



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GEC 06
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GEC**

**GÁS NATURAL LIQUEFEITO: ANÁLISE DE OPORTUNIDADES E DESAFIOS NA INTEGRAÇÃO E
GERÊNCIA DE CONTRATOS DE SUPRIMENTO DE GÁS FLEXÍVEL**

Rafael Kelman Luiz Augusto Barroso* Bernardo V. Bezerra Mario V. F. Pereira

PSR Consultoria

RESUMO

O custo do GNL é normalmente superior ao de outras opções energéticas. Entretanto, sua inclusão no Brasil pode ser justificada pelo baixo fator de capacidade das usinas térmicas flexíveis, da ordem de 30%. Como o GNL pode ser comprado quando necessário (ex: desequilíbrio conjuntural entre oferta e demanda ou ano seco), ainda que seu custo "unitário" seja mais elevado, pode ser uma opção mais econômica que a alternativa de investir pesadamente numa infra-estrutura que estará ociosa na maior parte do tempo. Um desafio para o setor elétrico é coordenar o despacho das térmicas feito pelo ONS com a encomenda dos navios metaneiros que transportam o GNL. Neste contexto, o uso de *reservatórios virtuais* pode ser excelente instrumento para equacionar esta questão. A idéia é simples: as usinas térmicas podem gerar energia na chegada de um carregamento de GNL, mesmo que o ONS não solicite seu despacho. A energia (pré-gerada) desloca geração hidrelétrica e é armazenada nos reservatórios do sistema. Posteriormente, o proprietário da usina pode optar por debitar de sua "conta", uma energia despachada pelo ONS, ao invés de gerá-la. Neste contexto, a encomenda dos navios metaneiros é tema estratégico para as usinas térmicas que utilizarão GNL importado. O preço do contrato e a garantia de entrega do GNL dependem da antecedência com que o pedido é feito. Quanto maior a antecedência, menor o preço. O problema consiste em definir a encomenda de navios metaneiros tomando-se em consideração a utilização do reservatório virtual, o preço do gás no mercado internacional e a previsão de despacho térmico do ONS. Este será o tema central deste artigo. Apresenta-se um modelo de programação mista linear-inteira para otimizar as encomendas dos metaneiros. Um estudo de caso é apresentado a partir de simulação energética feita com o PMO de março de 2007 para ilustrar a programação de compras de GNL para um conjunto de usinas térmicas a gás natural no Sudeste.

PALAVRAS-CHAVE

Gás Natural Liquefeito, Planejamento energético, Integração gás-energia, Reservatório virtual.

1.0 - INTRODUÇÃO

O gás natural (GN) é uma das fontes mais promissora para o atendimento da demanda energética mundial, principalmente com forte redução dos custos de liquefação e transporte e ampliação do mercado, com um crescente número de países vendedores e compradores. Os principais usos são como fonte de calor industrial e para a geração de energia elétrica. Neste último caso, houve forte crescimento a partir do desenvolvimento da tecnologia de geração a ciclo combinado (CC-GN), na década de 1980. Além de eficiente, a opção CC-GN é competitiva em módulos bem menores que de outras tecnologias, como o carvão. Esta atenuação da economia de escala no setor de geração contribuiu para a criação dos mercados de energia elétrica, que transformaram profundamente o setor elétrico mundial e integraram os setores de GN e eletricidade (1).

No Brasil, a entrada do GN na matriz energética ocorreu de forma mais agressiva no final da década de 1990, com a construção do gasoduto Brasil-Bolívia e desenvolvimento de campos de produção locais. O consumo de GN para uso industrial e automotivo cresceu a taxas bastante expressivas e maiores que a taxa de crescimento da oferta, graças a políticas de incentivos tributários e maior competitividade. No setor elétrico, a capacidade instalada térmica a gás também cresceu rapidamente: o Brasil possui hoje cerca de 8.000 MW instalados movidos à GN.

