

RAFAEL DE SOUZA FAVORETO

**ESTRATÉGIAS DE PLANEJAMENTO EMPRESARIAL:
TRATAMENTO DE INCERTEZAS DE UMA EMPRESA DE
GERAÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção de grau de Mestre. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Marcelo Rodrigues Bessa.

Co-Orientadora: Prof^a. Miriam Rita Moro Mine.

CURITIBA

2005

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	v
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	vi
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	viii
RESUMO	x
ABSTRACT	xi
INTRODUÇÃO	1
1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	2
1.1. Informações Gerais.....	2
1.2. O Sistema Elétrico Brasileiro	3
1.3. Simulação e Otimização do Sistema Elétrico Brasileiro	9
1.4. Indústria e Empresa	11
1.5. Dinâmica de Sistemas.....	15
1.6. Cenarização	17
1.7. Usina Térmica a Gás.....	20
2. MODELO DE SIMULAÇÃO	25
2.1. Metodologia.....	25
2.2. Modelo de Usina Térmica	27
2.3. Processamento dos Resultados	33
2.4. Variáveis de Entrada.....	35
3. ESTUDO DE CASO	38
3.1. Dados de Entrada.....	38
3.1.1. Custo Marginal de Operação do Sistema Elétrico.....	38
3.1.2. Instrumentos de Mitigação do Risco de Operação	53
3.1.3. Dados de Operação da Térmica.....	54
3.2. Operação Inicial – Térmica Isolada.....	56
3.3. Seleção e Tratamento dos Dados de Geração Hidráulica.....	59
4. RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO	66
4.1. Cenário Seco - 1952	66
4.1.1. Operação da Térmica a Gás Isoladamente	67
4.1.2. Térmica a Gás Contratada e Agregada à Geração Hidráulica.....	67
4.1.3. Térmica a Gás Descontratada e Complementar à Geração Hidráulica ..	70

4.2.	Cenário Úmido - 1979	72
4.2.1.	Operação da Térmica a Gás Isoladamente	73
4.2.2.	Térmica a Gás Contratada e Agregada à Geração Hidráulica.....	74
4.2.3.	Térmica a Gás Descontratada e Complementar à Geração Hidráulica ..	76
4.3.	Cenário Mediana I - 1963	77
4.3.1.	Operação da Térmica a Gás Isoladamente	78
4.3.2.	Térmica a Gás Contratada e Agregada à Geração Hidráulica.....	79
4.3.3.	Térmica a Gás Descontratada e Complementar à Geração Hidráulica ..	81
4.4.	Cenário Mediana II - 1939	82
4.4.1.	Operação da Térmica a Gás Isoladamente	82
4.4.2.	Térmica a Gás Contratada e Agregada à Geração Hidráulica.....	83
4.4.3.	Térmica a Gás Descontratada e Complementar à Geração Hidráulica ..	85
4.5.	Composição dos Cenários Analisados.....	87
	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	93
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	96
	ANEXO I	99

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Agostinho e Alair, pela minha formação, pelo amor e toda “*logística*” proporcionada.

Ao colega e orientador Marcelo Bessa, minha gratidão pelo apoio e dedicação durante a elaboração desta dissertação.

À professora Miriam, pelo apoio e confiança.

Ao incentivador Luiz Fujio Kamogawa, pelas sugestões valiosíssimas.

Aos colegas da Copel, em especial ao Luiz Roberto e ao Wilson Pizzatto, pelas discussões e oportunidade de desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos, por suportar a minha ausência e aceitar a minha dedicação acadêmica.

Aos amigos e colegas do CEHPAR pelo interesse e estímulo.

Ao CEHPAR, LACTEC, Copel e ANEEL por incentivar e apoiar a Pesquisa e Desenvolvimento no Brasil, permitindo este estudo e esta dissertação.

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 – DISTRIBUIÇÃO DE CMO PROJETADO NO SUBSISTEMA SUL, A PARTIR DE JULHO DE 2005.....	40
TABELA 3.2 - DIFERENÇAS DE CMO ENTRE SUBSISTEMAS SUDESTE E SUL	50
TABELA 3.3 – VALORES INICIAIS DE ENTRADA DO MODELO DE TÉRMICA A GÁS	57
TABELA 3.4 – USINAS HIDRELÉTRICAS SELECIONADAS	61
TABELA 4.1 – FLUXO FINANCEIRO, USINA <i>MERCHANT</i> , CENÁRIO MAIOR .	67
TABELA 4.2 – FLUXO FINANCEIRO, USINA <i>MERCHANT</i> , CENÁRIO MENOR	73
TABELA 4.3 – FLUXO FINANCEIRO, USINA <i>MERCHANT</i> , CENÁRIO MEDIANA I.....	78
TABELA 4.4 – FLUXO FINANCEIRO, USINA <i>MERCHANT</i> , CENÁRIO MEDIANA II	83
TABELA 4.5 – CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO EM CADA CENÁRIO (POR MWH).....	87
TABELA 4.6 – CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO EM CADA CENÁRIO, COM <i>TAKE OR PAY</i> E <i>SHIP OR PAY</i> DE 50% (POR MWH)	89
TABELA 4.7 – CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO EM CADA CENÁRIO, SEM CLÁUSULA DE <i>TAKE OR PAY</i> E <i>SHIP OR PAY</i> (POR MWH)	91

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 2-1 – SIMBOLOGIA ADOTADA NA MODELAGEM	29
FIGURA 2-2 – MODELO DE TÉRMICA À GÁS SIMPLIFICADA.....	32
FIGURA 2-3 – MODELO DE TÉRMICA À GÁS – MÓDULO FINANCEIRO	32
FIGURA 3-1 – HISTOGRAMA DE CMO PROJETADO NO SUBSISTEMA SUL, A PARTIR DE JULHO DE 2005.....	42
FIGURA 3-2 – PREÇOS NO SUBSISTEMA SUL – DETALHE DOS LIMITES MENSAIS	44
FIGURA 3-3 – PREÇOS NO SUBSISTEMA SUL – SÉRIES SELECIONADAS	45
FIGURA 3-4 – PREÇOS NO SUBSISTEMA SUL – DETALHE DAS SÉRIES SELECIONADAS	46
FIGURA 3-5 – MEDIANAS DOS PREÇOS NOS SUBSISTEMAS.....	48
FIGURA 3-6 – MÉDIAS DOS PREÇOS NOS SUBSISTEMAS.....	49
FIGURA 3-7 – HISTOGRAMA DAS DIFERENÇAS DE CMO ENTRE OS SUBSISTEMAS SUDESTE E SUL	51
FIGURA 3-8 – VALORES EXTREMOS DE DIFERENÇA DE PREÇOS ENTRE SUBSISTEMAS SUDESTE E SUL	52
FIGURA 3-9 – CUSTO DE OPERAÇÃO DE TÉRMICA A GÁS EM FUNÇÃO DO TEMPO DE OPERAÇÃO.....	58
FIGURA 3-10 – ENERGIA COMPLEMENTAR, SÉRIE MAIOR (1952)	63
FIGURA 3-11 – ENERGIA COMPLEMENTAR, SÉRIE MENOR (1979)	63
FIGURA 3-12 – ENERGIA COMPLEMENTAR, SÉRIE MEDIANA I (1963)	64
FIGURA 3-13 – ENERGIA COMPLEMENTAR, SÉRIE MEDIANA II (1939).....	64
FIGURA 4-1 – CENÁRIO MAIOR – ENERGIA COMPLEMENTAR	69
FIGURA 4-2 – CENÁRIO MAIOR – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO.....	70
FIGURA 4-3 – CENÁRIO MAIOR COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – ENERGIA COMPLEMENTAR	72
FIGURA 4-4 – CENÁRIO MAIOR COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO	72
FIGURA 4-5 – CENÁRIO MENOR – ENERGIA COMPLEMENTAR	74
FIGURA 4-6 – CENÁRIO MENOR – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO.....	75

FIGURA 4-7 – CENÁRIO MENOR COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – ENERGIA COMPLEMENTAR	76
FIGURA 4-8 – CENÁRIO MENOR COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO	77
FIGURA 4-9 – CENÁRIO MEDIANA I – ENERGIA COMPLEMENTAR	80
FIGURA 4-10 – CENÁRIO MEDIANA I – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO	80
FIGURA 4-11 – CENÁRIO MEDIANA I COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – ENERGIA COMPLEMENTAR	81
FIGURA 4-12 – CENÁRIO MEDIANA I COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO	82
FIGURA 4-13 – CENÁRIO MEDIANA II – ENERGIA COMPLEMENTAR	84
FIGURA 4-14 – CENÁRIO MEDIANA II – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO	85
FIGURA 4-15 – CENÁRIO MEDIANA II COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – ENERGIA COMPLEMENTAR	86
FIGURA 4-16 – CENÁRIO MEDIANA II COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO	86
FIGURA 4-17 – CUSTO MÉDIO DE GERAÇÃO (POR MWH).....	88
FIGURA 4-18 – CUSTO MÉDIO DE GERAÇÃO COM <i>TAKE OR PAY</i> E <i>SHIP OR PAY</i> DE 50% (POR MWH).....	90
FIGURA 4-19 – CUSTO MÉDIO DE GERAÇÃO SEM CLÁUSULA DE <i>TAKE OR PAY</i> E <i>SHIP OR PAY</i> (POR MWH).....	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a.	– ao ano
ACL	– Ambiente de Contratação Livre
ACR	– Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	– Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BTU	– <i>British Thermal Unit</i> , unidade de calor
C	– (empresa de) Comercialização
cal	– calorias, unidade de calor
CCEE	– Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	– Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	– Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (UFRJ)
CESP	– Companhia de Energia de São Paulo
CHESF	– Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMO	– Custo Marginal de Operação
COPEL	– Companhia Paranaense de Energia
D	– (empresa de) Distribuição
DNAE	– Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE	– Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	– Empresa de Pesquisa Energética
EVA	– <i>Economic Value Added</i>
FCD	– Fluxo de Caixa Descontado
G	– (empresa de) Geração
IPEA	– Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas
kcal/m ³	– quilocalorias por metro cúbico
kWh/m ³	– quilowatt-hora por metro cúbico
m ³	– metro cúbico, unidade de volume
MAE	– Mercado Atacadista de Energia
MMBTU	– Milhões de <i>British Thermal Unit</i> , unidade de calor
MME	– Ministério das Minas e Energia
MRE	– Mecanismo de Realocação de Energia
MVA	– <i>Market Value Added</i>
MW	– Megawatt, unidade de potência

MWh	– Megawatt-hora, unidade de energia
N	– Norte, região ou subsistema elétrico
NE	– Nordeste, região ou subsistema elétrico
NEWAVE	– Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes
O&M	– operação e manutenção
ONS	– Operador Nacional do Sistema
PLD	– Preço de Liquidação das Diferenças
PND	– Plano Nacional de Desestatização
QDC	– Quantidade Diária Contratada de gás
S	– Sul, região ou subsistema elétrico
SE	– Sudeste, região ou subsistema elétrico
SEB	– Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	– Sistema Interligado Nacional
SUIHI-O	– Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados
T	– (empresa de) Transmissão
TIR	– Taxa Interna de Retorno
UHE	– Usina Hidroelétrica (citação)
US\$	– dólares americanos, unidade monetária
UTE	– Usina Termoelétrica (citação)
VPL	– Valor Presente Líquido

RESUMO

O Sistema Elétrico Brasileiro tem geração de energia majoritariamente de fonte hidráulica, com complementação térmica. O predomínio dessa fonte permite o baixo custo da energia, enquanto a fonte térmica fornece garantia de suprimento. As empresas de geração participantes do sistema elétrico, em geral, não têm o perfil semelhante ao do sistema. Este trabalho analisa, em termos empresariais, os custos de operação resultantes após a mudança da geração para um perfil mais próximo ao do sistema. Para analisar os custos decorrentes da operação de uma térmica a gás é desenvolvido um modelo de simulação utilizando a técnica de dinâmica de sistemas. Um grupo de usinas hidrelétricas de um mesmo rio é adicionado à térmica simulada, criando uma empresa de geração com perfil hidrotérmico. Este conjunto de geração é submetido a cenários de preço de energia selecionados retirados da simulação do modelo Newave, da mesma forma que a praticada pelo sistema. A inserção de uma térmica a gás pode contribuir com um menor risco e diminuir o custo médio de geração de uma empresa com geração plenamente hidráulica. O trabalho mostra, também, que a operação de uma usina térmica a gás de forma isolada tem custo elevado em relação ao preço de energia e, em alguns cenários, resulta em uma situação de custos incompatíveis ao preço praticado pelo mercado. A utilização de parcelas elevadas de *Take or Pay* e *Ship or Pay* nos contratos de fornecimento de gás faz com que seja vantajoso ao operador da térmica a gás utilizar esta planta na base de geração do sistema, afetando as esperadas utilidades e complementaridades pela utilização de fontes de energia diversificadas. A diminuição dos valores dessas cláusulas de compra mínima pode aumentar o benefício da utilização da térmica a gás e também pode diminuir a resistência à sua implementação.

ABSTRACT

The Brazilian Electric system is mainly composed by hydro electric power plants, with thermal complementation. The predominance of hydropower allows the low cost of the energy, while thermal plants provide dependability to the system. In general, the generation utilities do not have a profile similar to that of the system. This thesis analyses the impact of a change in the profile of a utility with all hydro power generation to one of mixed nature, i.e., adding a thermal power plant. To analyze the resulting costs of the operation of a gas fired thermal unit a simulation model using System Dynamics has been developed. A group of hydroelectric plants from the same catchment is added to the thermal unit, creating a utility with hydro-thermal profile. This new generation system is now submitted to a set of selected scenarios of energy prices developed from the simulation of the Newave model. These scenarios are the same as those practiced by the Brazilian system. The use of a gas fired thermal plant can contribute to reduce both risk and the average cost of generation with fully hydraulic generation. The operation of an isolated gas fired thermal plant, in some scenarios, results in higher costs than the prices practiced in the electric market. The current use of high percentages of Take or Pay and Ship or Pay clauses in gas supply contracts induces the operator of the thermal plant to switch this plant to base load operation, reducing the utility and complementary effects expected for its implementation. The lowering of the values of these clauses of minimum purchase can increase the benefit of a gas fired thermal plant and therefore improve the acceptance of its implementation.

INTRODUÇÃO

Esse trabalho busca analisar a associação entre fontes de geração hidráulica e geração térmica dentro de uma empresa de geração de energia submetida ao Sistema Elétrico Brasileiro. Sistema esse que é, do ponto de vista da geração, predominantemente hidráulico com complementação térmica e planejado de forma a obter os benefícios de ambas as fontes de geração. A análise aqui executada visa estabelecer se a associação hidrotérmica existente no sistema também é benéfica a uma empresa desse sistema e, de forma geral, listar as principais dificuldades detectadas para a não ocorrência dessa associação. No decorrer da análise também é avaliado se a mudança de visualização do problema em um ambiente empresarial resulta, também, numa modificação dos objetivos.

No primeiro item desse trabalho, logo após a introdução, é feita uma revisão bibliográfica pertinente ao assunto e da forma de abordagem do problema.

No segundo, é feito o detalhamento das premissas utilizadas e o modelo de simulação desenvolvido para avaliar com melhor precisão os custos envolvidos na operação de uma usina térmica a gás, que é a forma de geração térmica escolhida para a associação hidrotérmica.

O terceiro item detalha o caso em estudo, descrevendo inicialmente a escolha e avaliação, dentro do histórico de aflúências do sistema, dos quatro cenários de aflúência utilizados. Na seqüência são selecionados os dados de entrada do modelo da térmica a gás com a realização de uma simulação inicial da térmica, sem vinculação ao sistema. Nesse item também é descrito o tratamento oferecido aos dados de geração hidráulica.

O item quatro mostra os resultados do estudo de caso, com a análise e descrição do comportamento da geração em cada um dos quatro cenários utilizados. Ao final desse item é executada a avaliação do conjunto de cenários com a adição de outros custos comparativos obtidos após a alteração de valores característicos.

Após estes quatro itens é realizada a conclusão do trabalho com a inclusão de algumas sugestões e, em seguida, são listadas as referências bibliografia consultadas.

1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

1.1. Informações Gerais

No ano de 2004 o Sistema Elétrico Brasileiro produziu 42.359 MW médios de energia, sendo 91,2% (38.637 MW médios) de origem hidráulica (CCEE, 2004). No início de 2005 a potência instalada no sistema era de 91.315 MW, sendo a parcela hidráulica de 74,8% (68.304 MW)¹. Dessa forma, o fator de capacidade atingido pelo parque gerador hidráulico foi de 0,566. De maneira complementar, as outras formas de energia (predominantemente térmicas) atingem um fator de capacidade de 0,162.

Analisando esses dados, percebe-se que além de ter um parque instalado maior, a energia hidráulica é mais acionada que as outras formas de produção energética. Isso é facilmente explicável pelo custo de produção da energia hidráulica ser consideravelmente menor que as outras fontes de energia.

A energia de origem hidráulica também tem uma incerteza maior, pois depende da precipitação. Devido ao risco do sistema, o ano de 2004 pode ser considerado como típico, com a energia hidráulica sendo utilizada ao máximo, gerando um excedente que substitui a produção de outras fontes mais dispendiosas.

Apesar do custo de operação de uma usina hidrelétrica ser muito baixo por não incluir gastos com combustível, o tempo e custo de implantação de uma usina térmica é menor que o de uma usina hidrelétrica. Essa diferença, inclusive, tende a ser cada vez maior, pelo emprego de novas tecnologias, num caso, e a exaustão dos locais propícios para barragens e do crescente rigor na exigência da mitigação dos impactos ambientais, no outro. A localização e o dimensionamento de uma usina térmica podem ser determinados com maior grau de liberdade reduzindo os custos e problemas técnicos de transmissão de energia.

Dessa forma, e dependendo do custo do combustível e da forma de operação, o projeto de uma usina térmica pode ser rentável e plenamente operacional. Usinas térmicas ainda podem ser recomendáveis para evitar a curto prazo a falta de energia que

¹ <http://www.aneel.gov.br/15.htm>

levaria a um déficit energético de custo maior que o custo decorrente da utilização dessa fonte de energia.

Se por um lado a geração térmica tem uma energia mais cara, ela pode aproveitar a energia excedente das usinas hidráulicas e para substituir a queima de combustível na maior parte do tempo. No entanto, por produzir uma energia mais cara, existe uma dificuldade de comercialização de seus pacotes energéticos, independente do benefício resultante ao sistema.

Os geradores hidráulicos são responsáveis por uma energia mais barata na maior parte do tempo, mas quando ocorre uma situação hidrológica desfavorável para honrar seus contratos precisam adquirir uma energia cara, pois nesse momento não há forma de energia complementar acessível.

Isso pode ser respaldado pelo citado por IPEA (2001: 11):

“A característica complementar da UTE e da UHE com respeito ao custo de construção e de operação sugere a vantagem, do ponto de vista econômico, de um sistema que combine os dois tipos de usina. A UTE utilizada apenas nos períodos de escassez relativa de energia permite dimensionar sistemas com menor custo de geração e com a mesma confiabilidade de operação.”

Para o sistema elétrico a convivência entre diversas formas de geração de energia é benéfica e necessária, considerando que o conjunto das partes envolvidas tem resultado melhor que a soma das partes individualmente. No entanto, para cada tipo de gerador, as metas, objetivos e procedimentos podem diferir entre si, embora deva-se buscar sempre o ótimo global, em termos de custos e confiabilidade.

1.2. O Sistema Elétrico Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) compreende o conjunto de usinas, linhas de transmissão e todo o sistema de distribuição que é responsável pelo fornecimento de energia elétrica no país.

A forma de funcionamento do sistema e a interação entre os agentes são altamente complexas, devido a natureza das variáveis (vazões, custos, etc.) e as regras que foram criadas para o gerenciamento e operação. Pode se dizer, inclusive, que em diversos casos o maior risco a que um agente está submetido é o institucional (TAMAROZI, 2002:99).

O sistema funciona, em linhas gerais, com os geradores vendendo blocos de energia às distribuidoras através de leilões. Essas distribuidoras fornecem a energia aos consumidores. O sistema de transmissão é mantido através de permissionárias. Há, ainda, as figuras de comercializadoras, produtores independentes e consumidores livres.

As empresas de distribuição de energia devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada. Essa contratação ocorrerá com cinco anos de antecedência, sendo então feita a compra de energia através de um leilão de menor custo (em princípio). Nos anos subsequentes as empresas de distribuição podem corrigir a previsão executada anteriormente, com penalidades para grandes diferenças. Se necessário, novos leilões de ajuste devem ser executados. Existe a compra cruzada, fazendo com que, de forma proporcional, todas as empresas distribuidoras que tenham interesse na compra de energia comprarão de todas as empresas geradoras de energia, de forma que o preço de compra seja idêntico, mesmo existindo diversos preços de venda.

Nesses moldes o primeiro leilão de energia existente ocorreu em 7 de dezembro de 2004. Participaram 38 compradoras e 18 vendedoras, com período de venda de 8 anos e com validade a partir de 2005, 2006 e 2007. A quantidade de energia negociada foi de pouco mais de 17.000 MW médios – aproximadamente um terço do consumo nacional. Novos leilões são executados a medida que os contratos (antigos ou decorrentes do leilão) terminem a sua vigência.

Todo o sistema e a forma de comercialização foram definidos após um longo período de discussões, envolvendo o governo federal e os principais agentes do sistema, avaliando expectativas e necessidades de quem já estava conectado ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e as perspectivas de acesso de novos agentes. A lei nº 10.848 foi promulgada em 15 de março de 2004, definindo as diretrizes para o sistema. A solução encontrada para evitar uma grande ruptura institucional foi a alteração e adaptação da

estrutura então existente. O cenário do país e do governo para a definição dessas regras criticava o Sistema Elétrico Brasileiro pelo fato de até então ser estruturado de forma mercantilista. De forma geral, o objetivo da nova regulamentação era definir um sistema elétrico nacional como serviço público essencial, com concessão de serviço público de algumas atividades e a remuneração da atividade através de custo e não mais de preço.

Como órgão direto da administração federal, o Ministério das Minas e Energia (MME) foi o principal articulador e definidor das mudanças. O MME é quem fundamentalmente pode realizar alterações profundas e de princípios do sistema.

Na lei de 2004 foram definidas as principais organizações que gerenciariam todo o Sistema Elétrico Brasileiro. Essas organizações são a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), o ONS (Operador Nacional do Sistema) e a EPE (Empresa de Pesquisa Energética).

O único órgão efetivamente criado é a EPE, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

O ONS, que não sofreu modificação significativa pela lei de 2004, foi instituído em 1998 com a finalidade de suceder o GCOI (Grupo Coordenador para a Operação Interligada) para operar o SIN (Sistema Interligado Nacional) e administrar a rede básica de transmissão. Esse órgão é decorrência do “Relatório de Reestruturação do Setor Elétrico”, com base em documento elaborado pela consultora *Coopers & Lybrand*, projeto concluído em agosto de 1998. O ONS assumiu o controle da operação do SIN em 1 de março de 1999, sempre seguindo procedimentos e normas aprovados pela ANEEL. O ONS deve, como princípio, otimizar custos e garantir a confiabilidade do Sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

A CCEE é quem regula a contratação de energia e administra o leilão de energia e, conseqüentemente, garante que exista a compra cruzada, de forma que o preço de venda seja o mesmo. A CCEE substituiu o MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), até então um instrumento de mercado e responsável por todas as

atividades requeridas à administração desse mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais. O MAE, como pessoa jurídica de direito privado submetida à regulamentação por parte da ANEEL, foi instituído em 2002 como consequência de uma das 18 medidas do Relatório de Progresso N°1 do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro (MME, 2002), criado em decorrência da crise energética de 2001. O MAE havia sido concebido pelo “Relatório de Reestruturação do Setor Elétrico” como ambiente virtual (sem personalidade jurídica), auto-regulado e instituído através da assinatura de um contrato de adesão multilateral - o Acordo de Mercado - para ser o ambiente onde se processam a contabilização e a liquidação centralizada no mercado de curto prazo. A ASMAE era a “Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica”, uma sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE, empresa autorizada da ANEEL.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada em 26 de dezembro de 1996, através da Lei nº 9.427, como uma autarquia em regime especial, vinculada ao MME. A ANEEL tem suas competências definidas pelo Código de Águas (1934) e, por isso, é sucessora do Serviço de Águas (1934), da Divisão de Águas (1940), Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE, de 1965) e do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE, de 1968). A ANEEL tem como atribuições²:

“regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.”

² <http://www.aneel.gov.br/2.htm>, acesso em 13/07/2005

No tocante às empresas que efetivamente operam com a energia, há uma diversidade muito maior. Essas empresas são, de modo geral, separadas em empresas de Geração (G), Distribuição (D) e Transmissão (T), além das empresas de comercialização (C).

A obrigação da separação das empresas em G, T e D ocorreu pela reforma do sistema iniciada efetivamente em 1993, com o objetivo de sanear o setor e a liberação das tarifas. A real definição dessa reforma só foi executada alguns anos depois, com o “Relatório de Reestruturação do Setor Elétrico”. Apesar de equilibrar financeiramente as empresas, tais medidas não foram eficientes para assegurar a expansão do sistema.

Até então o sistema vigente era o chamado “Sistema Eletrobrás”. Esse sistema teve início com a criação da Eletrobrás (Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961), era integrado e interligado, além de contar com uma operação centralizada, características sugeridas pelos estudos da Canambra, nos anos 60. O sistema já propunha uma divisão das empresas em Geração e Distribuição. A geração estava a cargo de empresas regionais, como CHESF, Furnas, Eletrosul, Eletronorte e Itaipu, que controlavam grandes usinas. A distribuição era supostamente exercida pelas empresas estaduais de energia. Algumas empresas estaduais tinham também significativos parques de geração, em decorrência da evolução regional e da insuficiência de verbas das empresas federais, destacando-se a CESP (SP), Cemig (MG) e Copel (PR), criadas na década de 50. Essas empresas tiveram que ser desverticalizadas e divididas em G, T e D.

A partir dos anos 60 até a reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro (1993), o sistema era predominantemente estatal. O retorno da iniciativa privada é feito com a efetivação do Plano Nacional de Desestatização (PND), através da privatização das Centrais Elétricas do Espírito Santo (ESCELSA), ocorrida através do Contrato de Concessão 001/95 de 17 de julho de 1995, autorizado pela portaria nº 393 de 25 de abril de 1994. Na seqüência, diversas empresas de Distribuição (D) também foram privatizadas, tornando esse setor predominantemente privado. Essas empresas – estatais ou privadas – devem atender a suas áreas de concessão, com o atendimento aos seus consumidores.

Os consumidores podem ser livres ou cativos. Os consumidores livres são aqueles com maior consumo de energia e podem escolher o seu fornecedor (gerador,

distribuidor ou comercializador). Os consumidores cativos são aqueles que são obrigados a comprar energia da distribuidora responsável pela área de concessão. Os consumidores que atendem os requisitos para se tornar livres mas não exercem essa opção são chamados de potencialmente livres.

No setor de Geração (G), importantes empresas foram privatizadas no período, mas o predomínio continua sendo estatal. Pretende-se que parte da expansão do sistema seja feita com a utilização de capital privado, através das PPP (Parcerias Público-Privada).

O setor de Transmissão (T), assim como o de Distribuição (D), é encarado como monopólio natural (BORN e ALMEIDA, 1998). As empresas operam a rede através de controle de receita (*revenue-cap*). As concessões são feitas através da ANEEL, em locais pré-definidos. Assim, as empresas de transmissão operam um serviço estatal e recebem por isso. Essas empresas – ou quaisquer outras – não têm a autorização para construir novas linhas ou ampliar as existentes.

As empresas de geração de energia participam do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), obedecem às regras da CCEE (antigas regras do MAE) e participam do despacho centralizado pelo ONS. O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam seus participantes, decorrente particularmente dos efeitos da otimização centralizada do sistema sobre os níveis de geração de cada usina. A cada usina participante do MRE corresponderá um volume de energia assegurada e a energia efetivamente gerada será realocada de forma contábil proporcionalmente a esse valor (UMBRIA, 1999: 78).

Apesar da interligação existente e da operação centralizada, o Sistema Elétrico Brasileiro possui quatro diferentes subsistemas. A cada um desses subsistemas existe um preço associado definido semanalmente. Quando um contrato abrange dois subsistemas com preços diferentes é criada uma exposição. As exposições podem ser de preço ou de MRE (SILVEIRA, 2001: 127). As exposições de preço são as naturalmente esperadas pela diferença de preço entre cada subsistema. O valor da exposição é o volume do contrato multiplicado pela diferença de preços. As exposições de MRE são decorrentes da aplicação do MRE e a conseqüente alocação de energia gerada em subsistemas diferentes de onde a energia é vendida.

1.3. Simulação e Otimização do Sistema Elétrico Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro é extenso e complexo. A operação do sistema deve atender não só a demanda energética do momento, como deve considerar a necessidade do abastecimento futuro, sempre condicionado pela sazonalidade e incerteza das afluições.

A operação do Sistema Elétrico Brasileiro levar em consideração que as usinas hidrelétricas possuem um custo implícito de operação, devendo-se comparar o benefício do uso imediato da água com o armazenamento para uso futuro. Como as afluições futuras são desconhecidas, o planejamento da operação energética se caracteriza como um problema de programação estocástica, de grande porte e difícil solução, tornando-se necessário a subdivisão do problema em diferentes etapas de tempo (MARZANO, 2004:80).

O modelo de planejamento de operação utilizado pelo Sistema Elétrico Brasileiro é o Modelo Newave. Este modelo utiliza a representação agregada do parque hidroelétrico e cálculo da política de operação baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica (CEPEL, s/d a:14).

O Newave é dividido em quatro módulos computacionais: módulo de cálculo do sistema equivalente, módulo de energias afluentes, módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e módulo da simulação da operação. Na operação do modelo, cada subsistema é redefinido de forma equivalente. Em seqüência são criadas séries sintéticas e é definida a política de operação hidrotérmica mais econômica, levando em conta as incertezas de afluições futuras e a configuração do sistema. Finalmente é simulada a operação do sistema ao longo do período de planejamento, com a utilização das séries hidrológicas. Um dos índices produzidos nessa etapa é o custo marginal de operação (CMO) dos subsistemas.

Como modelo auxiliar ao Newave, o CEPEL desenvolveu o modelo SUISHI-O (Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados), que tem como principal função a separação dos resultados das usinas hidráulicas de forma individual, através da função de política de operação definida. Quanto às usinas

térmicas, a simulação através do Newave já pode definir o despacho de cada uma delas individualmente, pois são utilizados patamares de preço e cada usina é definida em um patamar diferente.

O Modelo SUIISHI-O é composto por dois módulos, o módulo de otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas e o módulo de simulação a usinas individualizadas. O primeiro deles tem como objetivo definir as metas de geração hidráulica para cada subsistema, buscando numa solução de programação linear a minimização do custo presente somado ao custo futuro, utilizando o resultado do modelo Newave e levando em contas as restrições físicas das usinas hidráulicas. O módulo de simulação a usinas individualizadas simula a operação de cada usina individualmente, buscando manter a política de operação em paralelo dos reservatórios (CEPEL, s/d b:19).

Um dos parâmetros fornecidos por uma simulação no modelo Newave para uma determinada configuração do sistema e situação hidrológica é o Custo Marginal de Operação (CMO). Este parâmetro pode ser definido como o custo no qual se incorre para atender a um acréscimo unitário de demanda de energia em cada um dos subsistemas em determinado período.

SANTOS (2002) estudou a relação entre o CMO e alguns parâmetros característicos do Sistema Elétrico Brasileiro. Como resultado, verificou-se que o CMO reflete muito bem as variações de energia inicial armazenada e energia afluenta prevista. Algumas inconsistências foram verificadas com a inclusão de intercâmbio sem restrição entre subsistemas e intercâmbio com alguma restrição. Essas inconsistências ocorrem quando da inclusão dessas restrições, gerando alguns casos que não eram intermediários aos casos com intercâmbio irrestrito e sem intercâmbio, como seria esperado. No entanto, o CMO reflete corretamente a presença de intercâmbio entre os subsistemas.

“Observa-se, ainda, a dependência dos CMO em um subsistema aos valores de armazenamento e afluência nos subsistemas vizinhos e que a distribuição do armazenamento entre subsistemas influi nos custos marginais de operação. Isso é particularmente importante no caso da região Sul que é fortemente dependente do armazenamento na região Sudeste. Esse submercado, por sua vez, apresenta maior influência para

o cálculo do CMO, como confirmado pela análise dos componentes principais, devido às suas próprias características”. (SANTOS, 2002: 103)

Dessa forma, o CMO representa um custo de operação que reflete o estado de armazenamento do sistema e a perspectiva de energia afluente, levando em consideração a dependência com relação aos outros subsistemas. Por conta disso, a informação contida no CMO é parâmetro relevante para refletir todo o sistema, principalmente para um agente ou usina deste sistema sem o poder ou a escala necessária para influenciar todo o mercado.

1.4. Indústria e Empresa

As análises a respeito do Sistema Elétrico Brasileiro são feitas, em geral, de forma abrangente, como se todos os ativos e meios de produção estivessem sob uma mesma orientação e seguissem uma mesma indicação. De certa forma isso corresponde ao foco do usuário e de um poder centralizador refletido na figura do governo federal. Para que isso seja verdade existem leis, regras e normatizações para assegurar que as linhas gerais do processo sejam seguidas e as premissas do sistema atendidas. Além disso, a operação centralizada na figura do ONS reforça essa visão.

As empresas participantes do Sistema Elétrico Brasileiro têm administração própria e são essas empresas que pagam os impostos, publicam balanços, vendem ações, executam atividades sociais, possuem os seus quadros de diretores e funcionários, têm clientes e fornecedores, enfim, são elas que na verdade existem e formam, em conjunto, o Sistema ou a Indústria. Cada uma delas tem uma visão parcial da Indústria, um planejamento empresarial e um posicionamento diferenciado. Cada empresa recebe efeitos, ações e reações de forma parcial e precisa garantir a sua sobrevivência em longo prazo.

