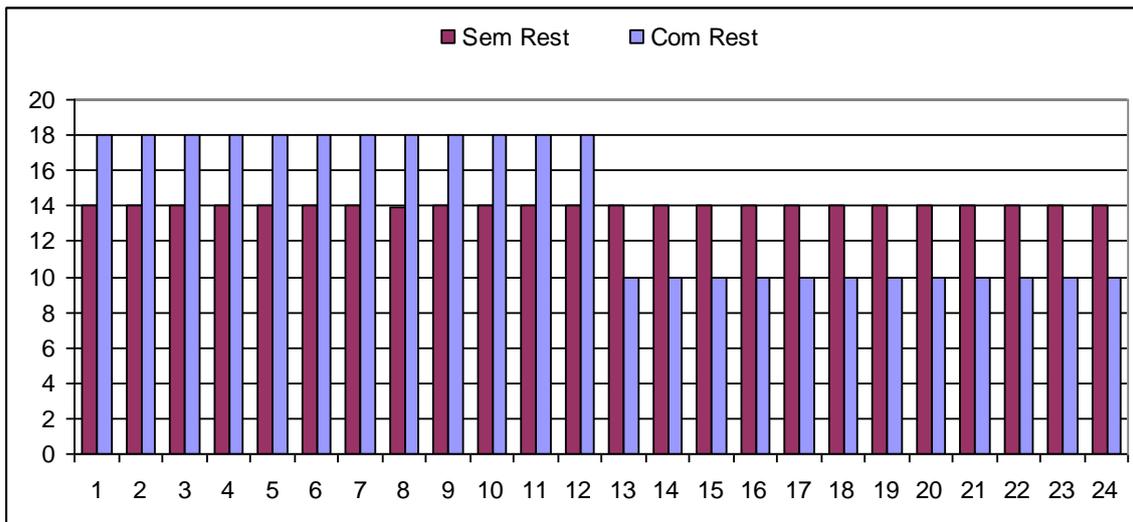


Figura 7.2 – Geração térmica com e sem consideração de restrições de gás natural

A Figura 7.3 apresenta a energia armazenada no reservatório nos dois casos. As barras verticais mostram a diferença da energia armazenada. Observa-se com clareza um armazenamento preventivo quando se detém a informação de que o gás faltará no futuro.

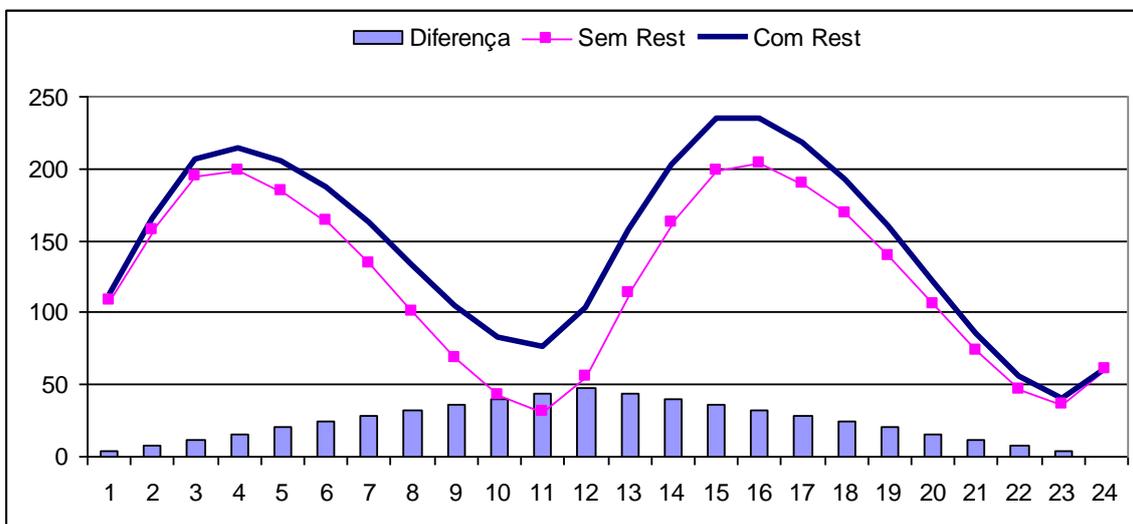


Figura 7.3 – Energia armazenada com e sem restrição de gás natural

Os Custos dos casos analisados também podem ser comparados. No Caso A, o custo é de \$18164. Este é o custo total para abastecer a demanda no período considerado de dois anos, supondo não haver qualquer restrição para a produção térmica.

No Caso B, planejando-se com antecedência as decisões a tomar no primeiro ano, de maneira a minimizar o efeito da redução da disponibilidade térmica no segundo ano, o custo pouco se altera, passando para \$18551. Aumento de \$386 (2%).

Por último, vale à pena se verificar o custo da falta de planejamento. Isto pode ser feito se admitirmos uma operação para o primeiro ano que não enxerga qualquer restrição de disponibilidade térmica. Somente ao início do segundo ano, incorpora-se (tardiamente) esta restrição ao planejamento da operação. Neste caso, o custo para o primeiro ano é de \$9082 e para o segundo \$ 16403, totalizando \$25484.

Este valor elevado revela problemas de suprimento verificados no segundo ano. Observa-se da Figura 7.4 que são necessários racionamentos de energia neste período, de maneira a atingir a energia meta ao final do ano de 60 unidades. Ainda que na vida real, esta “meta” pudesse ser relaxada, a perda econômica seria inevitável, e poderia ser estimada verificando-se o efeito da redução do armazenamento na função de custo futuro do final do segundo ano. O mesmo gráfico mostra a evolução do volume armazenado (eixo Y secundário).

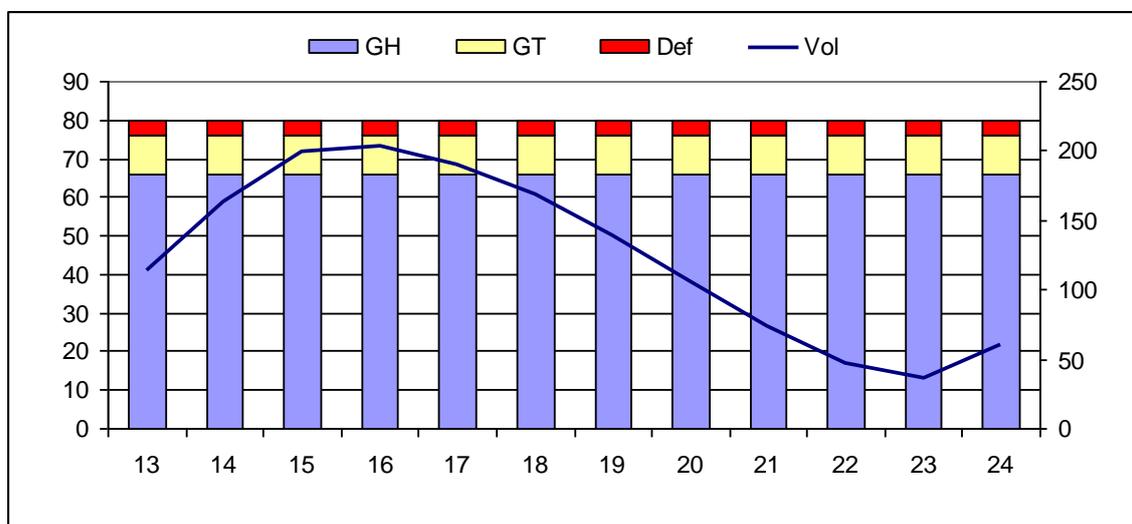


Figura 7.4 – Energia gerada e volume armazenado

A conclusão é clara: a restrição de gás para as térmicas é indesejada e representa um custo adicional para a operação do setor. Entretanto, se esta restrição for incluída no planejamento da operação, medidas preventivas podem ser adotadas, o que minimiza o prejuízo. Por outro lado, ao ignorar a existência desta restrição, a operação tende a ser otimista (baixo custo) e a fazer uso exagerado da energia hidráulica. Como

consequência, no “momento da verdade”, isto é, ao ser diminuída a disponibilidade térmica, poderá ser tarde demais, ou seja, o sistema não estará preparado para atender a demanda de maneira econômica, podendo até ser necessário decretar racionamento.

Relacionamos agora a constatação anterior, obtida de uma minimização de custos centralizada, com a operação das usinas térmicas, com a flexibilidade de uso reservatório virtual.

7.6.2 Operação com reservatório virtual

O problema de gerência do estoque de combustível a ser tomado pelo proprietário da usina térmica é semelhante ao anterior. Neste caso, a demanda a ser atendida é a produção energética determinada pelo ONS, na operação centralizada. Assumindo que a geração do caso sem restrição de combustível é a demanda a ser atendida, e supondo a restrição de combustível que limita a produção das térmicas em 10 unidades no segundo ano, o proprietário das térmicas terá, como no caso do despacho centralizado, a opção de estocar energia no reservatório virtual para uso posterior.

O problema do proprietário da térmica é minimizar o custo de produção para atender à geração determinada pelo ONS, transformada em “demanda”. A função objetivo é:

$$\text{Min } \sum_{t=1..T} [C(x_t) + D(y_t)] \quad (7.9)$$

onde $C(x_t)$ é o custo operativo térmico (variável da geração x_t) e $D(y_t)$ é o custo de déficit (variável de déficit y_t). As restrições do problema são:

a) Balanço de energia estocada no reservatório virtual:

$$v_{t+1} = v_t + x_t - u_t \quad (7.10)$$

onde u_t é a retirada de energia pré-armazenada no reservatório virtual

c) Máxima produção térmica

$$x_t \leq X_t \quad (7.11)$$

d) Atendimento a demanda - a retirada de energia pré-estocada u_t somada à eventual violação do despacho do ONS y_t deve ser igual à energia despachada pelo ONS (demanda) d_t .

$$u_t + y_t = d_t \quad (7.12)$$

Definindo a geração do caso sem “restrição” como sendo a demanda d_t no problema anterior, determinou-se o despacho ótimo da térmica. O objetivo é utilizar o reservatório virtual para pré-estocar energia, e desta forma, gerenciar adequadamente a produção térmica. A Figura 7.5 compara o volume armazenado no reservatório virtual e a diferença entre os volumes do reservatório nos casos com e sem as restrições de gás. Os valores são idênticos.

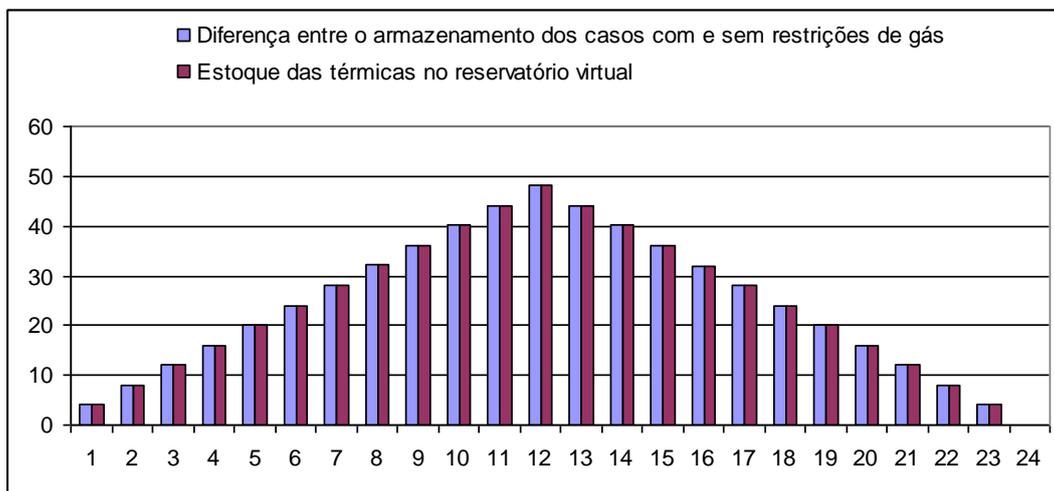


Figura 7.5 – Diferença entre armazenamento com e sem restrições de gás natural vs. armazenamento no reservatório virtual

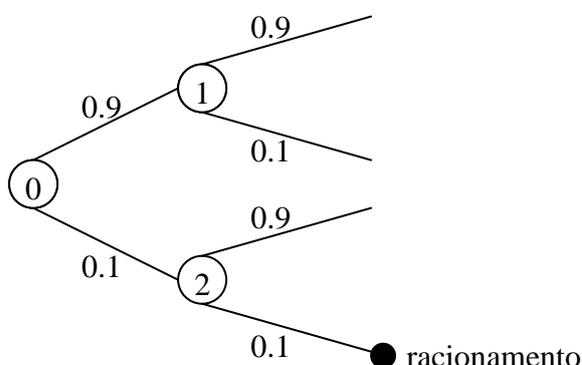
7.6.3 Caso estocástico

As comparações anteriores se basearam no perfeito conhecimento das afluências futuras.

Na vida real, as decisões de produção (armazenamento) da energia hidráulica e complementação da produção térmica, são tomadas sob incerteza. No momento da decisão, na melhor das hipóteses, utiliza-se modelo para a previsão dos possíveis cenários de afluências futuras. Cabe, então, a consulta: será que no caso estocástico haveria equivalência também entre a operação do ONS (centralizada) e o gerenciamento

energético feito pelos proprietários das térmicas com a flexibilidade do reservatório virtual.

O critério utilizado pelo ONS, como visto, é o de tomar decisões que minimizem o valor esperado do custo de produção térmica e déficit. No caso do gerenciamento privado do estoque da energia feito pela usinas térmicas, dificilmente este seria o caso. A razão é simples. Enquanto o critério de valor esperado seja razoável em se tratando do custo para o país, este critério pode ser inaceitável para o proprietário da térmica, por envolver riscos além dos toleráveis. Ilustremos este comentário com um exemplo numérico, para uma térmica com custo \$80/MWh:



O tramo inferior sinaliza baixa hidrologia. Como mostra a árvore, a seqüência de dois eventos com baixa hidrologia leva o sistema a um racionamento. A chance de isto ocorrer hoje (nó 0) é $0.1 \times 0.1 = 0.01$ (1%). Portanto, o valor esperado do custo operativo para o ONS (se desconsideramos os custos dos demais nós terminais, que apresentam condições mais favoráveis) é: $1000 \times 0.01 = \text{R}\$10/\text{MWh}$, admitindo um custo do racionamento seja $\text{R}\$1000/\text{MWh}$.

Isto significa que o ONS não despacharia a térmica no nó 0, pois seu custo $\text{R}\$ 80/\text{MWh}$ é superior a este valor $\$10/\text{MWh}$. Dado que a hidrologia ruim ocorreu no primeiro mês, isto é, dado que estamos no nó 2 da árvore, o ONS despacharia a térmica, pois seu custo ($\text{R}\$80/\text{MWh}$) é inferior ao valor esperado do custo futuro ($0,1 \times 1000 = \text{R}\$100/\text{MWh}$).

Entretanto, sob a ótica do proprietário térmico, confrontado com a possibilidade de ter que comprar energia a $\text{R}\$1000/\text{MWh}$, por insuficiência de disponibilidade para atender seu contrato, o reservatório virtual serviria de seguro. Já no nó 0, este proprietário

poderia gerar sua energia, estocá-la no reservatório virtual, para pode utilizá-la caso o sistema progrida para o estado do sistema do nó 2. Com grande probabilidade, esta energia pré-estocada será vertida, pois não haverá suficiente capacidade do sistema em armazená-la. Entretanto, para o caso do nó 2, o proprietário estará protegido.

Como conseqüência do risco enfrentado pelo proprietário, haverá maior geração térmica preventiva e o sistema operará de forma mais segura que a do ONS. Resumindo: no caso determinístico foi visto que há convergência do planejamento da operação do ONS com a gerência da produção privada das térmicas com o reservatório virtual.

No caso estocástico, como a regulamentação estabelece grande penalidade para o não atendimento da energia do contrato, haverá tendência do proprietário térmico pré-despachar energia no reservatório virtual, mesmo que sob grande probabilidade de verter esta energia no futuro.

7.6.4 Segurança da operação

Como visto, o armazenamento virtual utiliza um recurso que estaria ocioso no despacho tradicional. A energia armazenada pelos geradores térmicos será “vertida” assim que os hidroelétricos fossem armazenar sua própria energia, logo não cabe cobrança de “aluguel” por um recurso que de outra forma estaria efetivamente sem uso.

O emprego do reservatório virtual resultará numa operação mais prudente do que uma otimização que empregasse exatamente a mesma informação, administrada de forma centralizada. Uma operação centralizada que incorporasse toda a informação hoje dispersa procuraria minimizar o custo esperado de geração térmica e déficit. Com o Armazenamento Virtual, os geradores térmicos, por aversão ao risco associado a situações desfavoráveis, acabam sendo mais prudentes do que seria o Operador do Sistema. O resultado é a redução da probabilidade de déficit a o aumento da probabilidade de vertimentos, sendo este último inteiramente bancado pelos geradores térmicos. Haverá redução do risco de déficit sem despesa adicional para os consumidores.

O reservatório virtual viabilizará várias formas de geração térmica com pleno atendimento às exigências regulatórias sem nenhuma despesa adicional para os

consumidores. Portanto, espera-se aumento da concorrência nos leilões com conseqüente redução nos preços.

Independente do reservatório virtual, a compensação da eventual indisponibilidade de uma usina térmica poderia ser feita de outras formas. Por exemplo, uma térmica mais cara, localizada no mesmo sub-mercado e que não estivesse despachada poderia gerar no lugar da térmica indisponível. A geração seria feita considerando o custo de combustível da térmica indisponível. Seria como se a segunda térmica tivesse gerado na semana anterior, e armazenado créditos para serem utilizados pela primeira térmica.

Capítulo 8. Inserção do GNL no Brasil

8.1 Introdução

O sistema de suprimento de GNL é composto por três componentes principais: a estação de liquefação, onde a temperatura do gás natural é reduzida a -161°C tornando-o líquido e com uma redução de volume de cerca de 600 vezes; o transporte marítimo, formado por navios metaneiros que levam o GNL das unidades de liquefação aos pontos de entrega; e as unidades de regaseificação, responsáveis pela transformação do GNL em gás natural, o que pode ser feito através de troca de calor com o próprio mar.

Embora o mercado de GNL ainda esteja em desenvolvimento em escala internacional, seu crescimento é expressivo, com rápida maturação tecnológica e redução significativa no custo de liquefação, transporte e regaseificação.

A introdução do GNL é vista com interesse pelo setor elétrico por três razões principais: (i) diversificar as fontes de suprimento de gás; (ii) possibilitar a construção de termelétricas relativamente perto dos principais pontos de entrega do GNL, evitando assim investimentos (custos fixos) em gasodutos; (iii) flexibilizar a operação das térmicas.

Tradicionalmente financiado pelo mercado consumidor através de contratos de suprimento de longo prazo, recentemente observa-se uma ampliação das opções de contratação, com prazos menores e aumento de flexibilidade. Com isso, os navios com entrega de GNL podem ser contratados conforme as necessidades de consumo. No Brasil, o suprimento flexível de GNL permite que as térmicas sejam utilizadas em regime de complementação à produção hidroelétrica.

De fato, a Petrobras anunciou a intenção de contratar o GNL para suprir o mercado brasileiro de forma flexível. Embora o GNL possa propiciar a flexibilidade no suprimento de gás às térmicas, uma característica importante é que exige uma antecedência mínima para o pedido.

A mencionada antecedência para encomenda dos navios com GNL é conflitante com a operação feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que tem a prerrogativa de acionar as térmicas sem aviso prévio.

8.2 A cadeia do GNL

Os principais países importadores e exportadores estão listados nas próximas tabelas:

Tabela 8.1 – Principais importadores de GNL – Fonte Cedigaz (2002)

País	Consumo (x10 ⁹ m ³)	País	Consumo (x10 ⁹ m ³)
Japão	72.74	Espanha	12.26
Coréia	24.06	França	11.54
Taiwan	7.00	EUA	7.11
		Itália	5.70
		Turquia	5.35
		Bélgica	3.30
		Outros	0.93
Pacífico	103.80	Atlântico	46.19

Tabela 8.2 – Principais exportadores de GNL – Fonte Cedigaz (2002)

País	Consumo (x10 ⁹ m ³)	País	Consumo (x10 ⁹ m ³)	País	Consumo (x10 ⁹ m ³)
Indonésia	34.33	Qatar	18.59	Algeria	26.88
Malásia	20.52	Oman	7.96	Nigeria	7.84
Austrália	10.03	Abu Dhabi	6.85	Trinidad	5.32
Brunei	9.14			Libya	0.63
Alasca	1.70				
Pacífico	75.72	O. Médio	33.40	Atlântico	40.67

As principais rotas de venda do GNL estão exibidas na figura a seguir:

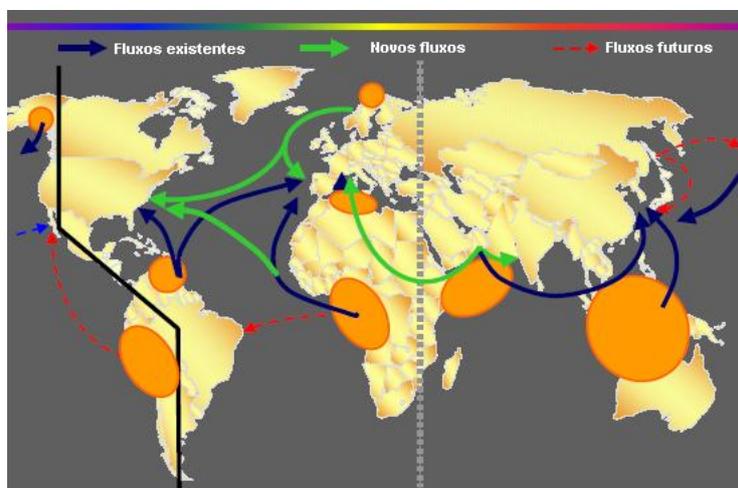


Figura 8.1 – Principais rotas internacionais do GNL

Existem quatro componentes principais que ditam o preço da cadeia de GNL, desde os campos de gás até o terminal que recebe o gás liquefeito. Os valores em parênteses mostram a participação dos custos relativa aos custos total da cadeia de GNL.

- **Produção do gás:** dos campos de gás até a planta de GNL, incluindo o processamento e rede de gasodutos (15% a 20%);
- **Planta de GNL:** tratamento do gás, liquefação, retirada de hidrocarbonetos pesados, carregamento dos navios e armazenamento (30% a 45 %);
- **Transporte do GNL em navios** (10% a 30 %);
- **Terminal importador:** descarregamento, armazenagem, regaseificação e distribuição (15% a 25 %).