A questão do suprimento de gás natural para geração térmica tem sido objeto de preocupação das autoridades desde a concepção do novo modelo do Setor Elétrico. O recente (2006) “teste de despacho” das usinas térmicas a gás por determinação da Aneel revelou que cerca de 50% da capacidade testada na regiões Sul/Sudeste-Centro Oeste não conseguiu produzir energia por insuficiência deste combustível (2). Num esforço para aumentar a oferta de gás natural no país, recentemente (2006) a Petrobras anunciou a construção de estações de regaseificação para importar gás natural liquefeito (GNL) a partir de 2009 nas regiões Sudeste e Nordeste (3).

O sistema de suprimento de gás natural liquefeito é composto por três componentes principais: a estação de *liquefação*, onde a temperatura do gás natural é reduzida a -161° C tornando-o líquido e com uma redução de volume de cerca de 600 vezes; o *transporte marítimo*, formado por navios metaneiros que levam o GNL das unidades de liquefação aos pontos de regaseificação; e as *unidades de regaseificação*, responsáveis pela transformação do GNL em gás natural. Embora o mercado de GNL ainda esteja em desenvolvimento em escala internacional, seu crescimento é expressivo, com rápida maturação tecnológica e redução significativa no custo de liquefação, transporte e regaseificação.

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

Tradicionalmente financiado pelo mercado consumidor através de contratos de suprimento de longo prazo, recentemente observa-se uma ampliação no leque de opções de contratação, com prazos menores e aumento de flexibilidade. Com isso, os navios com entrega de GNL podem ser contratados conforme as necessidades de consumo, e têm, portanto, o potencial de *flexibilizar* o suprimento de gás natural para termelétricas e demais clientes. Desta forma, o custo final para o consumidor da energia térmica produzida a partir de GNL pode se tornar mais atrativo¹. A razão é que o suprimento flexível de gás propiciado pelo GNL permite que as térmicas sejam utilizadas em regime de complementação à produção hidroelétrica economizando combustível fóssil. De fato, a Petrobras anunciou a intenção de contratar o GNL para suprir o mercado brasileiro de forma flexível.

Embora o GNL possa propiciar a flexibilidade no suprimento de gás às térmicas, uma característica importante é que seu preço (*commodity*) depende fortemente da antecedência do pedido. Por exemplo, uma encomenda de GNL feita com um ano de antecedência normalmente pode ter um preço fixo, pois o vendedor tem a possibilidade de contratar “hedges” adequados contra as oscilações de preços internacionais, que possuem forte volatilidade. Já uma encomenda de GNL feita com poucas semanas de antecedência tem um preço superior ao das referências usuais, associado ao custo de oportunidade do deslocamento deste gás em relação ao seu mercado de destino e acrescido de uma “taxa de urgência”. Por exemplo, uma solicitação de GNL para o “mês seguinte” pode envolver o deslocamento de um navio cujo destino é o mercado americano (EUA) e com preço de referência associado ao Henry Hub. Neste caso, o preço ao mercado brasileiro seria, no mínimo, o custo de oportunidade deste gás (preço do Henry Hub) adicionado de um spread.

Neste contexto, um problema de decisão importante para o comprador de GNL consiste em determinar a programação do envio dos navios a cada ano de forma a atender a demanda de gás e minimizar o custo de compra do insumo. Este problema torna-se mais complexo devido à característica do consumo de gás natural pelo setor elétrico, que é potencialmente elevado e possui forte componente de incerteza, dependendo de condições de suprimento, tais como a energia armazenada nos reservatórios, as condições hidrológicas e o balanço entre oferta e demanda. Ademais, o Operador Nacional do Sistema (ONS) tem a prerrogativa de acionar as térmicas sem aviso prévio.