Apesar de estar submetida às mesmas regras, cada empresa tem a sua visão de mercado e procura enfrentar esse mercado de forma distinta. Uma grande parte do investimento no Sistema Elétrico é feita pelas empresas, de forma individual e buscando atender ao seu interesse.

Com isso é perceptível que as empresas que em conjunto formam o Sistema Elétrico Brasileiro têm funções e atividades semelhantes, mas têm objetivos e estratégias que são diferentes e podem ser díspares entre si. A existência de áreas de concessão gera um mercado cativo, mas cada qual com suas diferenças de interesses. Os consumidores livres, que são grandes consumidores e tem o direito de escolher a sua fornecedora de energia, formam um importante mercado com real poder de escolha. Dessa forma, o ótimo para cada parte do conjunto não é necessariamente o ótimo para o conjunto.

O Professor Michael E. Porter, de acordo com o sítio eletrônico da Universidade de Harvard³, é autor de 17 livros e 125 artigos. Ele também é autoridade mundial em Estratégia Competitiva, tema lançado em seu livro *Estratégia Competitiva: Técnicas para a Análise de Indústrias e da Concorrência* (PORTER, 1986). A publicação original deste livro é de 1980, conta com mais de 60 edições em inglês e tradução para 19 idiomas. Nessa obra é nítida a diferenciação entre um setor da economia (indústria) e as empresas concorrentes dentro desse setor.

Na análise estrutural da indústria, Porter destaca as forças que dirigem a concorrência na indústria: Entrantes Potenciais, Fornecedores, Compradores e (Produtos ou Serviços) Substitutos. Partindo-se da análise da indústria, a empresa deve definir ou situar-se em uma estratégia competitiva dentro dessa indústria e então praticar uma análise da concorrência.

Para a análise da concorrência, diversas informações devem ser levantadas, observando se o concorrente está satisfeito com sua posição, quais seus prováveis movimentos, quais suas vulnerabilidades e onde e como ele tem condição de efetiva retaliação. Para isso é necessária a formulação de hipóteses, a avaliação de metas futuras, das estratégias em curso e as reais capacidades de cada empresa.

No ambiente criado no Sistema Elétrico Brasileiro, com diversas empresas privatizadas e competitivas, já se busca a visualização de um novo foco de negócios, com a valorização de produtos correlatos e um foco no cliente em busca de vantagem competitiva. Além disso, existem no Brasil empresas com participação significativa no

³ http://dor.hbs.edu/fi_redirect.jhtml?facInfo=bio&facEmId=mporter&loc=extn

mercado que podem, sozinhas, ter influência sobre todo ele, distorcendo-o (GOMES, 1998: 87).

De acordo com NALEBUFF e BRANDENBURGER (1996), tradicionalmente os negócios são encarados como atividades bélicas, mas na verdade negócios são atividades de cooperação quando o objetivo é criar um mercado e concorrência na hora da sua divisão, sendo atividades de guerra e paz simultaneamente. As teorias relativas a análises bélicas são atividade de soma zero, os chamados jogos de soma zero. Nessa acepção há vencedores e vencidos e há sempre uma busca no sentido de ganhar-perder, como uma disputa esportiva. As principais teorizações dessas idéias são oriundas da segunda guerra mundial e da guerra fria. A teoria do jogo (ou teoria dos jogos) é oriunda de estudos da segunda guerra mundial, trabalha muito bem com jogos de soma zero, mas também é adequada para abordagem de situações de “soma-não-zero”. A teoria do jogo concentra-se diretamente na questão prioritária que é encontrar as estratégias certas e tomar as decisões certas.

Ao entrar numa indústria, uma empresa está modificando-a. Com isso, toda análise antes da entrada de um concorrente deve levar em consideração que é a análise de uma situação diferente, que será mudada. Em princípio uma nova empresa numa indústria não agrega valor adicional, fazendo com que exista uma maior competição pelo mesmo espaço.

Empresas que fabricam o mesmo produto, que têm o mesmo público alvo e contam com os mesmos fornecedores competem entre si, mas podem cooperar. Quando concorrentes estão lado a lado e buscam uma solução comum são constituídos traços de complementação e cooperação. NALEBUFF e BRANDENBURGER (1996) oferecem um neologismo, no livro que leva este nome, “*co-opetição*” (do original, em inglês, *co-opetition*). Essa palavra passa a idéia da associação de uma empresa com outras, concorrentes ou não, mas com atividades que não sejam simplesmente competitivas. A *co-opetição* pode ser executada através da busca de mudanças nas regras, que seria dependente de influências internas das relações empresariais e das próprias percepções entre os jogadores. As formas mais eficientes são através da mudança de seus elementos. De maneira geral, a *co-opetição* é o conceito que visa a possibilidade e o acesso de mais clientes e fornecedores e que, ainda, esses sejam mais fiéis às empresas. Com isso a concorrência será por uma quantidade maior de produtos ou serviços

fornecidos. A cooperação está presente pois essas ações de ampliação de mercados são para todos, juntamente com a percepção que algumas ações competitivas são danosas a toda a indústria, inclusive ao executor.

Analisando o conceito de *co-opetição* do ponto de vista do sistema elétrico (ou da indústria), percebe-se que é provável que não exista uma unidade de pensamento entre as empresas integrantes. Essas empresas, que ora estão competindo, ora estão cooperando, têm interesses maiores que uma operação mais econômica ou mais segura do sistema (GOMES, 1998: 87). Na verdade a forma de operação do sistema pode ser consequência de uma política adotada pela empresa, mas ela pode, por exemplo, objetivar a utilização máxima dos seus ativos, independentemente do custo para o consumidor final.

Dentro da filosofia da *co-opetição*, um dos objetivos é o aumento do mercado consumidor. No sistema elétrico, o aumento do mercado consumidor significa não só o atendimento a um maior número de consumidores, como também o aumento do consumo de energia individual. Essa já é uma ação que contraria o objetivo de obter uma energia mais barata.

Do ponto de vista da indústria, a lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, redefinindo o sistema, indica que a legislação busca o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, preocupa-se com a proteção aos consumidores e define mecanismos de incentivo à contratação que favoreça a modicidade tarifária, dentre outras diretrizes.

Em contra-posição a essas diretrizes, as empresas de geração de energia ressaltam em suas missões a participação do interesse dos acionistas, sejam essas empresas privadas ou públicas. Mesmo empresas públicas têm entre seus acionistas investidores particulares, ainda que minoritários. As empresas públicas certamente procuram atender interesses de sua comunidade e realizar atividades sociais, mas isso não impede que essas empresas sejam lucrativas e trabalhem com esse objetivo.

Neste trabalho o antagonismo existente entre os objetivos do sistema e dos investidores são confrontados, de um lado com a correta aplicação das regras vigentes e de outro com uma análise buscando um melhor resultado financeiro. A competição é a

razão de ser para uma análise como essa, mas ela não é analisada de forma direta, considerando que há sempre um conjunto de compradores definido para essa empresa ao longo do tempo. No decorrer do horizonte de análise a empresa poderia ter o seu mercado modificado com a entrada ou saída de consumidores livres. A cooperação entre os agentes não é mostrada de forma explícita, mas algumas considerações quanto às regras vigentes e a implementação das mudanças sugeridas só são possíveis com um trabalho conjunto dos agentes de forma a promover uma mudança nas regras que possa ser benéfica ao sistema e aos agentes.

1.5. Dinâmica de Sistemas

A Dinâmica de Sistemas⁴ é o estudo das mudanças dos sistemas dos mais diversos tipos: físicos, biológicos, sociais, econômicos e organizacionais. Foi desenvolvida pelo engenheiro e pesquisador norte-americano Jay W. Forrester, um dos pioneiros da computação eletrônica, que inicialmente desenvolveu-a para projetar sistemas de controle, e depois fez sua aplicação a sistemas sociais, econômicos e ambientais.

Peter Senge, um dos discípulos de Forrester, estudou a aplicação da dinâmica de sistemas a problemas organizacionais, publicando os resultados de seu trabalho no livro *A Quinta Disciplina* (SENGE, 1994). Para Senge a capacidade de aprender é o recurso mais importante para as empresas atuais e o pensamento sistêmico é uma das disciplinas da aprendizagem organizacional, junto com o domínio pessoal, os modelos mentais, a visão compartilhada e a aprendizagem em grupo.

A Dinâmica de Sistemas utiliza técnicas tradicionais de administração, teoria de controle com realimentação e simulação computacional. Os modelos mentais são utilizados na técnica tradicional de administração, porém eles: (i) não conseguem avaliar a relevância e necessidade de certas informações; (ii) não têm uma estrutura de espaço e de tempo; (iii) as conseqüências dinâmicas não são bem avaliadas. A utilização

⁴<http://www.systemdynamics.org/> é o endereço do sítio eletrônico na Internet da *System Dynamics Society* (Sociedade de Dinâmica de Sistemas) onde estão muitas das informações retiradas para esse tópico.

da teoria de controle com realimentação compensa as duas primeiras desvantagens enquanto a simulação computacional auxilia no terceiro tópico.

Sistemas são a tentativa de representação de uma percepção da realidade. Dependendo da sua utilidade, da necessidade e da praticidade, os modelos podem ser de diferentes tipos e escalas, sendo classificados como mentais ou formais, físicos ou simbólicos, análogos (em escala) ou similares (em tamanho natural), estáticos ou dinâmicos (MOHAPATRA, MANDAL, BORA, 1984:20). Modelos dinâmicos são aqueles voltados a sistemas em que o desenvolvimento do sistema modifica o comportamento do próprio modelo, situação típica de modelos sociais.

A utilização de simuladores permite a manipulação do sistema, experimentando diferentes decisões e visualizando suas conseqüências. Ao contrário de um jogo (Teoria dos Jogos) pode-se trabalhar também com o modelo que está por trás da simulação, questioná-lo e modificá-lo, visando adequá-lo à realidade e melhorar o desempenho do sistema.

O desenvolvimento do pensamento sistêmico foi conseqüência da necessidade de ampliação de análise de causa e efeito, com a inserção dos seus inter-relacionamentos. O pensamento sistêmico tenta explicar os problemas e os sistemas numa perspectiva holística, não reducionista e fragmentária.

Durante execução de um projeto, diversas ações gerenciais são tomadas e premissas, metodologias, metas e objetivos podem ser modificados. Os modelos de representação de projetos em rede falham em representar essas relações dinâmicas, que podem levar a resultados completamente opostos ao esperado (AMARAL e SBRAGIO, 2003).

Os diagramas de laço causal são a representação visual das relações de causa e efeito. Estes diagramas demonstram os casos de causa-efeito circular. Diagramas de laço causal são representações qualitativas de um sistema, exigindo a identificação do problema, a definição de limites e uma etapa de análise e validação do modelo. O detalhamento das equações e o teste do comportamento do modelo são atividades quantitativas de um modelo dinâmico, sendo baseados na análise qualitativa.

Um modelo dinâmico utiliza diversos fluxos, que podem ser físicos ou de informação. Os fluxos físicos são mantidos ao longo do tempo, enquanto os de informação podem ser modificados. Ambos são conservativos, mas cada um com suas características de fluxo e de acumulação. Os fluxos de informação procuram simular as relações de causa e efeito que os diagramas de laço causal representam visualmente.

Os fluxos são materializados através de níveis e taxas que são simuladas ao longo do tempo. Dessa forma, a estrutura da modelagem de sistemas dinâmicos utiliza-se basicamente de níveis e taxas, com a informação circulando dos níveis para as taxas. Para melhor representação podem ser utilizados atrasos, suavizações e tabulações.

De forma adequada para a aplicação da Dinâmica de Sistemas diversos programas computacionais foram desenvolvidos, com utilização e aprendizado muito rápido e intuitivo. Um desses programas é o Powersim[®], desenvolvido pela empresa norueguesa de mesmo nome⁵ desde 1988. Este programa é um ambiente integrado para construção e operação de modelos de simulação em plataforma MS Windows, utilizando a técnica de Dinâmica de Sistemas. O ambiente utiliza uma linguagem de modelagem gráfica transparente ao desenvolvedor e também a outros usuários, pois são criadas estruturas explícitas e de fácil visualização. O aplicativo Powersim[®] é utilizado nos modelos deste trabalho e sua simbologia é descrita juntamente com o desenvolvimento do simulador.

1.6. Cenarização

A análise de um projeto através do confronto deste com diversos cenários vem em consequência do aprofundamento da questão da gestão estratégica. De acordo com VAN DER HEIJDEN (1996), a gestão estratégica pode ser classificada em três paradigmas ou padrões competitivos: Racionalista, Evolucionário e Processual.

O paradigma racionalista pode ser explicado como sendo, basicamente, a aplicação de duas ações distintas e sequenciais: (i) pensamento e (ii) ação. A escola racionalista era predominante nos anos 1950 e 1960 (MINTZBERG, 1990; *apud* VAN DER HEIJDEN, 1996). Nesse pensamento há uma única resposta e o objetivo é se

⁵ www.powersim.com

aproximar ao máximo dela. Esse futuro idealizado orientará a missão da empresa e a estratégia é como ela será realizada. Esta situação será sempre uma busca, com as ações voltadas a um ótimo em uma situação imaginária. Em geral, espera-se que o passado repita-se no futuro (*business-as-usual*), mas o futuro pode ser diferente – provavelmente será. Algumas dessas diferenças podem ser previstas através de sensibilidade, mas em geral não têm consistência, não explicam a situação de forma completa e não permitem decisões amplas. Às vezes a situação muda de direção apenas por uma percepção diferente das regras, pela simples aposentadoria do usual.

No paradigma evolucionário as ações que podem explicar essa filosofia são a (i) experimentação randômica e a (ii) decisão. Lindblom (1959, *apud* VAN DER HEIJDEN, 1996) critica os racionalistas por não buscarem as metas, mas por simplesmente evitarem as dificuldades. Dessa forma os melhores caminhos não são necessariamente testados e percorridos. O evolucionário é adepto da teoria do caos, no sentido de afirmar que o futuro é imprevisível, um mínimo detalhe pode alterar todo o processo de previsão. Assim, os processos de previsão são inúteis. O pensamento evolucionário deixa que o futuro aconteça e o seu adepto deve estar sempre atento para poder distinguir as melhores ações a serem tomadas.

Da mesma forma dos padrões anteriores, o padrão processual tem como etapas distintas (i) planejar e implantar e com isso (ii) aprender e corrigir. O sucesso nos negócios não pode ser codificado, mas requer uma ação original das pessoas envolvidas. É preciso agir. Mesmo com o “mapa” errado é de grande ajuda que todos trabalhem juntos em uma mesma direção. Inicia-se, com isso, um círculo de aprendizado.

Em suma, um cenário futuro é a orientação para o paradigma racionalista. O evolucionário utiliza-se dos cenários, mas não como ferramenta de planejamento e sim para embasamento de ações de curto prazo. O processualista utiliza os cenários como processo de aprendizado e ferramenta para que toda a sua organização esteja seguindo a mesma orientação. Dividir diversas histórias sobre o futuro faz a organização mais perspicaz sobre seu meio, força a reflexão da experiência e o ajuste dos modelos mentais.

Cenários contribuem para o aprendizado. Individualmente os cenários são dispositivos cognitivos, de organização dos dados. Também são dispositivos de

percepção que expandem modelos mentais e visualizam mais aspectos que influenciam determinada situação. Além disso, cenários são ferramentas de reflexão cognitiva, pensando idéias mais efetivamente.

Seres humanos (tal qual as organizações) não agem de acordo com a realidade, mas de acordo com uma versão internamente construída dessa realidade. Os principais filtros de relevância são o tempo, as fronteiras e a intensidade. O tempo faz o urgente se sobrepôr ao importante, as fronteiras indicam que o que está próximo é mais relevante e a intensidade faz com que sinais fracos sejam menos perceptíveis.

VAN DER HEIJDEN (1996) ressalta que cenários não são, por exemplo, previsões de vendas definidos em patamares prováveis, altos e baixos. Cenários não são tentativas de adivinhação, mas instrumentos de percepção. Cenários são derivados de futuros estruturalmente diferentes, sendo que a percepção externa ao meio é importante. O planejamento de cenários gera sistemas organizacionais mais robustos no longo prazo e uma visualização melhor do ambiente de negócios. Cenários são as condições de teste do “conceito de negócios⁶” de uma organização. Na maioria das organizações o seu conceito de negócios é subentendido, é percebido quando o indivíduo exerce suas atividades cotidianas. O conceito de negócios deve ser explícito e gerenciável. A criação de cenários tem a função de articular o conceito de negócios. Só depois da articulação as idéias e os conceitos podem ser estudados, discutidos, modificados e melhorados.

A idealização de um cenário futuro através da utilização de previsões e experiências e a projeção da situação atual provavelmente produzirá uma situação com razoável acerto dentro de uma boa margem de erro. Esse é, na verdade, o principal problema da utilização desse tipo de análise, pois quando essa situação confortável e esperada não ocorre é que o planejamento decorrente falha (WACK, 1985: 73).

Para evitar que se esteja condicionado a uma única previsão de futuro e se baseie nela, deve-se buscar a utilização de cenários diversos para o confronto com realidades diferentes e a compreensão de como esses cenários são possíveis. Com isso pode-se evitar ser surpreendido pelo futuro, pois as diversas situações já foram pensadas e planejadas.

⁶ *Business Idea*, no original.

A construção dessas tendências cria o quadro de oportunidades e ameaças para o negócio. As variáveis e sua interação com o ambiente devem ser monitoradas, de forma que as distintas direções prospectadas estejam em sintonia com cenários internos e externos, levando a ações coerentes.

1.7. Usina Térmica a Gás

Na abrangência deste trabalho usinas térmicas a gás são plantas industriais de grande porte utilizadas para a geração de energia que fazem uso de gás natural como combustível. Em geral, essas usinas foram implantadas no Brasil ao final do século XX para geração de energia complementar ao parque hidráulico instalado e fazendo utilização de gás natural oriundo de diversas fontes e países da América do Sul, inclusive auxiliando no processo de viabilização do gasoduto Brasil-Bolívia. A crise energética de 2001 acelerou o processo de implantação de algumas dessas usinas e demonstrou a necessidade delas.

A utilização de térmicas à gás no Brasil ao invés de outras formas de geração térmica se deve à disponibilidade desse recurso, ao maior rendimento do combustível, menor poluição e por dispensar estocagem. PINHEL (2000: 64) ressalta, também, que uma das grandes vantagens das térmicas a gás é a flexibilidade de operação, podendo serem utilizadas como reserva de geração. Apesar disso, a contratação de gás no início de operação das térmicas no país não leva em consideração essa característica, incluindo cláusulas de patamares mínimos de contratação, de 95% do transporte (*Ship or Pay*) e de 70% da *commodity* gás (*Take or Pay*).

De forma geral, o funcionamento de uma térmica a gás é feito com a queima do gás em turbinas que expande o ar utilizado. A energia do fluxo de deslocamento do ar é aproveitada para a geração de energia. Essa é a parte chamada de ciclo simples de uma usina térmica.

O ar expandido pela turbina atinge grandes temperaturas, possuindo alto calor residual. Para não eliminar esse ar aquecido diretamente no ambiente, ele pode ser resfriado com auxílio de água, que é também aquecida e transformada em vapor, podendo acionar uma turbina a vapor, mais simples e barata que a anterior e com

produção de aproximadamente 50% da energia fornecida pela turbina a gás. Com a adição dessa segunda turbina o ciclo passa a ser do tipo combinado. Além disso, a água utilizada no ciclo combinado ainda possui calor residual e pode ser utilizada em outras atividades, resultando na chamada cogeração.

Uma usina térmica a gás é um dispositivo de conversão de energia. A energia química existente no gás natural é transformada em calor, que gerará trabalho mecânico usado para impulsionar um gerador que finalmente fará a transformação em energia elétrica. Num ciclo combinado o resíduo de calor dos gases de combustão pode gerar mais trabalho mecânico através da geração de vapor e expansão deste em uma turbina a vapor acionando outro gerador.

O índice de eficiência térmica de uma usina a gás pode variar de acordo com diversos fatores, como altitude, temperatura ambiente, tipo de turbina, tecnologia empregada, formas e condições de manutenção e operação. Pode-se dizer que uma usina operando em ciclo simples tem eficiência entre 28,2% e 37,5%, enquanto uma usina de ciclo combinado situa-se entre 45,0% e 57,1% (LORA e NASCIMENTO, 2004: 700 e 702).

O principal elemento de uma usina térmica a gás é a própria turbina a gás. Esse é o elemento mais caro e sensível das instalações de geração térmica, normalmente possuindo uma sistemática própria de operação e manutenção (O&M), influenciando todo o processo de geração. A manutenção desse tipo de equipamento é feita em função do número de partidas equivalentes e do número de horas de operação. As manutenções podem ser de diversos tipos, passando por inspeção, revisão e a reforma (*overhaul*).

O combustível deste tipo de usina é o gás natural. A Portaria 243 de 18 de outubro de 2000 da ANP define: Gás Natural (GN) como todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros. Gás natural é a designação genérica da mistura de hidrocarbonetos gasosos, resultante da decomposição da matéria orgânica fóssil no interior da terra. É composto principalmente por metano (de 78% a 82% em volume), podendo apresentar também outros hidrocarbonetos mais pesados, gás carbônico, nitrogênio, água e outras impurezas. Quando produzido juntamente com o petróleo é

chamado gás associado, comum, por exemplo, na Bacia de Campos. Existe também o gás natural não associado, encontrado em jazidas sem petróleo (SANTOS, s/d).

O gás natural é mais leve que o ar, por isso se dissipa rapidamente na atmosfera em caso de eventual vazamento. Sua temperatura de ignição é superior a 600°C e sua queima é mais completa do que a dos outros combustíveis, com reduzidas emissões de monóxido de carbono e hidrocarbonetos. O gás natural é diferente do gás de cozinha utilizado em botijões, que é um gás mais pesado (propano e butano) resultado do processo de refino do petróleo ou do processamento do próprio gás natural.

O produto gás natural é transportado através de gasodutos desde a sua extração até as usinas térmicas. Existem técnicas de liquefação desse gás, mas em grandes volumes de transporte o gasoduto é essencial. A quantidade de gás é usualmente medida em metros cúbicos (m³), mas a quantidade de energia neste volume pode variar. Como valor base no gás natural, o poder calorífico de referência é 9.400 kcal/m³ (quilocalorias por metro cúbico), ou 10,932 kWh/m³ (quilowatt-hora por metro cúbico). Também é usual a utilização da energia em BTU (*British Thermal Unit*), que corresponde a 251,996 cal.

De acordo com o boletim mensal do gás natural de maio de 2005 (ANP, 2005), o Brasil possuía 326 bilhões de metros cúbicos em reservas provadas, sendo 39,1% na bacia de Campos. Apesar do consumo, as descobertas anuais são maiores e essas reservas crescem cerca de 11,8% ao ano nos últimos 50 anos. De acordo com o mesmo boletim, nesse mês a produção no Brasil foi de 50,3 milhões de metros cúbicos de gás por dia enquanto a importação foi de 23,5 milhões de metros cúbicos diários pelo gasoduto Brasil-Bolívia e seu ramal lateral Cuiabá. A terceira via de importação de gás para o Brasil é através do gasoduto em Uruguaiana, com capacidade de movimentar 4,5 milhões de metros cúbicos diários.

Para maiores informações a respeito de toda a parte técnica e de embasamento para a geração termelétrica no Brasil, uma excelente fonte é o trabalho organizado por LORA e NASCIMENTO (2004). Essa compilação é resultado de um esforço coletivo de 28 autores durante 4 anos, resultando em aproximadamente 1300 páginas distribuídas em 20 capítulos. Neste trabalho há detalhamento a respeito de outras fontes de geração térmica, usinas e equipamento de ciclo simples e combinado, dispositivos elétricos,

cogeração, geração distribuída, operação e manutenção (O&M), poluição e alguns exemplos de geração termelétrica no Brasil.

Em ORTEGA (2001) são apresentadas detalhadamente as características técnicas e operacionais de uma central termelétrica a gás. Nesse aspecto são feitas considerações a respeito de usinas termelétricas convencionais, turbinas a gás (destacando princípios de funcionamento, rendimento de turbinas a gás, relação entre a energia mecânica e térmica e controle da poluição), usinas de ciclo combinado e algumas considerações operativas.

No trabalho de ORTEGA (2001) há, também, uma análise aprofundada em relação à gestão de termoelétricas movidas a gás natural. Destaca-se a formulação do problema de planejamento da gestão empresarial, o modelo de gestão empresarial e a estruturação do problema de gestão empresarial. Esses aspectos são importantes em todas as usinas, sejam elas hidráulicas ou térmicas. No caso particular de usinas térmicas a gás natural, esse aspecto é de grande relevância, pois o custo de operação é parcela significativa do custo total. Além disso, a forma de operação pode determinar numa mesma central custos diferenciados devido, entre outros fatores, ao custo de manutenção e a variação da eficiência térmica.

A construção de uma usina térmica pode ser definida pela localização em detrimento ao custo de operação. Em alguns casos é possível fazer uma análise de implantação comparando o custo da usina com o custo de transmissão (FADIGAS, REIS e RAMOS, 1999).

A inserção das térmicas a gás no Sistema Elétrico Brasileiro é feita individualmente. Ao entrar no sistema é atribuído à usina um valor de energia com garantia física (MME, 2004). Nesse parâmetro é introduzida uma parte do risco do sistema devido à incerteza hidrológica. A garantia física é o volume de energia que a empresa proprietária pode vender. Para a decisão de despacho pelo ONS (através do Newave) a empresa faz uma declaração do seu custo variável e se existe alguma inflexibilidade (dentro de determinados critérios). Inicialmente é utilizada a energia resultante das inflexibilidades (geração mínima) e também da solução das restrições elétricas. Se houver a necessidade, o despacho é feito da usina com menor custo progressivamente para aquelas com maior custo, até o atendimento da demanda. A

empresa não recebe nada pelo valor declarado, esse valor é apenas a indicação do custo do despacho para a empresa, que em princípio é apenas o custo do combustível.

O valor do custo variável de uma usina térmica não é constante durante o período de disponibilidade e operação. A modificação desse custo pode ser decorrente de diversos fatores, como, por exemplo, o tipo de combustível, a forma e a disponibilidade de fornecimento desse combustível, o número relativo de partidas da turbina, o tempo em que a planta está parada ou operando e a proximidade de manutenções programadas. Assim sendo, o valor declarado ao ONS não deve ser apenas o custo do combustível, mas também pode refletir outros valores de ordem não técnica. Esse valor declarado pode ser abaixo do real para forçar o despacho desta térmica ou elevado para que o despacho não ocorra.

2. MODELO DE SIMULAÇÃO

2.1. Metodologia

O modelo aqui desenvolvido auxilia na análise da associação hidrotérmica em uma empresa do sistema elétrico brasileiro, com a visualização do processo através do ambiente empresarial.

Uma empresa de geração integrante do Sistema Elétrico Brasileiro e com suas usinas participando do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) não possui muitas variáveis para alterar seus valores de geração de energia, pois o despacho do sistema é centralizado e o custo de geração de uma usina hidráulica é muito baixo.

Um dos poucos fatores que podem influenciar a geração total de uma empresa é o custo de geração das usinas térmicas declarado ao ONS. Este custo de geração declarado é determinante para a existência de despacho em uma usina térmica. O custo de geração de energia em uma usina térmica não é desprezível e esse é o principal custo variável oriundo da geração de energia pelo sistema.

Considerando esses fatores gerais, são realizadas a análise e a modelagem de uma usina térmica submetida ao Sistema Elétrico Brasileiro, com a apropriação dos principais custos resultantes da forma de operação dessa usina. Esse simulador é desenvolvido utilizando o software Powersim® e utiliza a técnica de Dinâmica de Sistemas.

A operação da geração de energia de origem hidráulica no Sistema Elétrico Brasileiro é definida e orientada pelo modelo de otimização Newave. Para o modelo desenvolvido neste estudo são utilizados os dados públicos utilizados pelo ONS e disponíveis na internet.

A simulação é feita com a utilização de algumas usinas hidrelétricas existentes e operadas pelo ONS e de uma usina térmica fictícia com potência disponível na faixa entre 10% e 20% da energia firme do conjunto das usinas hidrelétricas. O conjunto destas duas formas de geração tem o vínculo empresarial, como se fossem

administradas pela mesma empresa. Todas as fontes de geração estão situadas no mesmo subsistema.

O ambiente empresarial definido é analisado usando a técnica da cenarização. São escolhidos alguns cenários hidrológicos característicos através dos dados obtidos pela otimização do Newave. Busca-se contemplar situações de grande afluência hidrológica, de pequena afluência e intermediária. No decorrer da análise é feita a opção da simulação de dois cenários intermediários, muito semelhantes no parâmetro de controle (CMO médio), mas estruturalmente diferentes. Os cenários são situações que podem ocorrer futuramente, mas não há qualquer controle sobre qual dessas situações ocorrerá.

Dentro de cada cenário são realizadas comparações de diferentes opções empresariais de composição das fontes de geração térmica e hidráulica. As opções de composição contemplam a térmica operando (i) na base da geração, (ii) com despacho pelo preço da energia e (iii) como reserva de geração (descontratada e como reserva de energia exclusivamente para esta empresa). São analisadas, como base de comparação, as opções de geração de energia de origem 100% hidráulica e da operação da usina térmica isoladamente, como uma *Merchant*⁷.

Como consequência da simulação e da sua análise, são fornecidos parâmetros para a tomada de decisão sobre qual opção pode ser utilizada e, então, ela estará sujeita aos acontecimentos estruturalmente similares aos selecionados nos cenários. Essas opções são diferentes entre si e deve-se escolher por uma delas (ou uma intermediária), que em certas condições pode até ser alterada. Como não há controle sobre qual cenário ocorrerá, é desejável que a escolha da melhor opção recaia na que tenha melhor desempenho no conjunto dos cenários e não apenas num cenário isolado.

A comparação entre as opções empresariais é feita através do custo médio de cada forma de operação. As considerações são sempre operativas, sem a preocupação com o custo de implantação de cada opção, que são, em princípio, similares. A receita originária da operação não é avaliada neste trabalho, pois nesse aspecto não há diferença significativa decorrente da forma de geração da energia.

⁷ Usinas *Merchant* não possuem contratos de longo prazo e têm como característica a venda de energia no mercado spot, aproveitando as demandas pontuais de energia elétrica.

2.2. Modelo de Usina Térmica

Uma usina térmica é um mecanismo que realiza uma transformação de energia. Essa transformação é feita com uma certa eficiência, ocorrendo uma perda que os equipamentos existentes não podem aproveitar para a geração de energia elétrica, ainda que uma pequena parcela dessa energia possa ter outros fins.

A usina térmica em análise é uma usina térmica a gás de ciclo combinado, utilizando o gás natural como combustível e produzindo energia elétrica para a comercialização no Sistema Elétrico Brasileiro.

Mesmo com a definição de um tipo de usina térmica, a eficiência da transformação de energia pode ser variável. O principal fator de variação é decorrente das condições da densidade do ar (em função da altitude), da sua temperatura e umidade. Também destacam-se como relevantes as condições de sucção e descarga, de regime de funcionamento e a qualidade do combustível (ORTEGA, 2001:115). Apesar disso, optou-se por utilizar um único fator de eficiência para a usina, mantendo-se fixo esse valor ao longo da simulação.

A análise feita pelo modelo é com relação aos custos de operação e em função da operação de uma térmica a gás. O principal custo operacional de uma usina térmica é relativo ao combustível utilizado. Sendo o combustível de uma usina térmica fator indispensável e dispendioso no processo, é esperado que sejam realizados contratos para garantir o fornecimento e a disponibilidade.

Em contratos de fornecimento de gás são comuns cláusulas do tipo “pegue ou pague”, onde é definido um patamar mínimo de fornecimento que deve ser pago mesmo que não seja utilizado este valor. Também é usual a divisão do fornecimento em transporte e produto (*commodity*), com o estabelecimento de um patamar mínimo para cada uma dessas partes, sendo chamadas pelo seu nome em inglês, *Ship or Pay* (transporte ou pague) e *Take or Pay* (pegue ou pague), respectivamente.

Além do custo do combustível, os custos de operação e manutenção (O&M) também são significativos, mas em menor escala. É usual o agrupamento das atividades de operação e manutenção e a sua apropriação em uma parcela de custo variável, em

função da energia produzida. A manutenção de uma turbina a gás é delicada e dispendiosa, mas as grandes intervenções são necessárias apenas após um certo período de utilização, justificando a inserção dessa parcela como custo variável. Algumas atividades de manutenção de uma usina térmica devem ser corriqueiras e cotidianas, por isso é natural que também exista uma parcela fixa de operação e manutenção, adicionando outros custos permanentes e de gerenciamento.

A idealização do modelo tem início com a premissa de utilização do CMO (Custo Marginal de Operação) como parâmetro mensal de indicação do estado do sistema elétrico. Esse parâmetro é fruto da simulação de todo o Sistema Elétrico Brasileiro através do modelo Newave, transmitindo em um único valor os aspectos relevantes da situação hidrológica, o estado inicial de armazenamento do sistema, a capacidade de atendimento da demanda e a perspectiva de expansão do sistema. Esse parâmetro insere a volatilidade recorrente da maior incerteza operacional de um gerador elétrico, o comportamento hidrológico.

O CMO não é colocado diretamente como parâmetro de entrada, mas é utilizada uma variável chamada de “preço da energia”. Essa variável tem o valor do CMO, mas condicionada com a censura dos valores, respeitando patamares máximos e mínimos de preço do sistema.