Os custos de toda a cadeia da indústria de GNL têm declinado nos últimos anos. De acordo com o Gas Technology Institute (GTI), os custos de liquefação declinaram 35 a 50 por cento nos últimos dez anos. O custo de construção de um navio com capacidade de transportar 82 MMm³ de gás baixou de US\$280 milhões (valor nominal) nos anos 1980 para US\$155 milhões, em 2004. Os custos dos terminais de regaseificação também diminuíram, apesar de variarem bastante com a localidade.

Custos de Liquefação

De acordo ao GTI, a construção de uma planta de liquefação capaz de produzir 390 Bcf por ano (cerca 30 MMm³/dia, ou seja, a capacidade do GASBOL) de GNL custa entre US\$1.5 e US\$2.0 bilhões. Os custos para a liquefação do gás ficam em torno de US\$1.10/ MMBTU.

Custos de transporte do GNL

A maioria dos navios transportadores de GNL é dedicada a projetos de GNL específicos e são propriedade de empresas importadoras / exportadoras de GNL ou empresas transportadoras. Os custos de transporte, expressos comumente em US\$/MMBTU dependem da distância percorrida e do tempo para concluir a operação de carregamento/descarregamento.

O principal fator para a queda dos preços de transporte é a proliferação de estaleiros capazes de construir navios transportadores de GNL, o que aumenta a competição. Talvez as maiores economias no transporte se devam ao surgimento de frotas transportadoras que estimularão um mercado de curto prazo mais ativo e flexível.

Custos do terminal de regaseificação

Estes custos dependem muito da localidade, variando de US\$100 milhões para pequenos terminais a US\$2 bilhões para grandes terminais, no estado da arte, encontrados no Japão.

Nos Estados Unidos, terminais novos custam entre US\$200 e US\$300 milhões para uma capacidade de processamento diário de 0.5 a 1 Bcf (14 a 28 MMm³).

De longe, os itens mais caros num terminal são os tanques de armazenagem do gás, que podem responder por 1/3 a 1/2 do custo total, dependendo do tipo de tanque. Outros custos que podem ser significativos se devem às instalações marítimas e dragagem dos portos. Nos Estados Unidos, é comum assumir que os custos de regaseificação acrescentam US\$0.30/MMBTU ao preço do GNL importado.

8.3 Inserção do GNL no Brasil

A introdução do GNL no Brasil é vista com especial interesse pelo setor elétrico. O preço é alto quando comparado à opção tradicional, que envolve investimento em exploração e transporte (gasodutos), mas pode ser interessante, em conjunto com o sistema atual de produção e transporte tradicional do gás, ao se considerar a baixa frequência de despacho das térmicas. Este preço mais elevado do combustível se translada num maior custo variável de produção térmico (CVU). Apesar disto, existe uma vantagem relativa, que é a *flexibilidade operativa*: como as termelétricas a GNL podem encomendar o combustível somente quando acionadas pelo ONS, evitam os pagamentos fixos e obrigações de geração mínima dos contratos “take or pay”, destinados à remuneração dos investimentos fixos em produção e transporte de gás local. O valor desta flexibilidade foi discutido no Capítulo 7.

Apesar das perspectivas promissoras, a viabilização plena das termelétricas a GNL depende do equacionamento de alguns temas técnicos e comerciais. Um dos temas mais importantes é a compatibilização entre o prazo de entrega do GNL e a antecedência do despacho das térmicas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). De acordo com a Petrobras, há um intervalo mínimo de dois a três meses entre o momento em que a encomenda do carregamento do GNL é feita até seu recebimento. O ONS, por sua vez, determina a política operativa ótima do sistema pressupondo que as usinas podem ser acionadas sem aviso prévio, como visto no Capítulo 4

Como é típico neste tipo de problema de decisão, há três conseqüências possíveis para uma térmica a GNL. Vamos assumir que o intervalo entre a encomenda e chegada do carregamento GNL seja de dois meses.

1. **Decisão correta:** o GNL foi encomendado em t , e o ONS despachou a térmica em $t+2$, e vice-versa; o GNL não foi encomendado e não houve acionamento da térmica.
2. **Erro tipo 1:** o GNL foi encomendado em t , mas o ONS *não* despachou a térmica em $t+2$, supondo que são necessários dois meses para que a encomenda do GNL esteja à disposição do sistema elétrico. Considerando que a encomenda de GNL é irreversível, e que a Petrobras não tenha como fisicamente armazenar o gás, a única opção seria declarar que a térmica tem geração “inflexível”. Como é do conhecimento, a remuneração líquida de qualquer gerador é a diferença entre o custo marginal de operação do sistema (CMO) e seu custo operativo CVU. Entretanto, como o ONS não despachou a térmica, isto significa que o CMO era menor do que o CVU, e que a remuneração líquida é negativa (prejuízo). Este prejuízo é a conseqüência econômica do erro tipo 1.
3. **Erro tipo 2:** neste caso, o GNL *não* foi encomendado em t mas o ONS despachou a térmica em $t+2$. Em termos da regulamentação atual, isto corresponde a uma falha de geração por falta de combustível, e tem uma penalização severa.

Uma estratégia ótima de encomenda de GNL seria, por exemplo, a que minimiza o valor esperado dos custos dos erros tipo 1 e 2. O custo anual desta estratégia ótima seria

incorporado aos custos fixos das térmicas a gás nos leilões de contratação. Ele representa, portanto, o impacto para o consumidor de se alocar os riscos das encomendas antecipadas de GNL para o supridor de combustível.

Uma segunda alternativa de compatibilização entre o prazo de entrega do GNL e a antecedência do despacho das térmicas pelo ONS, é representar a notificação antecipada de despacho na política operativa do sistema. Neste caso, o supridor de combustíveis não corre riscos, pois será notificado da intenção de despacho a tempo de encomendar o GNL. Entretanto, haverá um efeito para o consumidor, pois a antecedência da notificação modifica a estratégia ótima de despacho da térmica e, portanto, a frequência com que ela será acionada.

Este efeito para o consumidor pode ser quantificado em termos dos três parâmetros que compõe o índice custo-benefício (ICB) dos leilões de contratação de nova capacidade: o custo esperado de operação (COP); o custo esperado de transações na CCEE (CEC) e a garantia física da usina (GF).

O Anexo B traz sobre uma discussão sobre o cálculo dos termos COP e CEC que compõe o ICB de cada usina, mostrando que há um incentivo que favorece a competitividade de fontes de geração com maior custo variável de produção (tipicamente usinas a óleo combustível e óleo diesel).

8.4 Inclusão do despacho antecipado na política operativa ótima

Em sua versão mais simples e supondo uma variável de estado (armazenamento), o problema de um estágio da recursão da PDE é o seguinte:

$$\alpha_t(v_t) = \text{Min } c'g_t + \alpha_t(v_{t+1}) \quad (8.1)$$

Sujeito a:

Variável dual

$$v_{t+1} + Au_t = v_t + a_t \quad \lambda_{t,P+1} \quad (8.2)$$

$$e'g_t + \rho'u_t = d_t \quad (8.3)$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v} \quad (8.4)$$

$$u_t \leq \bar{u} \quad (8.5)$$

$$g_t \leq \bar{g} \quad (8.6)$$

$$\alpha_{t+1} \geq z_{t+1}^p + \pi_{h,t+1}^p (v_{t+1} - v_{t+1}^p) \quad (8.7)$$

para $p = 1, 2, \dots, P$

Onde v é o vetor de volumes, c o vetor com custos variáveis das térmicas, g o vetor de geração térmica, A é a matriz com a topologia hidráulica, u é o vetor de volumes turbinados, d é a demanda, a o vetor com as afluições naturais e α é função de custo futuro, calculada com p cortes. Por simplicidade, a variável de estado do problema anterior é o armazenamento (v_t). No caso mais completo, a tendência hidrológica, medida pelas afluições nas etapas anteriores, também é utilizada. O procedimento de solução do problema anterior é genericamente descrito no (Anexo B).

A inclusão da decisão de encomenda de navios GNL na recursão da programação dinâmica estocástica. Seja E_t^k o carregamento que na etapa t estará disponível dentro de k meses, portanto em $t+k$. Por exemplo, E_{t-1}^2 mede em $t-1$ a energia que estará disponível 2 meses a frente, ou seja, em $t-1+2 = t+1$. A tabela abaixo ilustra como uma decisão feita na etapa $t-2$ se torna um recurso (permite geração térmica) na etapa t .

Tabela 8.3 – Carregamento da informação

<i>Espera</i>	$t-2$	$t-1$	t	
$k=2$	E_{t-2}^2	E_{t-1}^2	E_t^2	← <i>decisão</i>
$k=1$	E_{t-2}^1	E_{t-1}^1	E_t^1	
$k=0$	E_{t-2}^0	E_{t-1}^0	E_t^0	← <i>recurso</i>

O problema de um estágio escrito anteriormente será modificado para incluir as decisões de encomenda de navio GNL para permitir despacho posterior. Num certo mês, novas variáveis de estado são utilizadas para representar, além do volume de armazenado no reservatório, os carregamentos já encomendados nos meses anteriores, e que estão a caminho. Neste caso, a recursão da programação dinâmica é a seguinte:

$$\alpha_t(v_t, E_t^0, E_t^1, E_t^2) = \text{Min } c' g_t + \alpha_t(v_{t+1}, \underbrace{E_{t+1}^0, E_{t+1}^1, E_{t+1}^2}_{\text{Novas variáveis de estado}}) \quad (8.8)$$

Sujeito a:

Eqs. (8.2)-(8.6).

A equação (8.7) que representa a função de custo futuro (FCF), sendo calculada então em torno do armazenamento v_t (variável de estado) é substituída pela expressão, a seguir, que incorpora os termos associados às novas variáveis de estado (encomendas feitas de GNL):

$$\alpha_{t+1} \geq \alpha_{t+1,p} + \lambda_{t+1,p}(v_{t+1} - v_{t+1,p}^*) + \sum_{k=0}^{k=2} \mu_{t+1,p}^k (E_{t+1}^k - E_{t+1,p}^{k*}) \quad (8.9)$$

para $p = 1, 2, \dots, P$

Por último, as restrições (8.10)-(8.13) são necessárias para propagar as encomendas dos estágios anteriores em disponibilidade de despacho com as térmicas a GNL nos estágios seguintes, em particular no estágio atual.

(8.10)

$$e'_{GNL} g_t = E_t^0$$

Onde e'_{GNL} é um vetor com dimensão igual ao número de térmicas, com 1s para as térmicas a GNL e 0 para as demais.

Variável dual

$$E_{t+1}^0 = E_t^1 \quad \mu_{t,P+1}^0 \quad (8.11)$$

$$E_{t+1}^1 = E_t^2 \quad \mu_{t,P+1}^1 \quad (8.12)$$

$$E_{t+1}^2 = E_t^3 \quad \mu_{t,P+1}^2 \quad (8.13)$$

8.5 Método aproximado

Se a política operativa com notificação antecipada, como foi apresentada no Capítulo 4 fizesse parte no modelo computacional de despacho do ONS, o procedimento de cálculo dos três parâmetros que medem a competitividade das usinas a GNL seria idêntico ao adotado para todas as usinas termelétricas. Entretanto, qualquer modificação na política operativa do ONS abrange mais do que a modificação do programa computacional. É necessário cumprir uma série de etapas formais de análise e validação da nova versão do

modelo de despacho. O prazo necessário para esta validação comprometeria a participação de térmicas inscritas no leilão de energia nova A-5 do segundo semestre de 2007, o que tornou necessária a preparação de métodos *aproximados* de solução.

Nesta ocasião contribuí com o tema desenvolvendo em MatLab algumas metodologias para a simular o efeito da política operativa com notificação antecipada e seu impacto nos índices COP, CEC e Garantia Física das usinas térmicas a GNL e disponibilizando-as, para domínio público numa Nota Técnica, colocada em www.psr-inc.com/psr/download/papers/nt001.pdf.

De maneira independente, a EPE e a ANEEL, em trabalho que contou com a colaboração do ONS, CCEE, MME, desenvolveram uma metodologia que mensura o possível erro de despacho antecipado. As diferentes metodologias diferem na forma como a decisão é tomada sob incerteza, que decorre do intervalo de dois ou três meses entre o momento em que encomenda o carregamento do GNL e seu recebimento:

8.6 Descrição geral das metodologias

Como mencionado, a encomenda dos navios GNL é um problema de decisão sob incerteza. A próxima figura ilustra o processo decisório do ONS, que, com base na política operativa do PMO ao início do mês t , deve decidir se determina ao agente a encomenda ou não do carregamento do GNL. Pode-se simular o efeito para cada uma das duas possibilidades de decisão através de dos diferentes cenários simulados no PMO. Os efeitos das decisões são medidos em termos de valor esperado dos sobrecustos associados aos dois erros anteriores.

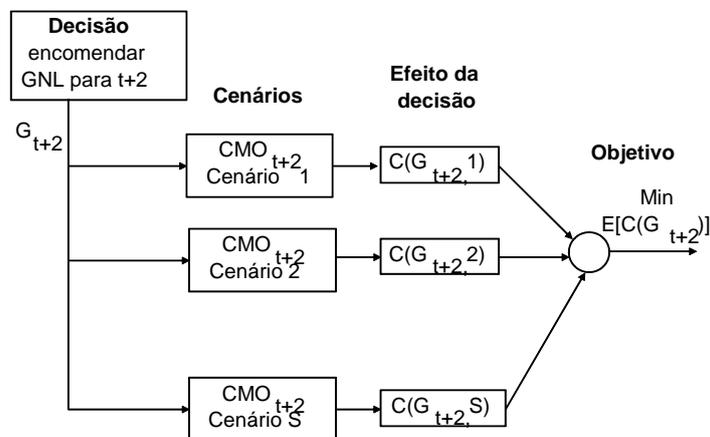


Figura 8.2 – Processo decisório sob incerteza

8.6.1 Como criar os cenários de CMO?

O procedimento anterior requer a simulação da operação do sistema de t até $t+2$ para S cenários de afluência usando o PMO do estágio t . A Figura 8.3 ilustra este processo.

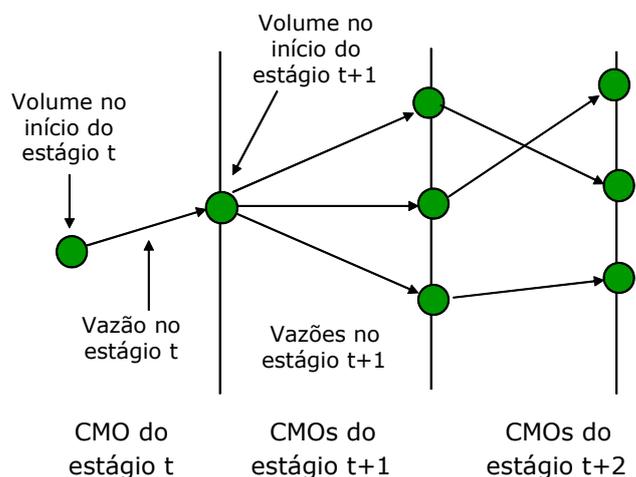


Figura 8.3 – Geração de cenários condicionados no estágio t

A simulação direta é possivelmente a melhor estratégia de cálculo da distribuição de CMOs em $t+2$ a partir do mês *corrente*, t . Entretanto, para o cálculo dos indicadores do ICB, seria necessário calcular a distribuição de CMOs *condicionados* a cenários de armazenamento inicial nos meses futuros, isto é, $\{V_{t+1,1}; \dots V_{t+1,S}\}$; $\{V_{t+2,1}; \dots V_{t+2,S}\}$; $\{V_{T,1}; \dots V_{T,S}\}$.

Isto implicaria repetir o procedimento de simulação para $(T-2) \cdot S$ cenários. Por exemplo, para o horizonte do Plano Decenal ($T=120$ meses) e $S=2000$ cenários, seriam necessários 240 mil simulações operativas de dois meses cada, o que representa grande dificuldade computacional. Torna-se necessário, portanto, desenvolver novos algoritmos de simulação. Os seguintes algoritmos foram analisados.

- Representação do CMO como uma cadeia de Markov
- Política operativa usando o CMO como variável de estado
- Séries semelhantes

Para os dois algoritmos, a idéia é deduzir as distribuições de probabilidade **condicionadas** dos CMOs em $t+2$ para cada cenário de armazenamento inicial nos estágios $t = 1, \dots, T-2$, como mostra a Figura 8.4.

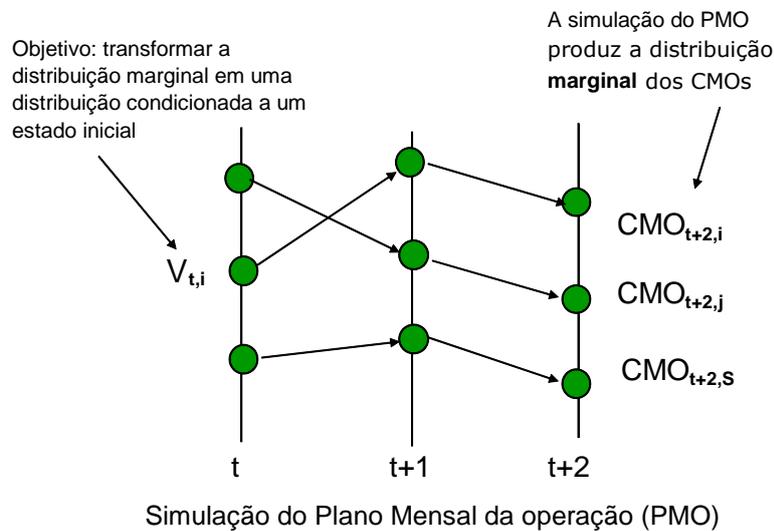


Figura 8.4 – Distribuição condicionada de probabilidade do CMOs no estágio t

8.6.2 Algoritmo 1: Ajuste de uma cadeia de Markov aos CMOs

Ajusta-se uma cadeia de *Markov* aos cenários de CMO. A decisão de despacho é tomada a partir do valor esperado do CMO em $t+2$ *condicionado* a seu valor em t , ou seja, $E(CMO_{t+2} | CMO_{t,s})$. Uma matriz mensal de probabilidade de transição dos CMOs é construída, contabilizando-se a quantidade CMOs em t *pertencentes* a um *cluster* i que transitam para cada um dos possíveis *clusters* em $t+1$. Se existem $N_{i,t}$ cenários de CMO no *cluster* i em t , e destes, $N_{j,t+1}$ seguem para o *cluster* j em $t+1$, a probabilidade p_{ij} é $N_{j,t+1}/N_{i,t}$. Naturalmente, $\sum_j N_{j,t+1} = 1$. A tabela a seguir ilustra uma matriz de probabilidade para um caso com três *clusters*.

Tabela 8.2 – Matriz de probabilidades de transição

De \ Para	Alto	Médio	Baixo	Total
Alto	0.60	0.30	0.10	1.00
Médio	0.25	0.70	0.05	1.00
Baixo	0.10	0.30	0.60	1.00

A Figura 8.5 ilustra o procedimento anterior.

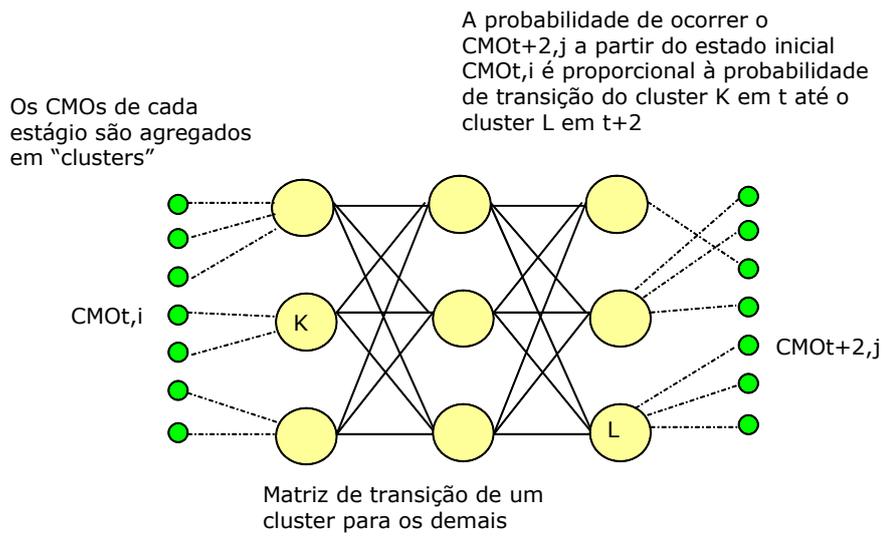


Figura 8.5 – Matriz de probabilidade de transição entre estados de CMOs

A Figura 8.6 ilustra o processo decisório para cada estágio e cenário. Os custos associados às diferentes decisões são ponderados pelas probabilidades de transição entre os clusters, calculadas pelo procedimento anterior.

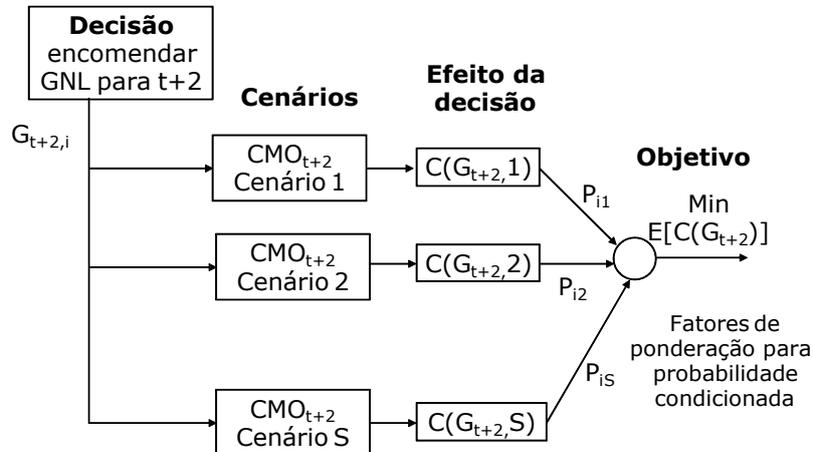


Figura 8.6 – Matriz de probabilidade de transição entre estados de CMOs

8.6.3 Algoritmo 2: Política operativa com o CMO como variável de estado

Se a única informação disponível é o CMO, a política operativa ótima tem um formato bastante simples: se $CMO_{t,i} \leq C^*(t)$, não encomenda o navio ($G_{t+2,i} = 0$). Caso contrário, encomenda o navio, ou seja, $(G_{t+2,i}) = G_{max}$.