À primeira vista, a única maneira de conciliar este conflito entre antecedência na encomenda do combustível e incerteza quanto ao momento de despacho da térmica seria a construção de reservatórios físicos de armazenamento de GNL. Porém, o custo destes reservatórios pode ser muito elevado, de maneira a permitir que a capacidade de armazenamento de gás seja suficiente para abastecer o período de operação das térmicas, que pode ser de alguns meses. É neste ponto que surge o conceito de um *reservatório virtual*: ao invés de armazenar o gás em um reservatório *físico*, para posteriormente gerar a energia elétrica, uma possibilidade é pré-gerar esta energia elétrica tão logo cheguem as cargas previamente programadas de GNL e armazenar esta energia sob a forma de água nas usinas hidroelétricas do sistema como *créditos de energia* para futuro uso das térmicas. Desta forma, seriam compatibilizadas as necessidades do despacho e a lógica do suprimento do GNL. O conceito de

¹ A inserção térmica no Brasil ocorreu baseada em contratos de suprimento de gás *inflexível*, com cláusulas de *take or pay* e *ship or pay*, que correspondem a pagamentos fixos ao produtor e transportador de gás, respectivamente. Este modelo comercial não é o ideal: o benefício da operação e sinergia hidrotérmica não é aproveitado e o custo final desta tecnologia fica mais elevado.

reservatório virtual foi introduzido nas regras de mercado do Brasil pela Resolução Normativa Aneel REN Nº 237.

O objetivo deste artigo é estudar o problema da programação das necessidades de compra de GNL. O objetivo é minimizar seu custo de aquisição, considerando as características dos contratos de gás (taxa de urgência conforme proximidade do pedido), incerteza hidrológica, incerteza de preços de gás no mercado internacional (base para as compras de GNL) e a possibilidade de um reservatório virtual.

O restante do artigo está organizado de forma a discutir o conceito de armazenamento virtual, apresentar um modelo de otimização para formular estratégia de compra de GNL e ilustrar a aplicação do modelo para o sistema brasileiro.

2.0 - GNL E O ARMAZENAMENTO VIRTUAL DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A expectativa de uma encomenda de GNL para consumo de gás para despacho térmico pode ser “frustrada” por ocorrência de hidrologias mais favoráveis que as esperadas. Neste caso, o gás natural solicitado não seria mais necessário após a chegada do navio metaneiro às estações de regaseificação. De maneira simétrica, hidrologias menos favoráveis que as esperadas podem conduzir a uma necessidade de despacho térmico “imediato”, sem que haja tempo suficiente para a chegada do navio com o combustível necessário.

Um interessante mecanismo para aliviar este problema é encontrado na própria característica física do sistema hidroelétrico brasileiro: a existência de reservatórios com grande capacidade de acumulação fornece uma flexibilidade de armazenamento que poderia ser utilizada pelas usinas térmicas para armazenar, sob forma de água, o gás natural trazido e não utilizado através de um “despacho forçado”. Neste caso, as usinas térmicas ficariam com um crédito de gás natural armazenado nos reservatórios das hidroelétricas sob forma de água, ou seja, o armazenamento hidroelétrico poderia ser utilizado como “buffer” pelas térmicas para permitir o armazenamento de gás natural não utilizado (6).

Os passos a seguir descrevem uma versão simplificada do esquema de reservatório virtual:

- (1) Suponha que acabou de chegar um navio de GNL suficiente para abastecer 2 mil MW médios de geração térmica por uma semana. Suponha também que o ONS anunciou que pretende despachar 50 mil MW médios de hidrelétricas na próxima semana.
- (2) A termelétrica notifica o ONS que pretende pré-gerar 2 mil MW médios; o ONS reprograma a geração das hidrelétricas para 48 mil MW médios, para acomodar a pré-geração da térmica.
- (3) O ONS contabiliza o esvaziamento dos reservatórios *como se* as hidrelétricas tivessem gerado os 50 mil programados. Em outras palavras, o volume *físico* de água armazenado nos reservatórios será maior do que o volume *contábil* armazenado.
- (4) A diferença entre o armazenamento físico e o contábil (que corresponde aos 2 mil MW médios pré-gerados) é creditada à térmica como uma *opção de energia* (“call option”) que pode ser exercida a qualquer momento.
- (5) Finalmente, suponha que algum tempo depois o ONS anuncia que pretende despachar 48 mil MW médios de energia hidrelétrica e 2 mil MW médios de térmica. Como mencionado, a térmica pode decidir gerar fisicamente (se, por exemplo, um novo navio de GNL tiver recém-chegado) ou exercer a opção de usar a energia armazenada. Neste caso, a térmica faz o procedimento inverso do item (2): notifica ao ONS que vai utilizar sua energia armazenada, e o ONS reprograma a geração das hidrelétricas para 50 mil MW médios.