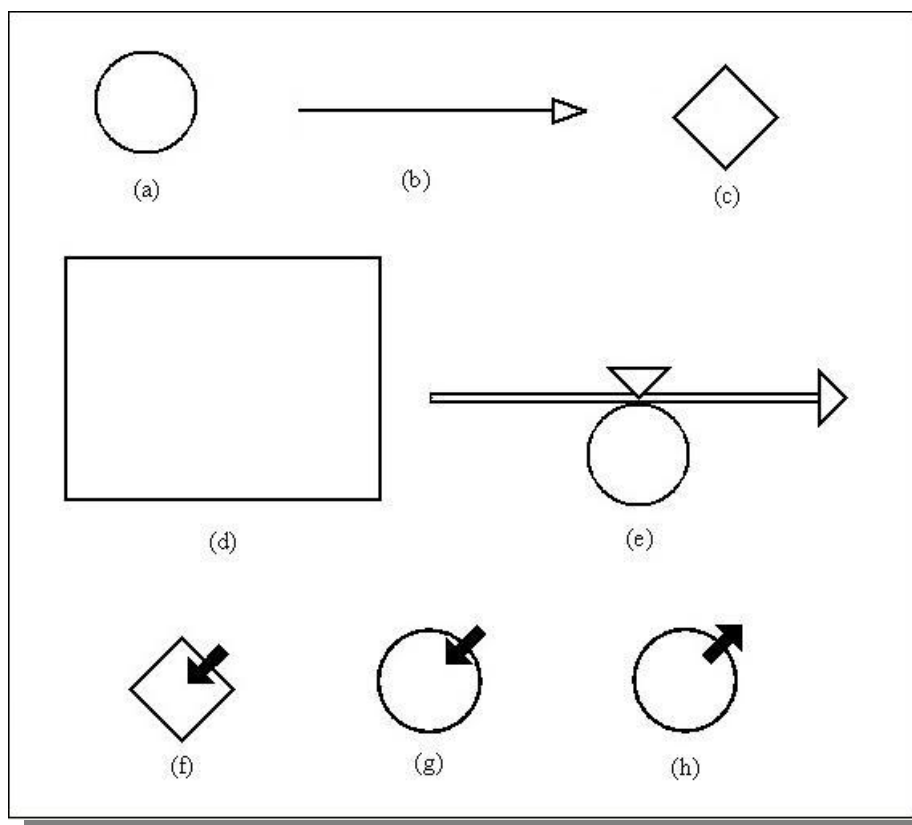
O modelo de simulação preparado para este trabalho foi desenvolvido em Powersim®, fazendo uso de toda a estrutura e simbologia desenvolvida para o estudo de dinâmica de sistemas.

Na simbologia adotada, a Figura 2-1 (a) mostra o símbolo “auxiliar”. Esse símbolo indica um local onde são realizados cálculos ou decisões. As informações fornecidas podem ser em unidades diversas, como unidades de potência, energia, calorífica ou monetária. A troca de informações sempre deve ser feita com unidades coerentes.

A Figura 2-1 (b) indica onde ocorre o fluxo de informações, sempre ligando os outros elementos da modelagem. Não são feitas operações, apenas a transferência da informação. Todos os locais conectados por fluxo de informações são necessariamente utilizados para o fornecimento de dados. Nenhuma troca de informação pode ser feita sem a utilização dessa conexão.

As constantes utilizadas na modelagem são representadas pela Figura 2-1 (c). Esses valores não podem ser modificados no período da simulação e por isso não podem receber informações no decorrer da simulação, apenas no período inicial ou em paradas do processo.

FIGURA 2-1 – SIMBOLOGIA ADOTADA NA MODELAGEM



Os níveis (ou reservatórios) utilizados na simulação são indicados pela Figura 2-1 (d). Os níveis simulados têm a unidade de MMBTU (milhões de *British Thermal Unit*) em uma seqüência e US\$ (dólares americanos) em outra. Seus valores podem ser definidos inicialmente ou recebidos e retirados no decorrer da simulação através de fluxos. Em nenhum momento da simulação os valores podem ser arbitrariamente trocados ou simplesmente alterados.

O fluxo é o elemento mais importante de toda a modelagem e é representado pela Figura 2-1 (e). Em um fluxo são definidas taxas de transferências, sempre em função do tempo. Essas taxas podem (e devem) ser alteradas no decorrer da simulação.

Os fluxos conectam os reservatórios e são responsáveis pela variação do seu nível no decorrer da simulação.

Os símbolos mostrados na Figura 2-1 e indicados pelos índices (f), (g) e (h) são semelhantes aos mesmos já descritos anteriormente com a adição de um sinal gráfico (flecha) indicando troca de informações externa ao modelo. Os dois primeiros símbolos indicam, respectivamente, uma constante e um auxiliar que recebem informação externa. O terceiro símbolo indica um auxiliar que fornece dados externamente ao modelo. Em todas as opções o modelo troca dados com uma planilha eletrônica, recebendo os dados de entrada e fornecendo os resultados selecionados em locais distintos. Os valores recebidos pela constante são únicos, ou seja, o mesmo valor é utilizado em toda a simulação, o que diferencia dos valores recebidos por um auxiliar, que tem seu valor alterado ao longo de toda a simulação.

O simulador da térmica a gás é dividido em duas partes ou módulos integrados, ocorrendo a separação em fluxo de gás e fluxo financeiro.

O corpo inicial do simulador contempla a simulação e fluxo de gás da térmica, mas com a inserção de alguns valores financeiros. Essa etapa está visualizada na Figura 2-2. Nesse estágio o simulador considera dados de uma ordem externa de despacho de energia. Através de uma taxa linear de transformação (constante para toda a simulação) esse valor de energia dispara um despacho de gás, atendendo as restrições contratuais de volume diário contratado e mínimas de volume (*Take or Pay*) e transporte (*Ship or Pay*). A partir desse ponto há uma diferenciação em relação ao gás utilizado e contratado, visto que o volume de gás pode ser utilizado posteriormente. O gás utilizado precisa ser anteriormente contratado, mas aquele contratado através da taxa mínima pode ser utilizado posteriormente. Concomitante ao fluxo de gás é definido um fluxo financeiro, com a definição de preços do transporte, da *commodity* e da energia produzida.

Para a recuperação do gás numa usina térmica são definidas certas regras, com a definição de um volume máximo recuperável e um tempo máximo para essa recuperação. No caso estudado, o volume recuperado é aquele adicional ao mínimo estipulado em contrato (*Take or Pay*), enquanto o prazo de recuperação é considerado superior ao período de estudo.

O módulo mostrado na Figura 2-2 tem como constantes de entrada externa os valores de *Take or Pay*, *Ship or Pay*, quantidade diária contratada (QDC), o preço de transporte, o preço da *commodity* (gás) e o preço cobrado pela distribuidora. Os valores externos que variam ao longo do tempo são o despacho e o preço da energia.

Para a complementação da modelagem financeira da térmica, um módulo é adicionado com os custos operacionais da térmica, acrescentando os custos variáveis e fixos de operação e manutenção (O&M). Esse módulo é mostrado na Figura 2-3. Os valores de receitas e despesas são fornecidos mensalmente e também acumulados por todo o período.

No módulo mostrado na Figura 2-3 são utilizados como dados externos os valores das constantes de custo variável e custo fixo, além do despacho de energia variável já utilizado no módulo anterior. Neste módulo são produzidos os dados de saída do modelo, com a exportação de valores de receitas e despesas no período selecionado, que neste caso é mensal.

Na forma estruturada pelo modelo, os dados de entrada são todos fornecidos em planilha de cálculo, bastando acionar o modelo para o processamento dos resultados. A simulação é feita de forma dinâmica, com o acionamento do modelo a cada período de tempo estabelecido (1 dia), sendo acumulado os valores dos níveis e substituídos os valores externos variáveis (como despacho e CMO), quando necessário. As taxas são todas recalculadas, levando em consideração as novas informações disponíveis.

Em cada processamento do modelo todos os valores das variáveis são armazenados, podendo-se produzir gráficos com a evolução de cada uma delas, em conjunto ou separadamente. Essa propriedade do modelo é muito útil para a compreensão de todo o modelo e o comportamento dinâmico das variáveis utilizadas.

FIGURA 2-2 – MODELO DE TÉRMICA À GÁS SIMPLIFICADA

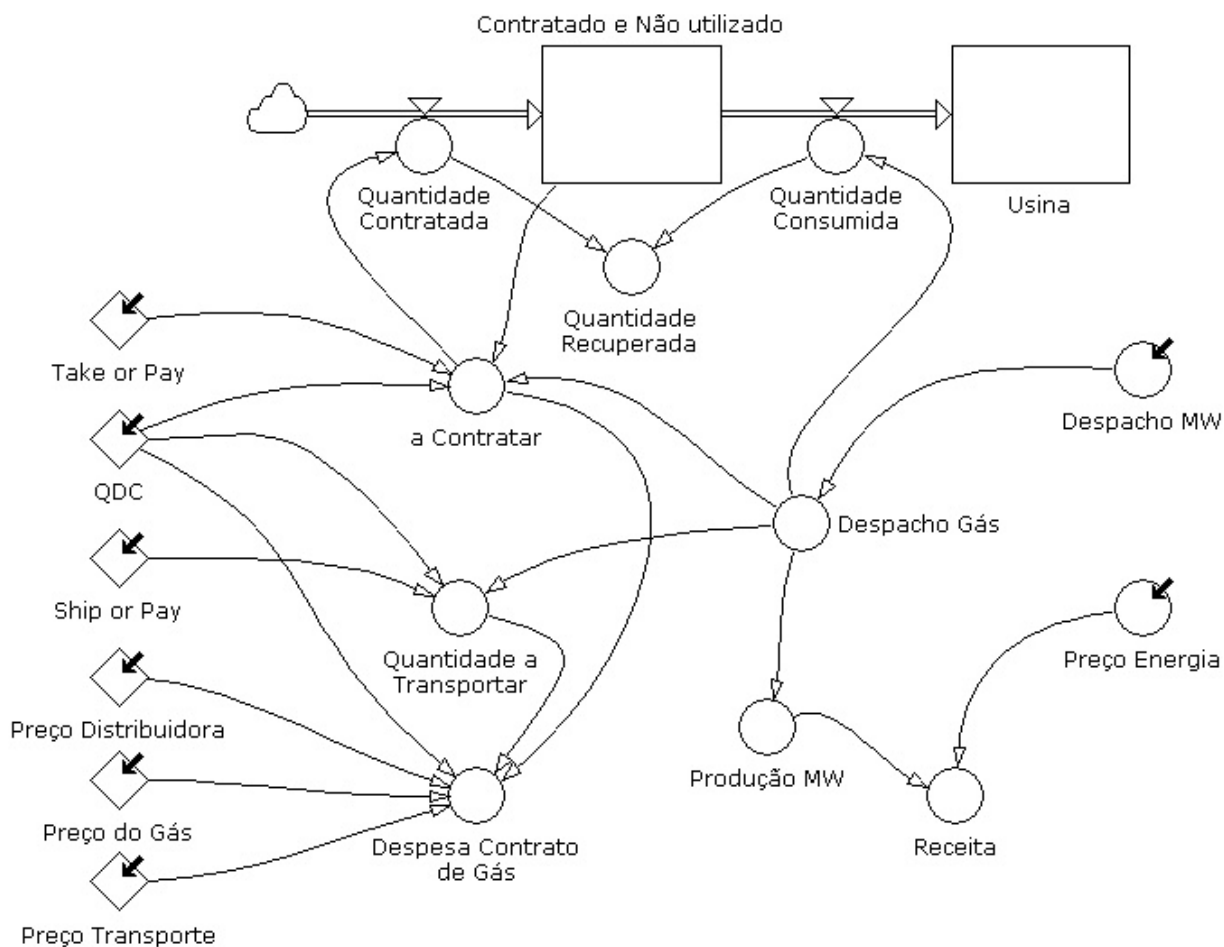
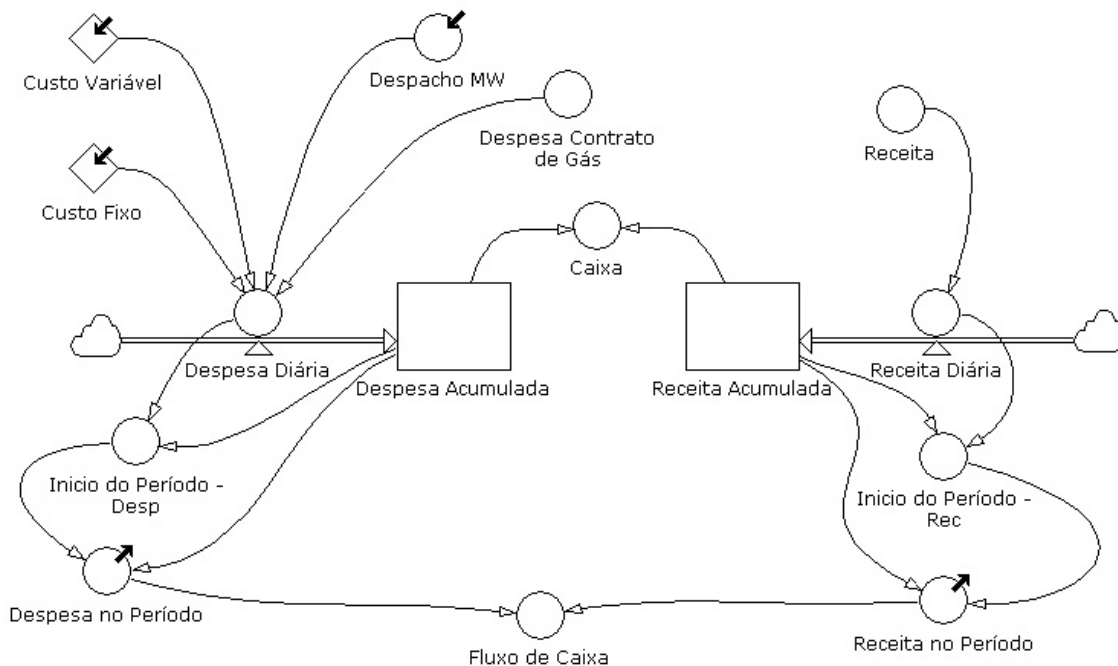


FIGURA 2-3 – MODELO DE TÉRMICA À GÁS – MÓDULO FINANCEIRO



2.3. *Processamento dos Resultados*

O resultado da simulação da térmica a gás ao longo do tempo resulta em um fluxo de caixa mensal, com a separação de receitas e despesas no decorrer do horizonte de análise. Nesse fluxo de caixa a receita é colocada como a venda de energia despachada no subsistema onde a usina está localizada.

Com o fluxo de caixa alinhado na planilha de cálculo é possível executar diversas operações e extrair alguns parâmetros de análise dos resultados. Os valores do VPL (Valor Presente Líquido) da operação e da TIR (Taxa Interna de Retorno) são calculados nessa fase e utilizados como instrumento de controle. Esses métodos de análise de investimento são da classe de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e representam a lucratividade do projeto. No caso estudado, essa análise é prejudicada pela não adição dos custos iniciais de implantação.

A simplificação adotada no modelo e a análise pretendida faz com que outras formas mais completas de avaliação de projetos não sejam utilizadas. Em uma fase posterior de análise é recomendável que além das análises do tipo FCD também sejam utilizados métodos baseados em valor, como o EVA (*Economic Value Added*) e o MVA (*Market Value Added*), que consideram os aspectos financeiros e são importantes como ferramentas no planejamento baseado na criação de valor ao acionista (MOROZOWSKI e SILVEIRA, 1998).

Outro problema encontrado na análise é quanto à dimensão dos valores monetários. A escala dos resultados frequentemente ultrapassa um bilhão de reais. Optou-se, então, pela apresentação dos resultados, sempre que possível, em função da quantidade de energia produzida. Com isso as discussões e comparações estão numa unidade mais adequada ao senso comum.

Dentro da planilha eletrônica também podem ser analisados valores mais complexos, incluindo alguns parâmetros para a simulação do ambiente empresarial. Nesta planilha estão colocados os valores mensais de despacho de energia solicitado à usina e o preço da energia no subsistema. Também podem ser adicionados alguns valores relativos ao despacho de usinas hidráulicas, simulando o déficit ou excesso de energia produzida total, analisando a complementaridade dos dois tipos de energia gerada.

Como maior aprofundamento da análise de um fluxo de caixa de uma empresa deve-se simular a utilização da venda de energia através de contratos. A modalidade mais comum de contrato de venda de energia é através de contratos bilaterais, onde um determinado preço e quantidade de energia são definidos e durante a vigência desse contrato a geradora é responsável pelo fornecimento dessa energia com a remuneração definida. A utilização da comercialização de energia através de contratos bilaterais faz com que a incerteza em relação à remuneração da geradora seja reduzida, pois estes garantem um fluxo determinístico de receita para a geradora (MARZANO, 2004:81).

A despesa da empresa de geração é dada, de forma simplificada, pelo custo de geração térmica e pelo custo de compra de energia além da produção própria do gerador até o suprimento da energia contratada. Uma receita adicional pode ser obtida pela venda de energia gerada além do montante necessário para o suprimento dos contratos.

No Sistema Elétrico Brasileiro uma empresa sujeita ao MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) estará sempre exposta à incerteza de subsistema, pois o mecanismo está sujeito, em quase todo o tempo, a alocação de energia em diferentes subsistemas. Quando há diferença de preços entre os subsistemas o ônus ou bônus decorrente é de responsabilidade do gerador.

De acordo com MARZANO (2004:79), para cada instante de tempo t , a remuneração líquida de um gerador pode ser dada pela expressão:

$$R_t = (p - \pi_{t1})x + (\pi_{t2} - \text{cop})G_t \quad (2.1)$$

onde:

R_t é a receita total;

p é o preço da energia definido em contrato;

π_{t1} é o preço da energia no subsistema onde se localiza a carga;

x é o volume de energia que deve ser entregue;

π_{t2} é o preço da energia no subsistema onde se localiza a usina;

cop é o custo de operação da usina; e

G_t é o despacho do gerador no tempo t .

No caso analisado de duas fontes de geração e com o detalhamento da térmica, a segunda parcela deve ser modificada. Para isso, considera-se que o custo de geração hidráulica é desprezível e há um custo da geração térmica que não mais é relação direta da energia produzida, devido às cláusulas pegue ou pague. Modificando a segunda parcela e inserindo C_t , que indica um custo da usina térmica no período t , tem-se:

$$R_t = (p - \pi_{t1})x + \pi_{t2}G_t - C_t \quad (2.2)$$

Com essa equação calcula-se a remuneração líquida de um gerador com parcelas de geração térmica e hidráulica e considerando restrições típicas de um contrato de fornecimento de gás.

2.4. Variáveis de Entrada

O único parâmetro interno no modelo de térmica a gás é o valor da eficiência energética, indiretamente na proporção de quantos MMBTU em gás correspondem a um MWh de energia elétrica. Na térmica simulada a proporção utilizada é de que são necessários 6,217 MMBTU (ou cerca de 166,7 m³ de gás na condição de referência) para produzir um MWh de energia, resultando numa eficiência do processo da ordem de 54,88%. Esse patamar pode ser atingido por uma moderna usina térmica a gás de ciclo combinado, mesmo fora das condições ideais de temperatura e altitude. A eficiência de geração da térmica também é variável em função do patamar de geração do equipamento em relação ao valor máximo do equipamento. Em geral as térmicas a gás no Sistema Elétrico Brasileiro ou funcionam na sua potência máxima ou estão desligadas. Com isso não houve a preocupação da adoção de patamares intermediários de eficiência do equipamento, supondo-se que ele sempre trabalharia no ponto ideal.

Os parâmetros relativos ao contrato de fornecimento de gás da usina térmica podem ser fornecidos através da configuração inicial do simulador da térmica. Esses parâmetros são a QDC (medida em m³), a proporção relativa à cláusula de *Take or Pay* (%), a proporção relativa à cláusula de *Ship or Pay* (%), o custo de transporte (US\$/MMBTU), o custo da *commodity* gás (US\$/MMBTU) e o custo de comissionamento da concessionária local (US\$/MMBTU).

Os custos de O&M (Operação e Manutenção) são divididos em custos fixos (US\$/dia) e variáveis (US\$/MWh).

Como valores de subsídio ao fornecimento de dados ao modelo, alguns valores podem ser destacados. CECCHI (2002) apresenta como custo total da geração térmica a gás no Brasil o valor de US\$ 39,00 / MWh, enquanto SCHÜFFNER (2002) destaca o valor de US\$ 43,00 / MWh e AZOLA e ANDRADE (1999) estima o custo em cerca de US\$ 29,00 / MWh, numa situação de maior flexibilidade. Esses valores não podem ser alimentados diretamente ao modelo, mas são valores que representam a referência desse custo no Brasil.

Com relação às cláusulas restritivas de *Take or Pay* e *Ship or Pay*, tanto PINHEL (2000: 64), como SCHÜFFNER (2002) e MIRANDA (2004) citam os valores de 70% e 95%, respectivamente. Em mercados desenvolvidos de gás é possível a revenda do gás contratado, criando um mercado secundário. Na estrutura montada no Brasil as empresas de gás operam em áreas de concessão, não sendo permitida a revenda de gás contratado.

Quanto ao custo do combustível importado através do gasoduto Brasil-Bolívia, PINHEL (2000: 64) cita o custo por MMBTU de US\$ 1,13 para a *commodity*, US\$ 0,929 para o transporte e US\$ 0,15 para a distribuidora local, totalizando US\$ 2,209. CECCHI (2002) destaca o custo por MMBTU de US\$ 1,39 para a *commodity* e US\$ 1,65 para o transporte, totalizando US\$ 3,14. SCHÜFFNER (2002) cita como custo total US\$ 2,581 / MMBTU e AZOLA e ANDRADE (1999) estima em US\$ 2,99 / MMBTU. Esses valores são naturalmente variáveis em função do tempo, das condições políticas e econômicas do Brasil e da Bolívia e localização dentro do país, pois cada estado possui uma distribuidora diferente do produto.

O custo variável de O&M citado por PINHEL (2000) é de US\$ 1,50 / MWh, enquanto AZOLA e ANDRADE (1999) estimam em US\$ 1,99 / MWh. Esses valores desconsideram o custo do combustível.

Utilizou-se neste trabalho a versão 12 do Newave e a versão 6.1 do SUISHI-O (Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados). Os valores de CMO e dados de subsistemas são consultados diretamente no segundo modelo, com resultados da otimização realizada no primeiro. Todos os dados relativos às usinas e à geração de energia são retirados da simulação do SUISHI-O, que utiliza os resultados do modelo Newave.

3. ESTUDO DE CASO

3.1. *Dados de Entrada*

3.1.1. **Custo Marginal de Operação do Sistema Elétrico**

O ponto de contato do simulador com o Sistema Elétrico Brasileiro é através do Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema. Os dados de CMO utilizados são aqueles obtidos através de simulação do Newave, com preços fornecidos em escala mensal.

O período escolhido para simulação é aquele com dados disponibilizados pela CCEE⁸ ao final de Junho de 2005, através do conjunto de dados chamado “Julho/2005”. Esses dados estão preparados para realizar a simulação de médio prazo, considerar as alterações do sistema até o final do quinto ano de simulação. Dessa forma, os dados contemplam, nessa configuração, de julho de 2005 a dezembro de 2009, perfazendo 54 meses de simulação.

Quanto às vazões médias mensais, o período histórico disponível em meados de 2005 de forma consolidada e pública abrange o período de 1931 a 2003. Dessa forma, são 73 anos de afluições naturais.

O módulo da simulação da operação do Newave utiliza as séries históricas de vazões mensais naturais, procedendo com a repetição das afluições passadas no futuro. De acordo com KELMAN et al. (1983:10) muitos erros são cometidos na transformação das leituras de níveis em vazões mensais naturais. A qualidade das simulações oriundas do emprego do modelo estocástico ajustado a uma série histórica não pode suplantar a qualidade da série que alimenta o modelo.

O período histórico de vazões médias mensais utilizado para a simulação de operação do modelo Newave abrange o período de 1931 a 2003. Com os valores fornecidos através do período histórico são produzidas séries de afluições hidrológicas. A primeira série produzida para a simulação, chamada de 1931, tem o seu primeiro ano de afluições coincidindo com as afluições do ano de 1931, o segundo com 1932, até o

⁸ <http://www.maebrasil.com.br/precos/downloads/index.jsp>

quinto ano coincidindo com as aflúências de 1935. A segunda série de aflúências, chamada de 1932, tem o primeiro ano coincidente com as aflúências de 1932, o segundo com 1933, até o quinto, que coincide com 1936. E assim sucessivamente, com a utilização nos últimos anos da sucessão das aflúências de 2003 pelas aflúências ocorridas na década de 1930. Dessa forma, ocorrerá uma descontinuidade nas quatro últimas séries. GOMIDE (1986) ressalta que esse modo de tratamento dos dados difundido no âmbito do setor elétrico não possui a confiança que se teria com igual número de simulações obtidas a partir de amostras independentes. De acordo com o mesmo autor, a orientação dessas simulações obedece a regras que não são necessariamente as mesmas da operação real do sistema.

É importante perceber que para a simulação de toda a vida útil de uma usina térmica, de cerca de 20 anos, não seja possível a obtenção de mais de três séries independentes de aflúências hidrológicas, tornando uma análise com essa abordagem de baixa confiança.

Pela metodologia utilizada no modelo de simulação são, então, definidas 73 seqüências hidrológicas, cada uma iniciando com um ano do período histórico de vazões. Com essas séries hidrológicas aplicadas à atual configuração do Sistema Elétrico Brasileiro, através da simulação do Newave, são calculadas 73 seqüências de CMO para cada subsistema, cada qual com 54 meses de dados. Todas essas seqüências são iniciadas em julho e encerradas em dezembro do quinto ano.

Dentre as séries de CMO que foram definidas, algumas foram escolhidas para representar a situação futura, atendendo a técnica de cenarização. A seleção de algumas séries em particular dentre as séries históricas busca uma análise mais detalhada dos valores ocorridos em cada caso, analisando as causas e conseqüências de certas ações tomadas no decorrer da simulação. Também é possível uma maior atenção para situação hidrológica, entendendo o funcionamento do processo analisado.

Em princípio, após a classificação das séries pelo valor médio de CMO, pretende-se escolher três: a maior delas (série seca), a menor (série úmida) e uma intermediária. Como característica adicional, as séries escolhidas devem ser independentes, evitando a repetição de dados.

Antes da escolha dos cenários, algumas análises foram executadas para melhorar a compreensão do comportamento desse indicador de custo do sistema. Em uma organização inicial, os dados são selecionados e listados os dados de CMO da região Sul.

A primeira análise feita é quanto à expectativa de valores para os próximos meses, reunindo-se todas as séries e todos os meses em um mesmo conjunto e fazendo sua ordenação. Estes dados não têm a mesma probabilidade de ocorrência, pois os meses mais distantes estão sujeitos à política operacional, de expansão e de gestão de consumo energético. Apesar disso, essa é uma análise importante para compreensão dos dados disponíveis para o planejamento e o conhecimento da abrangência dos dados.

Na Tabela 3.1 são listados todos os 3.942 dados de CMO para o subsistema Sul (73 séries x 54 meses) resultante da simulação através do Newave, realizada com os dados de junho de 2005. A demanda de energia utilizada é a prevista pelo sistema elétrico para o período subsequente. Os mesmos dados listados na tabela são mostrados graficamente na Figura 3-1.

TABELA 3.1 – DISTRIBUIÇÃO DE CMO PROJETADO NO SUBSISTEMA SUL, A PARTIR DE JULHO DE 2005

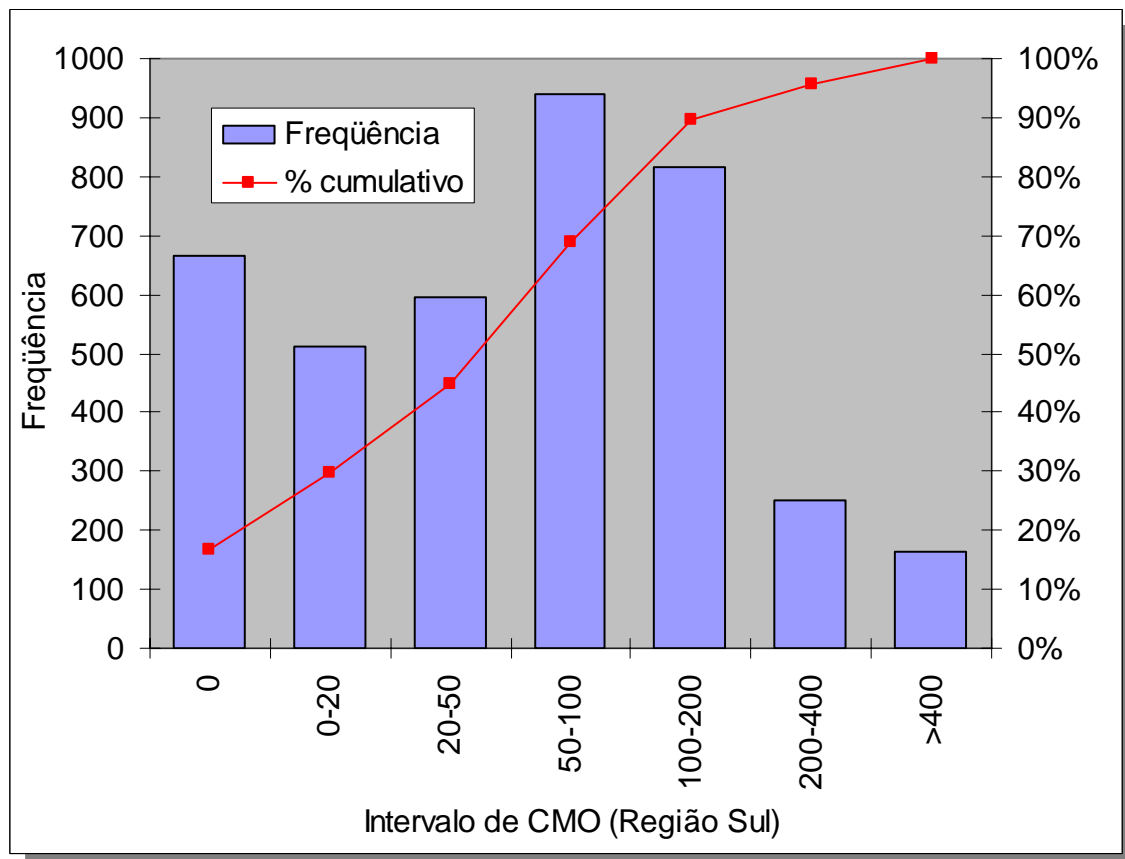
Faixa (R\$)	Frequência	%	% cumulativo
0	664	16,8%	16,8%
0-20	512	13,0%	29,8%
20-50	594	15,1%	44,9%
50-100	941	23,9%	68,8%
100-200	816	20,7%	89,5%
200-400	250	6,3%	95,8%
>400	165	4,2%	100,0%

A análise dos dados revela que em 16,8% dos casos o valor do CMO é igual a R\$ 0,00, ou seja, há energia sobrando no sistema, sem a necessidade de despacho de fonte térmica complementar. Em outros 13,0% dos casos o despacho é mínimo, praticamente na faixa de preço mínimo da CCEE. A soma desses dois patamares

representa 29,8% dos casos, onde a energia está disponível e barata. A variação dos valores de CMO de R\$ 20 a R\$ 100, faixa onde se situa o custo de geração de algumas usinas térmicas de grande porte, concentra 39,0% dos preços de CMO. Os valores acima de R\$ 100, onde é esperado que as térmicas sejam acionadas plenamente, representam 31,2% dos casos.

O maior valor encontrado nessas séries de CMO é de R\$ 4.309,32. Esse é um valor definido pela Resolução Homologatória nº 286/2004 da ANEEL (de 23 de dezembro de 2004) como o custo de déficit de energia acima de 20%. Na prática, esse é um valor totalmente irreal e um valor tão elevado que não é consequência de uma operação real do sistema, pois medidas mitigatórias (acionamento ou fontes extras de energia) certamente seriam tomadas anteriormente a um quadro de tal intensidade. Além disso, o preço do custo do déficit não é o preço da energia em períodos de falta de energia e sim o custo que este déficit teria para o país. A mesma Resolução Homologatória define o patamar máximo do PLD em 507,28 R\$/MWh para janeiro de 2005, valor próximo ao custo de geração térmica emergencial adotado no racionamento de 2001.

FIGURA 3-1 – HISTOGRAMA DE CMO PROJETADO NO SUBSISTEMA SUL, A PARTIR DE JULHO DE 2005



Aprofundando-se na análise dos dados, é possível proceder à diferenciação dos mesmos em função do mês em que eles estão sendo projetados, definindo-se uma ordenação dos dados no tempo. Dessa forma, cada mês terá 73 valores de CMO para serem analisados. Na Figura 3-2 são mostrados 4 parâmetros característicos em cada um dos meses, o valor máximo, o valor mínimo e a média e mediana de todos os valores. Essa figura está visualizada com máximo em R\$ 500,00, mesmo existindo valores superiores a R\$ 4.000,00 e frequentemente acima de R\$ 1.000,00. Buscou-se, nesse caso, uma melhor visualização dos dados de média e mediana, sabendo-se que valores acima de R\$ 500,00 representam situações de déficit e não de preços de energia efetivamente praticados.