O problema é, portanto, determinar, a cada estágio t , o valor crítico $C^*(t)$ que minimiza o valor esperado do sobrecusto ao consumidor em $t+2$, como mostra a Figura 8.7.

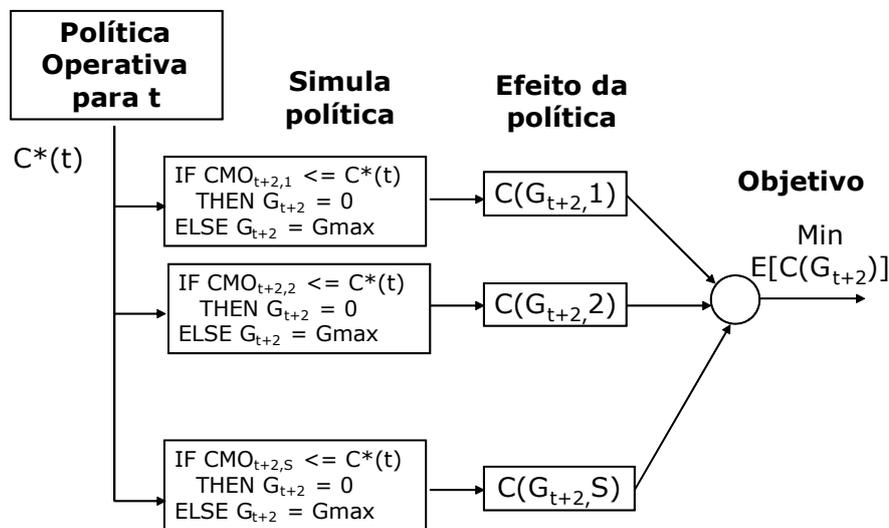


Figura 8.7 – Metodologia com o CMO como variável de estado

Uma vez decidida em cada etapa o despacho ótimo para o estágio corrente, o processo pode ser simulado para os diferentes cenários de CMOs, para todas as etapas.

8.6.4 Algoritmo 3: Séries semelhantes

O terceiro e último método testado consiste em selecionar para cada etapa t e cenário s , um subconjunto de cenários cujos CMOs sejam semelhantes em t ; para este subconjunto, calcular o valor esperado do CMO em $t+2$. Caso este valor esperado seja superior ao custo variável de produção, $G_{t+2,s} = G_{\max}$. Senão, $G_{t+2,s} = 0$. O procedimento é repetido para todas as séries na etapa t e ao longo de todas as etapas.

8.7 Estudo de Caso

Os procedimentos descritos anteriormente foram implementados em MatLab e testados com cenários de CMO produzidos pelo NEWAVE para determinar a Garantia Física das usinas para os leilões de energia nova e para o Caso correspondente ao Plano Decenal 2006-2015, utilizado pela EPE para calcular os indicadores COP e CEC.

Utilizou-se para comparação térmica 100% flexível e custo unitário de R\$ 160/MWh.

Os seguintes indicadores foram calculados:

- Frequência de despacho
- Índice de acerto (quando a decisão tomada com antecedência coincide com o despacho do ONS “pronta entrega”);
- Erro1 (“despacho em falso”);
- Erro2 (“falha no despacho”)

Além destes indicadores, calculou-se o sobrecusto esperado do custo de operação com relação ao despacho atual do ONS, medido como:

$$\text{Sobrecusto} = E [(CMO-CVU) \times (G_{\text{ons}} - G_{\text{d.prévio}})]$$

Onde:

G_{ONS} Despacho atual do ONS: se $CMO > CVU$, $G_{\text{ons}} = G_{\text{max}}$. Caso contrário, $G_{\text{ons}} = 0$.

$G_{\text{d.prévio}}$ Despacho prévio, decidido sob incerteza, por cada um dos métodos descritos anteriormente

A tabela a seguir mostra os resultados obtidos por cada procedimento. Observa-se que há grande semelhança dos resultados encontrados pelos diversos métodos.

Tabela 8.4 – Resultados

	ONS Atual	Cadeia de Markov	CMO como variável de estado	Método Séries Semelhantes.
Frequência de despacho	13.7%	14.2%	13.5%	12.9%
Índice de acerto		92.7%	93.1%	92.9%
Frequência de Erro 1		3.8%	3.3%	3.1%
Frequência de Erro 2		3.4%	3.5%	3.9%
Sobrecusto total (SC) (R\$ por MWh)		3.87	3.58	3.99
SC do Erro1 (R\$/MWh)		1.94	1.62	1.57
SC do Erro2 (R\$/MWh)		1.93	1.97	2.42

Por último, calculou-se para o procedimento da Seção 8.6.3 (CMO como variável de estado) que, apresentou os melhores resultados, a variação da Garantia Física (usando

CMOs do caso estático, o mesmo utilizado pela EPE) e na seqüência, a variação das parcelas COP e CEC por MWh de lastro.

Tabela 8.5 – Matriz de probabilidades de transição

	Despacho sem aviso prévio	Despacho com aviso prévio*
GF (% da Pot. Dispon.)	86.4%	83.1%
COP /GF [R\$/MWh]	24.99	25.58
CEC /GF (R\$/MWh)	38.87	41.62
TOTAL (COP+CEC)/GF	63.86	67.20
Diferença (R\$/MWh)		3.34

A tabela anterior mostra que para uma usina térmica com custo variável de R\$ 160/MWh, haveria um aumento de R\$ 3.34 por cada MWh de garantia física nas parcelas COP e CEC. Observa-se também uma redução da garantia física de 86.4% para 83.1% da potencia disponível. Isto ocorre porque há mais peso relativo aos erros associados às “falhas de despacho”, que ocorrem quando os CMOs são mais elevados.

Uma análise de sensibilidade foi feita calculando-se os impactos em termos de COP, CEC e GF para o “Caso Estático”, utilizado pela EPE no cálculo da GF. Esta sensibilidade é apresentada no Anexo B.

8.8 Pseudo código dos algoritmos

8.8.1 Algoritmo 1: Cadeia de “Markov”

Repita para $t = 1, \dots, T-2$

Repita para $s = 1, \dots, S$

Determinar valor esperado do CMO em $t+2$, condicionado ao CMO em t :

$$E(CMO_{t+2} | CMO_{t,s}) = \frac{1}{N_j} \sum_{j=1}^J p_{C(CMO_{t,s}),j} \cdot CMO_{t+2,s}$$

$$G_{t+2,s}^{markov} = G_{max}, \text{ caso } E(CMO_{t+2} | CMO_{t,s}) \geq c$$

$$G_{t+2,s}^{markov} = 0, \text{ caso contrário}$$

Fim do loop

Fim do loop

Onde:

- $C(\cdot)$ Cluster do CMO da série s , estágio t $CMO_{t,s}$
- $W_{t,t+1}$ Matriz de probabilidade de transição de CMO_t para CMO_{t+1}
- P_t Matriz calculada como $P_t = \prod_{k=1}^K W_{t+k-1,t+k}$. Cada elemento $p_{i,j}$ mede a probabilidade de transição $i = C(CMO_{t,s})$ para $j = C(CMO_{t+2,n})$

8.8.2 Algoritmo 2: Método CMO como variável de estado

Repita para $t = 1, \dots, T-K$

 Inicialize $EC^* = \infty$

 Repita para $s = 1, \dots, S$

 Faça a hipótese de que $CMO_t^* = CMO_{t,s}$

 Repita para $r = 1, \dots, S$

 Decida encomenda GNL comparando $CMO_{t,r}$ com CMO_t^*

 Calcule Valor Esperado de custos em $t+K$ a partir de $CMO_{t+K,r}$

 Fim do loop

 Compare o valor esperado dos custos, $E(C)$, com EC^*

 Se $E(C) < EC^*$, então atualize $EC^* = E(C)$; $s^* = r$

 Próximo s

 Escrever $CMO_t^* = CMO_{t,s^*}$ custo ótimo EC^* e estatísticas de acerto

Próximo t

Repita para $t = 1, \dots, T-K$

 Repita para $s = 1, \dots, S$

 Se $CMO_{t,s} > CMO_t^*$, então $G_{t+K,s}^{v.est} = G_{max}$; caso contrário $G_{t+K,s}^{v.est} = 0$

 Próximo s

Próximo t

8.8.3 Algoritmo 3: Séries semelhantes

Repita para $t = 1, \dots, T-K$

Repita para $s = 1, \dots, S$

- Seja U_s o subconjunto de séries com CMO semelhante a $CMO_{t,s}$. As séries $r \in U_s$ são as que possuem menor distância $d_r = (CMO_{t,s} - CMO_{t,r})^2$.
- Seja $V = \text{Valor esperado de } CMO_{t+K} \text{ para o conjunto } r \in U_s$.
- Se $V > CVU$, então $G_{t+K,s}^{s.sem.} = G_{max}$; Caso contrário, $G_{t+K,s}^{s.sem.} = 0$.

Próximo s

Próximo t

8.9 Generalização do procedimento via formulação linear inteira

O objetivo é minimizar o erro de uma decisão tomada sob incerteza, o que pressupõe que o conjunto de decisões é finito e o erro possa ser estimado com uma amostra de maneira quantificar o desempenho da estratégia de solução.

Existe um conjunto de **J atributos** (informações disponíveis) que são utilizadas na tomada de decisão. Idealmente busca-se encontrar atributos que expliquem bem o processo aleatório sob o qual a decisão será tomada e que possam desta maneira, melhorar o desempenho da decisão medido com aquela amostra.

Vamos exemplificar com o problema do carregamento de GNL:

O **processo decisório** pode se traduzido pela seguinte questão: sob quais condições devemos encomendar carregamentos de GNL? A decisão é tomada sob incerteza. A **aleatoriedade** decorre do fato do carregamento GNL estar disponível somente dentro de três meses, quando o preço é hoje desconhecido. Conta-se com uma amostra de **$S=2000$** possíveis valores para este preço, por exemplo, obtida via simulação.

O único atributo (**$J=1$**) selecionado é o preço *spot* atual de energia. Este atributo será classificado em **$K=2$ categorias** (ex: preço alto e baixo). O problema consiste em

classificar os cenários, colocando-os em cada uma das possíveis categorias. Há uma decisão para cada categoria, o que significa que todos os cenários classificados na mesma categoria terão a mesma decisão. Finalmente, a classificação pode ser testada com a amostra de preços em $t+3$.

8.9.1 Dicionário de variáveis e parâmetros

s	índice de cenários (S cenários)
t	índice da etapa (mês)
j	índice do atributo (J atributos)
k	índice das categorias (K categorias)
c	custo operativo (\$/MWh)
$\pi_{t+3,s}$	custo marginal da operação na etapa $t+3$, cenário s (\$/MWh)
$a_{j,s}$	atributo j da observação s
g_k	decisão da encomenda do GNL em t para despacho em $t+3$ para a categoria k
z_s	decisão da encomenda do GNL para a série s
\hat{z}_s	decisão da encomenda do GNL para a série s
$x_{k,s}$	variável binária; $x_{k,s}=1$ se série s é classificada na categoria k ; $x_{k,s}=0$, c.c.
$L_{j,k}$	variável de decisão que define o limite inferior da categoria k do atributo j
$H_{j,k}$	variável de decisão que define o limite superior da categoria k do atributo j

8.9.2 Formulação matemática

$$\text{Max } \sum_{s=1}^S (\pi_{t+3,s} - c) z_s \quad \text{sujeito a:} \quad (8.14)$$

$$-(1 - x_{k,s}) \leq z_s - g_k \leq (1 - x_{k,s}) \quad k=1..K, s=1..S \quad (8.15)$$

$$\sum_{k=1}^K x_{k,s} = 1 \quad s=1..S \quad (8.16)$$

$$x_{k,s} \in \{0,1\} \quad k=1..K, s=1, \dots, S \quad (8.17)$$

$$g_k \leq 1 \quad s=1, \dots, S \quad (8.18)$$

$$L_{j,k} - M(1 - x_{k,s}) \leq a_{j,s} \leq H_{j,k} + M(1 - x_{k,s}) \quad k=1..K, s=1, \dots, S \quad (8.19)$$

$$H_{j,k} \geq L_{j,k} \quad k=1..K, j=1..J \quad (8.20)$$

$$L_{j,k} \geq H_{j,k-1} \quad k=2..K, j=1..J \quad (8.21)$$

A função objetivo (8.14) contém a função mérito a ser maximizada. A decisão em t terá sido correta se encomendar o carregamento GNL e o custo marginal da energia em $t+3$

superar o custo variável de produção da usina (i.e. $\pi_{t+3,s} > c$) ou o contrário: se *não* for encomendado um carregamento em t e $\pi_{t+3,s} < c$. As duas outras combinações (erros) reduzem o valor da função objetivo sendo maximizada.

A restrição disjuntiva (8.15) define que todas as séries *s* classificadas na categoria *k*, terão a mesma decisão, relativa a esta categoria. A restrição (8.16) estabelece que cada série *s* é classificada numa categoria *k*. A restrição (8.17) estabelece integralidade para as variáveis de decisão de classificação. Por sua vez as restrições (8.18) são necessárias para manter limitado o valor da função objetivo (sem as quais o problema fica ilimitado) e são convenientes por permitirem exprimir a função objetivo em termos unitários (R\$ por MWh). As restrições (8.19)-(8.21) definem os limites mínimos e máximos de cada atributo *j* (variáveis de decisão).

Aplicou-se a formulação anterior para os cenários de custos marginais do Plano Decenal (2007-2016) para $t=26$, ou seja, a decisão de carregamento GNL é tomada em março de 2009, com sua chegada em junho do mesmo ano.

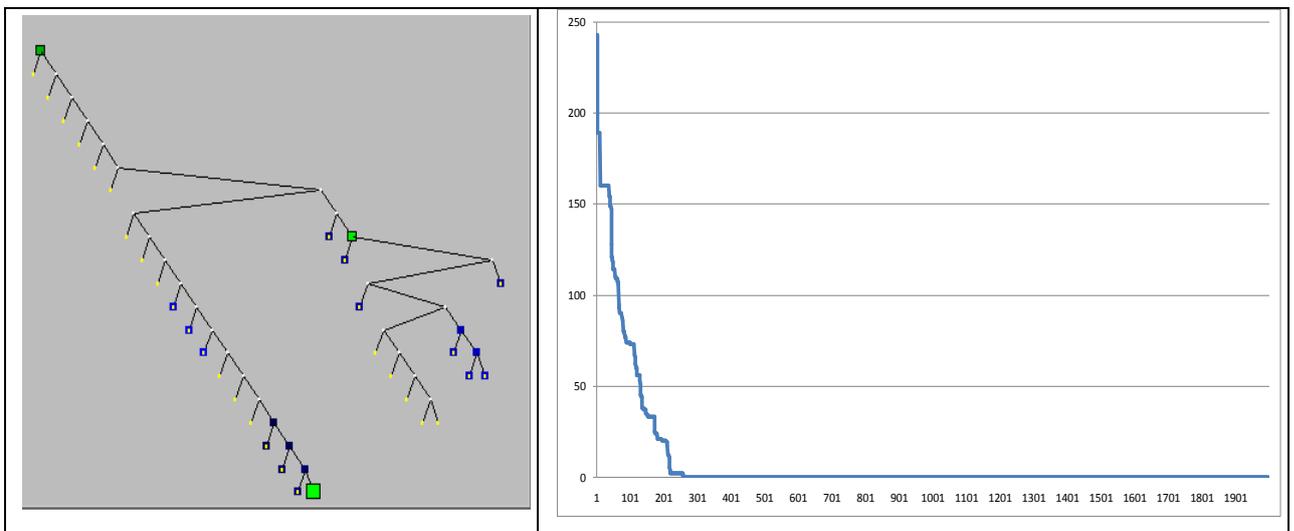


Figura 8.8 – Árvore de *branch & bound* e solução

8.9.3 Desempenho

O índice de acerto foi igual a 87%. Nos 259 cenários (13% restantes) que apresentaram “erros de previsão” 169 (65%) foram do tipo I (isto é não, houve despacho quando deveria) e 90 (35%) foram do tipo II (despacho “em falso”). O Sobrecusto médio foi de R\$ 8.39 por MWh neste mês e nos casos que houve erro este foi em média igual a R\$

65/MWh e no pior caso R\$ 243/MWh. A Figura 8.9 ilustra a distribuição de probabilidade do erro neste mês.

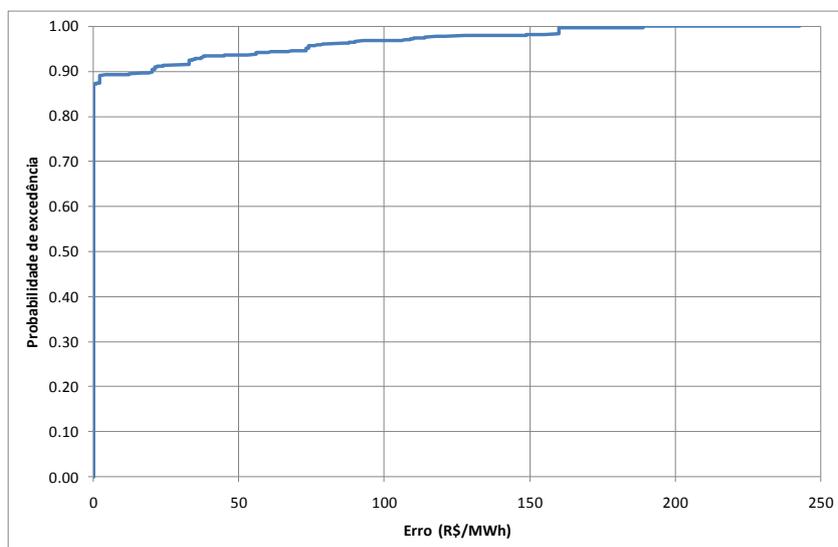


Figura 8.9 – Distribuição de probabilidades dos custo dos erros de previsão

Capítulo 9. A Petrobras precifica o risco do GNL

9.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é estudar o problema da programação das necessidades de compra de GNL e determinar o incremento do preço que a Petrobras teria que incluir na oferta da receita fixa (RF) de suas usinas, assumindo que a empresa absorve o risco entre as diferenças no despacho decidido com alguns meses de antecedência e o despacho do ONS, que é feito sem “aviso prévio”. Neste caso, ao contrário da análise do Capítulo 8, as parcelas COP, CEC e Garantia Física (lastro do contrato) que compõem a oferta final pela geração das usinas a GNL seriam inalteradas, posto que a operação do ONS não é alterada.

Para introduzir as discussões, é conveniente novamente uma pequena revisão do despacho do ONS atual.

9.1.1 O planejamento da operação do ONS

O despacho do ONS para usinas térmicas é resultado da operação do ONS. Conhecido os cenários de custos marginais da operação (CMO), pode-se deduzir o despacho da usina: sempre que o CMO for maior que o custo variável unitário de uma usina c , a mesma será acionada (gerando sua capacidade G). Caso contrário, opera em sua carga mínima inflexível (que por hipótese, é nula para as usinas que operam com GNL).

9.1.2 Procedimento 1: Regra de despacho do ONS para as térmicas

Repita para etapas $t=1, \dots, T$

Repita para cenários $s=1, S$

$$g_{t,s}^{ons} = Gmax, \text{ caso } CMO_{t,s} \geq c$$

$$g_{t,s}^{ons} = 0, \text{ caso contrário}$$

Próximo s

Próximo t

9.2 Riscos para a Petrobras

A regulamentação do setor prevê elevada multa para o caso de uma usina térmica não atender o comando do ONS por insuficiência de combustível. O valor unitário da multa

depende de quantas vezes a usina já tenha falhado anteriormente. Na primeira falha, é de 25% do preço máximo do mercado (PLD_{Max}), na segunda 50% do $PLD_{máx}$, atingindo valor máximo igual ao PLD_{Max} a partir da quarta falha. Além da multa, a usina tem um prejuízo associado à perda de lastro (garantia física) também prevista na regulamentação. A razão é simples: a falha é incorporada à disponibilidade verificada, que é um componente importante na revisão da garantia física das usinas.

Um dos documentos exigidos pela ANEEL para que uma usina participe de leilões de energia é o contrato para entrega firme de combustível. Este contrato deve incluir multa para o vendedor de combustível em caso de falha. Desta forma, a multa é transferida da usina para a empresa fornecedora do combustível. Por simplicidade, vamos considerar que a Petrobras, responsável pelo suprimento de gás natural, também é proprietária das usinas. Desta forma, a análise de risco será feita para a Petrobras. Vamos considerar um despacho feito com K (ex: $K=2$) meses antecedência. De maneira análoga à análise do Capítulo 8, a Petrobras pode cometer dois tipos de erros:

- (i) *Encomendar* navio GNL em t e não ser despachado em $t+K$
Erro 1 : *Geração remunerada a preço inferior ao custo de produção.*
- (ii) *Não encomendar* o navio GNL em t e ser despachado em $t+K$.
Erro 2: *Compra no mercado spot + multa aplicada pela ANEEL*

9.2.1 Despacho Petrobras: maximizar o índice de acertos

Numa primeira abordagem, a estratégia da Petrobras poderia ser a de maximizar o índice de acertos. Um “acerto” ocorre sempre que o despacho da Petrobras em $t+K$ (decidido com antecedência de K meses, ou seja, em t), coincide com o determinado pelo ONS. A estratégia consiste em definir uma regra operativa que envolve encontrar o preço CMO_t^* a partir do qual encomenda-se o GNL para um despacho possível em $t+K$ de forma a maximizar o índice de acertos.

O seguinte procedimento é construído.

Repita para $t=1, \dots, T-K$

Inicialize $A^*=0$ (maior número de acertos)

Repita para $s = 1, \dots, S$

Faça a hipótese de que $CMO_t^* = CMO_{t,s}$

$A=0$ (inicialização dos acertos)

Repita para $r = 1, \dots, S$

Decida o carregamento GNL comparando $CMO_{t,r}$ com CMO_t^*

$A \leftarrow A+1$ se a encomenda é acertada em $t+K$

Próximo r

Compare o índice de acertos A com A^*

Se $A > A^*$, então atualize $A^* = A$; $s^* = s$

Próximo s

Fazer $CMO_t^* = CMO_{t,s^*}$; escrever estatísticas de acerto

Próximo t

Dado CMO_t^* , é possível simular a operação da Petrobras, com o seguinte procedimento:

Repita para $t = 1, \dots, T-K$

Repita para $s = 1, \dots, S$

Se $CMO_{t,s} > CMO_t^*$, então $g_{t+k,s}^{PET} = Gmax$; caso contrário $g_{t+k,s}^{PET} = 0$

Próximo s

Próximo t

A Figura 9.1 mostra os índices de Acerto, Erro 1 e Erro 2 obtidos pelo procedimento anterior para uma térmica fictícia com custo variável de R\$ 160/MWh. Foram utilizados os cenários de PLD para a região Sudeste do caso Newave estático utilizado pela EPE no cálculo da garantia física.