O grande risco para o produtor térmico neste arranjo é o vertimento de água do reservatório físico: neste caso, a energia hidrelétrica “contábil” será vertida antes da energia “física”.

É interessante observar que já existe no Setor Elétrico Brasileiro um reservatório virtual em operação. No chamado Acordo de Recomposição de Lastro, a Petrobras gera energia nas térmicas da região Sudeste e a armazena como créditos de energia no reservatório de Sobradinho, na região Nordeste. O esquema descrito neste artigo é uma extensão deste conceito para todas as térmicas, todas as hidroelétricas e com flexibilidades adicionais. A ANEEL abriu a possibilidade de uso deste conceito na Resolução Normativa Nº 237/2006.

Naturalmente, o procedimento a ser implementado envolve aspectos mais complexos e não abordados neste artigo. Entretanto, a utilização do armazenamento *virtual* permite, através de uma operação de *swap*, acomodar a necessidade de encomendar com antecedência o GNL *sem afetar* a política ótima de operação do sistema. A vantagem é propiciar a entrada do suprimento de gás flexível e a possibilidade de elaborar *estratégias* para a redução de seu custo. Este tópico é discutido na próxima seção.

3.0 - OTIMIZAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DE CONTRATAÇÃO DE GNL

O problema de decisão essencial consiste em determinar a programação do envio dos navios que trazem o GNL em cada ano de forma a atender a demanda de gás e minimizar o custo de compra do insumo. Como discutido anteriormente, este problema é complexo devido à característica do consumo de gás natural pelo setor elétrico,

que depende do despacho feito pelo ONS. Este despacho é incerto, na medida em que depende da hidrologia, sendo pouco previsível conforme nos distanciamos das condições atuais. Na seção anterior mostrou-se que o esquema de reservatórios virtuais poderia conciliar esta dicotomia.

Os preços do gás natural que servem de base para os contratos de gás, como os preços do *Henry Hub*, também possuem forte incerteza e volatilidade, muitas vezes associadas a condições climáticas e às condições de oferta e demanda local. No caso do Brasil, o preço das compras a vista e futura no mercado de gás serão indexadas ao preço do Henry Hub (Bacia Atlântica).

A figura a seguir ilustra os componentes e o fluxo de informações para a otimização da encomenda dos navios tanqueiros de GNL. O primeiro bloco, representado pela parte superior da figura, é responsável pela simulação energética da operação do sistema elétrico de acordo com a metodologia vigente. Deste modelo, são produzidos três resultados de interesse em cada mês e para cada cenário hidrológico analisado: geração térmica, energia armazenada em cada sistema e energia armazenável máxima. Observe que a diferença entre a energia armazenável máxima e a energia armazenada é o espaço que dispõem as térmicas a gás natural para “estocarem” suas produções energéticas para uso oportuno.