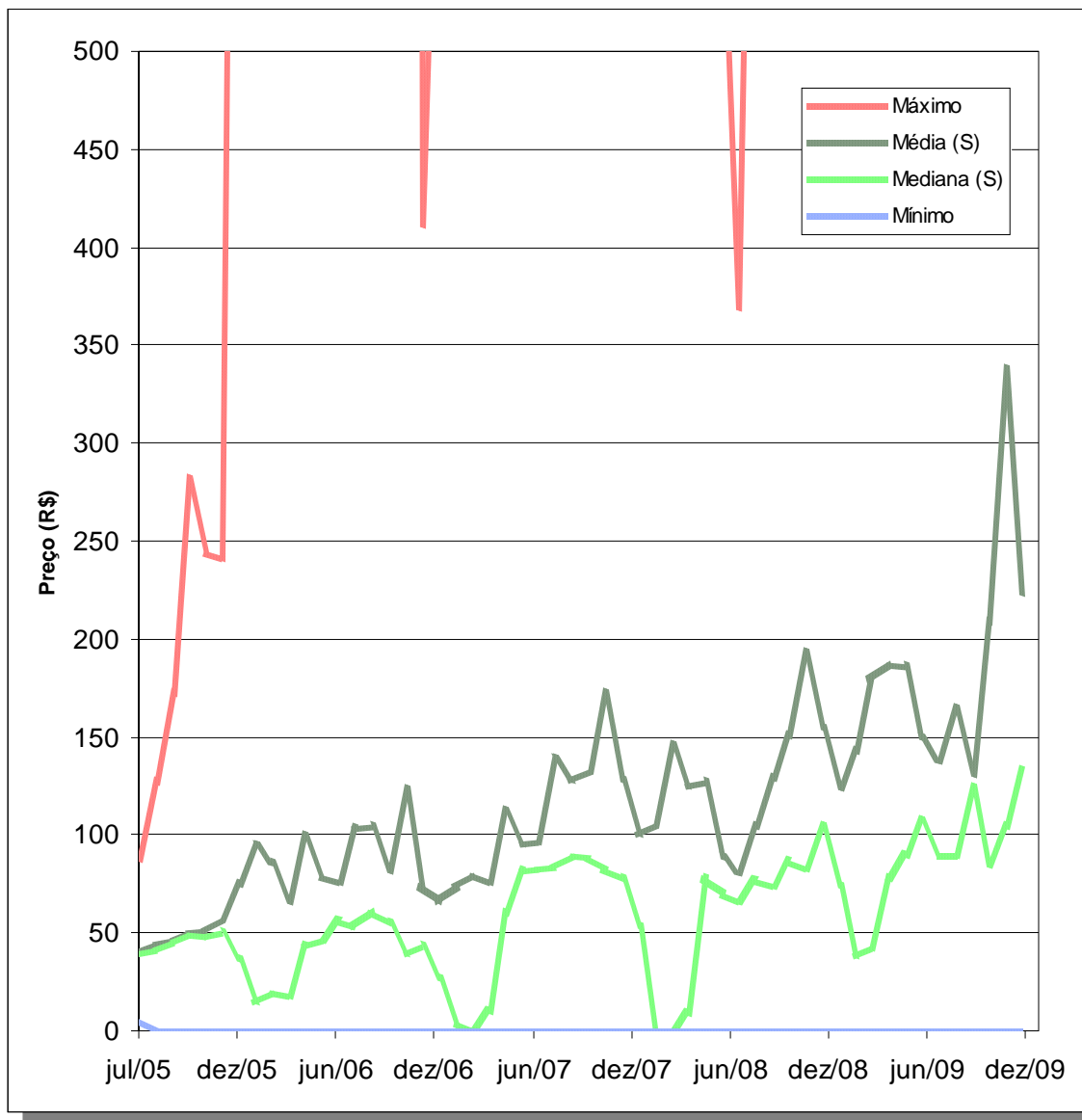
O valor mínimo, com a exceção do primeiro mês, é sempre zero. Ou seja, em todos os meses a partir de agosto de 2005 há pelo menos uma série em que há superávit energético. Na verdade, em diversos meses ao menos a metade dos valores são zero, pois esse é o valor da mediana.

Os dados mais relevantes na análise da Figura 3-2 são os valores de média e mediana. O valor da média está sempre muito acima do valor da mediana a partir de dezembro de 2005 e mesmo em meses onde a mediana é zero ou próximo a isso, o valor da média é elevado. Isso ocorre devido à média ser influenciada pela dimensão de todos os valores em um mês e a ocorrência de um valor extremamente alto (irreal) eleva essa média, enquanto o valor mínimo fica limitado a zero. Com isso, mesmo sem carregar um componente da dimensão de todos os valores, a mediana representa melhor o comportamento do conjunto das séries. A mediana é mais marcante em mostrar a sazonalidade presente no sistema elétrico, fruto da forte influência da grande presença hidráulica e concentração de produção de energia na região Sudeste. Essa sazonalidade é vista com os preços chegando a valores próximos a zero nos meses de fevereiro, março e abril nos diversos anos.

Tanto a média quanto a mediana mostram uma tendência de elevação de seus valores. Na verdade é natural a tendência de que no futuro o preço da energia se estabilize próximo ao custo marginal de expansão do sistema, pois será possível planejar e organizar a realização de obras de forma a não existir falta ou excesso de energia disponível.

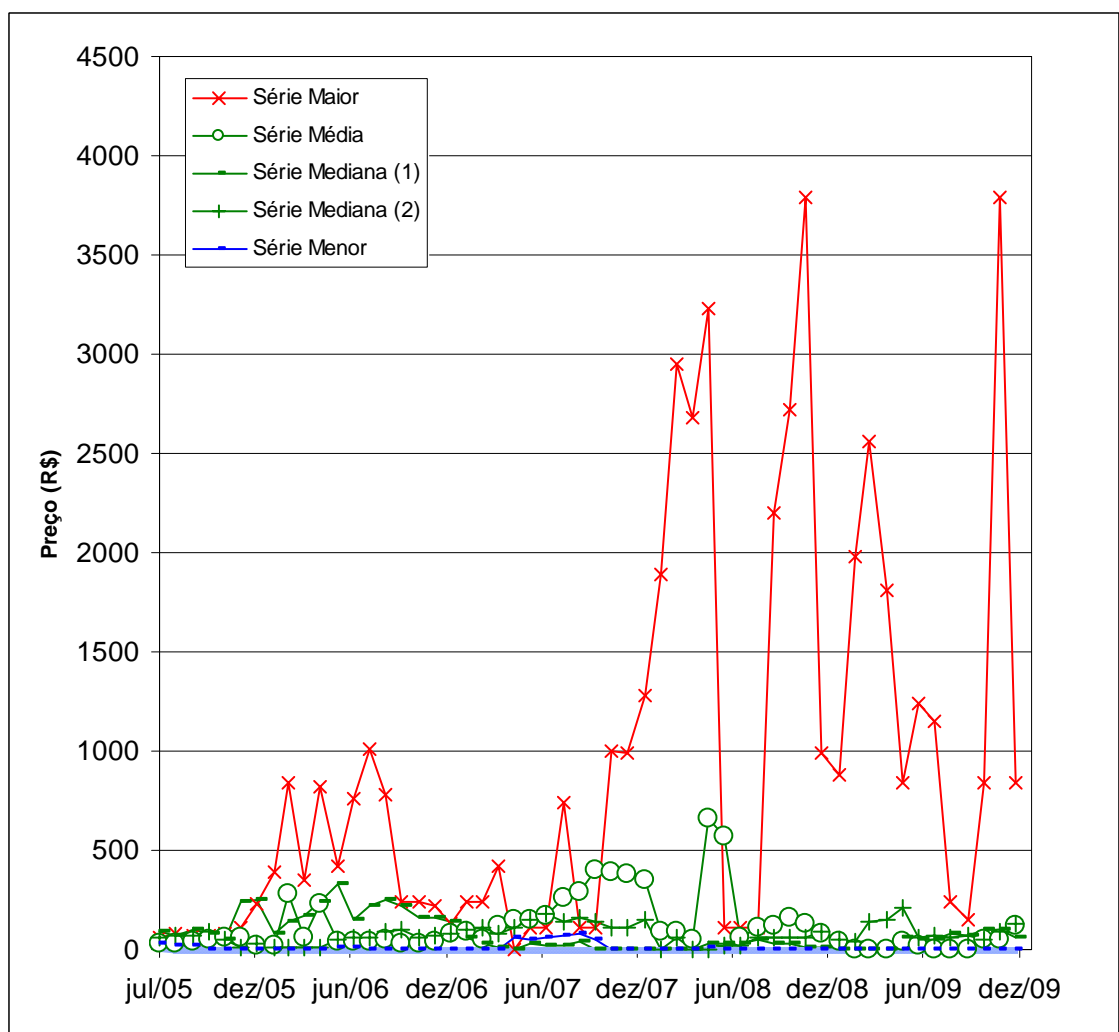
Os valores mostrados na Figura 3-2 não são conjuntos de cenários. Os conjuntos de valores rotulados como máximo, média, mediana e mínimo são a composição de diversos valores oriundos de séries distintas, resultados de cenários e realidades diferentes. Cada uma dessas seqüências não representa uma situação que pode ser considerada característica. Para a utilização de séries no modelo em estudo foram selecionadas seqüências resultantes de um mesmo conjunto de dados. Para isso as 73 séries são classificadas em seqüência de médias de todos os seus valores e são selecionadas algumas dessas.

FIGURA 3-2 – PREÇOS NO SUBSISTEMA SUL – DETALHE DOS LIMITES
MENSAIS



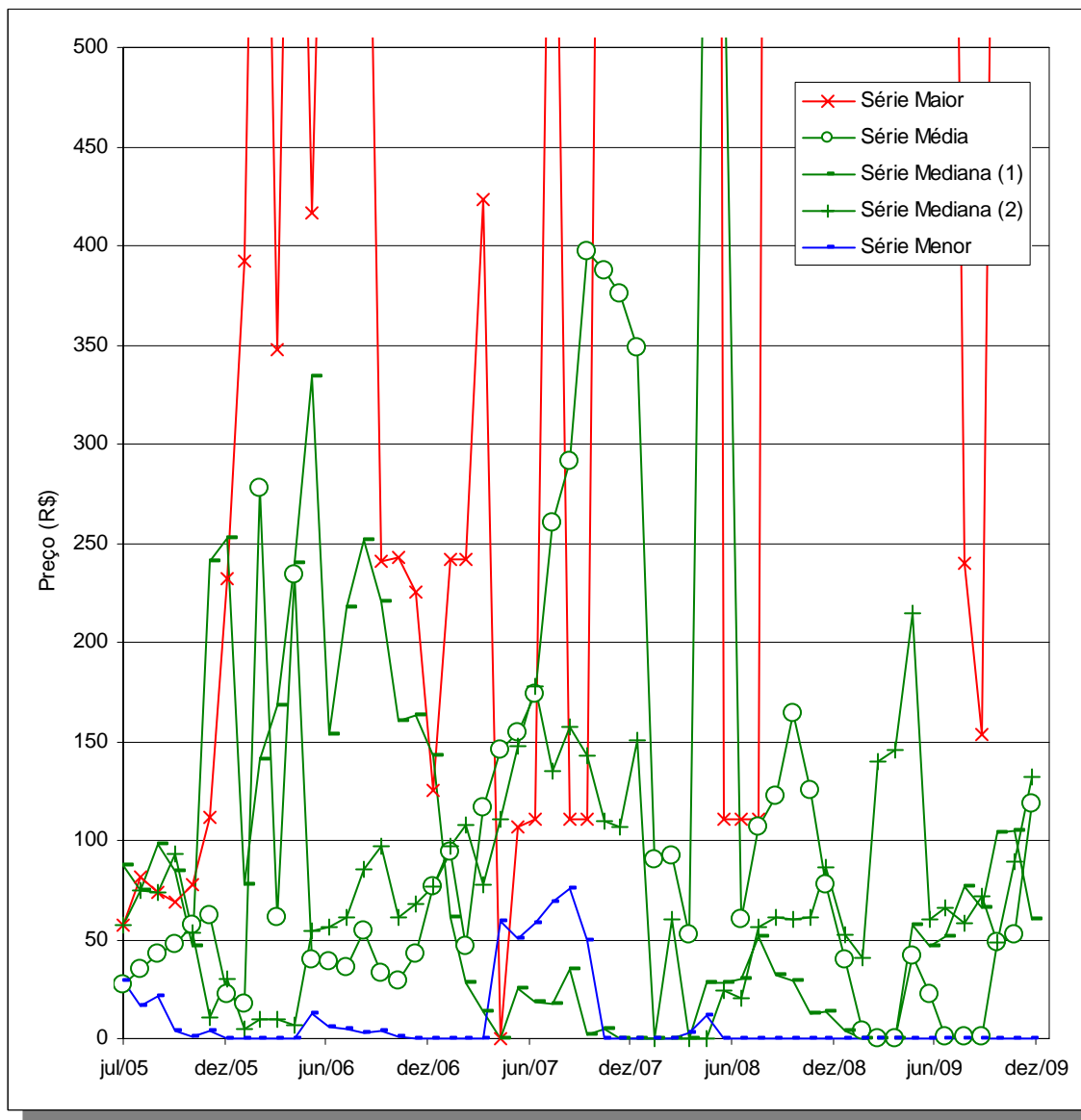
Buscaram-se algumas séries características, mostrando um cenário de grande afluência, um cenário de baixa afluência e um cenário intermediário. Na Figura 3-3 estão visualizadas algumas séries inicialmente selecionadas, mostrando a série com maior CMO médio (R\$ 914,68), menor CMO médio (R\$ 8,95), a série mais próxima da média de CMOs (valor médio R\$ 117,14, série escolhida R\$ 119,14, sendo a 12ª de 73) e a série mediana (R\$ 75,07). Também está incluída outra série com média próxima à mediana (R\$ 76,98), pois foi julgado que essa série tem características semelhantes à série mediana, mas com uma distribuição temporal diferenciada.

FIGURA 3-3 – PREÇOS NO SUBSISTEMA SUL – SÉRIES SELECIONADAS



Na Figura 3-4 estão visualizadas as mesmas séries da Figura 3-3, mas com uma escala menor, mais apropriada para a análise dos dados das séries menores. Antes mesmo de se analisar o detalhamento das séries, o fato da série mais próxima da média possuir o 12º maior valor de CMO médio entre as 73 já é claro indício que essa série não é uma série representativa do valor usual do sistema. Essa série representa, inclusive, um ano com valores de CMO altos, ou seja, um ano com pelo menos escassez hídrica moderada.

FIGURA 3-4 – PREÇOS NO SUBSISTEMA SUL – DETALHE DAS SÉRIES SELECIONADAS



As séries selecionadas não são bem definidas, mostrando que um valor único não representaria bem a variação de custo presente nas simulações do sistema elétrico. Mesmo as seqüências de medianas ou médias são muito diferentes de uma série. A série considerada maior atinge em alguns meses o valor mínimo, enquanto a série menor não é representada apenas por valores nulos. As séries medianas e médias têm volatilidade bastante acentuada, ocorrendo freqüentemente valores nulos e também valores favoráveis à utilização de usinas térmicas.

Pela análise demonstrada nos gráficos, foram selecionadas quatro séries para a utilização como cenários hidrológicos: as chamadas Série Seca, Série Úmida, Mediana (1) e Mediana (2). Essas séries representam a repetição dos 54 meses a partir de julho de 2005 das aflúências ocorridas a partir de julho de 1952, 1979, 1963 e 1939, respectivamente.

Outra análise interessante quanto aos valores de CMO é a comparação entre os subsistemas. Como já avaliado anteriormente, a mediana é um parâmetro que sinaliza melhor o conjunto de dados que a média. A Figura 3-5 mostra a mediana dos preços nos quatro subsistemas do Sistema Elétrico Brasileiro.

A análise da Figura 3-5 revela que os subsistema Sul (S), Sudeste (SE) e Nordeste (NE) têm comportamentos muito semelhantes. O subsistema Nordeste difere sensivelmente apenas nos meses iniciais da simulação, quando a influência do volume inicial do reservatório é maior e no momento da simulação este volume está num patamar elevado. A sazonalidade presente em todo o sistema é também compartilhada com o subsistema Norte (N), mas há uma clara variação mais acentuada dos valores, com maiores máximos locais e maior período de permanência no valor mínimo.

A análise do conjunto dos quatro subsistemas através da mediana também mostra uma tendência de aumento do valor médio dos CMOs, em todos os subsistemas. O valor inicial é relativamente baixo e é esperado que o valor futuro em cinco anos fique próximo ao Custo Marginal de Expansão do sistema. Essa tendência é verificada porque após esse tempo é possível a construção e entrada de operação de novas usinas que tem um custo representado por este custo marginal, independente de qualquer aflúência hidrológica.

Na Figura 3-6 são mostrados os valores das médias dos quatro subsistemas. A média pode ser sensivelmente modificada pela alteração do valor de uma série. A escala utilizada na Figura 3-6 é semelhante àquela da Figura 3-5. Na comparação das duas figuras percebe-se que as médias possuem valores superiores às medianas, como já analisado isoladamente no subsistema Sul na Figura 3-2. Os dados do subsistema Sul repetem-se nessas figuras.

FIGURA 3-5 – MEDIANAS DOS PREÇOS NOS SUBSISTEMAS

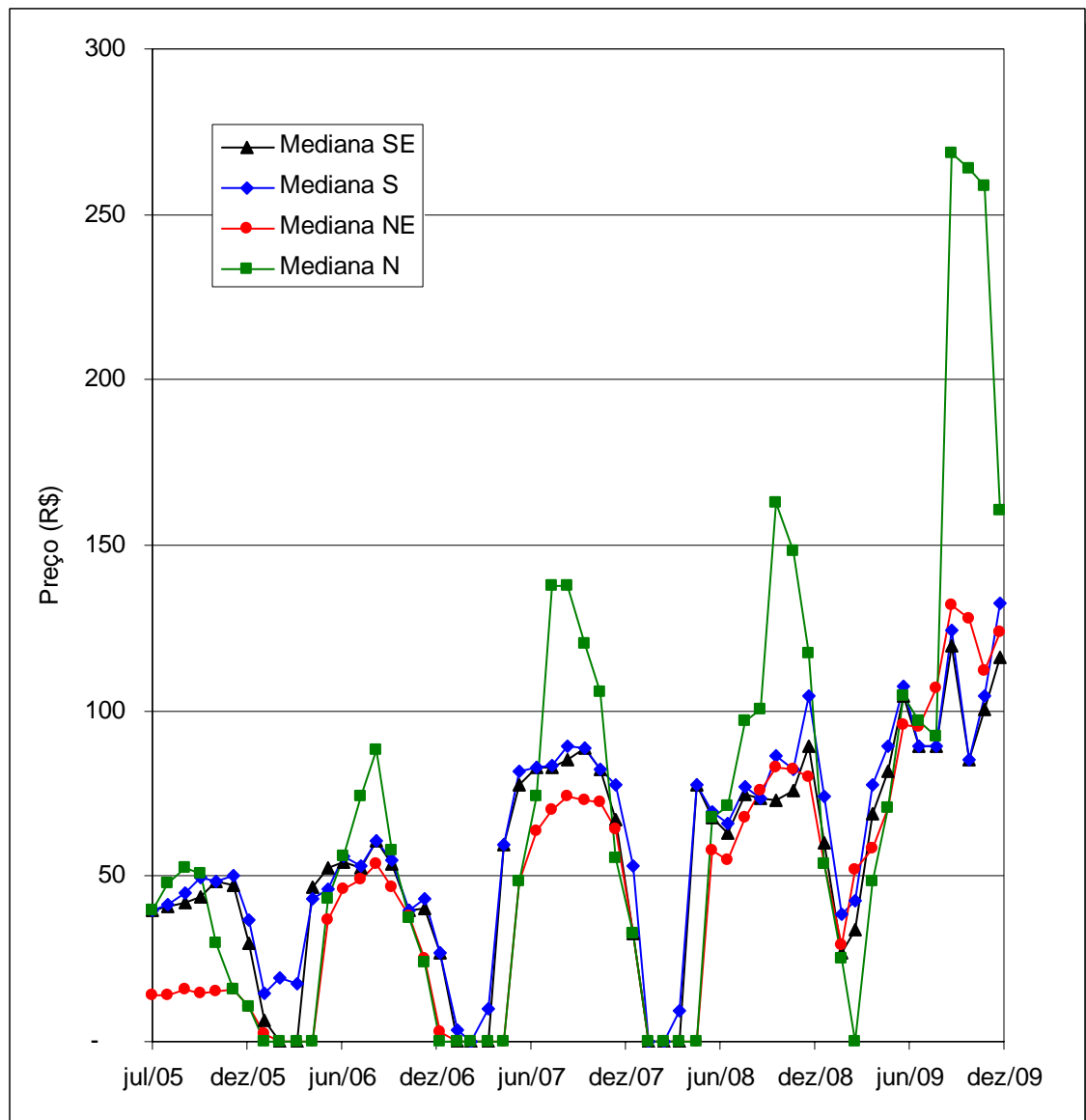
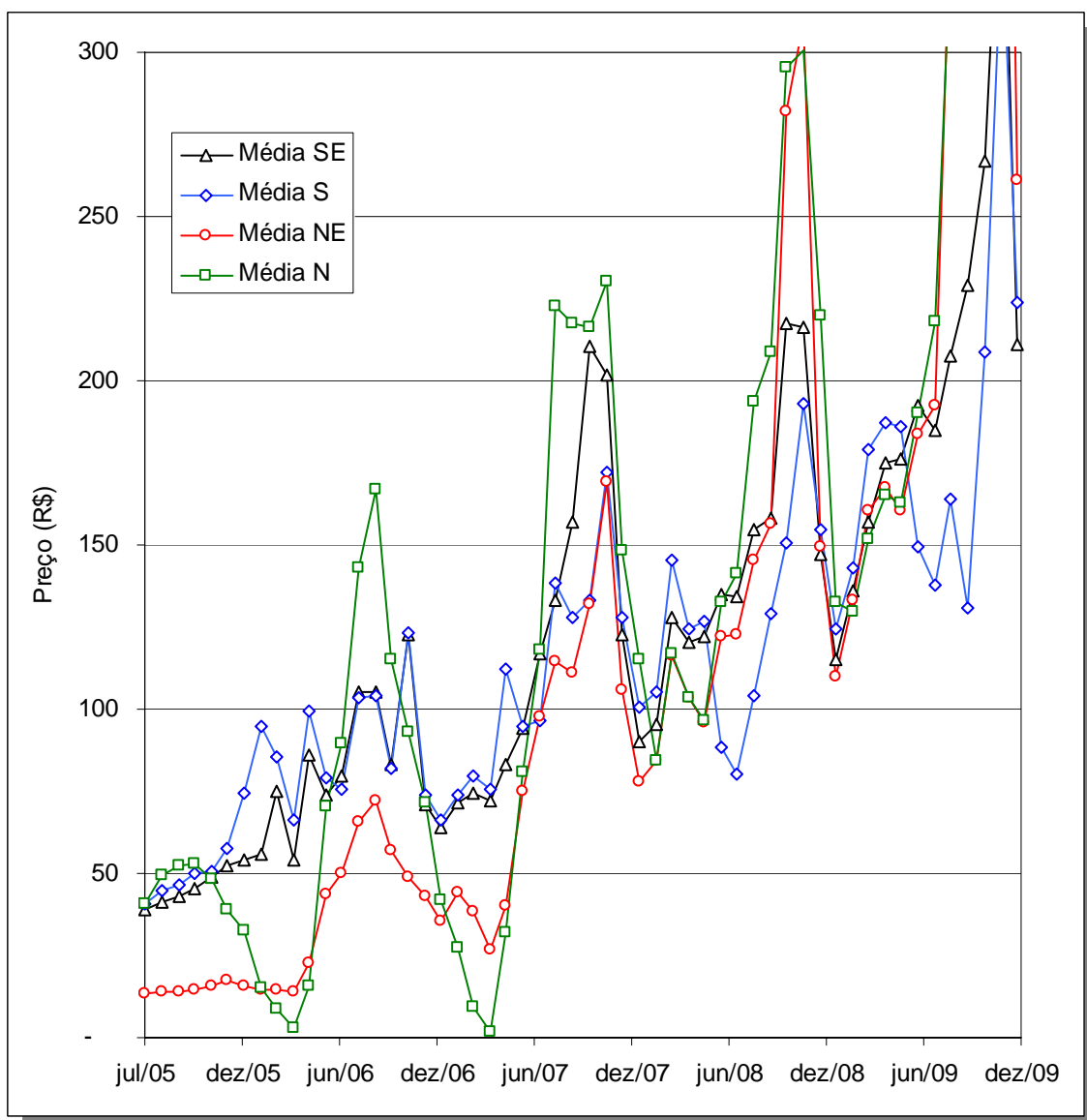


FIGURA 3-6 – MÉDIAS DOS PREÇOS NOS SUBSISTEMAS



A análise das médias dos subsistemas mostra que em linhas gerais os valores dos subsistemas seguem uma mesma tendência, mas há uma diferença real entre os subsistemas. A tendência inicial da mediana do subsistema Nordeste (NE) ficar abaixo dos outros subsistemas, repete-se na análise da média e se propaga por um período maior. Os valores das médias de CMO do subsistema Sul passam inicialmente por um patamar freqüentemente acima dos outros subsistemas para nos meses finais de análise permanecer com um custo menor que os outros subsistemas. Os valores médios de CMO do subsistema Norte têm uma tendência semelhante ao valor da mediana de serem mais extremados que os outros subsistemas. Ao contrário da mediana do subsistema

Norte, a média parece responder de forma mais direta à variação do sistema, mesmo não sendo na mesma proporção.

Assim como as medianas, as médias dos CMOs dos subsistemas apontam uma tendência de aumento dos valores, mas a dispersão entre os vários subsistemas é bem maior.

Os subsistemas analisados mostram-se interdependentes. Certamente há diferenças de uma empresa estar situada em um subsistema ou outro, mas a interligação entre eles é muito forte, fazendo com que a análise de um subsistema seja similar àquela feita em outro.

Para uma empresa situada no subsistema Sul, a comparação mais importante é com o subsistema Sudeste, que não só é o mais próximo, como é o maior e onde estão situados os principais pontos de consumo e negócios do país. Essa comparação é feita para detectar algumas nuances e particularidades entre subsistemas.

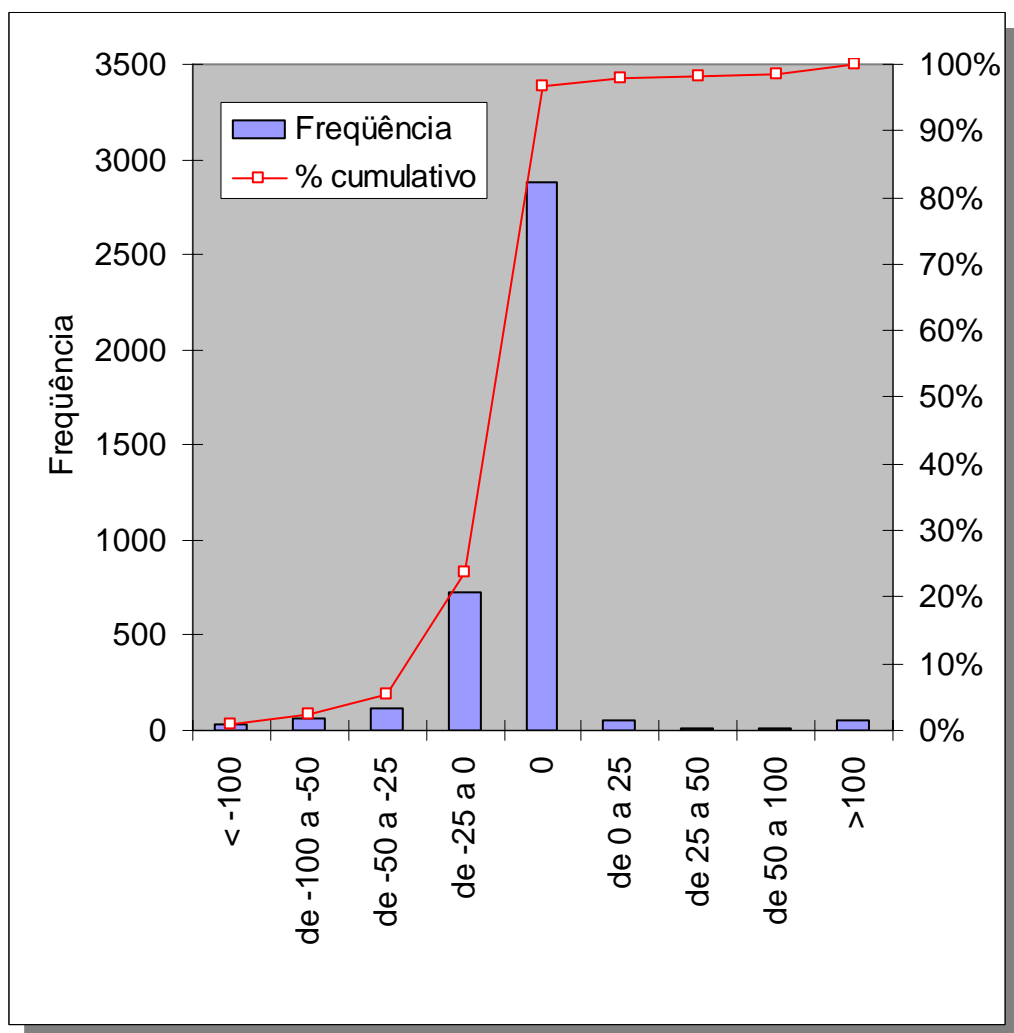
Na Tabela 3.2 é mostrado o resultado do histograma das diferenças de CMO entre os subsistemas Sudeste e Sul. Com essa organização, a indicação de um valor negativo indica que o subsistema Sul tem o custo superior ao subsistema Sudeste, enquanto valores positivos indicam o contrário. O valor zero indica que ambos os subsistemas têm o mesmo valor, independente de existir falta ou excesso de energia.

TABELA 3.2 - DIFERENÇAS DE CMO ENTRE SUBSISTEMAS SUDESTE E SUL

<i>Diferença SE-S</i>	<i>Frequência</i>	<i>%</i>	<i>% cumulativo</i>
< -100	32	0,81%	0,81%
de -100 a -50	59	1,50%	2,31%
de -50 a -25	120	3,04%	5,35%
de -25 a 0	722	18,32%	23,67%
0	2880	73,06%	96,73%
de 0 a 25	48	1,22%	97,95%
de 25 a 50	15	0,38%	98,33%
de 50 a 100	12	0,30%	98,63%
>100	54	1,37%	100,00%

As informações mostradas na Tabela 3.2 também estão organizadas graficamente na Figura 3-7.

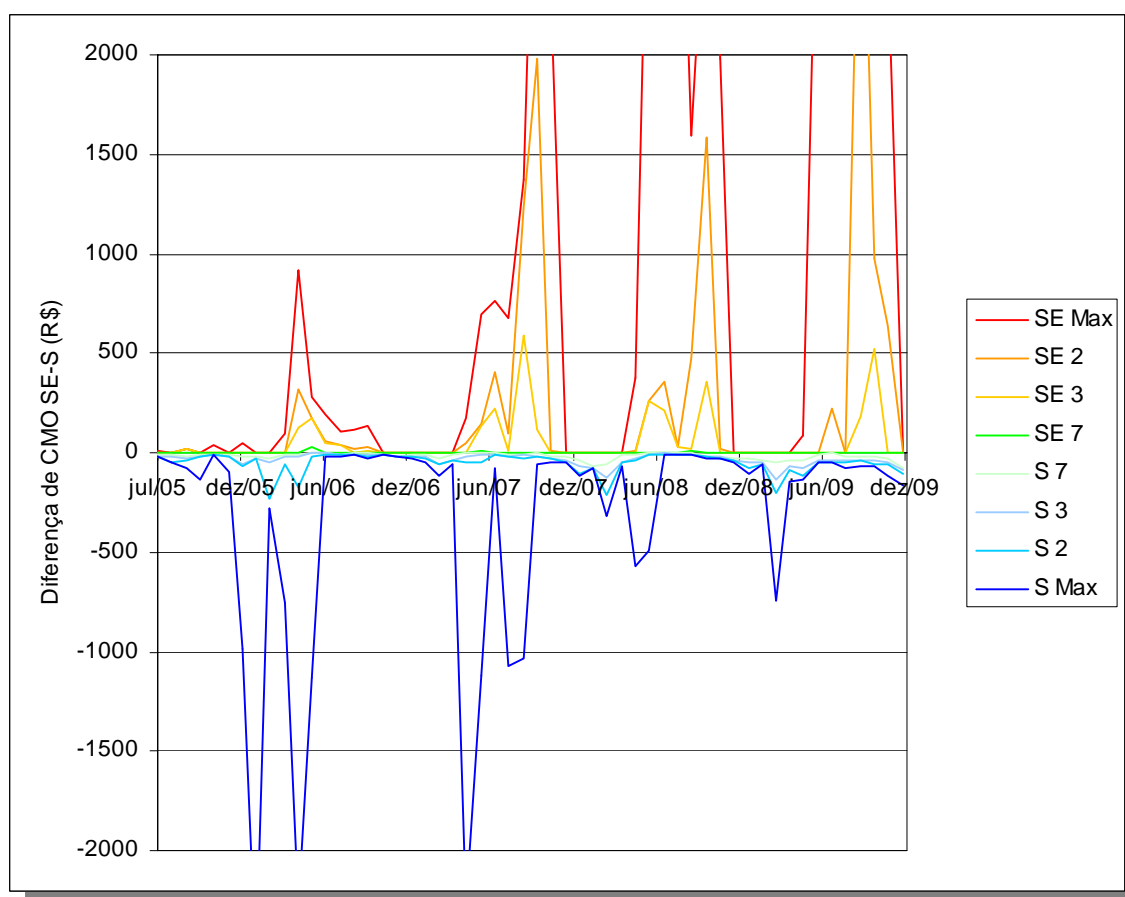
FIGURA 3-7 – HISTOGRAMA DAS DIFERENÇAS DE CMO ENTRE OS SUBSISTEMAS SUDESTE E SUL



A análise dos dados da tabela e da figura mostra inicialmente que o valor mais freqüente de diferença entre subsistemas é zero, ou seja, em 73,1% dos casos os custos marginais de operação são os mesmos em ambos. O segundo caso mais freqüente é uma pequena diferença para o subsistema sul, ocorrendo em 18,3% dos casos. A situação com custos de operação maiores no Sul totalizam 23,7% dos casos, contra 3,3% dos casos onde o Sudeste tem CMO maior. Apesar disso, nos valores extremos a situação é inversa, com 0,81% (32 casos em 3942) dos casos mostrando o Sul com custo marginal de operação pelo menos R\$ 100,00 maior que o Sudeste, enquanto em 1,37% (54 casos em 3942) o Sudeste tem custo maior que o Sul em pelo menos R\$ 100,00.