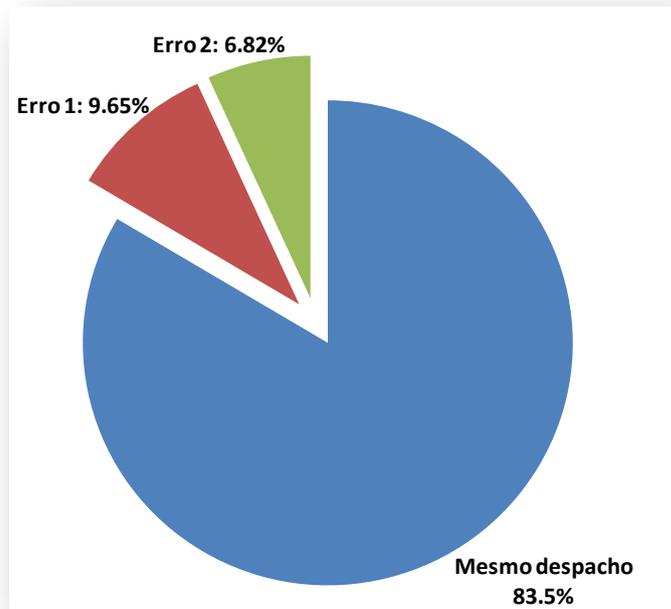


Figura 9.1 – Análise do método “maximização de acertos”

Na Figura 9.2, os índices de acerto mensais para o horizonte estudado são exibidos para decisões tomadas com diferentes prazos de antecedência. Interessante notar que os menores índices de acerto no caso $K=3$ ocorrem entre fevereiro e abril, por decisões tomadas entre novembro e janeiro (período úmido). Por outro lado, os maiores índices de acerto ocorrem em setembro, para decisões tomadas em junho (período seco).

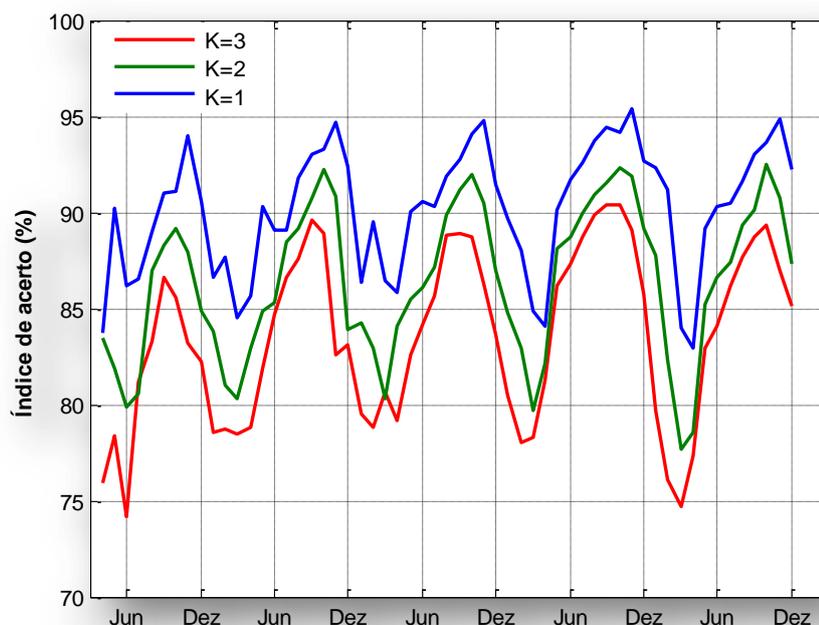


Figura 9.2 – Índice de acerto mensal em função do prazo

A Figura 9.3 mostra a sensibilidade do índice de acerto para a mesma térmica do exercício anterior, em função da antecedência com que a decisão de despacho é feita. Observa-se, como esperado, que quanto maior a antecedência da encomenda, menor a taxa de acerto.

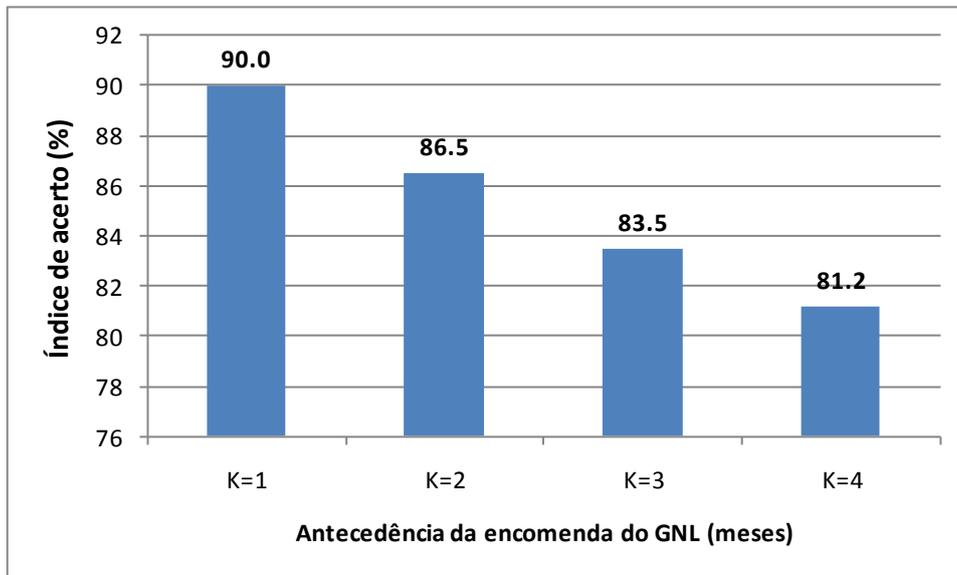


Figura 9.3 – Índice de acerto médio vs. antecipação

9.2.2 Despacho Petrobras para minimizar valor esperado do custo operativo

A estratégia, ainda que construída para maximizar o índice de acertos, *não garante* o menor custo esperado para a Petrobras, quando se considera os efeitos de compra no mercado spot e multa. Por exemplo, para $K=3$, o valor esperado do custo adicional para a Petrobras pelo despacho fora da ordem de mérito (Erro 1) ou não cumprimento do despacho do ONS (Erro 2), considerando detalhes sobre as multas aplicadas pela ANEEL (crescentes com o número de “falhas”, até atingirem $PLD_{máx}$) é de R\$ 58 por MWh de lastro para uma usina com lastro calculado para custo de variável de R\$ 160 por MWh.

Esta despesa *adicional* é excessivamente alta, o que sugere que a estratégia anterior provavelmente não é a mais recomendável por não levar em conta o *impacto econômico* dos diferentes tipos de erros cometidos. É preferível construir uma estratégia de

despacho que calcule o valor esperado do resultado líquido em $t+3$ para as decisões de encomendar/não encomendar o navio GNL em t . O seguinte procedimento é utilizado:

Estratégia da Petrobras para minimizar valor esperado dos custos

Repita para $t = 1, \dots, T-K$

Inicialize $EC^* = \infty$

Repita para $s = 1, \dots, S$

Faça a hipótese de que $CMO_t^* = CMO_{t,s}$

Repita para $r = 1, \dots, S$

Decida a chamada do navio GNL comparando $CMO_{t,r}$ com CMO_t^*

Calcule custos para casos “acerto”, Erro 1 e 2 com $CMO_{t+K,r}$

Fim do loop

Compare o valor esperado dos custos, $E(C)$, com EC^*

Se $E(C) < EC^*$, então atualize $EC^* = E(C)$; $s^* = r$

Fim do loop

Escrever $CMO_t^* = CMO_{t,s^*}$, custo ótimo EC^* e estatísticas de acerto

Fim do loop

Com este procedimento houve uma redução do índice de acertos (de 83.5% para 74%). Entretanto, os efeitos das multas impostas em caso de descumprimento de despacho do ONS provoca redução do Erro 2 e aumento do Erro 1. O sobrecusto médio diminuiu de R\$ 58 para R\$ 31 por MWh de lastro, como mostra a Figura 9.4.

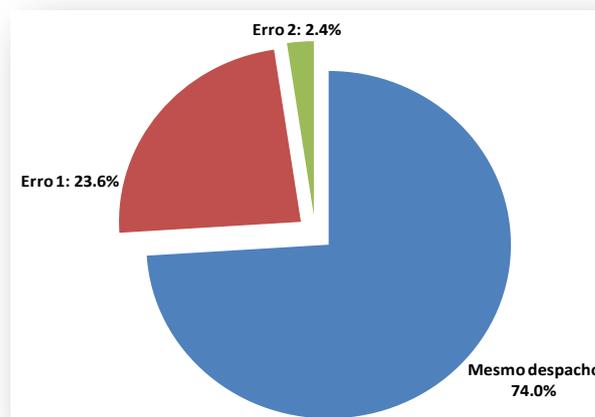


Figura 9.4 – Análise do método “minimização de custos”

9.2.3 Alternativa para determinação do despacho da Petrobras

Outra maneira de se decidir pelo despacho da Petrobras é ajustando-se uma cadeia de Markov aos cenários de PLD. A decisão de despacho é tomada a partir do valor esperado do PLD em $t+K$ condicionado a seu valor em t , ou $E(\pi_{t+K}|\pi_t)$. Utiliza-se um procedimento de *K-means* [12] para agrupar os cenários de PLD de cada etapa nas diferentes categorias (*clusters*).

Em seguida calcula-se uma matriz mensal de probabilidade de transição dos preços, contabilizando-se a quantidade de cenários de preços em t pertencentes a um *cluster* i que transitam para cada um dos possíveis *clusters* em $t+1$. Se existem $n(i,t)$ cenários de PLD no *cluster* i em t , e destes, $n(j,t+1)$ seguem para o *cluster* j em $t+1$, a probabilidade $p(i,j)$ é $n(j,t+1)/n(i,t)$. Naturalmente que $\sum_j n(j,t+1) = 1$. A tabela abaixo ilustra uma matriz de probabilidade de transição para um caso com três *clusters*.

De \ Para	Alto	Médio	Baixo	Total
Alto	0.60	0.30	0.10	1.00
Médio	0.25	0.70	0.05	1.00
Baixo	0.10	0.30	0.60	1.00

Estratégia da Petrobras para minimizar custos via cadeia de Markov

Para etapas $t=1, T$

Para cenários $s=1, S$

$$g_{t,s}^{pet} = G, \text{ se } \sum_{n=1}^S p_{i,j} \cdot (\pi_{t+K,n} - c) > \sum_{n=1}^S p_{C(\pi_{t,s}),C(\pi_{t+K,n})} \cdot M_{t+K,s} \cdot \delta_{t+K,s}$$

$$g_{t,s}^{pet} = 0, \text{ caso contrário}$$

Próximo s

Próximo t

Onde:

$\pi_{t,s}$ PLD do sistema no mês t , série hidrológica s calculado pelo Newave

$C_{t,s}$ Cluster do PLD da série s , estágio t ($\pi_{t,s}$)

$W_{t,t+1}$ Matriz de probabilidade de transição do PLD em t para $t+1$

- P_t Matriz calculada como $P_t = \prod_{k=1}^K W_{t+k-1,t+k}$. Cada elemento $p_{i,j}$ mede a probabilidade de transição do *cluster* $i = C(\pi_{t,s})$ para $j = C(\pi_{t+K,n})$.
- $\delta_{t+K,s}$ Despacho do ONS não atendido. $\delta_{t+K,s} = G$ se $\pi_{t+K,s} > c$; $\delta_{t+K,s} = 0$, c.c.
- $M_{t+K,s}$ Multa. $M_{t+K,s} = 0,25 \cdot \text{Min} \left\{ PLD_{max}, \frac{l_{t+K-1,s}}{4} \cdot PLD_{max} \right\}$
- $l_{t,s}$ Número de vezes que despacho do ONS não foi obedecido, limitado a 4, na etapa t , cenário s .

A Figura 9.5 mostra pequena melhora no despacho em relação ao procedimento anterior.

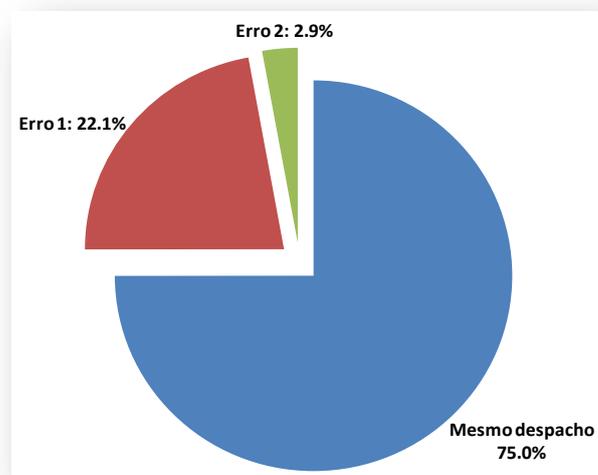


Figura 9.5 – Análise do método minimização de custos via cadeia de *Markov*

Este procedimento foi estudado para os resultados (cenários de PLD) obtidos pelo Newave para o caso estático utilizado no cálculo da garantia física das usinas térmicas para o leilão A-3 (2007) de energia nova. Observa-se da tabela a seguir um considerável aumento do fator de capacidade do despacho da térmica decorrente da operação com 3 meses de antecedência, quando comparado ao despacho do ONS (sem antecedência).

	Fator de capacidade
Despacho ONS Atual	37.8%
Despacho da Petrobras com 90 dias de antecedência	48.8%

9.2.4 Mitigação de risco prevista no Termo de Compromisso com ANEEL

A regulação permite a contabilização da energia gerada pela usina e não solicitada pelo ONS (despacho “fora da ordem de mérito”) para alívio de multa em situação contrária: quando o ONS solicita o despacho, que não pode ser feito. O procedimento é análogo ao anterior. A diferença está no cálculo da multa. Sempre que houver despacho fora da ordem de mérito, a usina estoca energia que pode ser utilizada para evitar multa em situação reversa (ONS manda despachar e não há combustível). Este mecanismo pode ser introduzido, como mostra o procedimento a seguir.

Inclusão da mitigação de riscos

Se $g_{t,s}^{ons} > g_{t,s}^{pet}$ então

Se $v_{t,s} = 0$ então

$$M_{t+K,s} = 0,25 \cdot \text{Min} \left\{ PLD_{max}, \frac{l_{t+K-1,s}}{4} \cdot PLD_{max} \right\}$$

$$l_{t+K,s} = l_{t+K-1,s} + 1$$

Caso contrário então

$$M_{t+K,s} = 0$$

$$l_{t+K,s} = l_{t+K-1,s}$$

Fim

Fim

$$v_{t+1,s} = \text{Max} \{ 0, v_{t,s} + g_{t,s}^{pet} - g_{t,s}^{ons} \}$$

9.2.5 Mitigação de risco alternativa apresentada em audiência pública

Neste caso, a usina não recebe o PLD caso seja despachada fora da ordem de mérito. Ou seja, absorve todo o custo. Por outro lado, no momento em que o ONS a despacha, e a mesma utiliza o estoque armazenado no reservatório virtual, recebe o custo variável de produção, como se tivesse efetivamente produzido aquela energia. Caso não tenha energia no reservatório para atender seu despacho do ONS, incorrerá multa (crescente com o número de vezes de falha, de acordo ao TC), e terá que honrar energia do contrato de disponibilidade, comprando energia no spot, sendo ressarcida de seu custo variável de produção pela distribuidora.

9.3 Resultados

Os procedimentos anteriores foram analisados para o caso da térmica fictícia com custo igual a R\$ 160/MWh. Utilizou-se cenários de CMOs produzidos pelo modelo Newave para o caso estático utilizado pela EPE para o cálculo da Garantia Física e resultados de PMOs extraídos do Plano Decenal do MME, utilizado pela EPE no cálculo do COP e CEC.

A seguir serão analisados os sobrepreços resultantes para cada situação de alocação de riscos. Em todos estes casos, o COP e o CEC são os mesmos de uma térmica despachando normalmente no NEWAVE, sem antecedência.

- (i) Sem mitigação: Sobrepreço que a Petrobras cobraria se tivesse que se proteger sozinha contra os erros de previsão e multas resultantes de encomendar o navio de GNL com 3 meses de antecedência.
- (ii) Mecanismo de mitigação do TC da ANEEL com a Petrobras: sobrepreço considerando o reservatório com "indulgências". A diferença em relação ao caso anterior se deve basicamente às multas evitadas.

A Figura 9.6 mostra os resultados dos sobrepreços (expressos em termos de R\$/MWh de GF) obtidos em cada caso analisado. Estes seriam incorporados ao termo da receita fixa (RF) do ICB pela Petrobras.

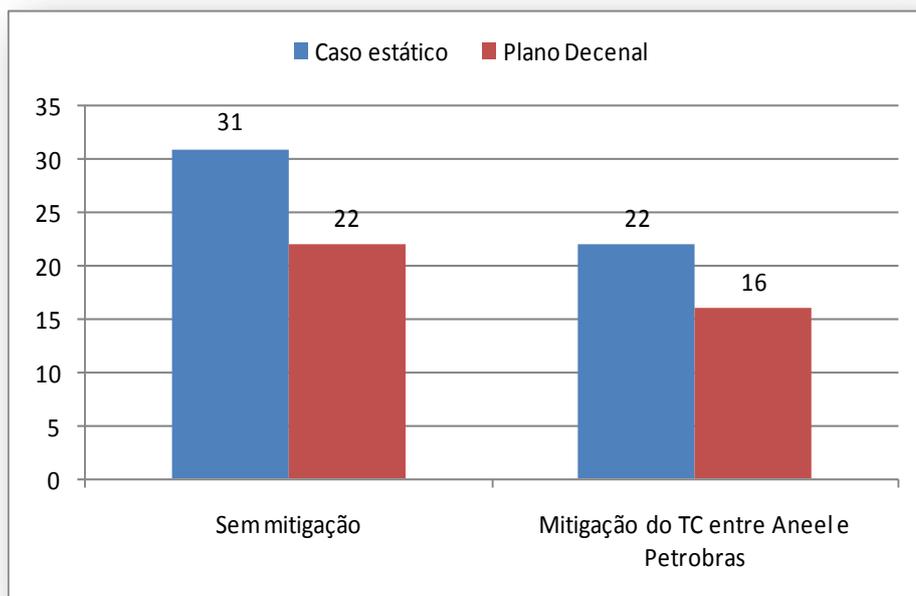


Figura 9.6 – Comparação dos sobrecustos

9.4 Otimização do despacho da Petrobras (PDD) com mitigação de risco

O seguinte procedimento, baseado em programação dinâmica estocástica discreta, pode ser construído para incluir as decisões de despacho da Petrobras considerando como variáveis de estado, o nível de preços atual, os carregamentos de navios com GNL feitos nos últimos 3 meses, e o nível do reservatório de “indulgencias”.

Um tema importante, não incluído no procedimento, é a máxima capacidade de armazenamento do reservatório virtual, que depende do espaço (físico) dos reservatórios do sistema. Este, por sua vez, é obtido pela diferença entre a energia armazenável máxima em cada subsistema e a energia armazenada em cada instante de tempo e para cada cenário simulado, sendo, portanto, estocástico.

Para simplificar a análise, o procedimento a seguir encontra a política operativa ótima para encomenda de navios GNL da Petrobras supondo que há um limite máximo para o armazenamento no reservatório de indulgências. A partir deste valor, qualquer energia gerada fora da ordem de mérito é vertida.

Procedimento: Inclusão da mitigação de riscos na política operativa da Petrobras

Para $t=1,..T$

Para $i=1, I$

$$Rsp = \text{Max}\{0, \bar{\pi}_{t,i} - c\}$$

Para $C_t^0=0, N$

$$def = \text{Max}\{0, \bar{g}_{t,i} - C_t^0\}$$

Para $l=1, L$

$$K = \text{Min}\{L, \text{Max}\{0, l + C_t^0 - \bar{g}_{t,i}\}\}$$

$$desp = def \cdot (\pi_{MAX} + Rsp)$$

Para $C_t^1 = 0, N$

Para $C_t^2 = 0, N$

$$S_{min} = \infty$$

Para $C_t^3 = 0, N$

$$S = \text{custo}_{GNL} \cdot C_t^3 + desp + \sum_{j=1}^J p(i, t, j) \cdot Z(K, C_t^1, C_t^2, C_t^3, j)$$

$$\text{Se } S < S_{min} \text{ então, } C_t^{3*} = C_t^3; Z(K, C_t^0, C_t^1, C_t^2, i) = S$$

Próximo C_t^3

Próximo C_t^2

Próximo C_t^1

Próximo l

Próximo C_t^0

Próximo i

Próximo t

Capítulo 10. Contratação ótima dos carregamentos GNL

10.1 Os contratos de compra de GNL

No segundo semestre de 2006, a Petrobras anunciou a construção de terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) nas regiões Sudeste e Nordeste. Além de proporcionar maior segurança de abastecimento, ao diversificar as fontes de suprimento de gás, o GNL permite vislumbrar a possibilidade de um esquema de compra com maior flexibilidade para as usinas térmicas existentes e futuras, mesmo que a um custo unitário mais elevado. Esta alternativa, como vista, é interessante por aumentar a competitividade da geração térmica no Brasil.

Como visto, embora o mercado de GNL ainda esteja em desenvolvimento em escala internacional, seu crescimento é expressivo, com rápida maturação tecnológica e redução significativa no custo de liquefação e transporte. Tradicionalmente financiado pelo mercado consumidor, através de contratos de suprimento com fornecedores de longo prazo, recentemente observa-se uma ampliação nas opções de contratação, com prazos menores e maiores flexibilidades.

Os contratos de suprimento de GNL possuem especificidades relacionadas ao volume de gás, preço e ao prazo de “convocação” para a entrega do gás natural através de navios metaneiros. Por exemplo, uma das características dos contratos é a associação do preço do gás natural ao preço do *Henry Hub* acrescido de uma margem, que por sua vez diminui quanto maior for a antecedência da chamada (“call”) dos navios metaneiros. Neste esquema, a menor margem ocorre se as térmicas pudessem anunciar com bastante antecedência (no início de cada ano) as suas necessidades de navios metaneiros em cada um dos meses subsequentes do ano corrente [21].

10.2 Estratégia de contratação

Um problema de decisão importante consiste em determinar a programação do envio dos navios metaneiros que trazem o gás natural liquefeito a cada ano de forma a atender a demanda de gás e minimizar o custo de compra do insumo.