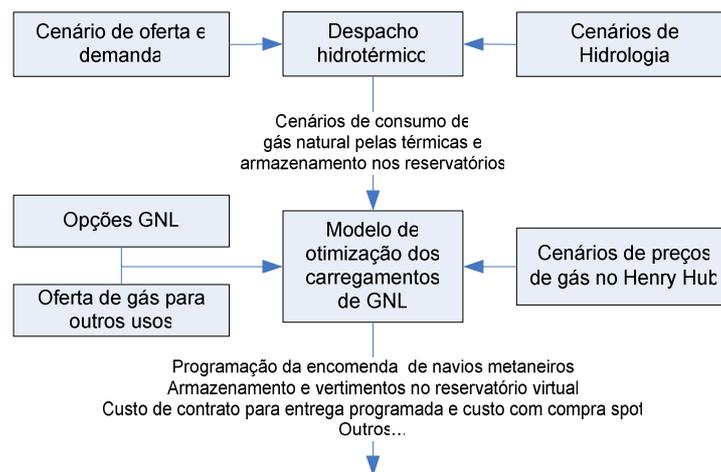


FIGURA 1 – Otimização da Estratégia de compra de GNL

Estes resultados são “enviados” ao segundo bloco, representado na parte inferior da figura, que consiste no modelo de otimização responsável pelas decisões de “scheduling” do GNL. O modelo determina qual a programação dos navios de GNL a ser realizada para o ano corrente, utilizando a capacidade de armazenamento das hidroelétricas. O objetivo é minimizar o custo de compra do GNL importado considerando a incerteza no consumo térmico e no preço do gás natural no *Henry Hub* e capacidade de regaseificação. Além das encomendas para o ano, pode-se incluir no modelo a compra *spot* de carregamentos de GNL para, por exemplo, atender a condições críticas de suprimento (grande geração das usinas térmicas). Obviamente, que a opção de compra destes carregamentos estará limitada ao mercado *spot* de GNL (restrição de liquidez) e seu custo dependerá do preço do gás no Henry Hub, acrescido de uma “taxa de urgência”.

O problema é estocástico. As demandas de gás termoelétrico dependem do despacho do ONS, que por sua vez depende das condições hidrológicas, o *tamanho* do “reservatório virtual” para armazenamento de gás também é aleatório por depender da diferença entre a máxima energia armazenada nos reservatórios e a energia efetivamente armazenada em cada cenário simulado, em cada etapa. O principal risco para os proprietários térmicos é o vertimento: a energia das térmicas a gás que havia sido “estocada” será a primeira a ser vertida (subtraindo o saldo de seu proprietário) caso o reservatório encha. O critério da ordem de vertimento pode ser tão simples como cronológico (o último a estocar é o primeiro a verter), ou mais elaborado, por exemplo, através de leilões onde os proprietários declarariam o quanto estariam dispostos a pagar para não verterem suas energias. Os proprietários que fizeram as menores ofertas seriam os primeiros a verter, e os de maior oferta os últimos.

Por último, tem-se como entrada para o modelo uma lista de contratos candidatos para a compra do GNL com parâmetros tais como duração, carência, número de navios solicitados em cada mês e correspondente preço, que pode até incluir um seguro contra oscilações do preço do Henry Hub do na data da entrega do GNL.

Estes elementos constituem os dados de entrada para o problema da determinação ótima das encomendas dos navios de GNL para abastecer o mercado termoelétrico, supondo o despacho do ONS e a possibilidade de um armazenamento prévio da energia gerada fora de mérito para utilização oportuna.

4.0 - MODELO MATEMÁTICO

Em princípio, vários contratos de suprimento de gás com prazos, volumes mensais, carências e preços diferenciados podem existir. Entretanto, por simplicidade, analisaremos um único formato de contrato com as seguintes características: a encomenda é feita ao início do ano, definindo o número de carregamentos para os próximos 12 meses de navios tanqueiros de GNL com capacidade de 130 mil m³. O preço do contrato depende somente do número de encomendas feitas em cada mês.

Além do carregamento encomendado ao início do ano, as seguintes ações podem ser tomadas: compra de metaneiros no mercado *spot* de GNL (pagando uma taxa de urgência elevada a ser aplicada ao preço do Henry Hub vigente) e utilização de energia previamente estocada no reservatório virtual.