Na Figura 3-8 são mostrados os valores extremos das diferenças entre os subsistemas em cada mês, podendo ser visualizada a distribuição temporal dos mesmos. Além da seqüência com os maiores valores de diferença para cada subsistema em cada mês (chamadas de “Max”), são mostrados também os segundos maiores valores (“2”), terceiros (“3”) e sétimos (“7”), sendo que estes últimos foram selecionados e correspondem a aproximadamente 10% dos valores (7 de 73).

FIGURA 3-8 – VALORES EXTREMOS DE DIFERENÇA DE PREÇOS ENTRE SUBSISTEMAS SUDESTE E SUL



A diferença entre os subsistemas existe e em muitos casos pode ser marcante, com a ocorrência de déficit e necessidade de racionamento em um deles e uma situação normal em outro. A restrição de transmissão, que é o que determina o subsistema, pode ser suficiente para que um subsistema superavitário não possa suprir o seu vizinho com

energia necessária para evitar um racionamento, como é reportado na história recente do país.

3.1.2. Instrumentos de Mitigação do Risco de Operação

Uma empresa de geração de energia no Sistema Elétrico Brasileiro, ao possuir um parque gerador, recebe a autorização da negociação de um montante de energia, em conformidade com a sua possibilidade de geração em longo prazo, sendo chamado de Energia Assegurada.

O risco inicial que qualquer gerador assume é o de não atingir a alocação necessária de energia vendida (limitada à Energia Assegurada), mesmo no caso da geração térmica. Em um gerador hidráulico esse risco é agravado pela natural incerteza da afluência hidrológica. Além disso, a operação do sistema é centralizada, não existindo completo poder de decisão sobre a operação das usinas, principalmente as hidráulicas.

Como forma de mitigar o risco decorrente da incerteza da afluência hidrológica, as empresas de geração participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Com esse mecanismo é feito um rateio da geração hidráulica total do sistema, em função da energia assegurada de cada usina. Em decorrência disso, é usual que as empresas tenham energia alocada em outro subsistema que não o de origem. Sendo o risco de exposição ao subsistema elevado, a CCEE tem regras para mitigação desse risco. As empresas ao participarem do acordo geral de mercado podem ter acesso a excedentes financeiros (também conhecidos como *Surplus*) devido à diferença de preços relativa ao intercâmbio de energia entre subsistemas. Esses excedentes financeiros, quando positivos, são rateados entre os agentes com excedentes financeiros negativos. Em alguns casos excepcionais é possível a ocorrência de déficits, mas o usual são as contas positivas serem equivalentes às negativas. Esses casos excepcionais não serão analisados nem levados em consideração neste estudo.

As empresas de energia têm a possibilidade de venda de energia em subsistemas diferentes daqueles de origem da geração, desde que utilizando as regras próprias do Ambiente de Contratação Livre (PORRUA et al., 2005:2). Essa diferença de alocação produzirá um risco decorrente justamente da possível diferença de preço entre

subsistemas. A geração localizada em um subsistema com preço menor que aquele onde está o consumidor, fará com que seja necessária a complementação dessa diferença de preço. No caso contrário, estando o gerador no subsistema de preço mais alto, ocasionará um superávit nessa operação. No entanto, em ambos os casos, o preço alto do subsistema é consequência de um menor volume de geração hidráulica (energia barata), indicando um possível um déficit de geração, ainda que numa provável situação de rentabilidade devido aos preços altos.

A comparação de CMOs entre subsistemas mostra que a ocorrência de diferenças de preços entre subsistemas é bastante comum e pode ser marcante em algumas situações.

Nos leilões de energia promovidos pela CCEE, a energia vendida é alocada no subsistema do gerador, mesmo existindo a comercialização entre agentes de diferentes subsistemas. Nesse caso, o risco é passado ao comprador de energia, não ao vendedor.

Dessa forma, o agente de geração ficará usualmente exposto ao risco de subsistema apenas quando tiver energia vendida no ACL em outro subsistema que não o seu de origem. Sendo essa premissa fruto de uma decisão do próprio vendedor, não será considerada a venda de energia em subsistemas que não o de origem do gerador. Essa decisão pode não ser a mais eficiente economicamente, mas evitará uma variável externa ao problema que certamente conduzirá a uma diferença que pode não ser originária dos dados de análise.

A simulação de um instrumento de mitigação de risco semelhante ao MRE é realizada na simulação aqui analisada. A aplicação desse instrumento é feita através do tratamento dos dados de geração hidráulica e a forma de aplicação é descrita no item 3.3.

3.1.3. Dados de Operação da Térmica

O modelo de simulação de térmica a gás tem definido uma eficiência na transformação da energia contida no gás para energia elétrica. O tamanho da térmica não está pré-definido, podendo, então, ser analisado qualquer valor.

O valor escolhido para este estudo de caso foi de 500 MW. Esse valor desencadeia um outro valor, que é a quantidade de gás contratada. Esse volume de gás deve ser suficiente para a geração em tempo integral da usina. Nesse caso, para uma eficiência de 54,88% e um consumo de 166,7 m³/MWh, o volume diário necessário é de 2.000.400 m³, aproximando para 2 milhões de metros cúbicos de gás natural diariamente.

Os valores e detalhes de um contrato de gás de uma empresa de fornecimento de gás com uma térmica a gás de grande porte não são públicos, por motivos estratégicos de negociação e de política empresarial. Alguns dos valores utilizados nesse trabalho são reflexo de acompanhamento de informações na imprensa brasileira e da experiência com alguns sistemas, mas os valores aqui indicados estão sempre indexados a uma fonte confiável.

Para o valor de restrição de consumo mínimo de gás para uma usina térmica será utilizado o valor fornecido por PINHEL (2000), com 70% para o índice de *Take or Pay* e 95% para *Ship or Pay*. Esses são os valores base utilizados, mas algumas análises serão feitas com a variação desses valores. A premissa de que o gás pago e não utilizado num dia poderá ser utilizado em outro, desde que respeitada a taxa mínima nessa outra ocasião, faz parte do modelo desenvolvido.

Também de PINHEL (2000) será utilizado o custo de transporte do gás (US\$ 1,13 por MMBTU), da *commodity* gás (US\$ 1,65 por MMBTU) e do comissionamento da concessionária local (US\$ 0,15 por MMBTU contratado). Mais importante que o valor indicado por essa fonte é o detalhamento dos contratos e do mercado estudado.

Os custos de O&M (Operação e Manutenção), por uma questão de coerência, são retirados da mesma fonte que os custos do contrato de gás. O valor de O&M variável será de US\$ 1,50 / MWh e a O&M fixo será considerado como US\$ 12,00 / kW.ano, resultando na usina analisada em aproximadamente US\$ 16.400,00 por dia.

Na configuração do Sistema Elétrico Brasileiro uma térmica não é autorizada a vender uma quantidade de energia igual a máxima disponível. A Portaria 303 do MME de 18 de novembro de 2004 define que a quantidade de energia que uma usina térmica poderá comercializar é resultado de um valor de garantia física de energia. Esse valor leva em consideração não só o consumo próprio e as indisponibilidades programadas e

não programadas da usina, mas também todo o sistema elétrico, com a inclusão de fatores hidrológicos. Esse fator hidrológico é fruto de uma ponderação do CMO de 2000 séries sintéticas de energias afluentes. Dessa forma, as usinas térmicas têm uma diminuição da energia comercializável em relação a energia máxima que poderia ser produzida.

A usina analisada é fictícia e não está sendo considerada como uma adição ao sistema elétrico existente, mas como se já fizesse parte dele. Portanto a definição do valor exato de energia com garantia física não pode ser feita. Para ponderar um valor de abatimento da energia foram escolhidas algumas térmicas a gás da Portaria 303/2004 com potência próxima ou acima de 500 MW e feita uma média com o valor de abatimento dessas. Considerando as usinas Macaé Merchant (5,43%), Araucária (7,04%), Cuiabá (10,14%), Uruguaiana (11,43%), Nova Piratininga (16,75%) e Santa Cruz Nova (20,80%), o valor de abatimento médio é de 11,93%.

Com essa consideração, a usina fictícia de 500 MW poderá comercializar até 440,4 MW médios anuais.

Um resumo dos valores utilizados no simulador simplificado de térmica a gás está mostrado na Tabela 3.3.

3.2. Operação Inicial – Térmica Isolada

A usina térmica a gás analisada já possui diversos valores indicados para sua simulação. Nessa simulação inicial serão apresentados alguns valores de custos resultantes da operação isolada da usina. Essa etapa não resulta em nenhuma modificação ou contribuição nas simulações finais, mas tem como utilidade a análise de sensibilidade dessa operação. Os dados de despacho foram produzidos sem a finalidade de simular um evento hidrológico em particular, mas de apenas delimitar algumas situações esperadas *a priori*.

TABELA 3.3 – VALORES INICIAIS DE ENTRADA DO MODELO DE TÉRMICA A GÁS

<i>Parâmetro</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidade</i>
Potência	500	MW
Energia com Garantia Física	440,4	MW médios
Eficiência	54,88	%
Quantidade Diária Contratada (gás)	2.000.000	m ³
<i>Take or Pay</i>	70	%
<i>Ship or Pay</i>	95	%
Transporte do Gás	1,13	US\$ / MMBTU
<i>Commodity</i> Gás	1,65	US\$ / MMBTU
Comissionamento	0,15	US\$ / MMBTU
O&M variável	1,50	US\$ / MWh
O&M fixo	16.400,00	US\$ / dia
Dólar (US\$)	2,50	R\$

Na forma que o simulador foi desenvolvido há a restrição de que a térmica, quando em funcionamento, esteja operando a plena carga, visto que a eficiência definida é para essa condição. Com isso, sempre que for dito que há uma operação parcial da usina, deve-se considerar uma operação variável no tempo. Apesar disso, as térmicas utilizadas no Brasil têm restrições quanto ao uso intermitente (acionamento diário), seu dimensionamento é feito para uso contínuo (ininterruptamente ou para algumas partidas durante um mês).

A primeira simulação é feita com a usina produzindo energia a plena carga durante todo o período de estudo. Com essa configuração o custo médio dessa usina é de 21,09 US\$/MWh, ou aproximadamente 52,72 R\$/MWh.

Para uma simulação com a usina sendo acionada a 100% da potência durante 70% do tempo, o custo variável pode variar desde 25,25 US\$/MWh (63,14 R\$/MWh) até 27,88 US\$/MWh (69,69 R\$/MWh). Essa diferença ocorre porque há diferença entre o acionamento da usina após um período de paralisação e o acionamento anterior a um

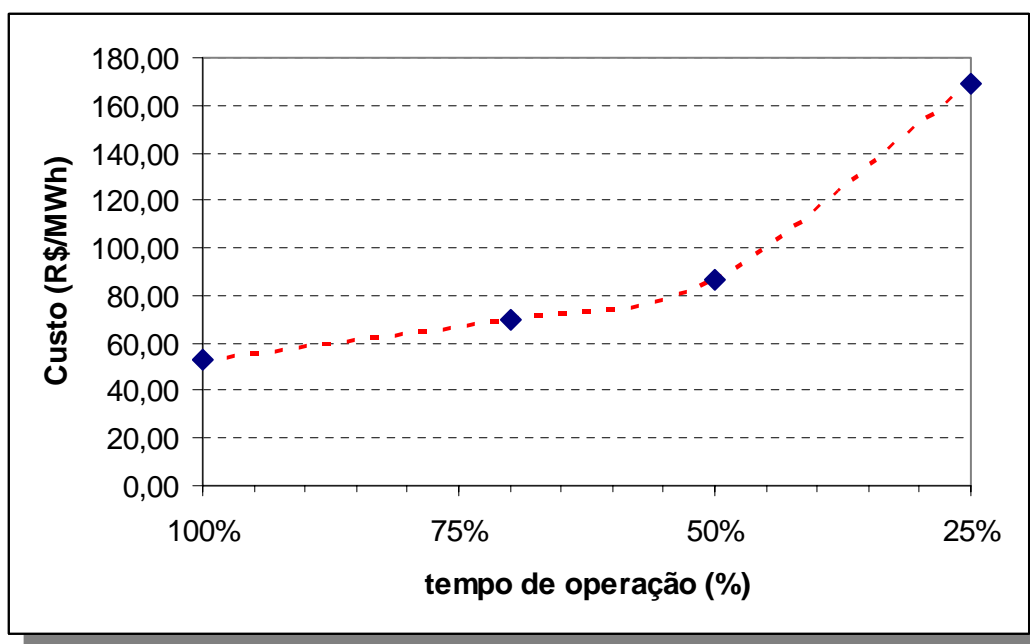
período de paralisação, pois o gás pago por imposição do contrato (*Take or Pay*) pode ser recuperado na primeira opção.

Simulando o uso da térmica por 50% do tempo de um ano (toda uma estação seca, por exemplo, de maio a outubro), o custo é de 34,69 US\$/MWh (86,72 R\$/MWh), mas pode chegar nessa configuração a 37,24 US\$/MWh (93,11 R\$/MWh).

Em uma simulação com o uso da térmica por 25% do tempo (na estação seca de um ano e sem acionamento no seguinte), o custo será de 67,73 US\$/MWh (169,33 R\$/MWh), mas podendo variar de 66,62 US\$/MWh a 69,18 US\$/MWh.

O conjunto de valores citados como representativos da operação da térmica com a variação do tempo de operação estão mostrados na Figura 3-9.

FIGURA 3-9 – CUSTO DE OPERAÇÃO DE TÉRMICA A GÁS EM FUNÇÃO DO TEMPO DE OPERAÇÃO



Com essas análises expeditas pode-se notar que o custo de geração é notadamente ascendente com a diminuição da energia gerada. O custo da usina operando a plena carga é compatível com a energia comercializada no mercado elétrico

brasileiro (sem a análise do custo da diminuição da energia comercializável), mas ao introduzir uma operação semelhante ao esperado num sistema com predomínio de geração hidráulica, o custo da energia passa a ser aproximadamente três vezes maior. Há o agravante, ainda, da primeira situação considerar a usina trabalhando na base, com inflexibilidade, o que restringe totalmente a premissa que as usinas térmicas seriam utilizadas como complementares ao sistema gerador hidráulico.

Essa variação é facilmente explicável pela restrição de compra mínima de gás e pelo pagamento do transporte, mesmo que não exista a utilização do mesmo. A recuperação do gás pago e não utilizado pode ser um paliativo, mas não o suficiente para tornar uma situação ruim em atrativa.

Como parâmetro de conhecimento da situação pode-se verificar o custo marginal de geração após um certo período sem geração, pois haverá uma parcela do gás já pago e ainda não utilizada. Sem considerar a diluição do custo do período de não operação da usina, o custo de geração, a 100% da carga, quando não há gás já pago é de 21,09 US\$/MWh, (52,72 R\$/MWh). Esse valor é o mesmo de quando a usina está operando a plena carga, pois essa situação é verificada em tempo integral. Existindo gás já pago e ainda não utilizado, o custo marginal de operação é de 18,01 US\$/MWh, (45,02 R\$/MWh), mas esse valor não contempla o custo adicionado pelo período de não utilização da usina.

3.3. Seleção e Tratamento dos Dados de Geração Hidráulica

A análise feita com a simulação simplificada da usina térmica a gás mostrada até aqui indica, em princípio, uma contradição da forma esperada de inserção da térmica a gás no sistema hidrotérmico de geração. De acordo com as condições encontradas e os custos obtidos, a térmica a gás pode ter um preço relativamente competitivo desde que trabalhe em tempo integral, na base de geração do sistema. Nessa utilização ocorre o comprometimento da flexibilidade das usinas térmicas, dificultando a possibilidade de geração complementar ao sistema hidráulico.

Com essas considerações e ainda sem adicionar a comercialização da energia, percebe-se que a operação da usina térmica como gerador isolado não é compatível com

o esperado para tal gerador dentro do sistema. Para uma análise diferenciada busca-se a adição da condição de uma usina desse tipo associada a uma empresa de geração hidráulica.

A condição de associação entre um conjunto de geração hidráulica e uma fonte de geração térmica é feita com a simulação de um vínculo empresarial, ou seja, como se uma empresa operasse de forma simultânea um conjunto de usinas hidrelétricas e a térmica a gás aqui delimitada.

A situação de uma empresa exclusivamente com geração hidráulica tem algumas situações particulares que tornam a forma de simulação diferente da situação de simplesmente gerar e vender energia, pois há uma série de instrumentos para mitigação de risco. Essa empresa entra no sistema com suas usinas e tem o direito de vender a energia assegurada por essas usinas. À energia efetivamente gerada é adicionada (valor, este, que pode ser positivo ou negativo) a energia decorrente do rateio devido aos instrumentos de mitigação de risco. A diferença entre esse total de energia e aquela efetivamente vendida representa um ganho ou perda relativo à operação do parque gerador próprio – mesmo que esse despacho seja centralizado.

Empresarialmente essa empresa de geração exclusivamente hidráulica pode fazer a opção de realizar a venda de apenas uma parcela da energia assegurada por seu parque gerador. Essa opção de aversão ao risco pode ser plenamente justificada pelo fato da empresa estar ciente de que mesmo com os instrumentos de mitigação de risco o gerador está sujeito a um risco que está embutido no próprio dimensionamento do sistema.

Na simulação realizada a usina térmica é associada a uma empresa de geração hidráulica, formando um parque gerador próprio com configuração hidrotérmica. A empresa não recebe nenhum benefício adicional por possuir a térmica, nem na forma de serviços ancilares (controle de frequência, reserva de prontidão, suporte reativo ou auto-restabelecimento das unidades geradoras) ou qualquer tipo de remuneração pela sua disponibilidade.

Uma usina hidráulica tem, para o sistema brasileiro, uma operação muito mais complexa e vinculada ao conjunto do sistema que uma usina térmica – que além de operar na forma “ligada ou desligada” possui maior liberdade para definir o seu custo

declarado. Para contornar esse problema procurou-se escolher algumas usinas do parque hidráulico existente, já estando incluídas na simulação do programa Newave pela CCEE.

As usinas escolhidas para esse estudo são as cinco grandes usinas hidrelétricas instaladas em cascata no rio Iguazu, no Paraná. Essas usinas são Foz do Areia (Governador Bento Munhoz da Rocha Netto), Segredo (Governador Ney Aminthas de Barros Braga), Salto Santiago, Salto Osório e Salto Caxias. As duas primeiras e a última são de propriedade da estatal Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e as outras duas são propriedade da empresa privada Tractebel Energia. Os dados das usinas selecionadas estão na Tabela 3.4, com todos os valores retirados da base de dados pública da simulação Newave da CCEE de julho de 2005.

Com a seleção de usinas existentes pode-se utilizar o resultado da simulação dessas usinas, com uma geração variável em cada mês de acordo com a afluência hidrológica do cenário selecionado.

TABELA 3.4 – USINAS HIDRELÉTRICAS SELECIONADAS

<i>Usina</i>	<i>Potência Instalada (MW)</i>	<i>Energia Firme (MW médios)</i>	<i>Parcela da energia firme (hidro) total</i>
Foz do Areia	1.676	698,0	1,64%
Segredo	1.260	632,9	1,49%
Salto Santiago	1.420	741,0	1,74%
Salto Osório	1.078	555,1	1,31%
Salto Caxias	1.240	657,9	1,55%
Total	6.674	3.284,9	7,73%

Apesar de se utilizar de uma configuração real com os critérios operativos vigentes no sistema, as regras de mitigação de risco não são simuladas pelo Newave. Essas regras são complexas e aplicáveis a um detalhamento de curto prazo, ao contrário da simulação do Newave, que utiliza um sistema equivalente.

Entre os resultados da simulação de longo prazo é fornecida a geração hidráulica total mensal para o sistema e um mercado de energia atendido. Com esses valores é possível fazer uma aproximação dos valores de rateio de energia. Inicialmente é utilizado o valor da parcela de energia firme correspondente ao conjunto de usinas selecionadas. Sendo o mercado de energia crescente na simulação utilizada, não seria correto a manutenção dessa parcela, pois as usinas selecionadas são sempre as mesmas. Para realizar uma melhor aproximação estimou-se que todo o acréscimo de mercado seja atendido por novas fontes de energia, mantendo-se as proporções das fontes energéticas. Com isso, a parcela de energia firme do conjunto de usinas selecionadas passaria de 7,73% no primeiro mês de simulação para 6,09% após 4,5 anos.

Como forma de avaliar a eficácia dessa medida de mitigação do risco, ela foi aplicada nas quatro séries hidrológicas selecionadas. Mais importante do que observar o resultado financeiro da medida adotada (o que é feito no próximo item) é perceber se ela é eficaz quanto à diluição da dispersão dos dados, criando uma tendência para o conjunto de usinas que seja similar a tendência do sistema hidráulico.

A Figura 3-10 mostra o gráfico com a energia complementar necessária para atingir a energia firme definida no conjunto de usinas para a série Seca (1952). São mostradas as duas situações, sem o mecanismo configurado e com ele. A Figura 3-11 mostra a mesma situação para a série Úmida (1979), enquanto a Figura 3-12 mostra a série mediana I (1963) e a Figura 3-13 mostra a série mediana II (1939).

FIGURA 3-10 – ENERGIA COMPLEMENTAR, SÉRIE SECA (1952)

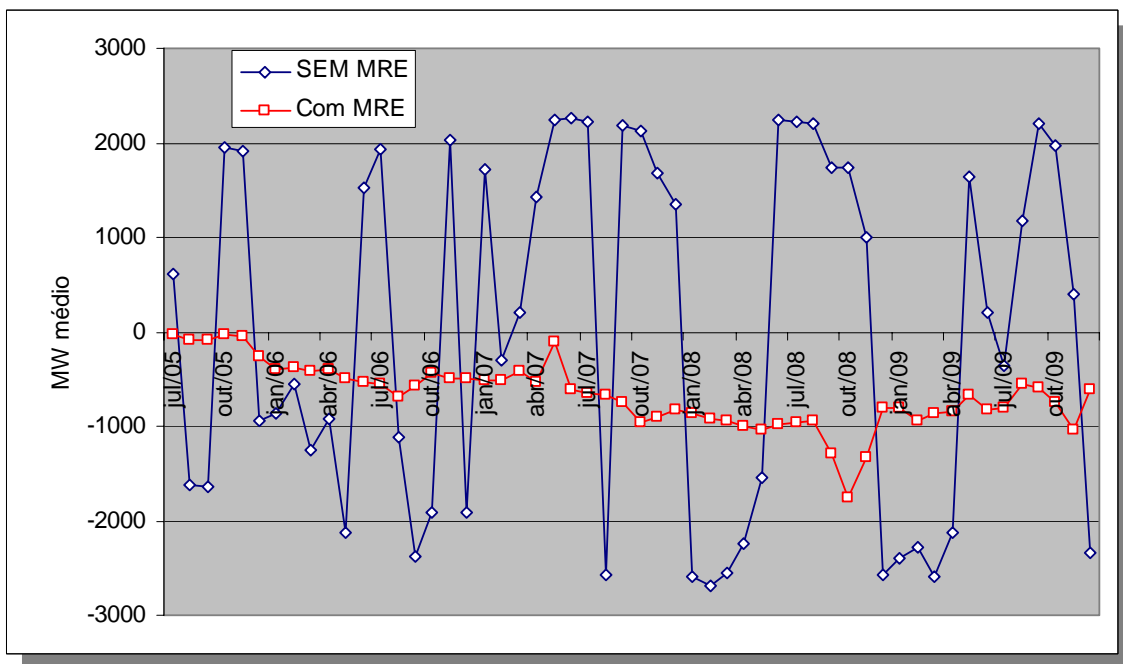


FIGURA 3-11 – ENERGIA COMPLEMENTAR, SÉRIE ÚMIDA (1979)

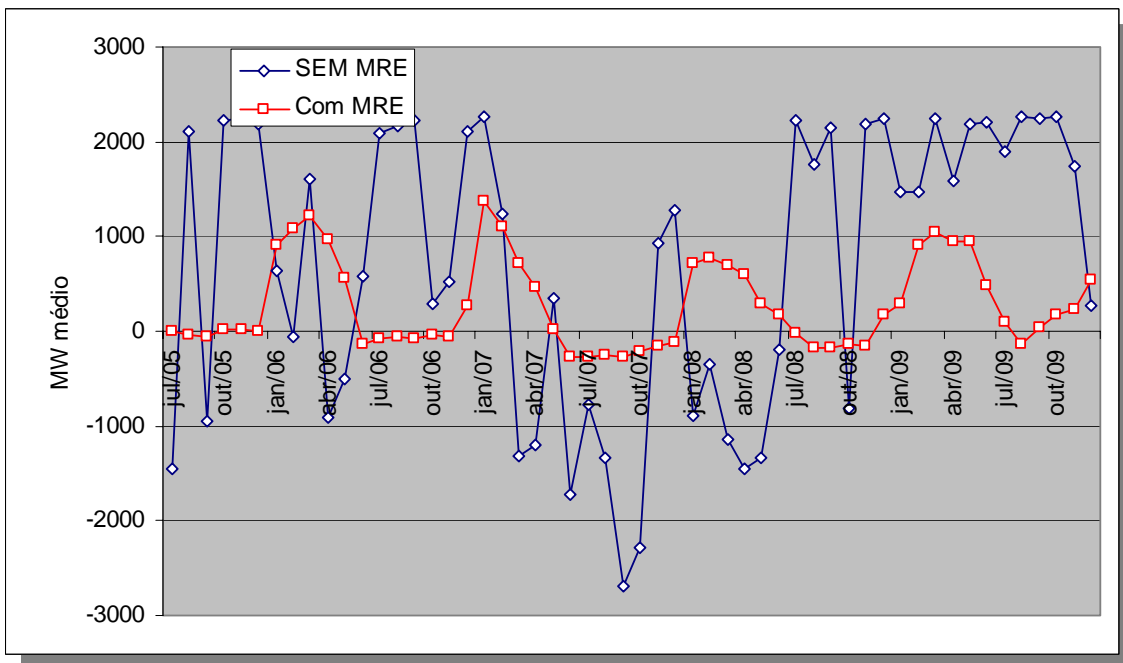


FIGURA 3-12 – ENERGIA COMPLEMENTAR, SÉRIE MEDIANA I (1963)

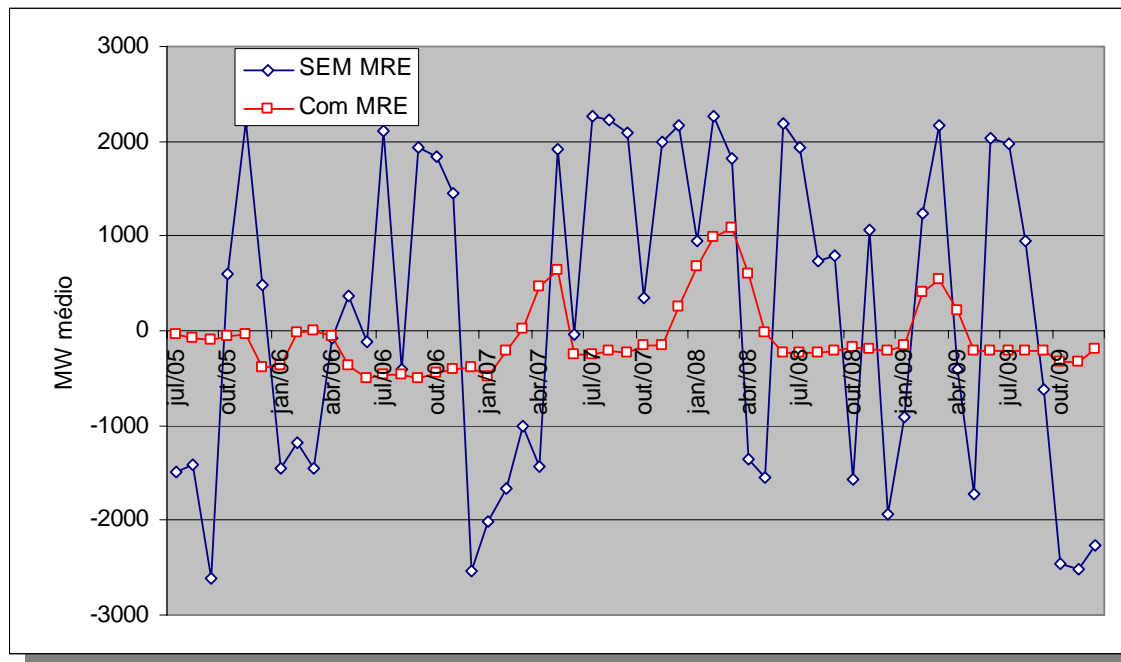
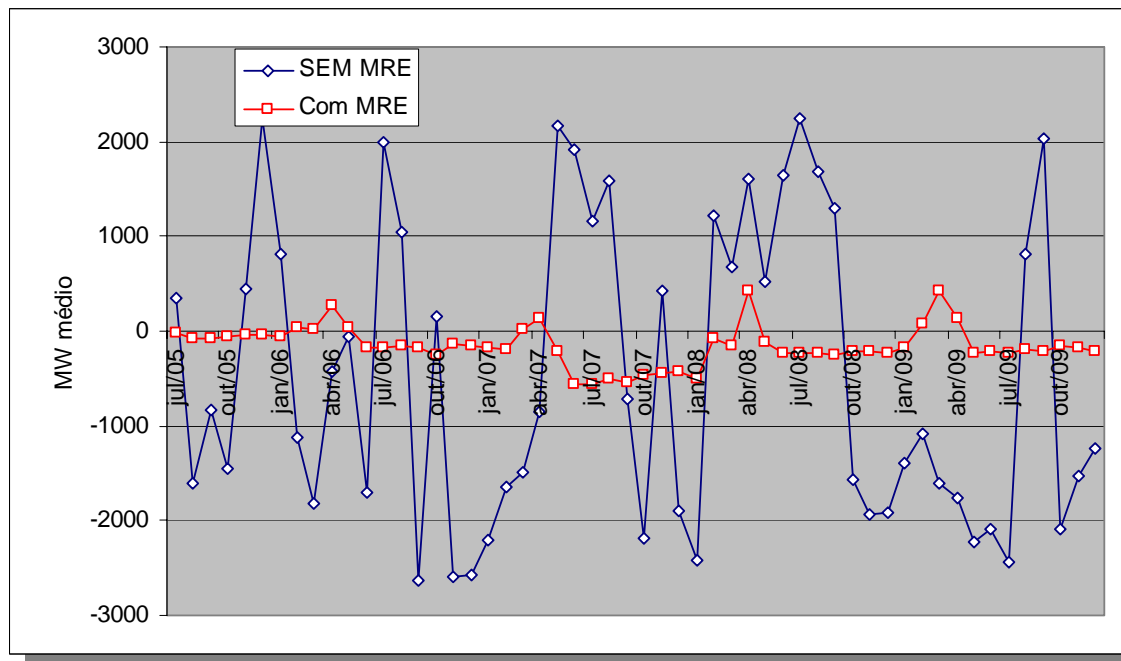


FIGURA 3-13 – ENERGIA COMPLEMENTAR, SÉRIE MEDIANA II (1939)



Nas quatro séries analisadas é evidente que o mecanismo adotado torna a necessidade de aquisição de energia muito mais uniforme ao longo do tempo, evitando-se variações bruscas entre meses consecutivos e definindo uma tendência.

A premissa de diminuição da participação das usinas selecionadas no montante hidráulico é correta, mas o valor exato da participação desse montante é incerto e pode ser variável conforme a configuração adotada e conforme o mês da simulação, dentro de um mesmo cenário. Optou-se por manter a mesma premissa para todos os cenários e com uma variação baseada em um critério da própria simulação. O valor de abatimento adotado pode ser um pouco acima do esperado, mas dessa forma é realizada uma avaliação por uma situação ligeiramente pessimista e evitando-se receitas extras. Como consequência dessa decisão enfatiza-se que os resultados devem ser analisados de forma comparativa e não absoluta.

4. RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO

Nesse item são mostrados os valores de análise para cada um dos cenários escolhidos. Essas análises não levam em consideração o custo de construção e implantação, tendo como objetivo a comparação de diversas situações de incertezas que possam ocorrer no período da operação. Uma análise de investimento deve contemplar as situações aqui destacadas e avaliar o impacto dessa variedade de situações.

Em cada um dos cenários mostrados são feitas análises com a térmica operando de forma isolada (como uma usina *Merchant*), com a térmica sendo mais uma fonte de geração de um parque hidráulico e com essa mesma térmica operando como fonte reserva de geração, atuando apenas como *hedge* do parque hidráulico.

A comercialização da energia não é detalhada nos modelos estudados, pois essa atribuição é independente da sua forma de geração. A comercialização da energia é limitada, entre outros fatores, pelo custo de geração.

Nos gráficos de custos ao longo do tempo apresentados no decorrer deste item os valores são apresentados em ordem inversa, indicando os menores custos na parte superior dos mesmos. Dessa forma, os valores negativos representam custos de operação. Em alguns casos há a ocorrência de receitas provenientes da operação, estando estes valores acima de todos os outros.

4.1. Cenário Seco - 1952

O cenário Seco é aquele de maior valor médio do CMO, ocorrendo com a repetição da série de afluições de julho de 1952. Nessa série praticamente todo período é composto por meses com o CMO acima de **100 Reais**, com situação de falta de atendimento em 22 meses dos 54 simulados. Após o período inicial de cinco meses ocorre uma seqüência de 17 meses com o preço acima de 100 Reais, um mês com preço mínimo e uma seqüência de 31 meses com preços novamente acima de 100 Reais. Em ambas as seqüências é atingido o preço teto de R\$ 450,00 e situação de déficit energético.