Este problema torna-se mais complexo devido à característica do consumo de gás natural pelo setor elétrico, que é potencialmente elevado e possui forte componente de incerteza resultante do fato de que, diferentemente da indústria, do comércio, do GNV e das residências, o consumo total de gás das térmicas não é previsível com uma margem razoável de erro. Como visto, a programação do despacho térmico que é realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) com o uso de modelos computacionais, é função das condições hidrológicas que tem uma forte componente de incerteza, do nível de armazenamento dos reservatórios e do equilíbrio da capacidade de oferta e demanda do setor elétrico brasileiro.

Por sua vez, os preços do gás natural no *Henry Hub* (base do contrato de compra de gás) também possuem forte incerteza e volatilidade, muitas vezes associadas a condições climáticas (adicionalmente às condições de oferta x demanda local).

Desta forma, ao problema de decisão para determinar a programação das necessidades de compra de GNL adiciona-se um componente estocástico, oriundo das incertezas hidrológicas e da incerteza de preços de gás no Henry Hub.

10.3 Combinando o GNL com o armazenamento indireto do gás

A complexidade do problema anterior aumenta ainda mais quando consideramos que uma expectativa de consumo de gás para despacho térmico pode ser “frustrada” por ocorrência de hidrologias mais favoráveis que as esperadas. Neste caso, o gás natural solicitado não seria mais necessário após a chegada do navio metaneiro às estações de re-gaseificação. De maneira simétrica, hidrologias menos favoráveis que as esperadas podem conduzir a uma necessidade de despacho térmico “imediato”, sem permitir tempo suficiente de chegada do navio metaneiro com o combustível necessário.

Um interessante mecanismo para aliviar este problema é encontrado na própria característica física do sistema hidroelétrico brasileiro: a existência de reservatórios com grande capacidade de acumulação fornece uma flexibilidade de armazenamento que poderia ser utilizada pelas usinas térmicas para armazenar, sob forma de água, o gás natural trazido e não utilizado através de um “despacho forçado”. Neste caso, as usinas

térmicas ficariam com um crédito de gás natural armazenado nos reservatórios das hidroelétricas sob forma de água.

Este mecanismo poderia ser implementado através de um “reservatório virtual” de armazenamento, nos mesmos princípios do mecanismo vigente no Acordo de Recomposição de Lastro para a Região Nordeste¹⁰.

O armazenamento hidroelétrico poderia ser utilizado como “buffer” pelas térmicas para permitir o armazenamento de gás natural não utilizado. Como este mecanismo utiliza o armazenamento disponível nos reservatórios das hidroelétricas, é razoável imaginar a cobrança de uma taxa de armazenamento para a sua utilização e a necessidade de uma intensa comunicação com o ONS para determinar a programação dos despachos. Em resumo, a possibilidade de armazenamento se tornaria mais uma importante componente do problema de decisão sob incerteza da seção anterior.

10.4 Componentes do modelo

O princípio básico da metodologia proposta consiste em não se modificar o despacho do ONS e utilizar o armazenamento de gás sob forma de água nas hidroelétricas para compensar qualquer desvio da operação ótima do sistema hidrotérmico estabelecido pelo ONS. O modelo é composto por dois blocos principais, como mostra a Figura 10.1.

O primeiro bloco, representado pela parte superior da Figura 10.1, é responsável pela simulação energética da operação do sistema elétrico de acordo com a metodologia vigente. Utiliza-se um modelo de planejamento da produção hidrotérmica baseado em metodologia PDDE. A partir de um cenário de oferta e demanda de energia e de cenários hidrológicos, calcula-se a política operativa ótima (de mínimo custo esperado) com este modelo, produzindo três resultados de interesse em cada estágio e cenário hidrológico: (i) a geração das unidades térmicas (GWh); (ii) a energia hidráulica armazenada em cada sistema (GWh) e (iii) a energia armazenável máxima em cada sistema (GWh)

¹⁰ Despacho ANEEL N° 1.090, de 23 de dezembro de 2004

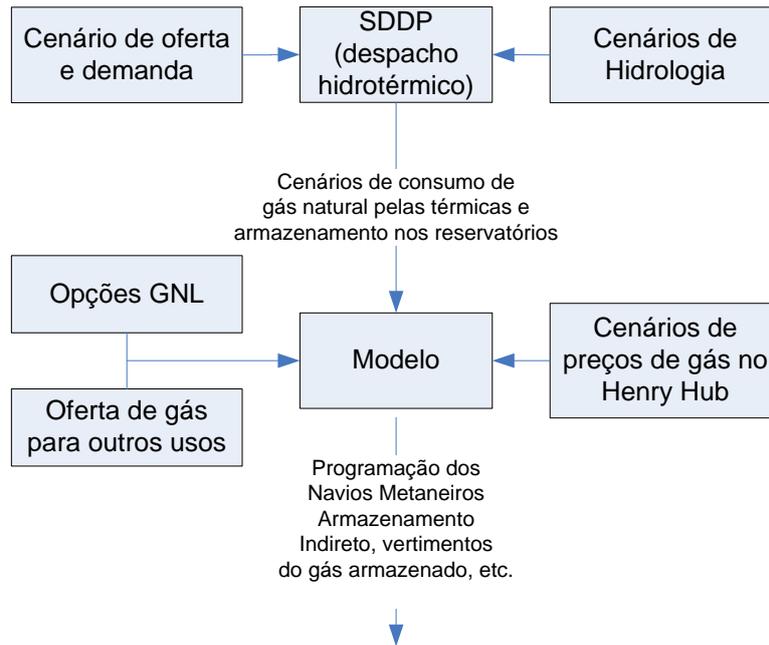


Figura 10.1 – Fluxo de informações na otimização da encomenda de GNL

O segundo bloco, representado pela parte inferior da Figura 10.1, consiste em um modelo responsável pelas decisões de “scheduling” do GNL a partir de resultados do despacho hidrotérmico (bloco anterior). O modelo determina qual a programação dos navios de GNL a ser realizada para o ano corrente, utilizando as flexibilidades de armazenamento em hidroelétricas de forma a minimizar o custo de compra do gás considerando a incerteza no consumo térmico.

Observe que o problema é estocástico porque as demandas de gás termoelétrico dependem do despacho do ONS, que por sua vez depende das condições hidrológicas. O tamanho do “reservatório virtual” para armazenamento de gás também será aleatório, pois é dado pela diferença entre a máxima energia armazenada nos reservatórios e a energia efetivamente armazenada em cada cenário simulado, em cada etapa.

Suponha que num certo mês sejam despachadas térmicas que utilizem gás de um navio metaneiro, mesmo sem a instrução do ONS. Esta energia pode ser estocada nos reservatórios do sistema, deslocando hidráulica no atendimento à demanda. No mês seguinte ocorre uma hidrologia excepcional que produza vertimentos nos reservatórios

do sistema. A energia das térmicas a gás que havia sido “estocada” será a primeira a ser vertida, alterando o saldo da conta virtual de gás¹¹.

Adicionalmente, existem as incertezas nos preços de gás no *Henry Hub*, que dependem do balanço de oferta e demanda do gás neste ponto de consumo nos EUA, e de fatores exógenos como às condições climáticas e o crescimento econômico. Esta incerteza é importante, pois tanto o preço no mercado *spot* como nos contratos para entrega futura de GNL dependem (são indexados) do *Henry Hub*.

Por último, tem-se como entrada para o modelo uma lista de contratos candidatos para a compra do GNL com parâmetros tais como duração, carência, número de metaneiros solicitados em cada mês e correspondente preço, que pode até incluir um seguro contra oscilações do preço do Henry Hub na data da entrega do GNL.

Estes elementos constituem os dados de entrada para o problema da determinação ótima das encomendas dos navios de GNL para abastecer o mercado termoeletrico, supondo o despacho do ONS e a possibilidade de um armazenamento prévio da energia gerada fora de mérito para utilização oportuna.

10.5 Modelo matemático

10.5.1 Dicionário de variáveis e parâmetros

Z	Valor esperado do custo dos carregamentos e compras no mercado <i>spot</i> (Milhões US\$)
c_t	Custo de um carregamento de GNL comprado no início do ano para entrega no estágio t (US\$/MMBTU).
x_t	Número de navios (tanqueiros) encomendados no início do ano para entrega no estágio t . Variável de decisão inteira.
k_1	Montante energético de um carregamento de GNL (bilhões de BTU). Se o volume de GNL transportado é y m ³ , $k_1 = 0.001 \times y \times 23.12$, onde 23.12 é o conteúdo energético de 1 m ³ de GNL (em milhões de BTU), supondo taxa de compressão de 610:1 e 1075 Btu por pé cúbico de vapor. Para um navio de 130 mil m ³ , tem-se que $k_1 = 3$.
k_2	Fator para taxa de urgência para entrega imediata de carregamento de GNL aplicada sobre compra <i>spot</i> do GNL no Henry Hub. Exemplo: $k_2 = 1.5$

¹¹ No futuro, pode-se até imaginar um quadro onde os produtores térmicos a gás que pré-estocassem suas energias nos reservatórios do sistema pudessem - via leilão - disputar a posição na ordem do vertimento

k_3	Fator de conversão de um carregamento GNL para GWh suposto igual a 360 GWh/tanqueiro. Um tanqueiro transporta 130,000 m ³ de GNL comprimido 610:1 (79,3 MMm ³ gaseificado). Supondo consumo térmico de 220 m ³ /MWh (média ponderada de 75% da capacidade térmicas operando a ciclo combinado e 25% em ciclo aberto), este navio transporta 360 GWh de energia térmica, suficiente para uma 1,000 MW de usinas térmicas operarem por 15 dias, aproximadamente.
$\pi_{t,s}$	Preço do gás no Henry-Hub no estágio t , cenário s (US\$/MMBTU)
$q_{t,s}$	Compra de GNL para entrega imediata (spot) no estágio t , cenário s . Variável de decisão (quantidade de navios).
$\delta_{t,s}$	Energia despachada e não atendida pelo ONS (MWh)
C_δ	Custo (penalidade) por violação do despacho térmico (R\$/MWh) de acordo com regulamentação vigente, este valor pode alcançar o preço teto do mercado, ou PLD _{Max} .
$g_{j,t,s}$	Geração da térmica j determinada pelo ONS para o estágio t , cenário s . Dado de entrada, oriundo de simulação da operação do sistema elétrico (GWh).
$\bar{v}_t - v_{t,s}$	Tamanho disponível para o reservatório virtual, dado pela diferença entre a energia armazenada máxima e a energia armazenada no reservatório equivalente no estágio t , cenário s . Dado de entrada, oriundo de simulação da operação do sistema elétrico feita pelo ONS (GWh).
$b_{t,s}$	Vertimento da energia estocada pelas térmicas no reservatório virtual no estágio t , cenário s (GWh)
$r_{t,s}$	Retirada de energia do reservatório virtual no estágio t , cenário s . Variável de decisão (GWh).
$e_{t,s}$	Energia armazenada no reservatório virtual no estágio t , série s . Variável de decisão (GWh)

10.5.2 Contratos considerados

Em princípio, pode haver vários contratos de suprimento de gás com prazos, volumes mensais, carências, preços, etc. diferenciados. Entretanto, sem perda de generalidade, assumiremos que existe um único formato de contrato segundo o qual o número de navios GNL com 130 mil m³ a serem entregues em cada mês é decidido no início do ano.

O preço para entrega em cada mês futuro é conhecido *a priori*, baseado no mercado de entrega futura negociado em bolsa, como mostra a Figura 10.2.

Preço do Henry Hub (US\$/MMBTU) para entregas futuras
Referência Jan 2007

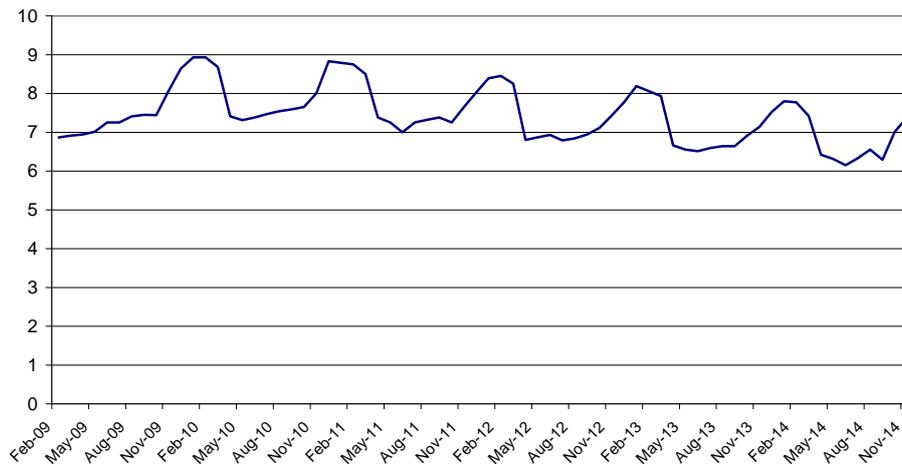


Figura 10.2 – Preço do *mercado futuro* do Henry Hub

10.5.3 Ações que podem ser tomadas

Além do carregamento encomendado ao início do ano, as seguintes ações podem ser tomadas: (i) compra de um carregamento emergencial no mercado *spot* de GNL onde uma taxa de urgência é paga pelo carregamento (tipicamente um multiplicador do preço Henry Hub vigente) e (ii) utilização de energia previamente estocada no reservatório virtual.

a) Função objetivo

Minimizar (i) valor do custo de compra de GNL via contrato com entregas nos doze meses subsequentes + (ii) valor esperado do custo com encomendas de tanqueiros no mercado *spot* de GNL e (iii) valor esperado do custo das penalizações por não atendimento energético do despacho determinado pelo ONS.

$$Z = \text{Min } k_1 \cdot \sum_{t=1}^T c_t x_t + \frac{k_1 k_2}{S} \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T (\pi_{t,s} \cdot q_{t,s}) + \frac{C_\delta}{S} \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \delta_{t,s} \quad (10.1)$$

b) Balanço de gás armazenado no reservatório virtual

O volume energético armazenado no final do mês é igual ao volume no início do mês somado ao volume energético dos carregamentos de GNL que chegam menos o volume energético retirado do reservatório virtual ou vertido.

$$e_{t+1,s} = e_{t,s} + x_t \cdot k_3 - r_{t,s} - b_{t,s} \quad \forall t,s \quad (10.2)$$

c) Volume energético inicial

No início do estudo, pode haver estocado no reservatório virtual, uma energia conhecida.

$$e_{1,s} \leq e_0 \quad \forall s \quad (10.3)$$

d) Espaço para armazenamento energético no reservatório virtual

$$e_{t,s} \leq \bar{v}_t - v_{t,s} \quad \forall t, s \quad (10.4)$$

e) Atendimento da energia térmica a gás natural despachada pelo ONS

$$r_{t,s} + q_{t,s} \cdot k_3 + \delta_{t,s} = \sum_{j \in G} g_{j,t,s} \quad \forall t, s \quad (10.5)$$

f) Número de encomendas no mercado *spot* de GNL

$$q_{t,s} \leq \tilde{Q}_t \quad \forall t, s \quad (10.6)$$

g) Número de encomendas de tanqueiros (restrição do terminal de re-gaseificação)

$$x_t + q_{t,s} \leq \hat{Q}_t \quad \forall t, s \quad (10.7)$$

h) Número de encomendas de tanqueiros é variável inteira

$$x_t \in \mathbb{N}_+ \quad \forall t \quad (10.8)$$

O problema (10.1)-(10.8) é linear-inteiro e pode ser resolvido por pacotes comerciais.

10.6 Estudo de caso

Aplicou-se o problema (10.1)-(10.8) para a configuração do PMO-Novembro de 2006. Carregamentos mensais de navios tanqueiros com 130 mil m³ foram decididos de maneira a atender o consumo de gás das usinas térmicas a gás do Sudeste, a saber: Eletrobolt, Norte Fluminense, R.Silveira, Três Lagoas, Ibiritermo, Nova Piratininga, Termo Macaé, W.Arjona G, Juiz de Fora, Pirat.12 Gás, Termorio e CCBS

No exercício, cenários de preços do Henry Hub foram sorteados a partir dos valores NYMEX de jan/2007 somados a perturbações aleatórias com ± 2 US\$/MBTU sobre o preço futuro, como mostra a Figura 10.3. Obviamente, a geração de cenários de preços futuros do GNL na vida real é mais complexa, dependendo da variância histórica, por exemplo.

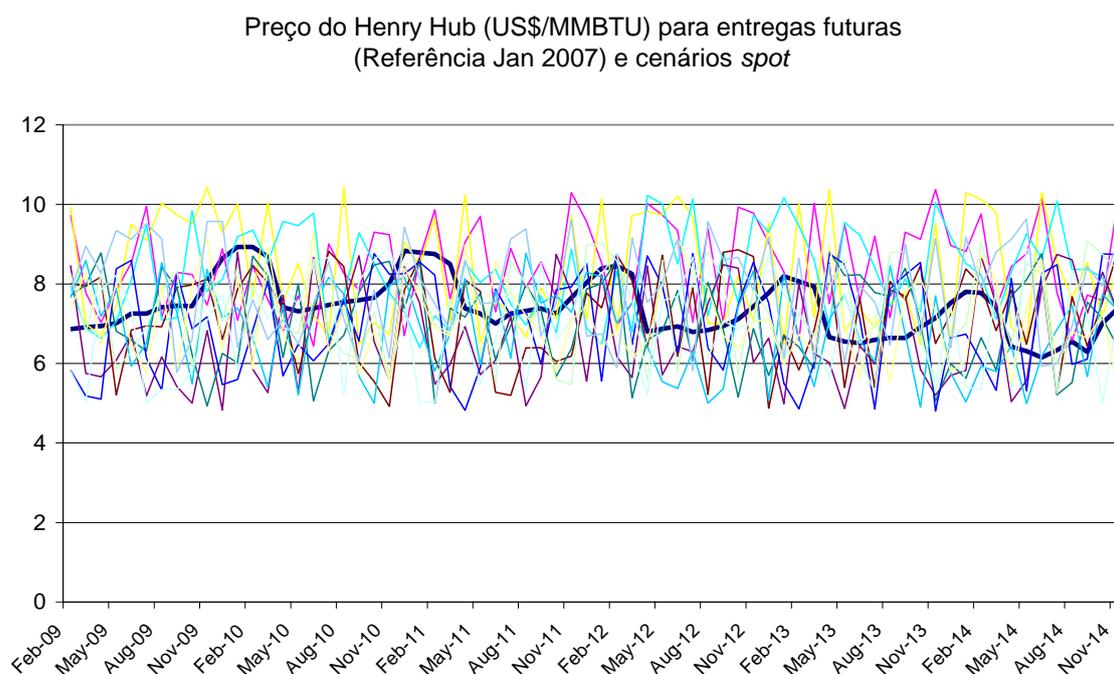


Figura 10.3 – Cenários de preços *futuros* do Henry Hub

10.6.1 Resultados da operação do SIN

Os cenários de volume energético disponível nos reservatórios são obtidos pela diferença entre a energia armazenada e a energia armazenável máxima em cada cenário simulado. A Figura 10.4 exibe valores representativos para situação típica (média), desfavorável (percentil 10%) e favorável (percentil 90%).

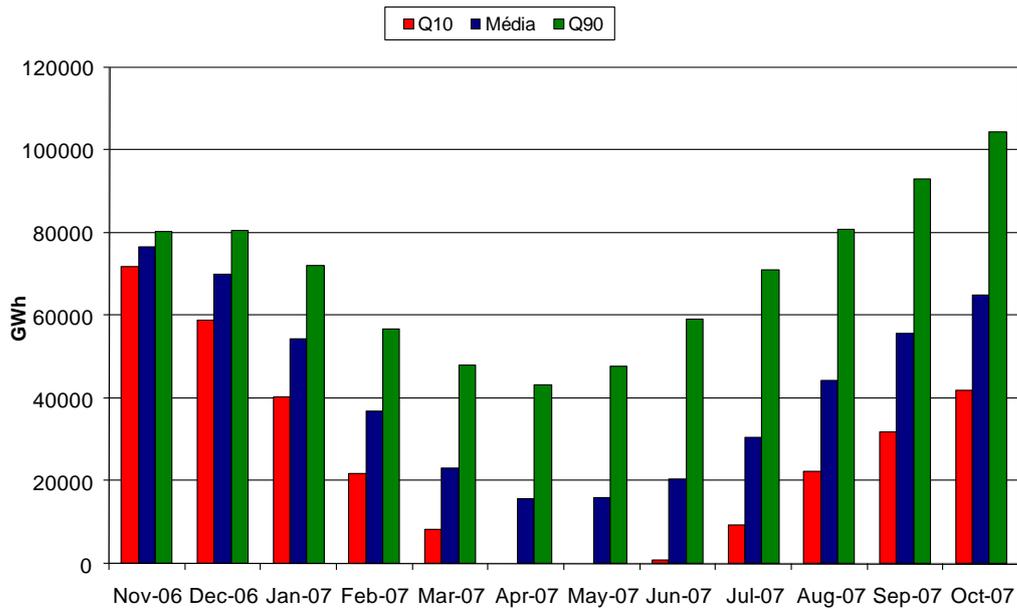


Figura 10.4 – Cenários de energia armazenada

10.6.2 Resultados para as usinas a gás

O custo médio foi de 1.78 bilhões de UD\$, dos quais US\$ 863 milhões são fixos (associados aos carregamentos) e custos de compras spot com média de 917 milhões e seguinte distribuição:

Custo de deficit de geração de UTEs a GN (Milhões de US\$)

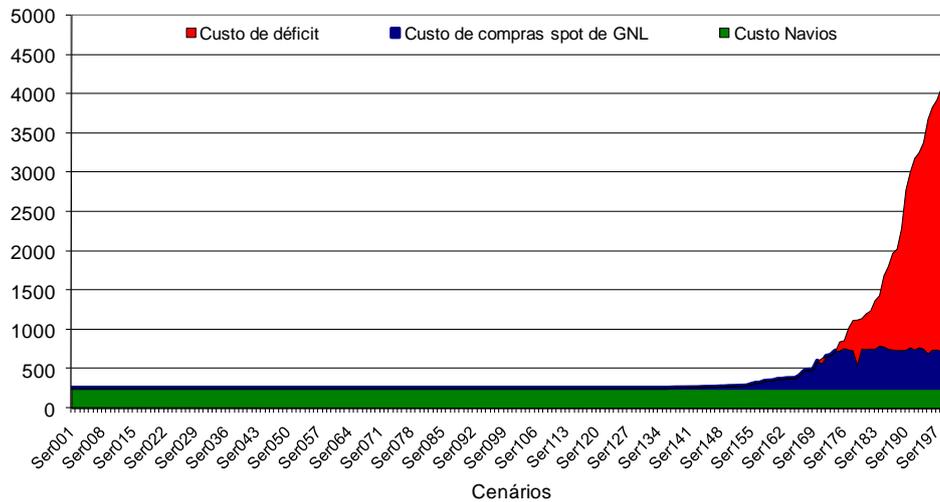


Figura 10.5 – Distribuição de custos

Os carregamentos de tanqueiros GNL foram os seguintes:

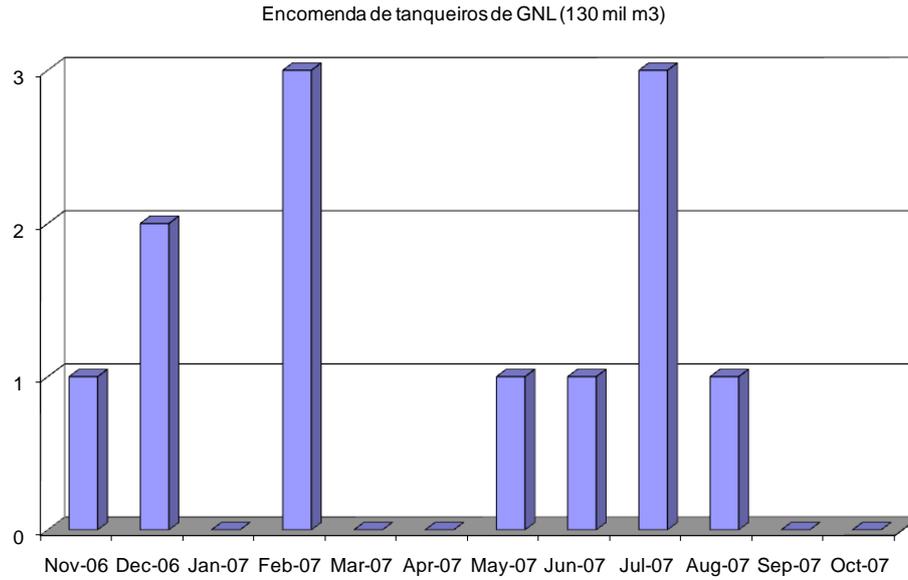


Figura 10.6 – Carregamentos de GNL

As retiradas de GNL do reservatório virtual foram as seguintes

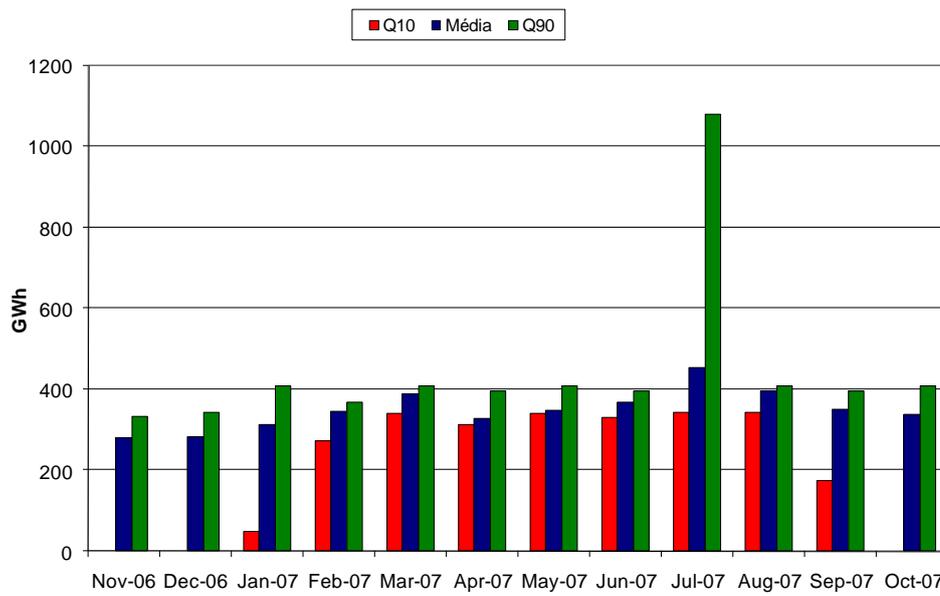


Figura 10.7 – Retiradas de GNL do reservatório virtual

O armazenamento no reservatório virtual foi o seguinte:

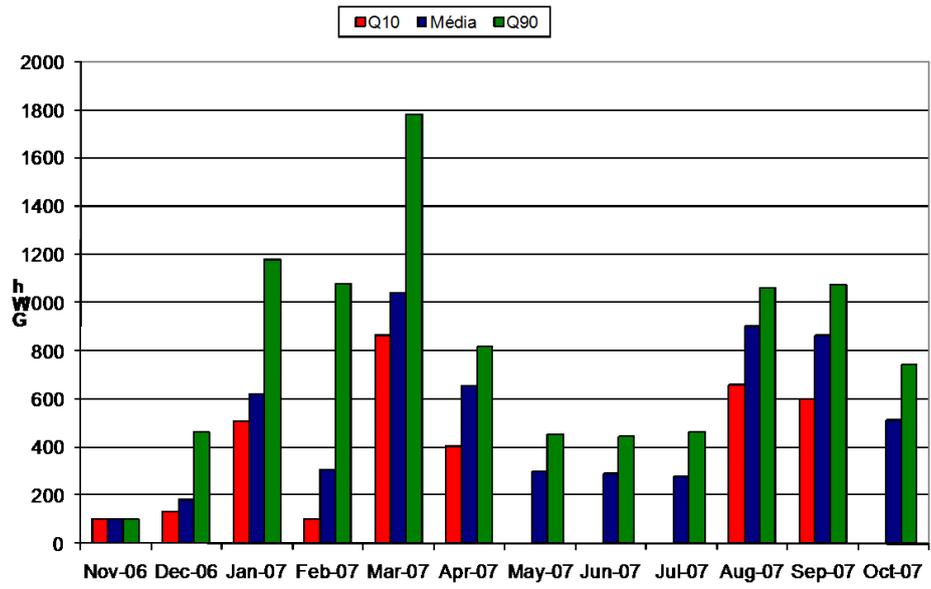


Figura 10.8 – O armazenamento no reservatório virtual

Capítulo 11. Conclusões

A tese apresentou modelos de programação matemática para o planejamento integrado da operação e expansão dos setores de energia elétrica e gás natural. As equações de produção, transporte e consumo de gás natural foram incorporadas ao problema de um estágio da Programação Dinâmica Estocástica Dual, que é a técnica utilizada para a solução do problema de operação energética ótima.

O planejamento coordenado considera que o custo de despacho de uma usina termelétrica a gás é a soma do custo de seu combustível e o custo de interrupção de uma atividade ligada ao setor de gás natural (por exemplo, uma indústria de cerâmica). Se este custo de interrupção for elevado, é possível que a opção mais econômica para a sociedade seja despachar outra fonte de geração, como uma usina a óleo combustível. De maneira análoga, no cálculo do benefício de se reduzir o risco de racionamento de eletricidade, deve ser calculado a possibilidade de um aumento do risco de interrupção do setor de gás.

Esta análise integrada é importante porque, mesmo que os prejuízos econômicos de cada setor sejam diferentes, é pouco provável que o ótimo social seja o de dar total prioridade para um ou outro setor. A existência de uma otimização integrada permite criar uma base de dados comum entre os dois setores, aumentando a transparência sobre a situação de abastecimento e facilitando o diálogo entre governo e agentes dos setores de eletricidade e gás sobre as alternativas de uso de um recurso escasso. Além disto, explicita os “tradeoffs” de cada alternativa de alocação do gás.

Um exercício com dados do Plano Mensal de Operação do ONS de 2005 mostraram que quando as restrições de gás são consideradas na política operativa há um aumento da geração térmica “preventiva” de maneira a compensar a menor disponibilidade térmica, (cerca de metade da capacidade nominal).

O modelo de planejamento da expansão considera investimentos em ambos os setores. Um estudo de caso apresentado para o sistema colombiano mostrou existir um ganho de cerca de 2% dos custos totais (investimento e operação) pelo planejamento integrado dos dois setores, quando comparado ao planejamento hierárquico, no qual os

investimentos do setor de gás natural são feitos para acomodar às necessidades requeridas pelo planejamento do setor elétrico. Em outros sistemas, como o brasileiro, tais ganhos podem ser ainda maiores.

A tese discutiu também alguns mecanismos de mercado necessários para induzir um plano de investimentos “ótimo” sob o ponto de vista social. Dois instrumentos foram discutidos: (i) o uso dos reservatórios virtuais; (ii) O despacho antecipado e como precificar seu risco. As alternativas de transferência para o consumidor ou para empreendedor foram analisadas, sob ótica do processo competitivo dos leilões de energia nova.

Foi mostrado como novas variáveis de estado podem ser incluídas na programação dinâmica dual estocástica (PDDE) de forma a considerar os carregamentos encomendados em estágios anteriores e suas equações de transição. A tese também abordou algoritmos *aproximados* de solução do problema do carregamento dos navios feito pelo ONS, pois não envolvem alteração estrutural do modelo de despacho hidrotérmico oficial. Estes métodos aproximados foram importantes para permitir a participação de projetos utilizando gás natural liquefeito (GNL) como concorrentes dos leilões de energia. Esta foi uma situação em que o tema de pesquisa da tese coincidia com as questões preeminentes do país.

A otimização das encomendas de carregamentos com GNL com as opções de contratos futuros (encomenda *ex-ante* de número fixo de carregamentos mensais) ou compras “spot” do gás natural, sujeitas a riscos de preços, prêmios, e falta de liquidez. No mesmo modelo, considerou-se a possibilidade de armazenamento nos reservatórios virtuais da energia importada pelos carregamentos para utilização posterior (evitando a multa da Aneel por falha devida à insuficiência de combustível), e o risco relacionado a esta ação, caso o reservatório hidráulico verta por excesso de água.

Como trabalho futuro planejado está a aplicação do modelo de planejamento da expansão integrada energia elétrica/gás natural para o Brasil, com dados baseados na PDE (EPE) e PLANGAS (Petrobras).

A implementação de métodos de solução alternativos para tratar complexidade computacional do problema de expansão integrado energia-gás quando aplicado a instâncias de maior porte, como o sistema brasileiro, poderá ser outra extensão deste trabalho. O trabalho [41] apresenta um modelo de decomposição do modelo por método de geração de colunas para uma reformulação do problema de expansão que pode dar bons resultados.

Também se considera a extensão do problema para o caso estocástico, considerando além da incerteza hidrológica a incerteza sobre a evolução dos mercados de energia elétrica e gás natural.

Referências Bibliográficas

- [1] Ahmed, S., Sahinidis, N., An approximation Scheme for Stochastic Integer Programs arising in capacity expansion. *INFORMS*, Vol. 51, No.3, 2003
- [2] Atamturk, A.; Savelsbergh, M. W. P., *Integer-Programming Software Systems*, Annals of Operations Research, 140, 67–124, 2005.
- [3] Barroso, L.A.N ; Flach, B.; Kelman, R.; Bezerra, B. ; Binato, S. *Integrated Gas-Electricity Adequacy Planning in Brazil: Technical and Economical Aspects*. Proceedings of the IEEE, v. 2, p. 1977-1982, 2005.
- [4] Benders, J.F., *Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems*, Numer. Math 4, 1962.
- [5] Bezerra, B., Kelman, R., Barroso, L.A., Flach, B., Latorre, M.L., Campodónico, N.V. e Pereira, M.V.F., *Integrated electricity-gas operations planning in hydrothermal systems*, X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Florianópolis, 21 a 25 de maio de 2006.
- [6] Birge, J.R., Louveaux, F., *Introduction to Stochastic Programming*. Springer, New York, 1997
- [7] Dantzig, G. B. and Infanger, G., *Large-scale stochastic linear programs - importance sampling and Benders decomposition*. In Computational and applied mathematics, I (Dublin, 1991), pages 111–120. North-Holland, Amsterdam, 1992.
- [8] Dupačová, J., Consigli, G. and Wallace, S. W., *Scenarios for multistage stochastic programs*. Ann. Oper Res., 100:25–53 (2001), 2000.
- [9] Gorenstin, B., Campodónico, N., Costa, J., Pereira, M.V.F., *Power system planning under uncertainty*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb. 1993
- [10] Granville, S.; Oliveira, G. C.; Thomé, L. M.; Campodónico, N.; Latorre, M.; Pereira, M. V.; e Barroso, L. A.; *Stochastic optimization of transmission constrained and large scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework*, Proceedings of the IEEE General Meeting, Toronto, 2003.
- [11] Halldin, R., *Scenario Trees for Inflow Modelling in Stochastic Optimisation for Energy Planning*. Tese PhD, Lund University, Suécia, 2002.

- [12] Hartigan, J.A., Wong, M. A., *A K-Means Clustering Algorithm*, Applied Statistics 28 (1): 100–108 (1979).
- [13] Hunt S., Shuttleworth G., *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons, Chichester, 1996.
- [14] Infanger, G., *Monte Carlo (importance) sampling within a Benders decomposition algorithm for stochastic linear programs*. Annals of Operations Research, 39 (1-4):69–95 (1993), 1992.
- [15] Infanger, G., *Planning under Uncertainty: Solving Large-Scale Stochastic Linear Programs*. Boyd and Fraser, Danvers, 1994.
- [16] Kall, P., Wallace, S., *Stochastic Programming*, John Wiley & Sons, Chichester, 1994
- [17] Kaut, M. e Wallace, S., *Evaluation of scenario-generation methods for stochastic programming*, disponível em <http://edoc.hu-berlin.de/series/speps/2004-15/PDF/15.pdf>.
- [18] Kelman, R.; Bezerra, B.; Barroso, L.A.N; Rosenblatt, J.; Pereira, M. V. F. ; Pinto, A. . *Uma metodologia para o cálculo da probabilidade de decretar racionamento*. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica SNPTEE 2007, Rio de Janeiro. SNPTEE, 2007
- [19] Kelman, R. *Racionamento de energia e gás boliviano*, O Globo, Opinião, 08/05/2001, pág. 7.
- [20] Kelman, R. ; Pereira, M. V. F. . *Application of Economic Theory in Power System Analysis - Strategic Pricing in Hydrothermal Systems*. In: VI SEPOPE, 1998, Salvador. Anais do VI SEPOPE, 1998.
- [21] Kelman, R.; Barroso, L.A.N; Bezerra, B. ; Pereira, M. V. F., *Gás natural liquefeito: análise de oportunidades e desafios na integração e gerência de contratos suprimento de gás flexível*. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica SNPTEE 2007, Rio de Janeiro. SNPTEE -, 2007
- [22] Kelman, R.; Barroso, L.A.N ; Pereira, M.V.F. . *Market Power Assessment and Mitigation*, IEEE Transactions on Power Systems, v. 16, p. 354-359, 2001.

- [23] Kelman, J.; Kelman, R.; Pereira, M. V. F., *Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos*. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 9, p. 189-198, 2004.
- [24] Laporte, G., Louveaux, F.V, *The integer L-shaped method for stochastic integer programs with complete recourse*, Operations Research Letters 1, 133-142
- [25] LOQO User Manual, disponível em www.princeton.edu/~rvdb/tex/loqo/loqo405.pdf
- [26] Loretan, M., *Generating market risk scenarios using principal components analysis: Methodological and practical considerations*. In The Measurement of Aggregate Market Risk, *CGFS Publications No. 7, pages 23–60*. Bank for International Settlements, November 1997.
- [27] Louveaux, F., Schultz, R., *Stochastic integer programming*, Elsevier Science, 2005.
- [28] Lurie, P. M., Goldberg, M. S., *An approximate method for sampling correlated random variables from partially-specified distributions*, Management Science, 44(2):203–218, 1998.
- [29] Lyhagen, J., *A method to generate multivariate data with moments arbitrary close to the desired moments.*, Stockholm School of Economics, Dec. 2001.
- [30] Ntaimo, L., Sen, S., *The million-variable march for stochastic combinatorial optimization*, Dept. of Systems and Industrial Engineering – The University of Arizona. Tucson, Arizona 85721
- [31] Parija, G., Ahmed, S., King, A., *On Bridging the Gap Between Stochastic Integer Programming and MIP Solver Technologies*, *INFORMS Journal of Computing*, Vol. 16, No.1, 2004 - pp.73-83
- [32] Pereira, M.; Campodónico, N.; Kelman, R. *Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models*, Proceedings of EPSOM '98, Zurique, Setembro 1998.
- [33] Pereira, M.; Pinto, L. M.V.G., *Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning*, Mathematical Programming, Vol 52, 359-375, 1991
- [34] Pereira, M. V.F., Pinto, L.M.V.G., *Stochastic optimization of a hydroelectric system: a decomposition approach*, Water Resources Research vol. 21(6), 1985.

- [35] Pereira,M.; Campodónico,N; Gorenstin,B; Costa, J., *Application of Stochastic Optimization to Power System Planning and Operation*, Proceedings of the IEEE Stockholm Power Tech, pages 234-239, June 18-22, 1995
- [36] Prékopa, A., *Stochastic Programming*, Kluwer, Dordrecht, 1995
- [37] Rockafellar, R.T., Uryasev, S., *Conditional Value-at-Risk for General Loss Distributions*. Journal of Banking & Finance 26 (2002), 1443– 1471.
- [38] Rockafellar, R.T., R.J.-B Wets, *Scenarios and policy aggregation in optimization under uncertainty*. Math. Oper.Res. 16(1) 119-147 (1991)
- [39] Ruszczyński, A., *Decomposition methods in stochastic programming*. Mathematical Programming 79, 333-353
- [40] Sen, S. Hige, J., Ntairo, L., *A summary and illustration of disjunctive decomposition with set convexification*, Dept. of Systems and Industrial Engineering, The University of Arizona (2003).
- [41] Singh, K., Philpott, A., Wood, K., Dantzig-Wolfe decomposition for solving multi-stage stochastic capacity-planning problems, submetido ao Operations Research, em 2008 e disponível em www.esc.auckland.ac.nz/EPOC/SinghPhilpottWoodforOR.pdf
- [42] Takriti, S., Birge, J., *Lagrangian Solution Techniques and Bounds for Loosely Coupled Mixed-Integer Stochastic Programs*. INFORMS, Vol 48 No.1, 2000.
- [43] Tilmant, A. ; Kelman, R., *A Stochastic approach to analyze trade-offs and risks associated with large-scale water resources systems*, Water Resources Research, v. 43, p. 1029, 2007.
- [44] Tilmant, A.; Lettany, J.; Kelman, R., *Hydrological risk assessment in the Euphrates-Tigris river basin: A stochastic dual dynamic programming approach*. Water International, v. 32, p. 294-309, 2007.
- [45] Topalogou, N., Vladimirov H., Zenios, S. A., *CVaR models with selective hedging for international asset allocation*”. Journal of Banking and Finance, 26(7):1535-1561, 2002.
- [46] Vale, C. D., Maurelli, V. A., *Simulating multivariate nonnormal distributions*, Psychometrika, 48(3):465–471, 1983.

- [47] Wallace, S.W., Fleten S.-E. (2003), *Stochastic programming models in energy*. In: Stochastic Programming: Handbooks in OR & MS, Vol.10 (A.Ruszczynski, A. Shairo eds), Elsevier Science.
- [48] Wolf, D. De e Smeers, Y., *The gas transmission problem solved by an extension of the Simplex algorithm*, Management Science 46 (2000), no. 11, 1454-1465.
- [49] XPress MP, *Dash Optimization* (disponível em <http://www.dashoptimization.com/>)
- [50] Wets, R.-J, Ziemba, W.T., *Stochastic programming State of the Art*, Annals of Operations Research. 85 (1999)

Anexo A: Programação Dinâmica Dual Estocástica

Formulação do problema

O despacho hidrotérmico multi-estágio é formulado como um problema de *programação dinâmica estocástica*, caracterizado pela seguinte equação recursiva:

$$\alpha_t(v_{t-1}, a_{t-1}) = E\{ \text{Min} [z_t(e_t) + \alpha_{t+1}(v_t, a_t)] \} \quad (\text{A.1})$$

$$\begin{aligned} \text{s.a} \quad & v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}(i) + a_t(i) & i = 1, \dots, I \\ & 0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i) & i = 1, \dots, I \\ & 0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i) & i = 1, \dots, I \\ & e_t(i) = \rho(i) u_t(i) & i = 1, \dots, I \end{aligned}$$

onde i índice das usinas hidro ($I =$ número de usinas) e $z_t(e_t)$ representa o custo operativo associado à geração hidro e_t , isto é:

$$\begin{aligned} z_t(e_t) = \text{Min} \quad & \sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) + c_\delta \delta_t & (\text{A.2}) \\ \text{s.a} \quad & \sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I e_t(i) + \delta_t = d_t \\ & 0 \leq g_t(j) \leq \bar{g}_t(j) & j = 1, \dots, J \end{aligned}$$

onde j índice das térmicas ($J =$ número de térmicas).

Em teoria, o procedimento recursivo (10.1) poderia ser resolvido através de um algoritmo de programação dinâmica estocástica (PDE). No entanto, o esforço computacional do algoritmo PDE tradicional cresce exponencialmente com o número de variáveis de estado do problema.

Devido a isto, utiliza-se a técnica de programação dinâmica estocástica dual (SDDP), que permite obter os mesmos resultados da PDE tradicional, sem a necessidade de discretização do espaço de estados. O algoritmo SDDP é um processo iterativo de construção de uma aproximação da função de custo futuro, cuja precisão depende de

dois parâmetros: o tamanho da amostra de estados (L) e o número de cenários condicionados utilizados no cálculo da função de custo futuro (N).

Passos do algoritmo SDDP

Estados iniciais de armazenamento

Na primeira iteração são requeridos L estados iniciais. Em cada estágio t o estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) representa as condições iniciais de armazenamento e afluições, para $l = 1, \dots, L$.

O estado inicial de armazenamento para o estágio $t=1$ é um dado conhecido, igual a v_0 para cada um dos L estados. Os estados iniciais de armazenamento $\{v_{t-1}^l\}, l = 1, \dots, L$ e $t = 2, \dots, T$ são obtidos dividindo a capacidade do reservatório em L valores. Por exemplo, se $L = 5$, os estados de armazenamento seriam 100%, 75%, 50%, 25% e 0%.