O modelo matemático de otimização de compras de GNL é dado pelo seguinte modelo linear-inteiro:

$$Z = \text{Min } k_1 \cdot \sum_{t=1}^T c_t x_t + \frac{k_1 k_2}{S} \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T (\pi_{t,s} \cdot q_{t,s}) + \frac{C_\delta}{S} \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \delta_{t,s} \quad (1)$$

$$e_{t+1,s} = e_{t,s} + x_t \cdot k_3 - r_{t,s} - h_{t,s} - b_{t,s} \quad \forall t, s \quad (2)$$

$$e_{1,s} \leq e_0 \quad \forall s \quad (3)$$

$$e_{t,s} \leq \bar{v}_t - v_{t,s} \quad \forall t, s \quad (4)$$

$$r_{t,s} + q_{t,s} \cdot k_3 + \delta_{t,s} = \sum_{j \in G} g_{j,t,s} \quad \forall t, s \quad (5)$$

$$q_{t,s} \leq \tilde{Q}_t \quad \forall t, s \quad (6)$$

$$x_t + q_{t,s} \leq \hat{Q}_t \quad \forall t, s \quad (7)$$

$$x_t \in \mathbf{X}_+ \quad \forall t \quad (8)$$

onde:

Z	Valor esperado do custo dos carregamentos e compras no mercado à vista (Milhões US\$)
c_t	Custo de um carregamento de GNL comprado no início do ano para entrega no estágio t (US\$/MMBTU).
x_t	Número de navios (tanqueiros) encomendados no início do ano para entrega no estágio t . Variável de decisão inteira.
k_1	Montante energético de um carregamento de GNL (bilhões de BTU). Se o volume de GNL transportado é y m ³ , $k_1 = 0.001 \times y \times 23.12$, onde 23.12 é o conteúdo energético de 1 m ³ de GNL (em milhões de BTU), supondo taxa de compressão de 610:1 e 1075 Btu por pé cúbico de vapor. Para um navio de 130 mil m ³ , tem-se que $k_1 = 3$.
k_2	Taxa de urgência para entrega imediata de carregamento de GNL. Fator multiplicativo (>1) para preço da compra imediata (<i>spot</i>) do GNL em relação ao spot do Henry Hub. Ex: $k_2 = 1.5$
k_3	Fator de conversão de um carregamento GNL para GWh (suposto igual a 360 GWh/tanqueiro). Um tanqueiro transporta 130,000 m ³ de GNL comprimido 610:1 (79,3 MMm3 gaseificado). Supondo consumo térmico de 220 m ³ /MWh (média ponderada de 75% da capacidade térmicas operando a ciclo combinado e 25% em ciclo aberto), este navio transporta 360 GWh de energia térmica, suficiente para uma 1,000 MW de usinas térmicas operarem por uns 15 dias.
$\pi_{t,s}$	Preço do gás no Henry-Hub no estágio t , cenário s (US\$/MMBTU)
$q_{t,s}$	Compra de GNL para entrega imediata (spot) no estágio t , cenário s . Variável de decisão (quantidade de navios).
$\delta_{t,s}$	Energia despachada e não atendida pelo ONS (MWh)
C_δ	Custo (penalidade) por violação do despacho térmico (\$/MWh)
$g_{j,t,s}$	Geração da térmica j determinada pelo ONS para o estágio t , cenário s . Dado de entrada, oriundo de simulação da operação do sistema elétrico (GWh).
$\bar{v}_t - v_{t,s}$	Tamanho disponível para o reservatório virtual. Diferença entre a energia armazenada máxima e a energia armazenada no reservatório equivalente no estágio t , cenário s . Dado de entrada, oriundo de simulação da operação do sistema feita pelo ONS (GWh).
$b_{t,s}$	Energia vertida pelas térmicas no reservatório virtual no estágio t , cenário s (GWh)
$r_{t,s}$	Retirada de energia do reservatório virtual no estágio t , cenário s . Variável de decisão (GWh).
$e_{t,s}$	Energia armazenada no reservatório virtual no estágio t , série s . Variável de decisão (GWh)