4.1.1. Operação da Térmica a Gás Isoladamente

O cenário analisado é extremamente favorável à operação da usina térmica, pois os preços estão sempre altos, propiciando o despacho da usina e comercialização durante o tempo de análise. Há geração em 53 dos 54 meses do cenário e os preços atingem o teto estipulado em diversos períodos. Com a utilização quase ininterrupta da usina, o saldo final de gás pago e não utilizado é nulo. A Tabela 4.1 mostra alguns valores financeiros resultantes da simulação da usina de forma isolada, com o saldo por disponibilidade de energia de 261,05 R\$/MWh. Esse valor representa um retorno de 500% sobre a despesa realizada no período.

TABELA 4.1 – FLUXO FINANCEIRO, USINA *MERCHANT*, CENÁRIO SECO

	<i>Valor Total</i>	<i>Valor por Energia Produzida</i>	<i>Valor por Energia Disponível</i>
VPL (12% a.a.)	R\$ 3.711.657.454,80	R\$ 194,53	R\$ 190,93
Receita	R\$ 6.088.772.680,00	R\$ 319,12	R\$ 313,21
Despesa	R\$ 1.013.889.351,02	R\$ 53,14	R\$ 52,15
Saldo	R\$ 5.074.883.328,98	R\$ 265,98	R\$ 261,05

A variação dos custos nesse cenário é possível por uma ampla gama de valores, pois as receitas são extremamente favoráveis. Dobrando-se os custos de gás e multiplicando por dez os custos variáveis, o VPL por energia disponível será de 131,36 R\$/MWh e o saldo final de 182,87 R\$/MWh, valor cerca de 150% superior à despesa. A variação das cláusulas de compra compulsória não faz muita diferença nesse cenário, pois quase todo o gás utilizado é consumido.

4.1.2. Térmica a Gás Contratada e Agregada à Geração Hidráulica

Na segunda simulação executada no cenário Seco, é feita a adição da usina térmica a um conjunto de usinas hidráulicas, representadas pelas cinco maiores usinas instaladas no rio Iguazu. Essa usina térmica pode operar de forma a suprir a energia que a sua adição

permite a empresa negociar (operando na base do sistema) ou sendo despachada conforme a indicação de preço do subsistema. A primeira opção visa associar a operação à forma de contratação do gás, que exige que 95% do valor máximo de transporte seja pago e 70% do volume de gás seja contratado. Assim sendo, há um consumo contínuo de 88,1% do gás contratado (garantia física da energia), utilizando-se a diferença para a complementaridade do sistema. A segunda opção utiliza preferencialmente as fontes mais baratas de produção energética, dando preferência para geração hidráulica e complementando com a compra de energia no mercado de curto prazo ou com geração térmica, na preferência do menor custo naquele mês. Caso a complementação térmica não seja suficiente, será feita a aquisição de energia no mercado (ao valor do CMO).

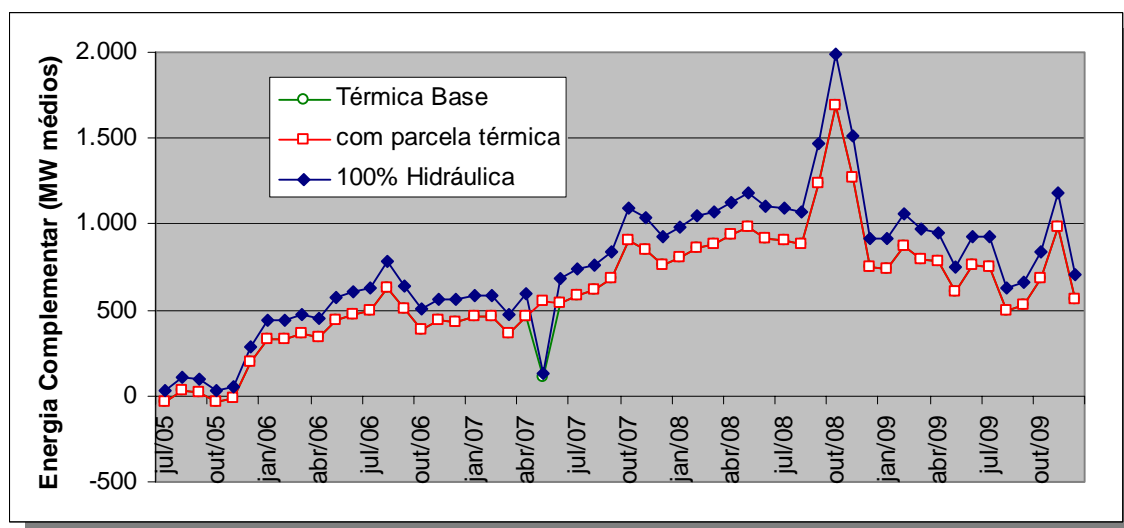
A análise da situação é feita com o levantamento de custo agregado deste conjunto hidrotérmico, sendo necessário a busca de um valor de controle. Esta comparação é executada com um conjunto de geração hidráulica cuja energia total disponível seja idêntica ao da soma da energia comercializável do parque gerador hidráulico com a térmica analisada. Esse valor de geração hidráulica adicionado não é relativo a nenhuma usina em particular, mas é resultado da ampliação proporcional do volume de energia produzida pelas usinas selecionadas. Essa energia poderia ser obtida, por exemplo, pela construção de novas usinas no mesmo rio, sujeita à mesma sazonalidade. De forma simplificada e mantendo a análise comparativa na operação, não são considerados os custos dessas possíveis obras.

A energia disponível pela geração hidráulica é calculada com base na simplificação do MRE, resultando em uma parcela do total que as fontes hidráulicas produzem em todo o Brasil e não aquela efetivamente gerada pelas usinas selecionadas.

A necessidade de compra nas situações comparadas está mostrada, ao longo de todo o período, na Figura 4-1. O cenário analisado tem preço da energia elevado em quase todo o horizonte de simulação. Com isso, a usina térmica é despachada por quase todo o período simulado, pois seu custo será menor que a aquisição de energia externamente. Quando a usina térmica é utilizada na base do sistema, a linha de compra é quase que plenamente coincidente, mas sempre gerará um menor valor de compra externa.

Na comparação da situação de parque gerador inteiramente hidráulico com aquele com uma parcela de energia térmica despachada há, nesse cenário, uma semelhança entre as duas curvas. Com a térmica sendo acionada em tempo integral, a diferença é devido ao valor de energia comercializável da térmica não ser o mesmo que o seu real valor de geração máximo. Quando a necessidade de compra é próxima de zero, esse valor é praticamente idêntico aos 60 MW de folga existente entre o valor comercializável e o real de geração. Ao aumentar a necessidade de compra, o valor da diferença passa a ser ainda maior, resultando em mais necessidade de compra para o gerador 100% hidráulico.

FIGURA 4-1 – CENÁRIO SECO – ENERGIA COMPLEMENTAR

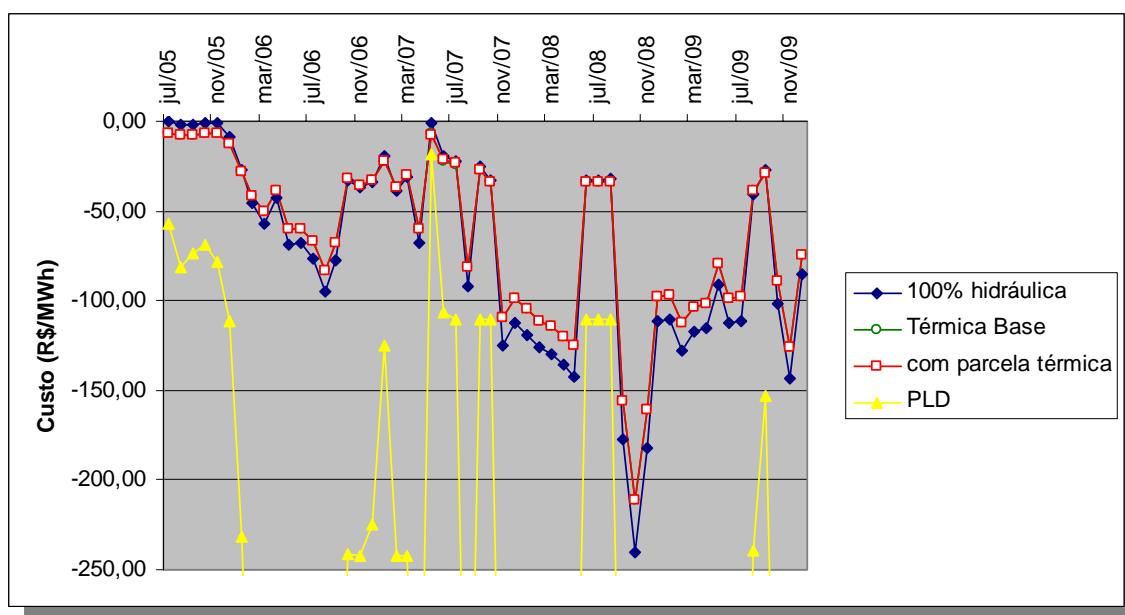


Ao analisar o custo de geração entre as três opções empresariais submetidas ao cenário Seco, percebe-se que quando o custo médio é baixo as opções com geração térmica tendem a ter um custo ligeiramente maior. Nas ocasiões de custo médio de geração elevado a empresa com parque gerador totalmente hidráulico apresenta os maiores custos. A evolução das três situações, juntamente com o preço de liquidação das diferenças, está mostrada na Figura 4-2. O preço médio da situação em que a empresa tem a geração hidrotérmica despachada apresenta um custo médio de 65,81 R\$/MWh, contra 65,84 R\$/MWh da opção de operação na base. A diferença é pequena, pois há apenas um mês onde essas opções são realmente diferentes. Enquanto isso a

geração integralmente hidráulica tem custo de 72,34 R\$/MWh, uma diferença global de 6,53 R\$/MWh e 6,50 R\$/MWh, respectivamente.

O custo médio ponderado da energia é da ordem de R\$ 313,55, que seria o custo de compra de toda energia no mercado de curto prazo.

FIGURA 4-2 – CENÁRIO SECO – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO



Nesse cenário, a adição da térmica a gás foi benéfica à empresa, diminuindo o custo médio de operação. Essa opção foi viabilizada pela inserção de parcela de energia com custo elevado com garantia de suprimento e ainda de uma pequena reserva (cerca de 60 MW) para ajudar a suprir o déficit de energia da parcela hidráulica. A diferença de operação da térmica na base ou sendo despachada não é significativa, pois o preço indicou o despacho quase pleno, não havendo desperdício de energia.

4.1.3. Térmica a Gás Descontratada e Complementar à Geração Hidráulica

A terceira análise realizada no cenário Seco é com a térmica operando conjuntamente com as usinas hidráulicas, mas de forma descontratada. Nessa opção a energia comercializável para essa empresa é apenas aquela devido ao parque hidráulico e a

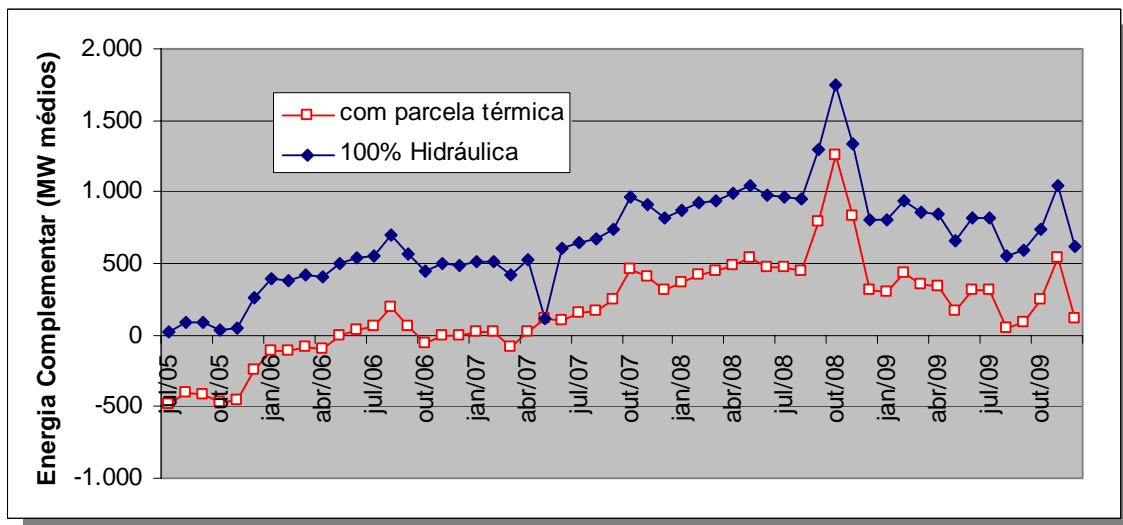
usina térmica comporta-se como uma garantia de compra a um custo fixo, ao contrário da expectativa de compra através do preço de mercado. Essa opção difere daquela em que uma empresa de geração puramente hidráulica comercializa uma parcela menor da energia garantida, pois a energia complementar estaria, nesse caso, sujeita a toda incerteza de mercado. De qualquer forma, a energia a ser atendida nesse caso foi arbitrada e poderia ser diferente daquela disponibilizada pela usina térmica. A energia máxima que o conjunto hidrotérmico permite a venda é de 3.724,5 MWh médios, mas é mantida uma reserva de 11,8%, correspondente a 440,4 MWh médios, que é exatamente o valor relativo à energia comercializável da usina térmica .

A comparação desse caso é feita com a compra da energia no mercado ao invés de manter a térmica como energia de reserva. O preço da energia no mercado é incerto, enquanto a produção através da usina térmica tem um custo esperado.

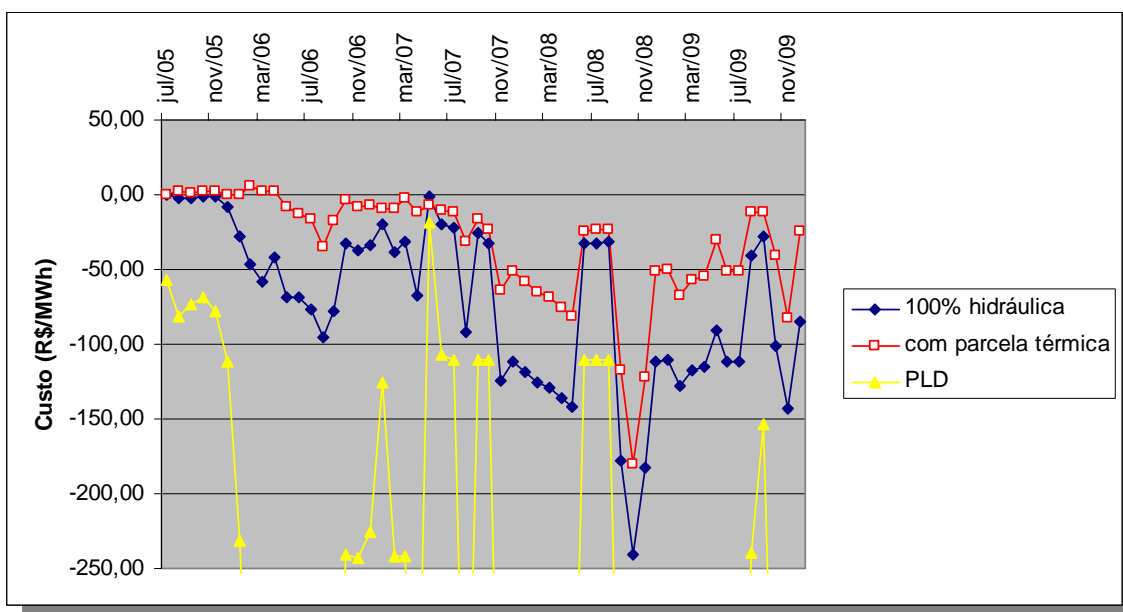
A Figura 4-3 mostra em termos mensais a energia complementar que ambas as empresas analisadas precisam adquirir para cumprir seus contratos de venda de energia. A usina térmica é acionada em 53 dos 54 meses e isso é mostrado por uma diferença constante (que só não ocorre em um único mês, maio de 2007) entre a curva da empresa que possui uma usina térmica de reserva e aquela que adquire toda a energia complementar no mercado. Em alguns meses a energia adquirida é negativa, indicando que a empresa fornece energia ao mercado e com isso está recebendo por essa energia complementar, visto que se a térmica é despachada o custo variável é atendido.

Na Figura 4-4 é mostrado o custo médio da energia nas duas opções comparadas e mais o preço da energia no mercado. Nessa opção é nítida a diferença que a presença da térmica confere a empresa com geração de reserva. A opção de garantia de suprimento até o valor da capacidade da térmica e com um custo fixo garante um ganho a essa empresa. O ganho relativo à manutenção da térmica como reserva pode ser visualizado na comparação entre a Figura 4-2 e a Figura 4-4. O custo médio de geração da empresa com geração 100% térmica é de 72,34 R\$/MWh (como na opção anterior) enquanto a inserção da usina térmica permite um custo médio de 32,59 R\$/MWh, menos da metade do custo de aquisição da energia no mercado.

**FIGURA 4-3 – CENÁRIO SECO COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA –
ENERGIA COMPLEMENTAR**



**FIGURA 4-4 – CENÁRIO SECO COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA –
CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO**



4.2. Cenário Úmido - 1979

O cenário Úmido (menor CMO médio) é resultado da repetição da série ocorrida a partir de julho de 1979 e resulta na ocorrência de preço mínimo em 46 dos 54 meses, devido a

uma seqüência de aflúências altamente favoráveis à geração hidráulica. O preço mínimo só não ocorre em dois dos três meses iniciais e numa seqüência de seis meses após um ano e meio desse período. Os 26 meses finais também representam outra seqüência ininterrupta de preços mínimos.

4.2.1. Operação da Térmica a Gás Isoladamente

O cenário analisado é altamente desfavorável à utilização de energia térmica. A usina simulada é despachada em apenas 4 dos 54 meses do período de simulação. Uma diminuição de 10% do preço declarado de despacho poderia aumentar o número de meses despachados em dois, não fazendo diferença significativa. O gás pago e ainda não utilizado nessa configuração altamente desfavorável resultaria em 1,97 bilhões de metros cúbicos, cerca de 32 meses de operação contínua e recuperáveis em, no mínimo, 9 anos – o dobro do período de simulação. Alguns valores financeiros resultantes dessa simulação estão na Tabela 4.2.

TABELA 4.2 – FLUXO FINANCEIRO, USINA *MERCHANT*, CENÁRIO ÚMIDO

	<i>Valor Total</i>	<i>Valor por Energia Produzida</i>	<i>Valor por Energia Disponível</i>
VPL (12% a.a.)	- R\$ 531.054.065,16	- R\$ 368,79	- R\$ 27,32
Receita	R\$ 94.330.800,00	R\$ 65,51	R\$ 4,85
Despesa	R\$ 791.886.724,59	R\$ 549,92	R\$ 40,73
Saldo	- R\$ 697.555.924,59	- R\$ 484,41	- R\$ 35,88

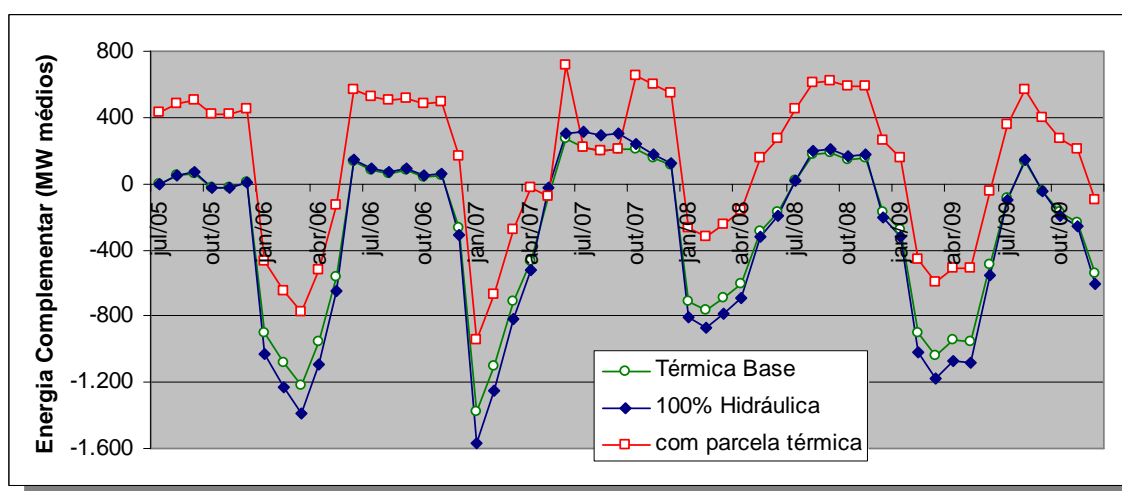
Reduzindo ambas as taxas de *Take or Pay* e *Ship or Pay* para 20%, o saldo final do projeto seria de -10,86 R\$/MWh disponíveis e um VPL de -8,25 R\$/MWh. Ainda que se retire a cláusula de obrigação de compra e a taxa da distribuidora, a receita proveniente do uso por tão pouco tempo da usina não seria suficiente para o pagamento da despesa fixa da usina ao longo do tempo.

4.2.2. Térmica a Gás Contratada e Agregada à Geração Hidráulica

Nessa situação apresentada ao cenário Úmido a empresa analisada possui a usina térmica associada a um parque gerador e vende toda a energia permitida pela configuração hidrotérmica. Essa configuração tem a opção da térmica sendo despachada em função do preço e sendo operada na base do sistema, com um patamar mínimo que atenda a energia que essa usina permite negociar. Como parâmetro comparativo é utilizada uma empresa que teria o mesmo custo médio de comercialização de um parque gerador 100% hidráulico, na mesma situação que o parque hidráulico da empresa original.

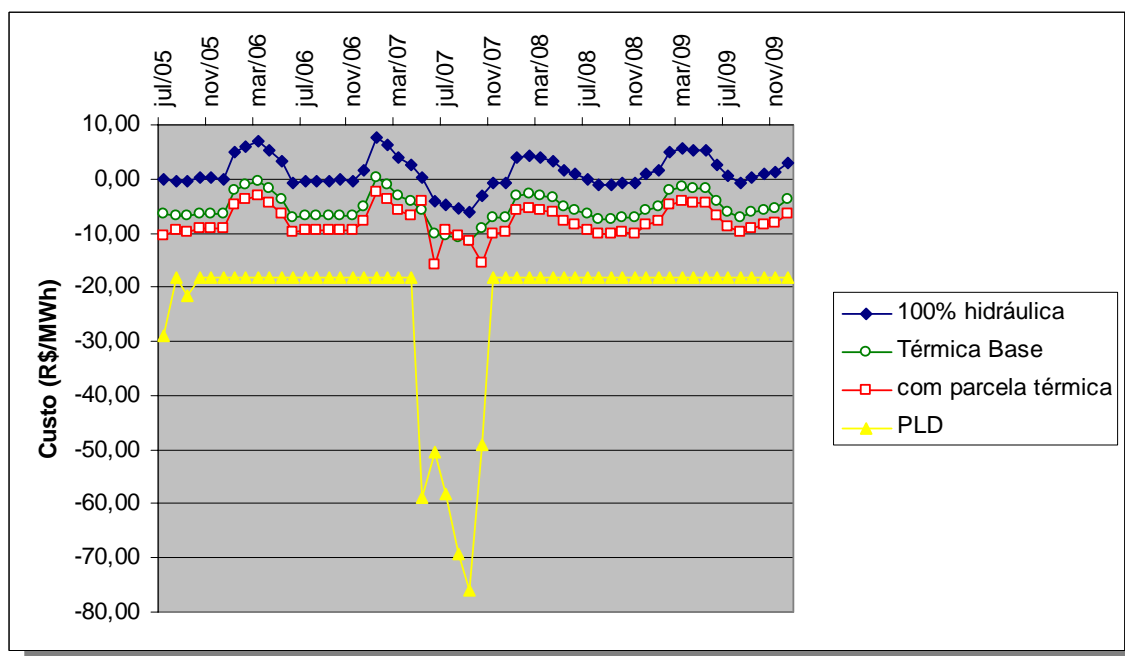
Na Figura 4-5 é mostrada a necessidade de compra no mercado das três situações empresariais. A usina térmica é pouco acionada por despacho neste cenário, portanto fica marcante a diferença entre essa opção e as outras duas. Através da utilização da térmica operando na base, a venda de energia ao sistema, quando ocorre, é menor que a opção com geração hidráulica, pois a parcela térmica não obtém benefício do ganho de operação do sistema hidráulico. A opção que utiliza geração térmica através de despacho possui alternância de compra e venda em proporções semelhantes, enquanto a geração 100% hidráulica e a geração hidráulica na base fornecem energia ao sistema na maior parte do tempo de simulação.

FIGURA 4-5 – CENÁRIO ÚMIDO – ENERGIA COMPLEMENTAR



A Figura 4-6 mostra o custo médio das opções, com o custo sendo sempre maior nas situações que utilizam a usina térmica, principalmente quando a operação é através do despacho. Na opção de operação na base, a térmica fornece uma parcela de energia que pode ser vendida, mesmo que esse custo seja maior que a compra no mercado. Como fator comparativo também é mostrado o preço de liquidação de diferenças, que permanece na maior parte do tempo no patamar mínimo, de 18,33 R\$/MWh. O custo médio da empresa com parque gerador hidrotérmico sendo operado através de despacho é de 8,01 R\$/MWh, enquanto a opção de geração térmica na base tem um custo médio de 5,36 R\$/MWh. A opção de comparação com a utilização de parque gerador exclusivamente hidráulico obtém uma receita média de 1,24 R\$/MWh com a realização do despacho, além do valor não considerado da possível venda de energia. Nessa situação, nesse cenário, a venda de energia hidráulica para essa empresa analisada é rentável para qualquer preço de venda de energia praticado.

FIGURA 4-6 – CENÁRIO ÚMIDO – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO



4.2.3. Térmica a Gás Descontratada e Complementar à Geração Hidráulica

A análise da comparação de uma empresa com a geração decorrente da parcela térmica não sendo vendida ao mercado mostrará uma situação de compra de energia complementar muito semelhante àquela mostrada pela empresa sem a usina como reserva, como mostrado na Figura 4-7. Com o patamar de preços sendo baixo, a térmica é pouco acionada e mostrará duas curvas coincidentes na parte do tempo. Na verdade, a venda de energia ocorre na maior parte do período, pois a geração hidráulica será suficiente para atender a energia contratada e ainda gerar o excedente.

Na Figura 4-8 é mostrada a despesa média de cada uma das duas opções de comparação. A opção utilizando o conjunto hidráulico de geração mostra, em diversos meses, a receita oriunda da operação, mantendo uma diferença regular com relação ao custo médio da opção que mantém a usina térmica como reserva. Essa diferença é decorrente do custo fixo da usina térmica. Na opção sem a usina térmica como reserva, a receita média da operação da térmica é de 1,24 R\$/MWh, enquanto a opção de manter uma usina térmica como fonte de geração reserva tem um custo médio de 5,97 R\$/MWh.

FIGURA 4-7 – CENÁRIO ÚMIDO COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – ENERGIA COMPLEMENTAR

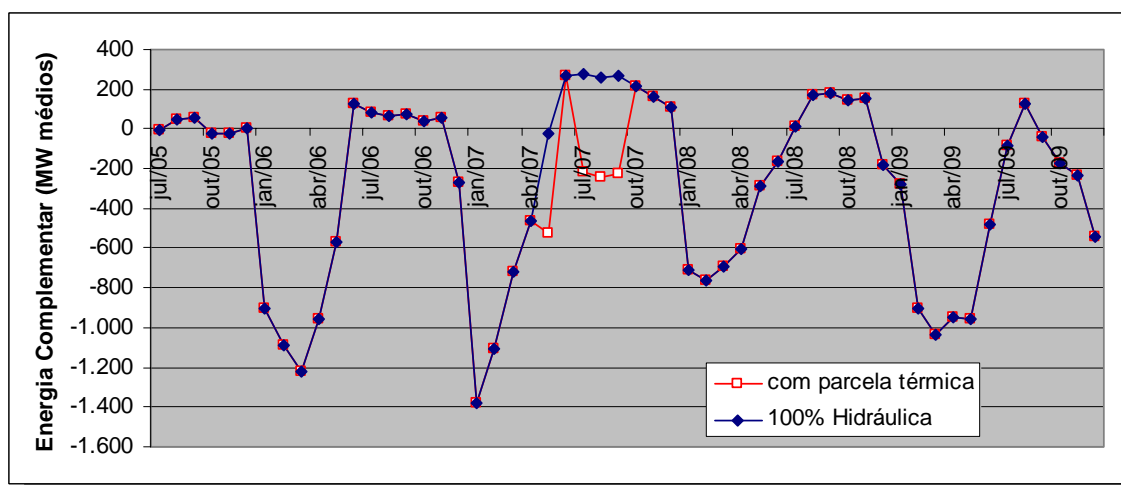
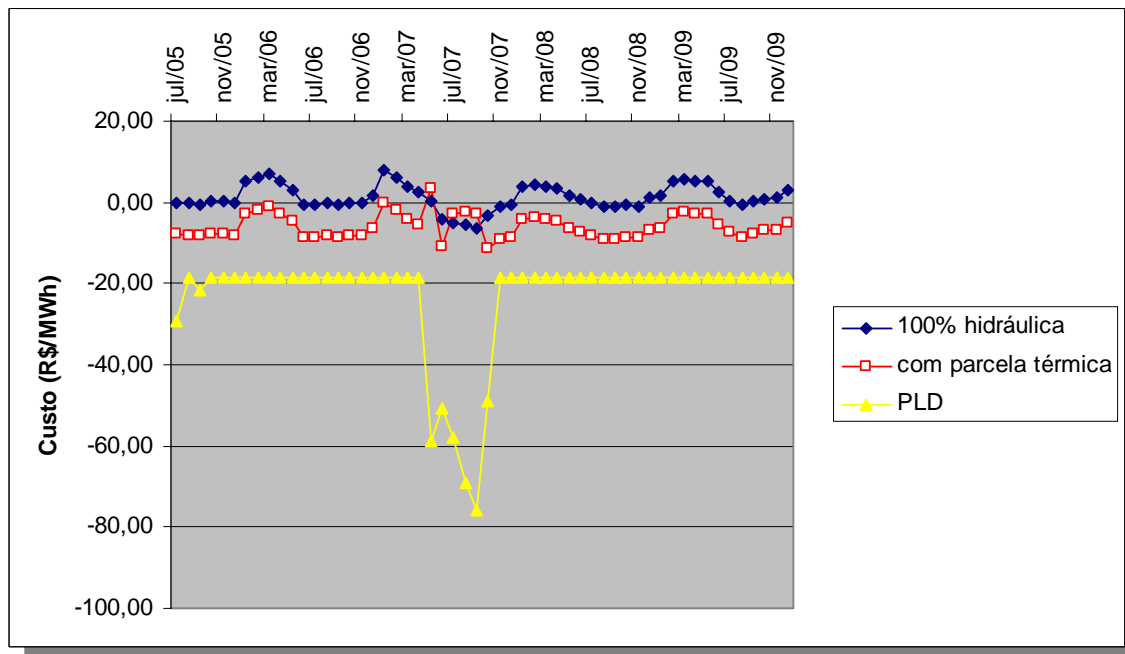


FIGURA 4-8 – CENÁRIO ÚMIDO COM ENERGIA TÉRMICA DESCONTRATADA – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO



Neste cenário a opção de manter uma usina térmica como reserva tem um custo menor que o custo médio da opção com a comercialização dessa energia (item 4.2.2). Apesar disso, é provável que a opção de venda dessa energia adicional com custo superior seja mais vantajosa para a empresa, pois a receita proveniente dessa quantidade maior será suficiente para cobrir os custos superiores. O preço mínimo de venda para que a receita, nessa situação em particular, seja igualada em ambos os casos é de 23,22 R\$/MWh, um preço acima do mínimo do mercado, mas abaixo do preço médio de venda no primeiro leilão de energia da CCEE, 57,51 R\$/MWh, um valor de venda considerado baixo pelo mercado.

4.3. Cenário Mediana I - 1963

Para definição do cenário Mediana I são utilizadas as aflúncias ocorridas nos 54 meses imediatamente posteriores a julho de 1963. Este cenário fornece uma série de preços que indica um período inicial de baixas aflúncias no período úmido do sistema, sendo que após cinco meses de simulação, os preços, num período de 14 meses, ultrapassam o patamar de 100 Reais em 13 oportunidades, atingindo R\$ 334,38. Depois disso o

sistema permanece por cerca de dois anos próximo do preço mínimo, e com mais alguns meses, próximo ao final do período simulado, ultrapassa por dois meses o patamar de 100 Reais, atingindo R\$ 104,52.

4.3.1. Operação da Térmica a Gás Isoladamente

Nessa série escolhida, com o preço de custo variável declarado ao ONS de 52,72 R\$/MWh, a usina opera em 25 dos 54 meses de simulação (46%). O volume final de gás pago e não utilizado é de cerca de 1,036 bilhões de metros cúbicos, o suficiente para 17 meses de operação da térmica, sendo recuperáveis em mais de 4,5 anos de operação (todo o período simulado).

A Tabela 4.3 mostrada o resultado financeiro decorrente da operação da usina, operando de forma descontratada e vendendo a energia no mercado de curto prazo. O saldo médio final da usina é de 48,47 R\$/MWh produzido e de 22,44 R\$/MWh disponível. Assim como o CMO e todos os custos, esses valores não estão corrigidos ao longo do tempo. O Valor Presente Líquido (VPL) do fluxo de caixa é semelhante ao saldo final por uma característica do fluxo, que concentra receitas nos meses iniciais contra despesas relativamente bem distribuídas.