Estados iniciais de afluições

A condição hidrológica inicial a_0 é um dado conhecido. Os estados iniciais de afluições anteriores $\{a_{t-1}^l\}, l = 1, \dots, L$ são obtidos gerando um conjunto de L seqüências hidrológicas para os estágios $t = 2, \dots, T$. O processo de geração consiste em sortear aleatoriamente um vetor de ruídos ξ_t^l com distribuição log-normal de três parâmetros e calcular o vetor de afluições para o estágio t , seqüência l como:

$$a_t^l = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^l \quad (\text{A.3})$$

As matrizes Φ_{t-1} e Λ_t contêm os parâmetros do modelo estocástico de afluições. Φ_{t-1} representa a relação entre as afluições de uma mesma usina em estágios consecutivos (correlação temporal), enquanto Λ_t representa a relação entre todas as afluições do sistema no mesmo estágio (correlação espacial). Nesta apresentação da metodologia utiliza-se um modelo auto-regressivo de ordem 1, com o objetivo de simplificar a notação.

Cálculo da aproximação da função de custo futuro

A aproximação da função de custo futuro é construída através de uma recursão no sentido inverso do tempo. Para cada estágio t e para cada estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) o seguinte processo se repete.

Geração de N cenários de afluições condicionadas

São gerados N cenários de afluições condicionadas à afluição a_{t-1}^l , como é mostrado a seguir:

$$a_t^{ln} = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N \quad (\text{A.4})$$

onde Φ_{t-1} e Λ_t são os parâmetros do modelo estocástico de afluições para o estágio t , e o vetor ξ_t^n é obtido por um sorteio aleatório de uma distribuição log-normal.

Solução do problema operativo

Seja v_{t-1}^l o vetor de armazenamentos iniciais e a_t^{ln} um dos vetores de afluições condicionadas. É resolvido então o problema operativo para o estágio t :

$$w_t^{ln} = \text{Min} \quad z_t(e_t) + \alpha_{t+1} \quad (\text{A.5})$$

$$\text{s. a:} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + a_t^{ln}(i) \quad \pi_{v_{t-1}^l}^{ln}(i)$$

$$0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i) \quad \pi_{\bar{v}_t}^{ln}(i)$$

$$0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i) \quad \pi_{\bar{u}_t}^{ln}(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i) u_t(i)$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^p(i) \times a_t^{ln}(i) + r_t^p \quad \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p)$$

$$\alpha_{t+1} \geq 0$$

$$\text{para } i = 1, \dots, I; \text{ para } j = 1, \dots, J; \text{ para } p = 1, \dots, P(t)$$

$P(t)$ é o número de aproximações da função de custo futuro em t . Inicialmente $P(t) = 0$.

Cálculo das derivadas

Depois da solução do problema (anterior) para cada um dos cenários de afluições condicionadas, são calculadas as derivadas da função objetivo em relação às condições iniciais (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) . O vetor $\partial w_t^{ln} / \partial v_{t-1}^l$ representa a variação do custo operativo em relação aos armazenamentos iniciais. Como estes armazenamentos só aparecem na equação de balanço hídrico, tem-se:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial v_{t-1}^l} = \pi_{v_{t-1}^l}^{ln} \quad (\text{A.6})$$

onde $\pi_{v_{t-1}^l}^{ln}$ é o multiplicador Simplex associado à equação de balanço hídrico do problema. A variação do custo operativo em relação às afluições anteriores, $\partial w_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l$ é obtida da seguinte maneira. Ainda que a_{t-1}^l não apareça no lado direito do problema, utiliza-se a regra da cadeia para obter a derivada:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} \times \frac{\partial a_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} \quad (\text{A.7})$$

Dado que a_t^{ln} aparece na equação de balanço hídrico e nas restrições de custo futuro, tem-se:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} = \pi_{v_{t-1}^l}^{ln} + \sum_{p=1}^{P(t)} \phi_{a_t^p} \times \pi_{\alpha_{t+1}^p}^{ln} \quad (\text{A.8})$$

Para obter o termo $\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l$, substitui-se a_t^{ln} pela expressão do modelo estocástico de afluições. Derivando, tem-se:

$$\frac{\partial a_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} = \Phi_{t-1} \quad (\text{A.9})$$

A derivada desejada é calculada como o produto das duas expressões anteriores:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}} = [\pi_{v_{t-1}}^{ln} + \sum_{p=1}^{P(t)} \phi_{a_t}^p \times \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p)] \times \Phi_{t-1} \quad (\text{A.10})$$

Para simplificar a notação, define-se:

$$\phi_{a_{t-1}}^{ln} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}} \quad (\text{A.11})$$

Cálculo da aproximação da função de custo futuro

Depois da solução dos N problemas correspondentes aos N cenários condicionados ao estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) e calculadas as derivadas em relação às condições iniciais para cada cenário n , o valor esperado destas derivadas é dado por

$$\phi_{v_{t-1}}^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \pi_{v_{t-1}}^{ln} \quad (\text{A.12})$$

$$\phi_{a_{t-1}}^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \phi_{a_{t-1}}^{ln} \quad (\text{A.13})$$

e o valor esperado da função objetivo é:

$$w_t^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N w_t^{ln} \quad (\text{A.14})$$

Uma aproximação da função de custo futuro do estágio anterior $t-1$ é obtida através da linearização do valor esperado w_t^l ao redor do estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l)

$$\alpha_{t-1}^l(v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) \geq w_t^l + \phi_{v_{t-1}}^l \times (v_{t-1} - v_{t-1}^l) + \phi_{a_{t-1}}^l \times (a_{t-1} - a_{t-1}^l) \quad (\text{A.15})$$

Separando valores conhecidos das variáveis de decisão e agregando os termos, tem-se:

$$\alpha_{t-1}^l(v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) \geq \phi_{v_{t-1}}^l \times v_{t-1} + \phi_{a_{t-1}}^l \times a_{t-1} + r_{t-1}^l \quad (\text{A.16})$$

onde r_{t-1}^l é um termo constante dado por:

$$r_{t-1}^l = w_t^l - \phi_{v_{t-1}}^l \times v_{t-1}^l - \phi_{a_{t-1}}^l \times a_{t-1}^l \quad (\text{A.17})$$

Atualização da função de custo futuro do estágio anterior

O procedimento apresentado produz um hiperplano que aproxima a função de custo futuro do estágio anterior $t-1$ ao redor do estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) . Este processo se repete para cada estado l , com $l = 1, \dots, L$. Desta forma geramos L aproximações da função de custo futuro para o estágio $t-1$. Estes L novos hiperplanos são adicionados ao problema do estágio anterior, portanto $P(t-1) \leftarrow P(t-1) + L$.

Cálculo do limite inferior

O problema operativo é resolvido agora para o primeiro estágio, $t=1$. Os segmentos da função de custo futuro para este estágio foram obtidos. O valor esperado do custo operativo ao longo do período de planejamento é calculado como:

$$\underline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^L w_1^l \quad (\text{A.18})$$

onde:

\underline{w} valor esperado do custo operativo

w_1^l valor ótimo do problema operativo do primeiro estágio dado o volume inicial

v_0 e o vetor de afluências a_1^l :

$$w_1^l = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_1(j)g_1(j) + c_8\delta_t + \alpha_1 \quad (\text{A.19})$$

sujeito às restrições operativas etc.

Se o procedimento apresentado nas seções anteriores fosse aplicado a todos os estados (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) possíveis do sistema, o custo operativo médio calculado seria por definição a solução ótima do problema estocástico. Como o número total de estados é excessivamente elevado, aplica-se o procedimento a um subconjunto de L estados.

Portanto, as funções de custo futuro $\{\alpha_t\}$ calculadas são aproximações das funções verdadeiras. Em particular, dado que a aproximação da função de custo futuro não inclui todos os segmentos, o valor \underline{w} é um limite inferior para a solução ótima.

Cálculo do limite superior

O cálculo do limite superior se baseia na observação de que o custo esperado resultante da simulação operativa do sistema para qualquer função de custo futuro não pode ser inferior ao valor ótimo. O processo consiste em uma simulação no sentido direto do tempo para uma amostra de tamanho L . O procedimento de simulação é apresentado a seguir.

Estados iniciais de armazenamento

Para o estágio $t=1$ considera-se o vetor de volumes iniciais v_0 .

Estados iniciais de afluições

Estados iniciais de afluições para os estágios $t = 1, \dots, T$ e para os cenários $l = 1, \dots, L$.

Simulação operativa

Para cada estágio t e para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) é resolvido o problema operativo:

$$w_t^l = \text{Min } z_t(e_t) + \alpha_{t+1} \quad (\text{A.20})$$

sujeito a:

$$v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + a_t^l(i)$$

$$0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i)$$

$$0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i) u_t(i)$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^p(i) \times a_t^l(i) + r_t^p$$

$$\alpha_{t+1} \geq 0$$

para $i = 1, \dots, I$; para $j = 1, \dots, J$; para $p = 1, \dots, P(t)$

onde $P(t)$ é o número de aproximações da função de custo futuro no estágio t obtidas no processo recursivo.

O seguinte valor está associado à solução deste problema:

$$z_t^l = w_t^l - \alpha_t^l \quad (\text{A.21})$$

onde w_t^l é o valor ótimo da solução e α_t^l é o valor da variável de custo futuro na solução ótima. Em outras palavras, z_t^l representa o custo operativo no estágio t , sem custo futuro.

Atualização do estado inicial de armazenamento

Para os estágios $t, t = 2, \dots, T$, atualize os estados iniciais de armazenamento utilizando o vetor de armazenamentos finais v_{t-1}^l obtido na solução do problema operativo do estágio $t-1$ para o l -ésimo cenário.

Obtenção do limite superior

Depois da solução do problema para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) e para cada estágio calcula-se:

$$\bar{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^L z^l \quad (\text{A.22})$$

onde z^l é o custo operativo total da seqüência l :

$$z^l = \sum_{t=1}^T z_t^l \quad (\text{A.23})$$

Verificação da otimalidade

O limite superior se baseia em uma amostra de L seqüências de afluições. Portanto, há uma incerteza ao redor desta estimação, que depende do desvio padrão do estimador:

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{L} \sum_{l=1}^L (z^l - \bar{w})^2} \quad (\text{A.24})$$

O intervalo de confiança (95%) para \bar{w} é:

$$\left[\bar{w} - 1.96 \frac{\sigma_w}{\sqrt{L}}, \bar{w} + 1.96 \frac{\sigma_w}{\sqrt{L}} \right] \quad (\text{A.25})$$

Se o limite inferior \underline{w} está dentro do intervalo estabelecido, chega-se à solução ótima e o algoritmo termina. Caso contrário, deve-se melhorar a aproximação das funções de custo futuro. Os novos estados de armazenamento são os volumes (v_{t-1}^l) produzidos na simulação operativa. Os estados de afluências (a_{t-1}^l) seguem iguais.

Anexo B: Cálculo do COP, CEC e Garantia Física

A determinação da Garantia Física de uma usina térmica (GF) é feita partir da simulação de sua operação para uma configuração Estática, ou seja, onde as oferta e demanda são repetidos em todos os anos. Uma vez determinada a GF, os indicadores do valor esperado do custo de operação (COP) e valor esperado de transações na CCEE (CEC) são calculados para outra configuração, que corresponde ao Plano Decenal 2006-2015.

A competitividade de uma usina é dada pelo seu índice custo benefício, calculado como

$$\text{ICB} = (\text{RF} + \text{COP} + \text{CEC}) / \text{GF}.$$

Enquanto que o termo RF (receita fixa) é uma decisão do investidor, as parcelas GF, COP e CEC são calculadas pela EPE a partir da simulação do Sistema Interconectado Nacional. A garantia física (GF), por exemplo, é baseada na ponderação da geração da usina simulada em cada etapa e cenário hidrológico, pelo custo marginal da operação (CMO) correspondente. O COP pondera a geração da usina em cada etapa e cenário por seu custo variável unitário (CVU) e o CEC, mede o saldo contábil do projeto na CCEE, dependendo tanto da geração da usina, como de sua garantia física e PLD.

O efeito da utilização de duas configurações diferentes (“Estático” e “Decenal”) pode ser medido com um exercício que calcular a frequência de despacho térmicas supostas 100% flexíveis com custos variáveis unitários variando entre R\$ 100/MWh e R\$ 450/MWh, com incrementos de R\$ 50/MWh.

O gráfico abaixo mostra os resultados obtidos.

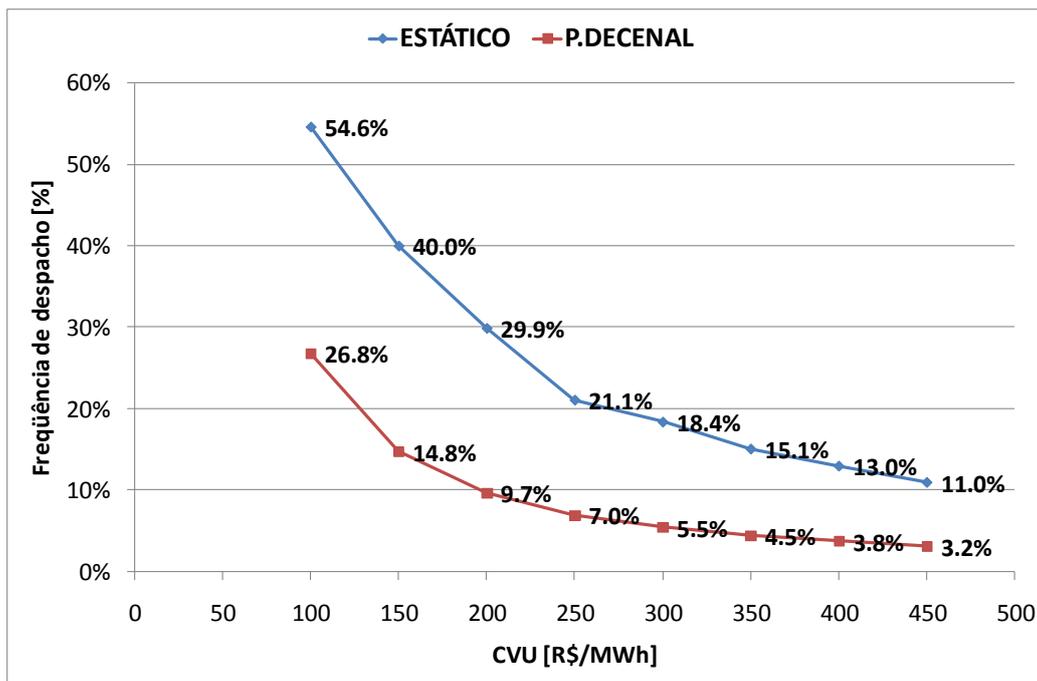


Figura B.1 – Frequência de despacho

Vê-se claramente que a frequência de despacho do caso Estático é maior. Como a garantia física (GF) depende desta configuração, estará sobre estimada. Por outro lado, o valor esperado do custo de produção (COP), que é obtido da Configuração do Plano Decenal será menor, pois depende diretamente da frequência de despacho que é menor neste caso. As transações de compra e venda na CCEE (CEC), pode ser demonstrado, dependem fundamentalmente do risco de déficit (isto pode ser demonstrado,). Portanto, a CEC também será menor ao se utilizar o Plano Decenal.

Do observado, conclui-se que as térmicas com maior custo variável deverão se beneficiar, pela tendência dos termos COP e CEC que aparecem no numerador do ICB estarem subestimados e do termo GF, que está no denominador ser superestimado, reduzindo o ICB destas usinas e as tornando desta forma mais relativamente ais competitivas.

De maneira a testar esta hipótese, repetiu-se o exercício anterior para calcular os indicadores COP, CEC e GF usando o mesmo procedimento atualmente utilizado pela EPE, porém admitindo que sejam calculados a partir da Configuração Estática. A próxima figura mostra os resultados encontrados:

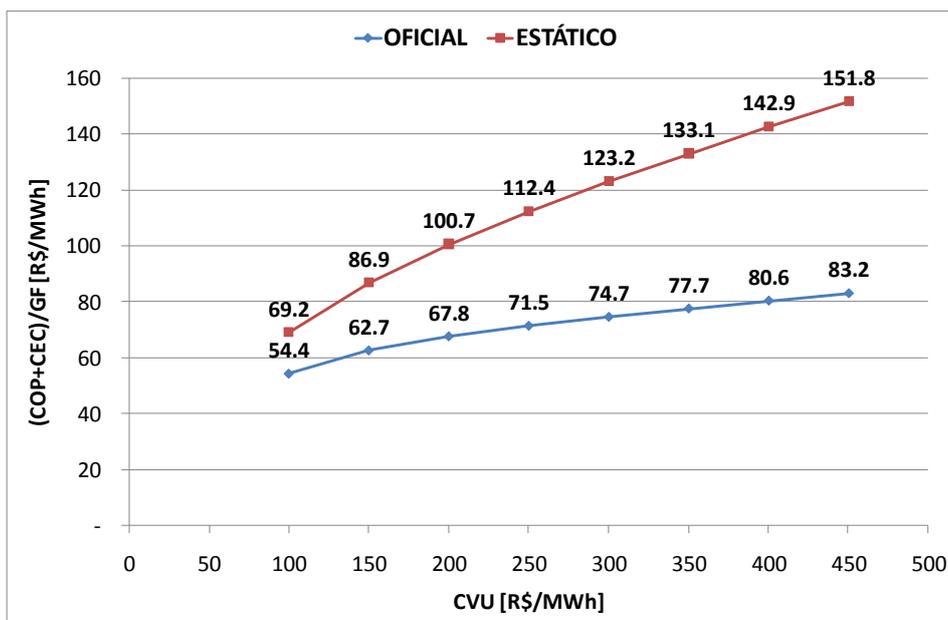


Figura B.2 – Frequência de despacho

Observa-se, como esperado, que o procedimento atual (curva azul) aumenta a competitividade das usinas com custo variável mais elevado, dado que esta curva é bastante plana nesta faixa. Como normalmente as usinas com alto CVU (ex: utilizando óleo combustível ou óleo diesel) demandam investimentos menores, portanto, possuem menor relação entre a receita fixa anual requerida e a potência instalada. Como consequência, haverá um incentivo para sua instalação.

Se, na “vida real”, estas usinas forem acionadas com frequência maior que a estimada pelo Plano Decenal, como sugere o Caso Estático, por exemplo, o consumidor incorrerá custo não previsto no mecanismo vigente. Se o Caso Estático representa a frequência de despacho correta (observada no mundo real), desprende-se da figura anterior que uma usina com alto custo variável unitário (CVU), por exemplo, com R\$ 450/MWh, estaria sendo “subsidiada” em quase R\$ 70/MWh. A conclusão é que ao utilizar duas configurações para cálculo dos indicadores que compõe o ICB das usinas, que é seu indicador de competitividade nos leilões de energia nova, a metodologia vigente privilegia as usinas com custo variável maior em relação às demais fontes de energia.

Anexo C: Projetos do Estudo de Caso da Colômbia

Projetos Térmicos Existentes

CÓDIGO	NOME	POTENCIA	IND (%)	O&M VAR	MUST RUN	COMB	CONSUMO ESP.	NÓ GAS
1005	BARRANQUILL3	64	12	18.01		12	0.278	2
1006	BARRANQUILL4	63	9.51	18.01		12	0.285	2
1007	CARTAGENA 1	61	98.82	18.01		13	0.338	3
1009	CARTAGENA 3	66	25.58	18.01		13	0.330	3
1031	GUAJIRA 1	151	14.21	18.01		15	0.281	1
1032	GUAJIRA 2	125	30.82	18.01		15	0.278	1
1037	FLORES 1	160	8.25	18.01		12	0.207	2
1038	CUATRICENTE	150	100	14.38		1	1.000	
1039	PALENQUE 3	13	0.67	18.01		35	0.410	5
1046	PAIPA 1	31	26.53	22.74		5	13.490	
1047	PAIPA 2	70	10.31	22.74		5	12.220	
1048	PAIPA 3	70	25.8	22.74		5	12.270	
1049	TASAJERO 1	155	8.88	22.74		9	9.470	
1052	ZIPAEMG2	34	2.9	22.74		3	12.760	
1053	ZIPAEMG3	63	0.77	22.74		3	9.600	
1054	ZIPAEMG4	64	0.65	22.74		3	9.010	
1055	ZIPAEMG5	63	0.58	22.74		3	8.680	
1061	FLORES 2	112	5.03	18.01		12	0.293	2
1068	TEBSAB	750	10.05	18.01		12	0.210	2
1074	TERMORADA1	51	21.31	18.01		30	0.278	
1078	TERMO SIERRA	455	5.41	18.01		28	0.183	7
1081	MERILECTRICA	169	3.25	18.01		31	0.276	5
1085	TPIEDRAS	3.75	35	18.27	SIM	11	1.000	
1091	TERMOVALLE 2	205	7.83	21		32	0.188	14
1092	MEN GENERAR	48.2	35	18.27	SIM	11	1.000	
1093	PAIPA 4	150	1.89	22.5		5	9.250	
1097	FLORES 3	175	13.99	20.85		12	0.275	2
1098	MEN TOLIMA	24.42	70	18.27	SIM	11	1.000	
1099	MEN EMGESA	6	35	18.27	SIM	11	1.000	
2000	MEN NORDESTE	21.15	35	18.27	SIM	11	1.000	
2003	MEN EPM-EADE	94.35	35	18.27	SIM	11	1.000	
2004	MEN TUL-EP SA	22.1	14.34	18.27	SIM	11	1.000	
2005	MEN CHEC	28.35	35	18.27	SIM	11	1.000	
2007	MEN CAUCA	17.15	41.09	18.27	SIM	11	1.000	
2008	COG INCAUCA	9.9	35	18.27	SIM	36	1.000	
2010	PROELECTRIC1	45	10.13	20.51		13	0.234	3
2011	PROELECTRIC2	45	10.13	20.51		13	0.234	3
2013	EMCALI	229	18.43	18.77		33	0.185	14
2018	TERMOCENTRO	280	5.13	18.77		29	0.203	6
2020	CANDELARIA1	157	22.63	20.85		13	0.273	3
2022	CANDELARIA2	135	4.07	20.85		13	0.295	3
2040	LA VUELTA	11.6	35	18.27	SIM	11	1.000	
2041	LA HERRADURA	19.8	35	18.27	SIM	11	1.000	
2043	MEN EPM JEPI	18.42	7.44	18.27	SIM	11	1.000	
2044	MENCHARQUITO	19.4	35	18.27	SIM	11	1.000	
2046	TERMOYOPAL1	19.46	93	18.27	SIM	34	0.029	10
2047	TERMOYOPAL2	29	12	20.65		34	0.364	10
2048	EL MORRO	54	20	20.65		34	0.364	10
2049	MENSANANT	19.4	35	18.27		11	1.000	
2050	MENLIMONAR	18	35	18.27		11	1.000	
2051	MENTINTA	19.4	35	18.27		11	1.000	
2052	MEN LA JUNCA	19.4	35	18.27	SIM	11	1.000	
2053	MENTEQUEN	19.4	35	18.27		11	1.000	
2054	COG CASTILLA	1	35	18.27		11	1.000	
2055	COG INGRIOPA	1.5	35	0		11	1.000	