A função objetivo do modelo de otimização visa minimizar a soma de três parcelas: (i) valor do custo de compra de GNL via contrato com entregas nos doze meses subseqüentes, (ii) valor esperado do custo com encomendas de tanqueiros no mercado *spot* de GNL e (iii) valor esperado do custo das penalizações por não atendimento energético do despacho determinado pelo ONS. A restrição (2) representa o balanço de gás armazenado no reservatório virtual, (3) representa o volume energético estocado ao início do estudo; (4) representa o espaço para armazenamento energético no reservatório virtual; (5) representa o atendimento da energia térmica a gás natural despachada pelo ONS; (6) representa o número de encomendas de tanqueiros no mercado *spot* de GNL (restrição de liquidez); (7) é o número de encomendas de tanqueiros (restrição do terminal de regaseificação) e (8) indica que o número de encomendas de navios é uma variável inteira.

O problema (1)-(8) é formulado e resolvido pelo pacote Xpress MIP, da Dash Optimization (4).

5.0 - ESTUDO DE CASO

Aplicou-se o modelo descrito na seção anterior para a configuração do PMO de Março de 2007. O objetivo é verificar a estratégia de programação de compra de GNL ao longo de um ano. Por simplificação, admitiu-se que todas as usinas térmicas a gás do Sudeste foram consideradas como “usuárias” do GNL:

Eletrobolt	Norte Fluminense	R.Silveira	Três Lagoas
Ibiritermo	Nova Piratininga	Termo Macaé	W.Arjona G
Juiz De Fora	Pirat.12 Gás	Termorio	CCBS

Adicionalmente, admitiu-se uma capacidade de regaseificação do GNL de $16 \text{ MMm}^3/\text{dia}$ para, que limita o número de encomendas que podem ser feitas em cada mês a 6 carregamentos (eq.7).

A Figura 2 mostra os preços no mercado de futuros do Henry Hub negociado na NYMEX (5). De forma a representar a incerteza, foram gerados 200 cenários de preços do Henry Hub aplicando-se perturbações aleatórias sobre o preço futuro da figura abaixo.

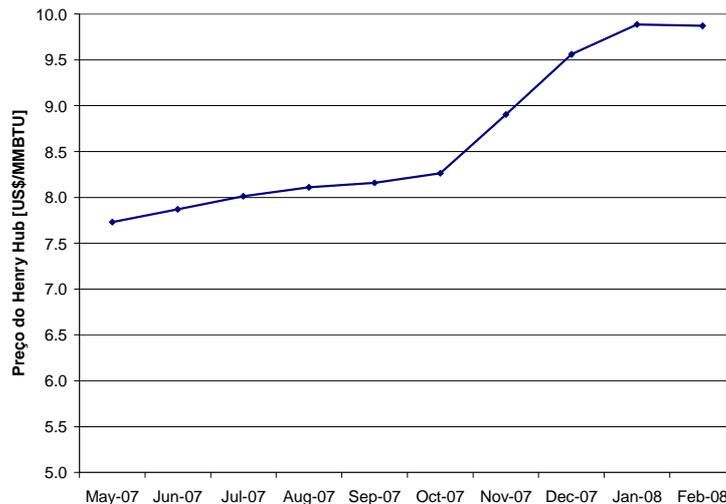


FIGURA 2 – Preços do Henry Hub no mercado de futuros da NYMEX

A Figura 3 mostra o espaço disponível para as térmicas no reservatório virtual, dado pela diferença entre a energia armazenável máxima e a energia armazenada. A figura mostra o valor médio e os percentis 25% e 75%. Observa-se que há pouco espaço disponível nos meses iniciais, em função do grande armazenamento verificado em 03/2007.