TABELA 4.3 – FLUXO FINANCEIRO, USINA MERCHANT, CENÁRIO MEDIANA I

	<i>Valor Total</i>	<i>Valor por Energia Produzida</i>	<i>Valor por Energia Disponível</i>
VPL (12% a.a.)	R\$ 435.607.521,05	R\$ 48,40	R\$ 22,41
Receita	R\$ 1.309.271.342,40	R\$ 145,47	R\$ 67,35
Despesa	R\$ 873.013.526,99	R\$ 97,00	R\$ 44,91
Saldo	R\$ 436.257.815,41	R\$ 48,47	R\$ 22,44

Nesse cenário escolhido um reajuste do preço do gás em 50%, em todas as suas parcelas, resultaria num resultado positivo de VPL da ordem de 7,10 R\$/MWh disponível e um saldo de 2,56 R\$/MWh. Analisando separadamente o custo variável de

O&M da usina, um novo valor 10 vezes superior ao original traria como resultado de VPL 9,60 R\$/MWh disponível e 6,82 R\$/MWh como resultado final. O preço do gás pode ser alterado em decorrência da flutuação do mercado internacional, enquanto a variação do custo de O&M de tal magnitude não é esperado, sendo mostrado para ilustrar a sensibilidade do parâmetro.

4.3.2. Térmica a Gás Contratada e Agregada à Geração Hidráulica

Nesse cenário analisado, com a comparação de uma empresa com geração hidrotérmica e essa mesma empresa com geração exclusivamente hidráulica, o fator a se levar em consideração é que no período inicial do cenário há utilização constante da usina térmica e no período intermediário para o final o preço da energia permanece próximo ao mínimo e a usina térmica não é despachada. Dessa forma, a operação através do despacho faz uso parcial da recuperação de gás pago e não utilizado, pois essa situação irá ocorrer principalmente ao final do período, resultando em uma reserva de gás suficiente para mais um horizonte de simulação (4,5 anos).

A Figura 4-9 mostra a necessidade de energia complementar nas opções comparadas, com a visualização no período inicial das três opções muito próximas umas das outras e apresentando uma diferença um pouco maior ao final do período. Quando as duas opções de geração térmica são coincidentes há o despacho devido ao preço e quando isso não ocorre a compra na opção de operação térmica na base passa a ser semelhante à opção de geração plenamente hidráulica. A opção de geração na base busca sempre a menor compra no mercado (ou maior venda), enquanto a opção de térmica operada através do despacho fornece energia com custo variável menor que a disponível no mercado.

A Figura 4-10 mostra a evolução do custo médio de geração a cada mês, para as opções analisadas e o preço da energia no subsistema sul. Na análise dos resultados percebe-se que a inserção da usina térmica promove um abatimento do preço médio de geração nos meses em que o custo da energia é mais alto, mas aumenta o custo médio nos meses em que a energia é mais barata. A geração térmica na base tem um aumento de custo menor nos meses de preço mais baixo e um abatimento semelhante nos meses de custo elevado. Essa segunda situação poderia ser diferente se houvesse ao menos

uma parcela de combustível pago e ainda não utilizado, o que só ocorrerá ao final do período de simulação.

O resultado médio de custo na opção de geração exclusivamente hidráulica é 6,72 R\$/MWh, enquanto na opção de associação dessa fonte com a geração térmica utilizada em tempo integral resulta em 11,61 R\$/MWh, contra 13,48 R\$/MWh na opção de despacho por custo. Destaca-se, nessa última opção, que a usina térmica opera em 25 dos 54 meses da simulação, sendo que apenas 6 na metade final do período de simulação.

FIGURA 4-9 – CENÁRIO MEDIANA I – ENERGIA COMPLEMENTAR

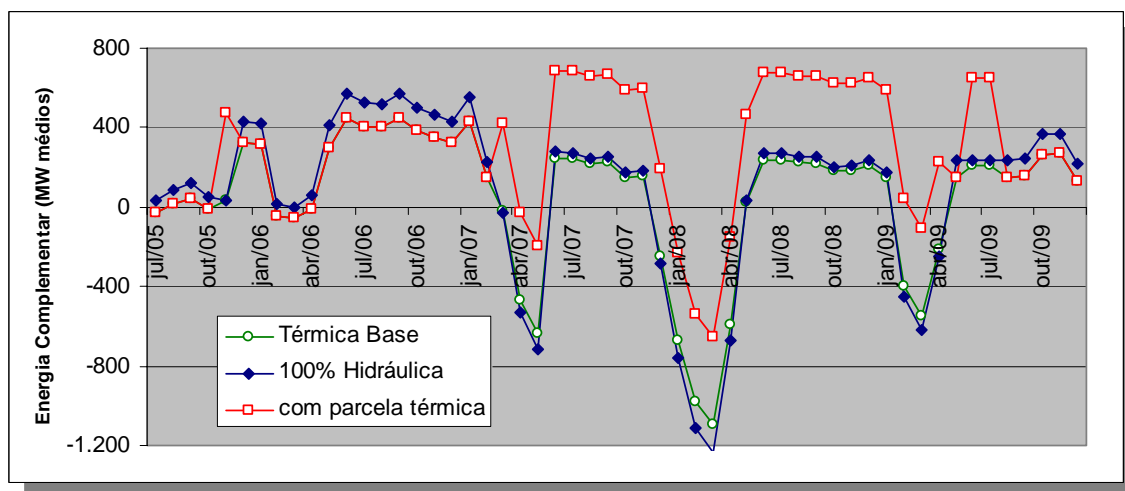
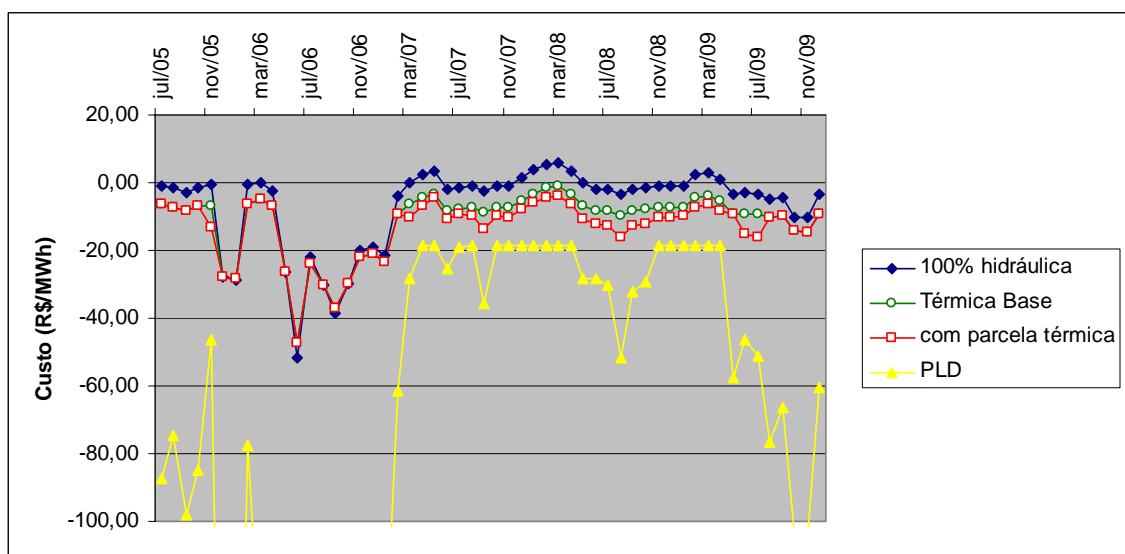


FIGURA 4-10 – CENÁRIO MEDIANA I – CUSTO MEDIO DE OPERAÇÃO

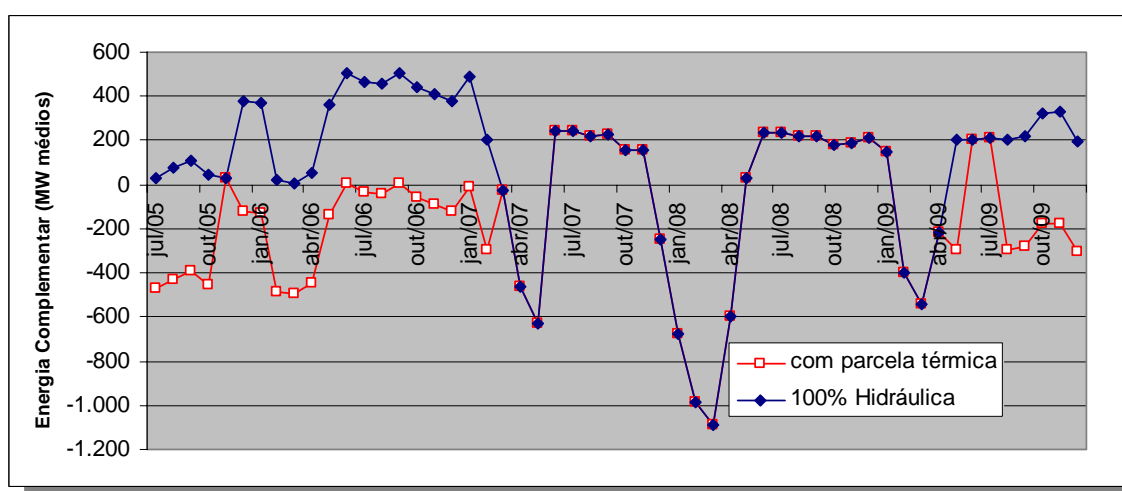


4.3.3. Térmica a Gás Descontratada e Complementar à Geração Hidráulica

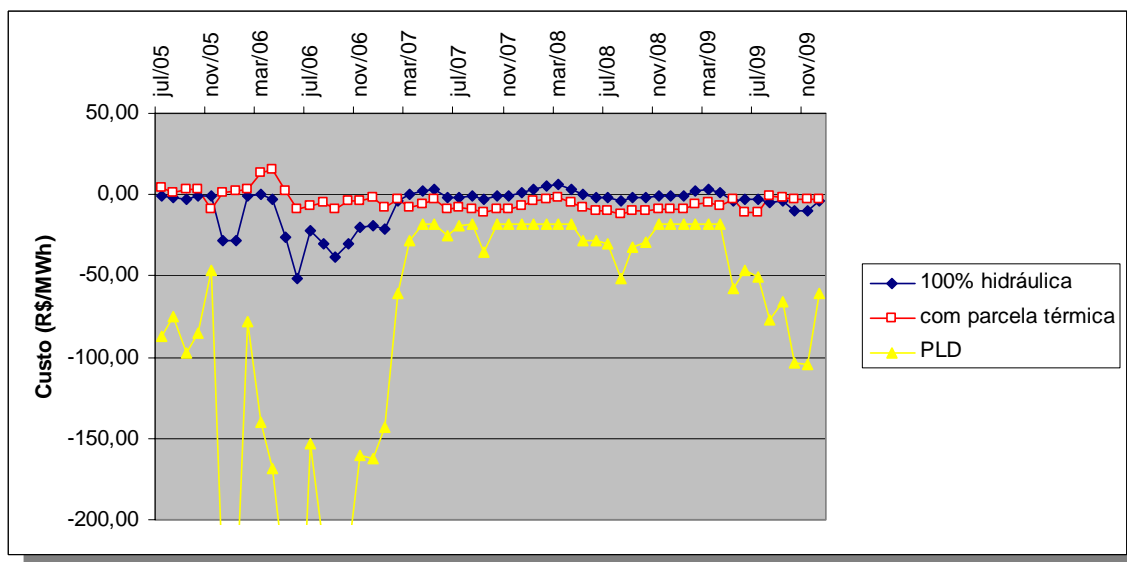
Na análise do cenário mediana I com uma empresa de geração hidráulica utilizando uma térmica a gás como reserva de energia, destaca-se, em comparação com a mesma empresa sem essa opção de reserva, a diferença de compra de energia complementar mostrada na Figura 4-11. Nos meses onde é mostrada uma diferença entre as quantidades de energia é quando ocorre o despacho da usina térmica.

A Figura 4-12 mostra a comparação dos custos médios das duas opções. A opção da térmica como reserva de geração em diversos meses diminui o custo médio de geração e até permite uma receita média de operação em alguns meses, pois permite que a energia seja vendida e pague os custos de geração térmica ao invés de necessitar a aquisição de energia. O custo médio do parque gerador com a usina térmica funcionando como reserva, resulta num custo médio de geração de 4,41 R\$/MWh, menor que o custo de 6,72 R\$/MWh da opção sem a reserva de energia. A opção de venda da energia da térmica ao invés de operá-la como fonte reserva apresenta um custo médio de 13,48 R\$/MWh. Um montante maior de energia com um custo médio maior. O preço médio de venda que igualaria as duas opções seria de 81,12 R\$/MWh. Com isso, o preço de venda de energia é que definiria qual das opções é mais rentável, não sendo possível fazer essa análise apenas pelo custo.

**FIGURA 4-11 – CENÁRIO MEDIANA I COM ENERGIA TÉRMICA
DESCONTRATADA – ENERGIA COMPLEMENTAR**



**FIGURA 4-12 – CENÁRIO MEDIANA I COM ENERGIA TÉRMICA
DESCONTRATADA – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO**



4.4. Cenário Mediana II - 1939

As afluições utilizadas nesse cenário são aquelas ocorridas nos 54 meses posteriores a julho de 1939. O cenário decorrente da série Mediana II resulta em uma série de preços que se apresenta dentro do patamar mínimo no primeiro período úmido, enfrenta um período de baixa afluição onde os preços ultrapassam em 9 meses consecutivos o patamar de 100 Reais e atingem R\$ 177,63. Após um novo período de mais de um ano em que os preços atingem o mínimo, o preço volta a ultrapassar 100 Reais por três meses, atingindo R\$ 214,71 e retornando a valores mais baixos, mas sem atingir o mínimo.

4.4.1. Operação da Térmica a Gás Isoladamente

O preço de custo variável escolhido como aquele declarado ao ONS, de 52,72 R\$/MWh, resulta nessa série na operação da usina por 40 dos 54 meses (74%). Ao final do período operativo ainda resta como saldo de gás pago e não utilizado o volume de pouco mais de 64 milhões de metros cúbicos, o suficiente para um mês de operação da térmica, mas recuperáveis em, no mínimo, três meses de operação contínua.

Comparativamente ao cenário Mediana I, este cenário tem um valor de CMO ligeiramente menor (R\$ 75,07 x R\$ 76,98) e ao se transformar esses valores no PLD, a diferença fica um pouco maior (R\$ 77,02 x R\$ 81,15). Apesar disso, o cenário mediana II com custos menores possui mais meses onde a térmica é despachada (40 x 25).

O fluxo financeiro decorrente da operação da usina, operando de forma descontratada e vendendo a energia no mercado de curto prazo, está indicado na Tabela 4.4. A destacar nessa tabela o saldo médio final da usina, sendo de 33,65 R\$/MWh produzido e de 24,93 R\$/MWh disponível. Esses valores não estão corrigidos ao longo do tempo, bem como o próprio CMO e os custos.

TABELA 4.4 – FLUXO FINANCEIRO, USINA *MERCHANT*, CENÁRIO MEDIANA II

	<i>Valor Total</i>	<i>Valor por Energia Produzida</i>	<i>Valor por Energia Disponível</i>
VPL (12% a.a.)	R\$ 345.415.927,14	R\$ 23,99	R\$ 17,77
Receita	R\$ 1.366.927.699,33	R\$ 94,93	R\$ 70,32
Despesa	R\$ 882.347.044,22	R\$ 61,27	R\$ 45,39
Saldo	R\$ 484.580.655,11	R\$ 33,65	R\$ 24,93

Relativamente a análise de sensibilidade, um aumento isolado do custo de O&M variável em nove vezes o valor inicial é suficiente para praticamente anular o saldo positivo e o VPL da análise. Um aumento das parcelas de gás em 50% transforma o VPL em 2,77 R\$/MWh disponível, enquanto o saldo final é de 5,33 R\$/MWh.

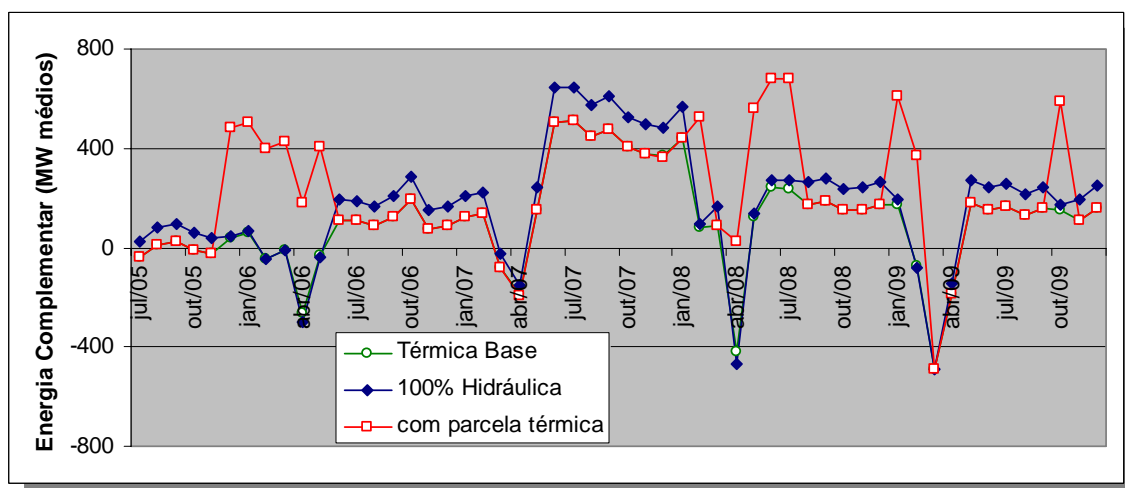
4.4.2. Térmica a Gás Contratada e Agregada à Geração Hidráulica

A situação analisada é de uma empresa com geração hidrotérmica, sendo a parcela térmica resultante da térmica a gás de 500 MW selecionada e adicionada ao conjunto das cinco maiores usinas hidrelétricas do rio Iguaçu, totalizando 3.284,1 MW médios de energia hidráulica firme. A usina térmica é operada através do despacho de preço e comparada com a utilização dessa térmica na base de geração. Como situação de

comparação é utilizada uma associação a essas mesmas usinas, mas com a agregação de uma mesma quantidade de energia hidráulica disponível à venda que a usina térmica permitiria, 440,4 MW.

A Figura 4-13 mostra, mês a mês, a quantidade de energia que cada opção de configuração do parque gerador necessita adquirir para atingir a energia a ser vendida. Nessa figura as duas opções com a agregação de energia térmica são coincidentes quando há o despacho devido ao preço.

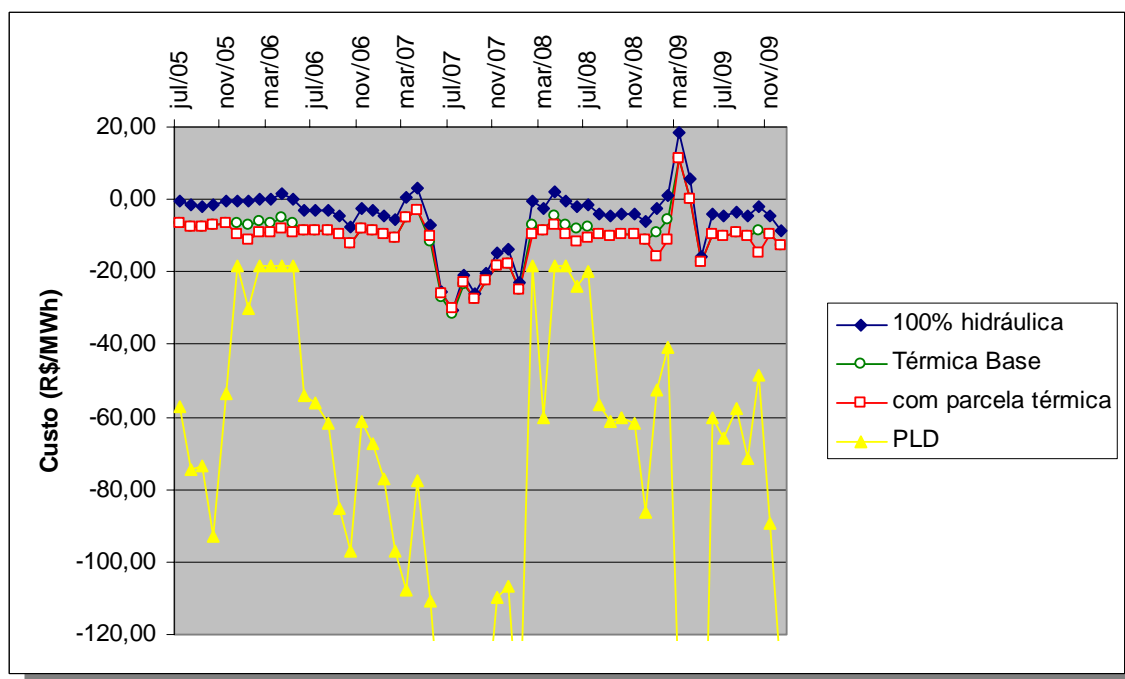
FIGURA 4-13 – CENÁRIO MEDIANA II – ENERGIA COMPLEMENTAR



A Figura 4-14 mostra o custo médio de cada um desses meses, destacando que as opções com parcela térmica atenuam suavemente os meses com custo médio de geração mais alto, mas eleva os custos médios dos meses onde o custo de geração é baixo. A opção de geração térmica na base do sistema tem como consequência um menor aumento dos custos mais baixos.

O custo médio da geração exclusivamente hidráulica é de 5,03 R\$/MWh, enquanto na configuração hidrotérmica com despacho por preço é de 11,10 R\$/MWh e na opção com geração térmica na base é de 10,23 R\$/MWh.

FIGURA 4-14 – CENÁRIO MEDIANA II – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO



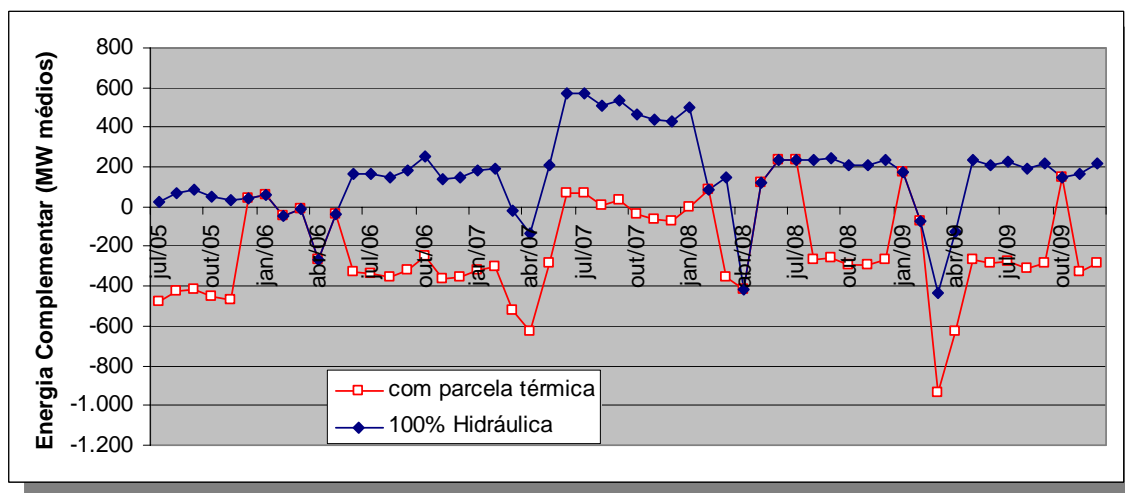
4.4.3. Térmica a Gás Descontratada e Complementar à Geração Hidráulica

A Figura 4-15 indica a necessidade de compra de energia complementar para atingir o patamar de venda do conjunto das cinco maiores usinas do rio Iguazu, sendo que são comparadas as opções de dependência exclusivamente do parque hidráulico com a opção de manutenção de uma térmica como reserva de geração. Nota-se que em diversos meses (40 de 54) a necessidade de compra da empresa de geração pode ser atenuada pela utilização da reserva de energia térmica.

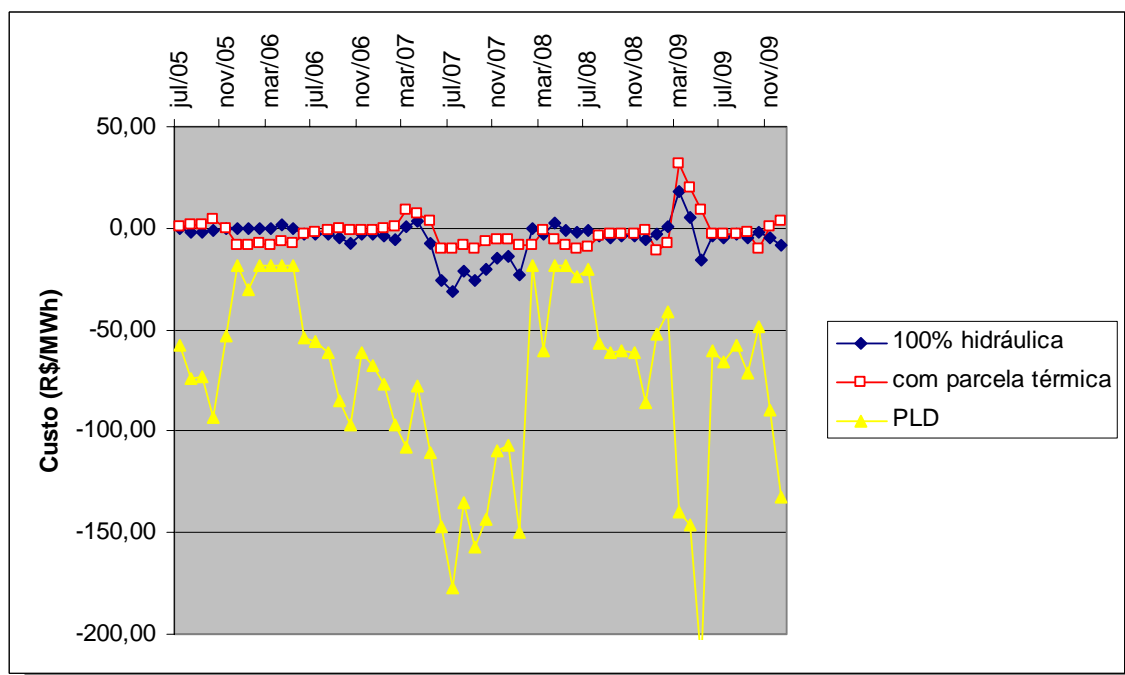
A Figura 4-16 mostra o custo médio de geração das duas opções em análise. Também nessa figura é mostrado o PLD do subsistema sul, que influencia o despacho da usina térmica e a compra e venda de energia no mercado de curto prazo. Uma análise dessa figura coloca em destaque uma característica da utilização da composição hidrotérmica. Mais importante que atenuar os custos de geração hidráulica quando em patamar elevado, a utilização da usina térmica atenua os custos quando o preço da energia é elevado. Isso é marcante no período de julho de 2006 a abril de 2007 e também em março e abril de 2009, onde o custo da geração não é elevado, mas o preço é. Nesses períodos a térmica é despachada e cria uma receita devido à operação. Dessa forma, nota-se que a complementaridade existente entre a parcela de geração térmica e

hidráulica é muito mais forte no aspecto do custo final da energia do que da quantidade de energia. Isso é explicável pelo despacho da usina térmica ser feito pelo valor da energia, portanto deve-se reforçar a necessidade da relação forte entre o preço da energia e a real necessidade de geração.

**FIGURA 4-15 – CENÁRIO MEDIANA II COM ENERGIA TÉRMICA
DESCONTRATADA – ENERGIA COMPLEMENTAR**



**FIGURA 4-16 – CENÁRIO MEDIANA II COM ENERGIA TÉRMICA
DESCONTRATADA – CUSTO MÉDIO DE OPERAÇÃO**



A utilização da térmica a gás como reserva de energia faz com que esse conjunto de geração hidrotérmico tenha um custo médio de 2,27 R\$/MWh, enquanto o conjunto 100% hidráulico tem um custo de 5,03 R\$/MWh. Comparando com a opção de venda de toda energia disponível pela térmica (com custo de 11,10 R\$/MWh), o preço de equilíbrio em que ambas as situações apresentariam uma mesma receita, seria de 76,94 R\$/MWh.

4.5. Composição dos Cenários Analisados

A Tabela 4.5 agrega os custos médios de geração nos cenários apresentados. Algumas das opções têm volume de energia que pode ser comercializado diferentemente dos demais, conforme a indicação. A primeira linha, relativa a operação da térmica trabalhando de forma isolada, está incluída na lista como base de comparação.

TABELA 4.5 – CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO EM CADA CENÁRIO (POR MWH)

<i>Opções Operativas</i>	<i>Seco</i>	<i>Úmido</i>	<i>Mediana I</i>	<i>Mediana II</i>
I. Térmica isolada (1)	R\$ 53,14	R\$ 549,92	R\$ 97,00	R\$ 61,27
II. Geração hidráulica (2 ou 3)	R\$ 72,34	- R\$ 1,24	R\$ 6,72	R\$ 5,03
III. Com térmica agregada (3)	R\$ 65,81	R\$ 8,01	R\$ 13,48	R\$ 11,10
IV. Com térmica na base (3)	R\$ 65,84	R\$ 5,36	R\$ 11,61	R\$ 10,23
V. Com térmica reserva (2)	R\$ 32,59	R\$ 5,97	R\$ 4,41	R\$ 2,27

(1) energia disponível: 500 MW médios

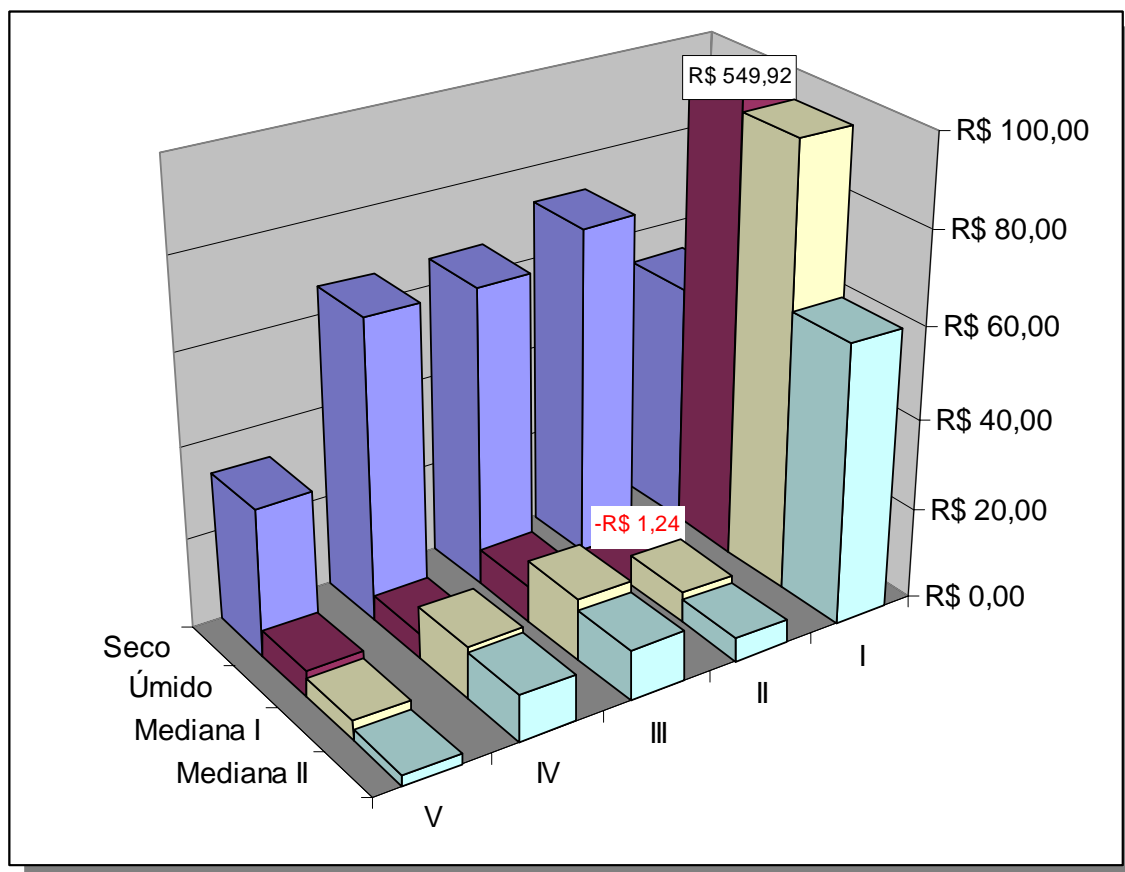
(2) energia disponível: 3.284,1 MW médios

(3) energia disponível: 3.724,2 MW médios

Na Figura 4-17 são mostrados os valores da Tabela 4.5 para comparação visual dos valores. Os resultados que ultrapassam a referência adotada são acompanhados do seu valor numérico. Nesta figura as opções operativas são relacionadas aos itens indicados na tabela.

Dentro das situações apresentadas e das condições de contrato de gás definidas, a análise da Tabela 4.5 nos itens II, III e IV mostra que essa inserção pode elevar o custo de geração médio da empresa de R\$ 5,00 a R\$ 9,00 em situações medianas ou de alta afluência hidrológica, enquanto reduz em aproximadamente R\$ 6,00 na situação de baixa afluência hidrológica do sistema. Esse último cenário é quando o preço médio de geração atinge os maiores patamares médios. Dessa forma, a avaliação da viabilidade dessa proposição pode ser condicionada a outros fatores que não só o custo. Mesmo nessa situação de custo elevado, o custo da geração ultrapassa o preço médio de venda para o prazo de oito anos de fornecimento no primeiro leilão de energia da CCEE, 57,51 R\$/MWh.