Projetos Térmicos Candidatos

CÓDIGO	NOME	POTENCIA	INDISP. (%)	O&M VAR	MUST RUN	COMB	CONSUMO ESP.	NÓ GAS
1008	CARTAGENA 2	53	54.54	18.01		13	0.321	3
1500	OCOAF0	19.9	13.23	18.27		26	0.231	11
2025	C.C COSTA1	250	20	18.27		12	0.180	3
2026	C.C COSTA2	250	20	18.27		12	0.180	3
2028	CANDELARIA 3	460	20	18.27		13	0.180	3
2029	COG RISARALD	5.5	35	18.27		36	6.300	
2030	CA LLANOS 1	215	20	18.27		34	0.279	11
2031	FLORES 4	450	15	18.27		12	0.180	2
2032	CARB CUNDI1	150	20	23.01		3	0.340	
2033	CARB NSTDER1	150	20	23.01		9	0.340	
2034	CARB NSTDER2	150	20	23.01		9	0.340	
2035	CARB CESAR	150	20	23.01		7	0.340	
2036	CARBON VALLE	150	20	23.01		6	0.340	
2037	CC. LLANOS	200	20	18.27		34	0.180	11
2038	CARB CUNDI2	150	20	23.01		3	0.340	
1293	GUAJIR1 CARB	0	24.78	28.54		38	0.340	
1294	GUAJIR2 CARB	0	11.77	28.54		38	0.340	
1295	CERROMATOSO	0	14	22.5		39	0.410	
1296	CARB ARGOS	0	14	22.5		39	0.410	
1263	QUIMBO EMGES	400	50	18.27		11	1.000	
1264	C C EMGESA	250	15	18.77		12	0.201	10

Combustíveis

CÓDIGO	NOME	UNIDADE	CUSTO UNITÁRIO
1	FVENEZUELA	GALAO	104.74
2	FCADAFE	GALAO	41.899
3	CZIPA	TONS	27.246
4	CCMARCA	TONS	27.246
5	CPAIPA	TONS	27.246
6	CCVC	TONS	27.8
7	CCESAR	TONS	37.761
9	CTASAJERO	TONS	35.761
10	CSANTANDER	TONS	35.761
11	NONE	MWh	0
12	GBAQUILLA	Km3	190.839
13	GCARTAGENA	Km3	114.695
15	GGUAJI	Km3	106.066
26	GOCOA	Km3	49.295
27	GBARRANCA	Km3	110.503
28	GSIERRA	Km3	147.744
29	GCENTRO	Km3	148.268
30	GDORADA	Km3	156.513
31	GMERI	Km3	143.377
32	GVALLE	Km3	185.266
33	GEMCA	Km3	141.037
34	GLLANOS	Km3	52.404
35	GPALENQUE	Km3	215.136
36	BAGAZO	TON	4.77
37	CARB ISAGEN	TON	36.903
38	CGUAJIRA	TON	35.761
39	CARB CERROMA	TON	16.22

Projetos hidrelétricos existentes

NOME	CÓD.	NÓ ELET	POT (MW)	INDIS (%)	JUS TURB	JUS VERT	POSTO HIDRO	FATOR PROD	VAZ MÁX	VOL MÍN	VOL MAX
URRA	101	82	334	6.14			132	0.46	721.7	420.5	1632.5
GUATAPE	102	27	560	2.82	104	103	113	7.7	72.73	70.28	1070.21
JAGUAS	103	29	170	7.45	104		117	2.39	71.77	17.57	180.22
PLAYAS	104	28	201	2.02	105	105	111	1.72	117.1	19.43	69.08
SAN CARLOS	105	1	1240	9.22			116	5.02	247.1	5.85	60.67
TAFETANES	116	1			106		511				
CALDERAS	106	27	27.07	15	105		512	1.69	16		
NECHI	107	1			108		513		5.5		
PAJARITO	108	1			109		514		10		
DOLORES	109	1			111		515		16		
MIRAFLORES	110	1			111	111	118		23.6	5.5	99.09
TENCHE	111	1			112		107		23.6		
TRONERAS	112	19	40	8.38	113	113	110	0.68	58.55	9.53	31.36
GUADALUPE 3	113	19	270	6.69	114		518	4.66	57.88		
GUADALUPE 4	114	18	202	18.2	506	506	518	4.03	50.07		
LA TASAJERA	115	21	306	6.9	505	201	109	8.1	38.27	48.4	187.36
QUEBRADONA	201	1			202	505	516		10.27		
RIOGRANDE 1	202	78	25	29.03	505	505	518	2.43	10.3		
CHINCHINA	203	1			205		125		11.1		
CAMPOALEGRE	204	1			205	207	126		10.6		
INSULA	205	54	19	17.52	207		127	0.85	22.35		
ESTRELLA	206	1			207		128		1.8		
ESMERALDA	207	54	30	5.48	209		518	1.3	23.08		
SAN FRANCISC	209	54	135	7.94			518	1.61	83.75		
NIQUIA	210	22		13.58	505		518		2.45		
DESANFRAN	208	1			209		129		7		
GUAVIO	213	41	1150	6.47			112	10	115	21	781.9
SISGA	214	1			215	215	157		2.5		96.5
BARAYA	215	1			304		159		35		
TOMINE	301	1			215	215	156		15		690
NEUSA	302	1			303	303	158		2		99.9
CHECUA	303	1			304		160		25		
TIBITO	304	1			307	308	161		8		
CHUZA	305	1			306		106		13.5		227
RIOBLANCO	306	1			307	308	162		8.24		
ACUEDUCTO	307	1			308	502	518		13.26		
ALICACHIN	308	1			503		155		64.5		
PARAISO	309	45	276	5.6	310		518	8.57	32.23		
LA GUACA	310	46	324	9.13			518	9.53	34		
RUCIO	400	1			401		152		18.2		
NEGRO	401	1			403		153		80		
TUNJITA	402	1			403		154		40		
CHIVOR	403	40	1000	8.65			102	6.86	146	26.04	608.4
PRADO	404	46	45	29.01	405	405	114	0.45	100.7	227.76	734.6
PRADO4	405	46	5	29.01			518	0.45	11.19		
FLORIDA	406	63	26	18.72			130	0.83	19.6		
RIOMAYO	407	64	21	13.23			131	1.7	12.35		
BETANIA	408	62	540	7.54			103	0.62	872.7	511.86	1362.38
ALTOANCHICAY	409	58	365	5.68	410	410	101	3.78	99.79	6.15	37.61
BAJOANCHICAY	410	58	74	3.66			108	0.65	114.1		
CALIMA	412	68	132	20			105	1.94	67.93	104.9	511.3
SALVAJINA	414	61	285	7.37			115	0.92	308.8	101.13	796.83
RECUPERACION	502	1					518				
MUNA	503	1			309		518		70	5.08	19.05
MIEL I	504	85	396	10			134	1.82	217.1	47.96	473.3
PORCE II	505	83	405	16.28	506	506	133	2.06	196.6	53.19	149.37

Projetos hidrelétricos candidatos

NOME	CÓD.	NÓ ELET	POT (MW)	INDIS (%)	JUS TURB	JUS VERT	POSTO HIDRO	FATOR PROD	VAZ MÁX	VOL MÍN	VOL MAX
AMOYA	499	46	80				544	4.45	18		
GUARINO	500	85			504		545		71		
MANSO	501	85	27		504	504	546	0.9	30		
PORCE3	506	107	660				547	2.81	234.88	44	155.28
FONCE	18	31	520				550	3.92	132.65		
SOGAMOSO	19	38	1135				551	0.98	1161.6	1670	3029

Linhas de transmissão existentes

NOME	COD	NÓ ORIG.	NÓ DEST.	CAPAC. (MW)
SABA2-BOLI1	1	6	93	157.74
TERNE-SABA2	2	3	6	142.56
BOLI2-TERN2	3	93	3	157.74
TEBSA-SAB1	4	4	6	157.74
TEBSA-SAB2	5	4	6	157.74
TEBSA-SAB3	6	4	6	157.74
SABA2-FUN1	7	6	7	164.34
FUNDA-SMA1	8	7	8	164.34
SMART-GUA1	9	8	9	164.34
GUAJI-CUE1	10	9	10	197.34
COPEY-VDU1	11	12	13	149.82
FUNDA-COPEY	12	7	12	149.82
CUESTE-CUATR	13	10	11	221.1
GUACA-MES1	14	46	50	281.16
PARA-GUAC1	15	45	46	240.9
CIRCO-PARA	16	42	45	240.9
SANMAT-PARA	17	44	45	240.9
TUNAL-SANMAT	18	43	44	240.9
CIRCO-TUNAL	19	42	43	240.9
GUAV-TUNAL	20	41	43	143.88
TUNAL-REFOR	21	43	67	240.9
GUAV-REFOR	22	41	67	248.16
GUAV-CIRC1	23	41	42	177.54
GUAV-CIRC2	24	41	42	177.54
ENVI-GUATA	25	25	27	194.7
ORIENT-GUATA	26	26	27	194.7
PARA-GUAC2	27	45	46	240.9
GUADA-BARBO	28	18	20	194.7
MIRAF-BARBO	29	22	20	194.7
BARBO-GUATA	30	20	27	194.7
GUATA-PLAY	31	27	28	194.7
ORIENT-PLAY	32	26	28	194.7
MIRAF-GUATA	33	22	27	194.7
ENVI-ORIENT	34	25	26	194.7
MIRAF-ANCON	35	22	24	194.7
GUADA-SALTO	36	18	19	194.7
BARBO-LATASA	37	20	21	202.62
LATASA-OCCID	38	21	23	204.6
OCCID-ANCON	39	23	24	201.96
OCCID-ENVI	40	23	25	201.96
ALTO-PANCE	41	58	60	265.98
JUANCH-SALVA	42	59	61	277.2
PANCE-SALVA	43	60	61	277.2
JUANCH-PANCE	44	59	60	277.2
YUMBO-ALTOAN	45	57	58	246.18
YUMBO-PANCE	46	57	60	250.8
ESME-HERMO	47	54	55	262.68
BELEN-SNMATE	48	35	36	215.82
TASA-SNMATE	49	34	36	215.82
SNMATE-CO1	50	36	73	188.76
SNMATE-CO2	51	36	73	188.76
PALOS-BUCA	53	33	38	225.72
BARRA-BUCA	55	32	38	225.72
CHIVO-TOR1	58	40	47	240.9
CHIVO-TOR2	59	40	47	240.9
CHIVOR-GU1	60	40	41	240.9
CHIVOR-GU2	61	40	41	240.9

GUAV-TORC1	62	41	47	313.5
GUAV-TORC2	63	41	47	240.9
BALSI-MESA	64	49	50	264
NORO-BALSI	65	48	49	275.88
NORO-MESA	66	48	50	250.8
PALOS-TOLE	69	33	69	200.64
TOLE-SAMO	70	69	70	217.8
SAMO-BANA	71	70	71	200.64
BANA-CLIMON	72	71	37	200.64
PALOS-TASA	73	33	34	205.26
TASA-BELEN	74	34	35	203.94
PALOS-OCAÑ2	75	33	72	221.76
SNMATE-OCAÑ2	76	36	72	219.12
COMU-BARRA	77	31	32	202.62
PRIM2-COMU1	80	30	31	202.62
PRIMAV-COMU2	81	30	31	202.62
SCAR2-ANC2	82	1	101	243.54
SMAR2-VIRGI2	83	68	81	246.18
LATASA-BELLO	84	21	78	229.68
SCAR2-ANC1	85	1	101	243.54
ANCON-ESM1	86	101	54	250.8
ANCON-ESM2	87	101	54	250.8
SCAR2-GUA1	88	1	27	289.74
GUATA-JAG1	89	27	29	235.62
JAGUAS-MALEN	90	29	65	192.72
ESME-ENEA	91	54	53	200.64
MALEN-PRIMAV	92	65	30	192.72
SNFELI-ENEA	93	52	53	200.64
MESA-SNFE1	94	50	52	238.92
MESA-MIRO1	96	50	51	242.22
SCAR2-ESM1	97	1	54	242.22
SMAR2-JUANCH	98	68	59	246.84
ESME-YUMB1	99	54	57	250.14
ESME-YUMB2	100	54	57	250.14
JAMO1-JAMON	101	64	66	89.1
JAMON-IPALE1	102	66	103	659.34
CARTA-SNMARC	103	56	68	246.18
YUMBO-SMAR2	104	57	68	242.22
SCAR5-CERR5	105	16	17	550
YUMBO-SBERNA	106	57	63	251.46
BETA-SBER1	107	62	63	199.98
SBERNA-JA1	108	63	64	199.32
CHIN5-CER1	111	15	16	550
CHIN5-CER2	112	15	16	550
SABA5-CHI1	113	14	15	550
SABA5-CHI2	114	14	15	550
SABA5-SABA21	115	14	6	846.78
SCAR5-SCAR21	116	17	1	801.9
CERR5-CERR2	117	16	74	225.72
CUETE-VDUPAR	118	10	13	149.16
GUADA-OCCID	122	18	23	194.7
PRIM2-SIERRA	125	30	75	203.28
SCAR2-PUR1	126	1	76	242.88
SCAR2-PUR2	127	1	76	242.88
SIERRA-PU1	128	75	76	246.84
NORO-PURN1	129	48	76	242.88
SIERRA-PU2	130	75	76	246.84
NORO-PURN2	131	48	76	242.88
ESME-SNFELI	132	54	52	224.4
MIRO-BETA	133	51	62	223.08
CHIVO-SOC1	138	40	79	240.24

COMU-GUATI	139	31	80	202.62
PALOS-GUATI	140	33	80	209.88
CHIVO-SOC2	141	40	79	240.24
PAIPA-SOC1	142	39	79	178.2
SOCHA-GUA1	143	79	80	207.9
JUANCH-PAEZ	144	59	84	251.46
SBERNA-PAEZ	145	63	84	199.98
CARTA-VIRGI2	146	56	81	246.84
PAIPA-SOC2	147	39	79	178.2
SALTO-BELLO	148	19	78	229.68
GUAD-PORCE	149	18	83	229.68
SALTO-PORCE	150	19	83	229.68
BARBO-PORCE	151	20	83	229.68
CERR2-URR1	152	74	82	200.64
URABA-URRA	153	77	82	200.64
SOCHA-GUA2	154	79	80	448.8
CERR2-URR2	155	74	82	200.64
BUCA-GUATI	158	38	80	209.88
PURN-MIEL1	159	76	85	248.16
PURNI-MIEL2	160	76	85	248.16
MIEL-SNFE1	161	85	52	250.14
MIEL-SNFE2	162	85	52	250.14
SALTO-BARBO	164	19	20	229.68
HERMO-VIRGI2	165	55	81	250.8
ESME-VIRG1	166	54	81	246.84
ESME-VIRG2	167	54	81	246.84
SABA2-N/B3	171	6	86	243.54
TEBSA-N/BQUI	172	4	86	210.54
SABA2-N/B1	173	6	86	210.54
SABA2-N/B2	174	6	86	243.54
FLORE-N/B1	175	5	86	210.54
FLORE-N/B2	176	5	86	210.54
SCAR2-SCAR52	184	17	1	267.3
PRIM2-GUATI	185	30	80	244.86
TASA-GUATI	186	34	80	247.5
CARTA-BOLIVA	187	2	93	157.74
BOLIVA-SABA2	188	93	6	157.74
GUATA-SIERRA	200	27	75	183.48
SCAR5-VIRGI5	217	17	87	550
VIRGI5-SMAR5	218	87	88	550
VIRGI5-VIRG2	221	87	81	282.48
SMAR2-SMAR5	223	88	68	282.48
PRIM2-PLAY	224	30	28	246.18
CARTA-CAN2	310	2	89	197.34
CARTA-CAN1	311	2	89	197.34
CANDE-TER1	312	89	3	197.34
CANDE-TER2	313	89	3	197.34
PRIM5-SNCAR5	410	17	92	550
CERR5-PRIM5	411	16	92	550
PRIM2-PRIM5	412	92	30	267.3
PRIM5-OCAÑ5	413	92	91	550
OCAÑ5-OCAÑ2	414	91	72	225.72
OCAÑ5-COPEY5	415	91	90	550
COPEY5-COPEY	416	90	12	225.72
COPEY5-BOLI5	417	90	94	550
BOLI5-BOLI2	418	94	93	267.3
PRIM5-BACA5	419	92	95	550
BACA5-BACA21	420	95	96	267.3
TRAFOBELLEN	435	35	97	264
TRAFOSNMATEO	436	36	98	264
TRAFOOCANA	437	72	99	264

NORSAN-BELE1	438	100	97	264
NORSAN-SMAT1	439	100	98	264
NORSAN-OCAN1	440	100	99	264
ANCON-ANC2	464	24	101	263.34
ANCON-ANC1	465	24	101	263.34
SABA2-FUN2	467	6	7	243.54
SABA2-FUN3	468	6	7	243.54
FUNDA-SMA2	469	7	8	164.34
SMART-GUA2	470	8	9	164.34
GUAJI-CUE2	471	9	10	197.34
COPEY-VDU2	472	12	13	149.82
GUACA-MES2	473	46	50	281.16
TORCA-BAC1	474	47	96	336.6
TORCA-BAC2	475	47	96	373.56
BACA-NORO1	476	96	48	373.56
MOCOA-JAMND2	477	106	64	112.2
BACA-NORO2	478	96	48	373.56
GUATA-JAG2	482	27	29	235.62
MESA-SNFE2	483	50	52	238.92
MESA-MIRO2	484	50	51	242.22
BETAN-ALTAM	486	62	105	217.8
SCAR2-ESM2	487	1	54	242.22
BETA-SBER2	488	62	63	199.98
SBERNA-JA2	489	63	64	199.32
ALTAM-MOCOA	490	105	106	217.8
BETAN-JAMND2	491	62	64	215.16
TIPILES	559	102	103	23.76

Linhas de transmissão candidatas

NOME	COD	NÓ ORIG	NÓ DEST	CAPAC. (MW)
POR35-CERR5	109	16	107	550
SCAR5-POR35	110	17	107	550
SCARL-SIERRA	450	1	75	219.78
YUMB-SUB2202	431	57	104	250.8
PANC-SUB2202	432	60	104	250.8
SCAR2-GUA2	492	1	27	289.74
SABA5-SA P	1115	14	6	846.78
SCAR5-SC P	1116	17	1	801.9
CERR5-CE P	1117	16	74	225.72
VIRG5-VI P	1221	87	81	282.48
SMAR5-SM P	1223	88	68	282.48
PRIM5-PR P	1412	92	30	267.3
OCAÑ5-OC P	1414	91	72	225.72
COPE5-CO P	1416	90	12	225.72
BOLI5-BO P	1418	94	93	267.3
BACA5-BA P	1420	95	96	267.3
CERR5-SC P	1109	16	17	550
CHIN5-CE P	1111	15	16	550
SABA5-CH P	1113	14	15	550
SCAR5-VI P	1217	17	87	550
VIRG5-SM P	1218	87	88	550
PRIM5-OC P	1413	92	91	550
OCAÑ5-CO P	1415	91	90	550
COPE5-BO P	1417	90	94	550
BUCA5-PR P	1500	108	92	550
PRIM5-BA P	1501	92	95	550
BACA5-NS P	1502	95	109	550
NSUR5-BE P	1503	109	110	550
BETA5-SB P	1504	110	111	550
SBER5-JU P	1505	111	112	550
JUAN5-SM P	1506	112	88	550
SCAR2-GU C	2088	1	27	289.74
SCAR2-ES C	2487	1	54	242.22
SCAR2-AN C	2085	1	101	243.54
TERNE-SA C	2002	3	6	142.56
TEBSA-SA C	2004	4	6	157.74
FLORE-N/ C	2176	5	86	210.54
SABA2-FU C	2007	6	7	164.34
SABA2-N/ C	2174	6	86	243.54
SABA2-BO C	2001	6	93	157.74
FUNDA-SM C	2469	7	8	164.34
FUNDA-CO C	2012	7	12	149.82
GUAJI-CU C	2471	9	10	197.34
COPEY-VD C	2011	12	13	149.82
SCAR2-SC C	2184	17	1	267.3
GUADA-SA C	2036	18	19	194.7
GUADA-BA C	2028	18	20	194.7

GUADA-OC C	2122	18	23	194.7
SALTO-BE C	2148	19	78	229.68
BARBO-GU C	2030	20	27	194.7
BARBO-PO C	2151	20	83	229.68
LATASA-O C	2038	21	23	204.6
MIRAF-BA C	2029	22	20	194.7
MIRAF-GU C	2033	22	27	194.7
ENVI-GUA C	2025	25	27	194.7
ORIENT-G C	2026	26	27	194.7
ORIENT-P C	2032	26	28	194.7
PRIM2-PL C	2224	30	28	246.18
PRIM2-CO C	2080	30	31	202.62
PRIM2-SI C	2125	30	75	203.28
PRIM2-GU C	2185	30	80	244.86
BARRA-BU C	2055	32	38	225.72
PALOS-BU C	2053	33	38	225.72
PALOS-GU C	2140	33	80	209.88
TASA-GUA C	2186	34	80	247.5
BUCA-GUA C	2158	38	80	209.88
CHIVOR-G C	2061	40	41	240.9
CHIVO-TO C	2059	40	47	240.9
CHIVO-SO C	2138	40	79	240.24
GUAV-CIR C	2023	41	42	177.54
GUAV-TUN C	2020	41	43	143.88
GUAV-TOR C	2063	41	47	240.9
GUAV-REF C	2022	41	67	248.16
CIRCO-PA C	2016	42	45	240.9
SANMAT-P C	2017	44	45	240.9
GUACA-ME C	2014	46	50	281.16
NORO-BAL C	2065	48	49	275.88
NORO-MES C	2066	48	50	250.8
NORO-PUR C	2129	48	76	242.88
BALSI-ME C	2064	49	50	264
MESA-SNF C	2483	50	52	238.92
ESME-YUM C	2099	54	57	250.14
ALTO-PAN C	2041	58	60	265.98
BETAN-JA C	2491	62	64	215.16
SMAR2-JU C	2098	68	59	246.84
SIERRA-P C	2130	75	76	246.84
SOCHA-GU C	2143	79	80	207.9
MIEL-SNF C	2161	85	52	250.14
VIRGI5-V C	2221	87	81	282.48
SMAR2-SM C	2223	88	68	282.48
COPEY5-C C	2416	90	12	225.72
PRIM2-PR C	2412	92	30	267.3
ANCON-ES C	2087	101	54	250.8