FIGURA 4-17 – CUSTO MÉDIO DE GERAÇÃO (POR MWH)



Analisando a Tabela 4.5 nos itens II e V nota-se que a adição de uma térmica a gás ao sistema hidráulico como fonte reserva de geração traz um ganho de R\$ 2,00 a

R\$ 3,00 nos cenários medianos, eleva o custo em pouco mais de R\$ 7,00 na situação de aflúncias favoráveis mas tem um expressivo ganho de R\$ 40,00 por unidade de energia na situação de hidrologia desfavorável. Essa opção tem a desvantagem de ter, pelas regras de mercado, um menor volume de energia comercializável, além de comparar uma situação com custo de implantação diferente da outra.

Comparando-se os itens II, III e IV da Tabela 4.5, percebe-se que a manutenção da energia gerada pela térmica como reserva tem o ônus de diminuir a quantidade de energia comercializável mas apresenta como benefício a manutenção de um custo mais baixo de geração.

Para avaliação do efeito das cláusulas de obrigação de compra foram realizadas as mesmas simulações nos diversos cenários com o cálculo dos seus custos médios. O resultado da imposição de cláusulas de obrigação de transporte e de compra (com recuperação) no patamar de 50% está mostrado na Tabela 4.6.

TABELA 4.6 – CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO EM CADA CENÁRIO, COM TAKE OR PAY E SHIP OR PAY DE 50% (POR MWH)

<i>Opções Operativas</i>	<i>Seco</i>	<i>Úmido</i>	<i>Mediana I</i>	<i>Mediana II</i>
I. Térmica isolada (1)	R\$ 52,99	R\$ 381,85	R\$ 80,85	R\$ 57,80
II. Geração hidráulica (2 ou 3)	R\$ 72,34	- R\$ 1,24	R\$ 6,72	R\$ 5,03
III. Com térmica agregada (3)	R\$ 65,79	R\$ 4,80	R\$ 11,51	R\$ 9,85
IV. Com térmica na base (3)	R\$ 65,83	R\$ 5,21	R\$ 11,52	R\$ 10,19
V. Com térmica reserva (2)	R\$ 32,57	R\$ 2,33	R\$ 2,17	R\$ 0,84

(1) energia disponível: 500 MW médios

(2) energia disponível: 3.284,1 MW médios

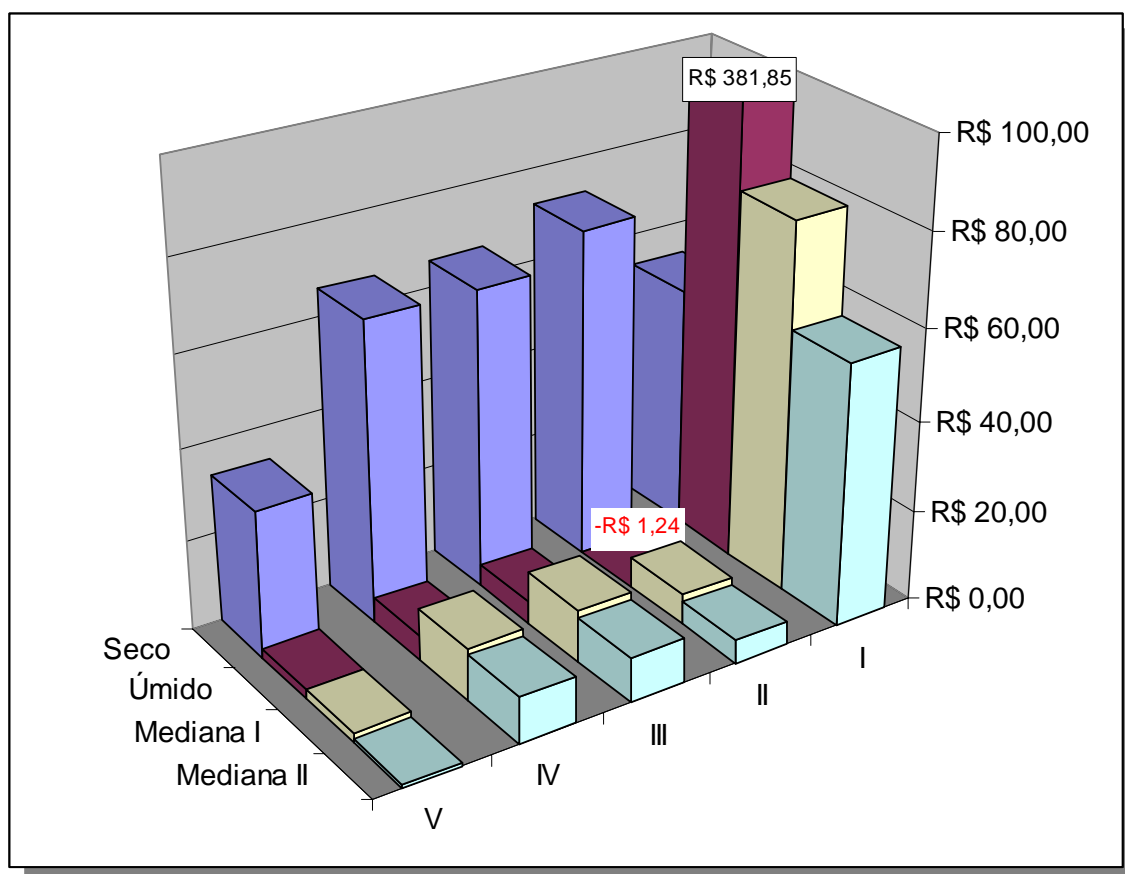
(3) energia disponível: 3.724,2 MW médios

A Tabela 4.6 tem seus valores numéricos mostrados visualmente na Figura 4-18. Nesta figura as opções operativas são relacionadas aos itens indicados na tabela e os resultados que ultrapassam a referência adotada são acompanhados do seu valor

numérico. Para melhor comparação, a referência de valor adotada é a mesma utilizada na Figura 4-17.

Analisando os resultados mostrados na Tabela 4.6 e comparando aos da Tabela 4.5, percebe-se que a utilização de uma taxa mais branda de aquisição obrigatória de combustível faz com que a utilização da usina térmica como base de geração seja uma opção mais dispendiosa que a térmica operando como flexível. Dessa forma é respeitada a vocação da usina térmica a gás ser complementar ao sistema hidráulico.

FIGURA 4-18 – CUSTO MÉDIO DE GERAÇÃO COM TAKE OR PAY E SHIP OR PAY DE 50% (POR MWH)



Na Tabela 4.7 a flexibilização das cláusulas de aquisição de gás natural é retirada, fazendo que apenas o gás plenamente utilizado seja pago, tanto no seu transporte quanto no seu volume. O custo de operação da usina na base de geração do

sistema não é modificado. No entanto, os custos da térmica contratada e operando como complementar ao sistema hidráulico são diminuídos ainda mais, mas permanecem superiores ao custo de geração hidráulica em três dos quatro cenários analisados. No cenário Seco existe um abatimento do custo médio de geração com a incorporação da térmica a gás, não sendo significativa a diferença de custo quando a térmica é operada na base.

TABELA 4.7 – CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO EM CADA CENÁRIO, SEM CLÁUSULA DE TAKE OR PAY E SHIP OR PAY (POR MWH)

<i>Opções Operativas</i>	<i>Seco</i>	<i>Úmido</i>	<i>Mediana I</i>	<i>Mediana II</i>
I. Térmica isolada (1)	R\$ 52,82	R\$ 124,57	R\$ 59,38	R\$ 54,73
II. Geração hidráulica (2 ou 3)	R\$ 72,34	- R\$ 1,24	R\$ 6,72	R\$ 5,03
III. Com térmica agregada (3)	R\$ 65,77	R\$ 2,25	R\$ 10,17	R\$ 9,55
IV. Com térmica na base (3)	R\$ 65,83	R\$ 5,21	R\$ 11,52	R\$ 10,19
V. Com térmica reserva (2)	R\$ 32,54	- R\$ 0,57	R\$ 0,65	R\$ 0,50

(1) energia disponível: 500 MW médios

(2) energia disponível: 3.284,1 MW médios

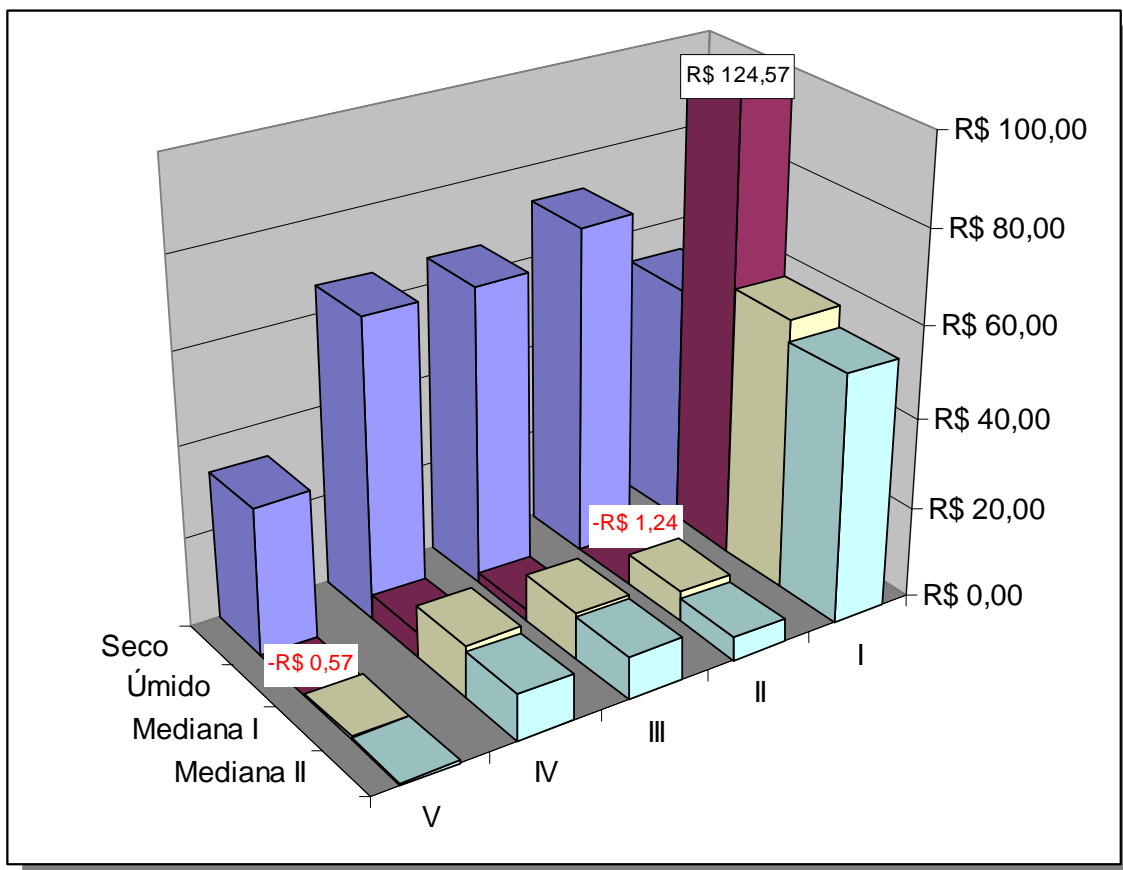
(3) energia disponível: 3.724,2 MW médios

Os valores da Tabela 4.7 são ilustrados na Figura 4-19. As opções operativas indicadas na figura correspondem aos índices utilizados na tabela. A referência de valor adotada é a mesma utilizada na Figura 4-17 e os resultados que ultrapassam essa referência são acompanhados do seu valor numérico.

O custo médio de operação da usina térmica operando como reserva de geração do parque hidráulico tem uma diminuição ainda maior quando são reduzidos os valores mínimos de aquisição do combustível. O custo médio dessa opção pode ficar ainda menor do que quanto ocorre a operação apenas de um parque plenamente hidráulico, mas com a ressalva da comercialização de um menor volume de energia. Essa situação torna transparente a possibilidade da consideração da adição de uma térmica a gás a um

sistema hidráulico que deve diminuir o risco de exposição em situações hidrológicas desfavoráveis e pode ter um custo médio de operação de longo prazo semelhante ao de uma usina hidrelétrica.

FIGURA 4-19 – CUSTO MÉDIO DE GERAÇÃO SEM CLÁUSULA DE *TAKE OR PAY* E *SHIP OR PAY* (POR MWH)



CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A operação isolada de uma usina térmica a gás associada ao Sistema Elétrico Brasileiro resulta na geração de uma energia com custo não competitivo e está sujeita a arcar com um custo ainda maior em um cenário de grande afluência hidrológica ao sistema. Nessa condição, o custo de operação pode conduzir a uma situação financeira catastrófica para esse gerador.

Uma térmica a gás inserida em uma empresa de geração plenamente hidráulica resulta na diminuição do custo médio de geração em um cenário de baixa afluência hidrológica ao sistema e mantém os custos médios de geração em patamares competitivos em outros cenários. Utilizando uma usina térmica ou parte dela como energia complementar ao parque gerador hidráulico, tem-se como resultado um custo médio de geração consideravelmente menor em um cenário de baixa afluência e pode diminuir o custo médio de geração em cenários medianos. Esse ganho é decorrente da energia não comercializada, da garantia de suprimento e do custo conhecido dessa parcela adicional.

Apesar de existir um ganho na inserção de uma parcela térmica de geração a um conjunto de usinas hidráulicas, essa ação pode ser dificultada pelo próprio mercado de gás natural. A principal barreira notada durante a simulação é a questão da existência de cláusulas de compra mínima do produto e do seu transporte. Essas cláusulas, quando aplicadas em patamares elevados, modificam a estrutura de custos e têm o efeito de mudar a forma mais econômica de operação das usinas, tornado-as inflexíveis e diminuindo o efeito benéfico da sinergia entre as formas de geração de energia. Além disso, a adesão a esse contrato implicará na aceitação do dispêndio constante de uma grande quantidade de capital, mesmo que os serviços desse fornecedor não sejam diretamente utilizados. Este capital é vinculado a uma moeda estrangeira e, portanto, sujeito a volatilidade, aumentando o risco do investimento e fornecendo uma sinalização contrária à garantia de suprimento com um preço fixo. Essa ação entra, ainda, em conflito com a visão de que o custo de implantação da usina térmica a gás é baixo, pois é assumida uma despesa similar à construção de uma usina hidrelétrica. Além do efeito econômico, essas ações também contribuem para que as empresas não tenham

motivação a modificar o seu paradigma, continuando a operar onde têm conhecimento e estão confortáveis, na atitude de *business-as-usual*.

A opção de manter uma térmica a gás operando constantemente não parece ser atrativa para uma empresa de geração de energia de fonte plenamente hidráulica e tem um perfil mais adequado para utilização na geração distribuída, na condição onde o consumidor tem acesso apenas a uma fonte de energia de alto custo (através da distribuidora). De acordo com TOLMASQUIM *et al.* (2001), o grande e médio consumidor, ao produzir a energia para consumo próprio, pode ter o benefício pleno da cogeração e da diminuição das perdas do processo de transformação e transporte da energia.

A diminuição dos valores das cláusulas de compra mínima de combustível aumentaria o benefício decorrente da utilização de duas fontes de geração, não só por diminuir o custo médio da geração, mas também por permitir que a complementaridade existente entre as fontes possa ser melhor explorada. A ação de redução é uma ação não estrutural e apenas contratual, mas está condicionada a negociações internacionais, à consolidação dos gasodutos brasileiros e da produção nacional e ao desenvolvimento de um mercado secundário de gás.

De qualquer forma, a associação entre a geração térmica e a geração hidráulica agrega benefício ao sistema no momento de afluência hidrológica baixa e eleva o custo de operação quando essa condição é alta, aumentando a confiabilidade do sistema. O benefício total dessa associação é avaliado e recebido isoladamente por cada agente de geração e depende não só da forma e preço de comercialização da energia como também da percepção e capacidade de absorção do risco inerente. Um gerador plenamente hidráulico deve estar disposto a pagar caro pela energia complementar numa situação de afluência baixa enquanto o gerador com perfil hidrotérmico deve estar disposto a arcar com o custo mais elevado nos cenários medianos e de afluência baixa.

A análise aqui executada privilegia a análise de custos, levando pouco em consideração o outro extremo da análise, a comercialização. Como trabalho complementar a esse, recomenda-se uma análise detalhada do efeito do preço e quantidade de energia vendida, expondo os riscos a que um gerador se submete na venda de sua energia.

Para uma correta avaliação de investimentos em geração térmica recomenda-se um estudo mais detalhado e criterioso dos ativos de geração, como as abordagens dinâmicas descritas em SILVEIRA (2001). Os valores tomados como base para a avaliação de custos são extraídos de fontes dispersas e a simulação da operação da usina térmica é simplificada, portanto é recomendável que numa avaliação específica sejam utilizados valores adequados e dimensionados para o caso.

Toda a análise aqui executada utiliza a mesma ferramenta básica do sistema elétrico brasileiro, o modelo Newave. Este modelo em sua simulação dos cenários futuros utiliza a repetição de séries históricas, criando séries dependentes que são tratadas como independentes. Sobre essas séries ditas “independentes” são feitas análises sobre a confiabilidade do sistema com a aceitação de um certo grau de risco. Neste caso, a forma de utilização das séries históricas pode estar produzindo um erro maior que o grau de risco aceito pelo sistema elétrico. Por isso, recomendam-se investigações futuras para melhorar a avaliação deste erro e dos seus efeitos.

O estudo aqui mostrado tem como foco a discussão de dificuldades e benefícios para a diversificação da matriz energética brasileira, utilizando uma das possíveis alternativas, a utilização de térmicas movidas a gás natural. Muitas outras formas de geração de energia podem ser empregadas nesta diversificação, como fontes de origem eólica, solar, biomassa e outras de origem térmica. Em função disto, podem existir diferentes tipos de complementaridade e de benefícios decorrentes. Para futuros estudos recomenda-se a avaliação de outras formas de diversificação da matriz energética brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

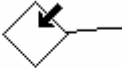

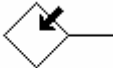
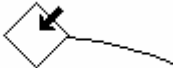


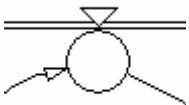

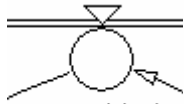
- AMARAL, João Alberto Arantes do e SBRAGIO, Ricardo. **A dinâmica do projeto: uma visão sistêmica das conseqüências de ações gerenciais**. São Paulo: Scortecci, 2003.
- ANP, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim mensal do gás natural, referência Maio/2005**. Brasília, 2005.
- AZOLA, Edson Prado e ANDRADE, José Flávio Martins de. Estado da arte das tecnologias de geração termelétrica (2): custos de geração no Brasil. **XV SNPTEE - Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica**. Foz do Iguaçu, 1999.
- BORN, Paulo Henrique e ALMEIDA, Álvaro Augusto de. Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços. **Seminário internacional da comissão de integração elétrica regional – CIER**. Quito, 1998.
- CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Relatório de informações ao público**. 2004.
- CECCHI, José Cesário. **Gás natural: competição e suprimento**, apresentação, 2002. Disponível na internet <http://www.anp.gov.br/palestras/SCG/2002/03_2002.pdf> Acesso em 25/07/2005.
- CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Especificação funcional, modelo Newave**. Rio de Janeiro: Cepel, s/d a (apostila).
- _____. **Manual de referência do modelo SUSHI-O**. Rio de Janeiro: Cepel, s/d b (apostila).
- FADIGAS, Eliane Aparecida Faria Amaral; REIS, Lineu Bélico dos e RAMOS, Dorel Soares. Comparação econômica entre o transporte de gás e linha de transmissão. **XV SNPTEE - Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica**. Foz do Iguaçu: 1999.
- GOMES, Ana Amélia de Conti **A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro**. Dissertação de Mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de produção da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis, 1998.
- GOMIDE, Francisco Luiz Sibut. **Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento de sistemas hidrelétricos**. Tese de professor titular de Universidade Federal do Paraná. Curitiba: UFPR, 1986.
- IPEA, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Texto para discussão nº 823 - participação da termogeração na expansão do sistema elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: IPEA, 2001.
- KELMAN, Jerson et al. **Modelo de series hidrológicas, manual de metodologia**. Rio de Janeiro: CEPEL, 1983
- LORA, Electo Eduardo Silva e NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa do (coordenadores). **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 2 volumes (1296 p.)


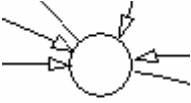

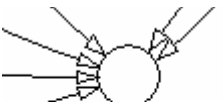
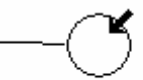
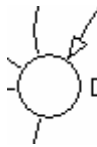

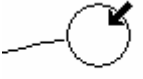
- MME, Ministério de Minas e Energia (BRASIL). **Relatório de progresso N°1**, Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Brasília: MME, 2002.
- _____. **Garantia física de energia e potência metodologia, diretrizes e processo de implantação. Nota técnica MME/SPD/05 – Portaria 282 de 28 de outubro de 2004.** Brasília: MME, 2004.
- MARZANO, Luiz Guilherme Barbosa. **“Otimização de portfólio de contratos de energia em sistemas hidrotérmicos com despacho centralizado”**. Tese de Doutorado PUC-Rio, programa de pós-graduação em engenharia elétrica. Rio de Janeiro, 2004.
- MIRANDA, Carlos Eduardo Trois de. Programa Termelétrico do Brasil. **FIIEE, Feira internacional da indústria elétrica e eletrônica.** Belo Horizonte, 2004. Disponível na internet em <www.abinee.org.br/informac/arquivos/234.pdf>. Acesso em 17/07/2005.
- MOHAPATRA, Pratap K.J.; MANDAL, Purnendu e BORA, Madhab C.. **Introduction to system dynamics modeling.** Hyderguda, Hyderabad: Universities Press India Ltd, 1984.
- MOROZOWSKI Filho, Marciano e SILVEIRA, Fabíola Sena Vieira. Planejamento Econômico-Financeiro de Empresas de Energia Elétrica: Uma Abordagem Adequada ao Ambiente Competitivo – **VI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica.** Salvador, 1998. Disponível na internet em <www.nuca.ie.ufrj.br/livro/estudos/silveirapeco.doc>. Acesso em 09/08/2005.
- NALEBUFF, B. J. e A. M. BRANDENBURGER, The right game: use of game theory to shape strategy, **Harvard Business Review**, Julho-Agosto 1995.
- _____. **Co-opetição.** Rio de Janeiro: Ed. Rocco, 1996.
- ORTEGA, Jéferson Meneguim. **“Gestão de centrais termelétricas a gn em ambiente competitivo: uma abordagem via dinâmica de sistemas”**. Tese de Doutorado UFSC, programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica. Florianópolis, 2001.
- PINHEL, Antonio Carlos da Costa. **Simulação de uma usina térmica a gás no novo contexto do setor elétrico brasileiro: uma análise risco x retorno.** Dissertação de Mestrado, programas de pós-graduação de engenharia da Universidade Federal Do Rio De Janeiro (UFRJ – COPPE). Rio de Janeiro, 2000.
- PORRUA, Fernando *et alli*. **Precificação e análise do risco de contratação de energia elétrica entre submercados no setor elétrico brasileiro.** Texto para discussão, programas de pós-graduação em economia da Universidade Federal Do Rio Grande do Sul (UFRGS). Porto Alegre, 2005. Disponível na internet em <http://www.ufrgs.br/ppge/pcientifica/2005_11.pdf>. Acesso em 05/09/2005.
- PORTER, Michael E. **Estratégia competitiva: técnicas para a análise de indústrias e da concorrência.** 7ª Edição. Rio de Janeiro: Elsevier, 1986.
- RAMOS, Dorel Soares, ENNES, Sergio Augusto W. e PAULA, Claudio Paiva de. Aspectos práticos e conceituais relativos à inserção de usinas termoelétricas a gás natural no parque gerador interligado sul/sudeste/centro-oeste brasileiro. **XIV SNPTEE - Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica.** Belém: 1997.

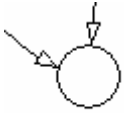
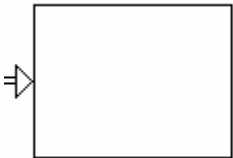

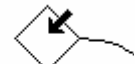

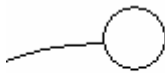

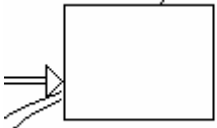

- SANTOS, Milena Mariano. “**Análise da relação entre o custo marginal de operação e alguns parâmetros característicos do Sistema Elétrico Brasileiro**”, Dissertação de Mestrado, Programa de pós-graduação em engenharia de recursos hídricos e ambiental, UFPR. Curitiba, 2002.
- SANTOS, Ubirajara J. dos. **GasVirtual - Histórico GNV**. Rio de Janeiro, s/d. Disponível na internet <www.gasvirtual.com.br/Historico.htm> Acesso em 30/06/2005.
- SCHÜFFNER, Cláudia. PPT depende do próximo governo, **Jornal Valor Online**, de 19/12/2002 Disponível na internet <www.energynews.efei.br/anterior/EEN-021206.htm>. Acesso em 01/08/2005.
- SENGE, Peter M. “**The fifth discipline: the art and practice of the learning organization**”, First Paperback Edition. Nova Iorque: Currency Doubleday, 1994.
- SILVEIRA, Fabíola Sena Vieira. “**Modelo integrado para avaliação de projetos de investimento no setor elétrico**”. Tese de Doutorado UFSC, programa de pós-graduação em engenharia elétrica. Florianópolis, 2001.
- TAMAROZI, Rodrigo. “**Identificação, modelagem e mitigação de riscos em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro**”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, UFPR. Curitiba, 2002.
- TOLMASQUIM, Maurício T., SOARES, J. Borgheti e ROGGIA, R. S.. Análise da substituição da eletricidade por gás natural no Rio de Janeiro em setores selecionados. **I CITINEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**. ANEEL: Brasília, 2001.
- UMBRIA, Fernando Camargo. “**Modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica no contexto do novo ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro**”, Dissertação de Mestrado, programa de pós-graduação em engenharia hidráulica e engenharia, UFPR. Curitiba, 1999.
- VAN DER HEIJDEN, K., **Scenarios: the art of strategic conversation**, Nova Iorque: John Wiley and Sons, 1996.
- VENTURA FILHO, A., ALBUQUERQUE, J. C. R. e ROSENBLATT, J.. A complementação térmica no sistema gerador brasileiro predominantemente hidroelétrico – conceituação, economicidade, dimensionamento e adequação. **IX SNPTEE - Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica**. Belo Horizonte: 1987.
- WACK, Pierre. Scenarios: uncharted waters ahead: **Harvard Business Review**, Setembro-Outubro 1985.


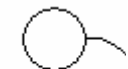






ANEXO I

Descrição das ferramentas do modelo em Dinâmica de Sistemas

Ferramenta Usada no Modelo	Informação Interna / Descrição
 Take or Pay	<p>70<<%>> (variável – valor único indicado via planilha eletrônica) / Taxa mínima de compra do gás, em função da QDC.</p>
 QDC	<p>74604,3<<MMBTU>> (variável - valor único indicado via planilha eletrônica) / Quantidade Diária Contratada de gás.</p>
 Ship or Pay	<p>95<<%>> (variável – valor único indicado via planilha eletrônica) / Taxa mínima de transporte do gás, em função da QDC.</p>
 Preço Distribuidora	<p>0,15<<USD/MMBTU>> (variável - valor único indicado via planilha eletrônica) / Preço de comissionamento.</p>
 Preço do Gás	<p>1,65<<USD/MMBTU>> (variável - valor único indicado via planilha eletrônica) / Preço da Commodity gás.</p>
 Preço Transporte	<p>1,13<<USD/MMBTU>> (variável - valor único indicado via planilha eletrônica) / Preço do transporte do gás.</p>
 Quantidade Contratada	<p>'a Contratar' / 1<<da>> / Quantidade de gás contratada diariamente</p>
<p>Contratado e Não utilizado</p> 	<p>0<<MMBTU>> (variável ao longo do processo) / Diferença entre a quantidade de gás que é contratado e o consumido.</p>
 Quantidade Consumida	<p>'Despacho Gás' / 1<<da>> / Quantidade de gás consumida diariamente.</p>

Ferramenta Usada no Modelo	Informação Interna / Descrição
 <p data-bbox="359 465 502 521">Quantidade Recuperada</p>	<p data-bbox="699 389 1353 501">'Quantidade Consumida' - 'Quantidade Contratada' / Quantidade diária de gás que é recuperado do reservatório virtual.</p>
 <p data-bbox="359 768 518 801">a Contratar</p>	<p data-bbox="699 539 1353 920"><code>IF('Despacho Gás' > ('Contratado e Não utilizado' + 'Take or Pay' * QDC); IF(('Despacho Gás' - 'Contratado e Não utilizado') > ('Take or Pay' * QDC); ('Despacho Gás' - 'Contratado e Não utilizado'); QDC * 'Take or Pay'; QDC * 0); QDC * 'Take or Pay'; 0 * QDC)</code> / Decisão diária da quantidade de gás a ser contratado.</p>
 <p data-bbox="359 1055 518 1111">Quantidade a Transportar</p>	<p data-bbox="699 954 1353 1099"><code>IF('Despacho Gás' > ('Ship or Pay' * QDC); 'Despacho Gás'; QDC * 'Ship or Pay'; QDC)</code> / Decisão diária da quantidade de gás a ser transportado.</p>
 <p data-bbox="327 1249 550 1305">Despesa Contrato de Gás</p>	<p data-bbox="699 1126 1353 1339">'Preço do Gás' * 'a Contratar' + 'Preço Transporte' * 'Quantidade a Transportar' + 'Preço Distribuidora' * QDC / Total Diário das despesas relativas apenas ao contrato de compra de gás.</p>
 <p data-bbox="359 1447 534 1480">Despacho MW</p>	<p data-bbox="699 1373 1353 1485">440 <<MW>> (variável - valor diário indicado via planilha eletrônica) / Quantidade diária de energia que a usina deve produzir</p>
 <p data-bbox="391 1592 566 1626">Despacho Gás</p>	<p data-bbox="699 1529 1353 1664">'Despacho MW' * (74619,28 <<MMBTU>> / 500 <<MW>>) / Quantidade diária de gás que a usina deve consumir para suprir o despacho elétrico</p>
 <p data-bbox="359 1787 518 1821">Produção MW</p>	<p data-bbox="699 1709 1353 1821">'Despacho Gás' * (500 <<MW>> / 74619,28 <<MMBTU>>) / Quantidade diária de energia que a usina produz</p>
 <p data-bbox="359 1955 534 1989">Preço Energia</p>	<p data-bbox="699 1877 1353 1989">30 <<USD>> (variável - valor diário indicado via planilha eletrônica) / Preço diário da energia vendida.</p>

Ferramenta Usada no Modelo	Informação Interna / Descrição
 <p>Receita</p>	<p>'Produção MW' * 'Preço Energia' / (1<<MW>> * 1<<da>>) / Receita relativa à venda de energia produzida</p>
 <p>Usina</p>	<p>0<<MMBTU>> (variável ao longo do processo) / Quantidade total de gás consumido pela usina térmica ao longo do processo.</p>
 <p>Custo Variável</p>	<p>1,5<<USD/MW>> (variável – valor único indicado via planilha eletrônica) / Custo variável de MWh da planta, exceto gás (O&M).</p>
 <p>Custo Fixo</p>	<p>16400<<USD/da>> (variável – valor único indicado via planilha eletrônica) / Custo fixo diário da planta, exceto contrato gás (O&M).</p>
 <p>Despacho MW</p>	<p>Ocorrência repetida na segunda guia do processo, indicando sempre valores idênticos ao de entrada.</p>
 <p>Despesa Contrato de Gás</p>	<p>Ocorrência repetida na segunda guia do processo, indicando sempre valores idênticos ao cálculo na primeira guia.</p>
 <p>Despesa Diária</p>	<p>'Despesa Contrato de Gás' / 1<<da>> + 'Custo Fixo' + 'Custo Variável' * 'Despacho MW' / 1<<hr>> / Somatório diário das despesas de toda a planta.</p>
 <p>Despesa Acumulada</p>	<p>0<<USD>> / Total das despesas realizadas ao longo do processo.</p>
 <p>Início do Período - Desp</p>	<p>SAMPLE('Despesa Acumulada' - 'Despesa Diária' * 1<<da>>; STARTTIME + 1<<mo>> + 1<<da>>; + 1<<mo>>) / Sinalizador do valor de despesa ao início do período totalizador (mês).</p>

Ferramenta Usada no Modelo	Informação Interna / Descrição
 <p>Despesa no Período</p>	<p><code>SAMPLE('Despesa Acumulada'-'Início do Período - Desp';</code> <code>STARTTIME;+1<<mo>>)</code> / Sinalizador do valor de despesa realizada durante o último período totalizador (mês).</p>
 <p>Receita</p>	<p>Ocorrência repetida na segunda guia do processo, indicando sempre valores idênticos ao cálculo na primeira guia.</p>
 <p>Receita Diária</p>	<p><code>Receita*24</code> / Receita diária oriunda da venda de energia..</p>
 <p>Receita Acumulada</p>	<p><code>0<<USD>></code> / Total das receitas ao longo do processo.</p>
 <p>Início do Período - Rec</p>	<p><code>SAMPLE('Receita Acumulada'-'Receita Diária'*1<<da>>;</code> <code>STARTTIME+1<<mo>>+1<<da>>;+1<<mo>>)</code> / Sinalizador do valor de receita ao início do período totalizador (mês).</p>
 <p>Receita no Período</p>	<p><code>SAMPLE('Receita Acumulada'-'Início do Período - Rec';</code> <code>STARTTIME;+1<<mo>>)</code> / Sinalizador do valor de receita durante o último período totalizador (mês).</p>
 <p>Fluxo de Caixa</p>	<p>'Receita no Período'-'Despesa no Período' / Diferença entre receitas e despesas ao longo do período totalizador (mês), formando um fluxo de caixa no decorrer do processo.</p>
 <p>Caixa</p>	<p>'Receita Acumulada'-'Despesa Acumulada' / Diferença entre receitas e despesas ao longo do processo.</p>