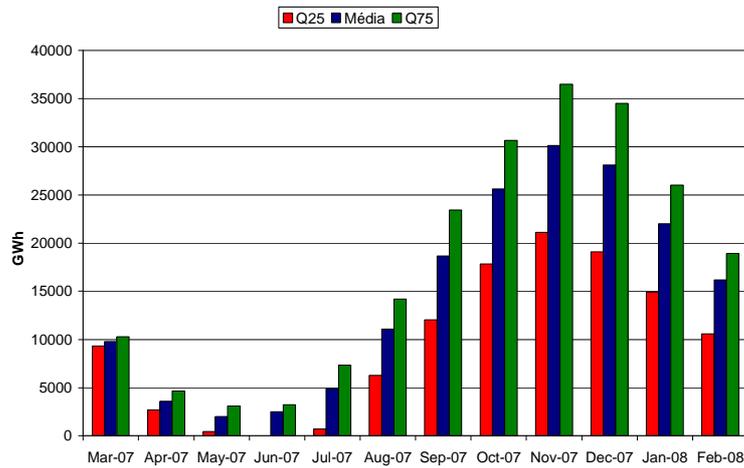


FIGURA 3 – Espaço disponível médio e percentis no reservatório virtual

A figura 4 mostra a encomenda mensal de navios metaneiros com capacidade de 130 mil m³ de GNL. Como a hipótese é que todas as térmicas relacionadas despachariam utilizando GNL importado, observa-se um carregamento para atender ao despacho logo no primeiro mês.

Encomenda de tanqueiros de GNL (130 mil m3)

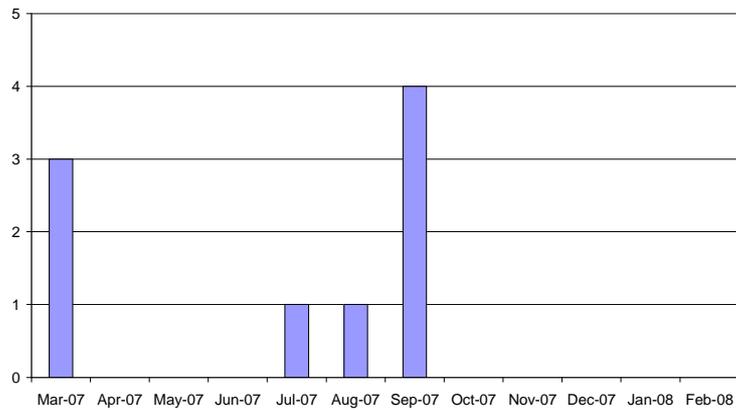


FIGURA 4 – Encomenda de navios metaneiros

A Figura 5 mostra o armazenamento de energia no reservatório virtual. Além do valor médio, exibe os percentis de 25% e 75%. Percebe-se enchimento do volume logo após o carregamento de quatro tanqueiros feito em setembro. Observa-se pela Figura 3 também ser possível acomodar esta energia no reservatório virtual. Na realidade, pequena fração do espaço disponível seria utilizada.

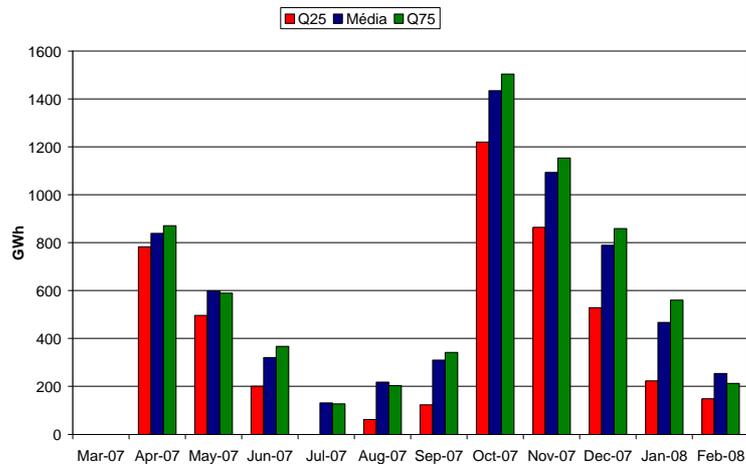


FIGURA 5 – Armazenamento de energia no reservatório virtual

Por fim, a Figura 6 apresenta o vertimento médio de energia do reservatório virtual. Observa-se que o vertimento é maior no mês de Maio (final do período úmido, quando os reservatórios estão cheios).

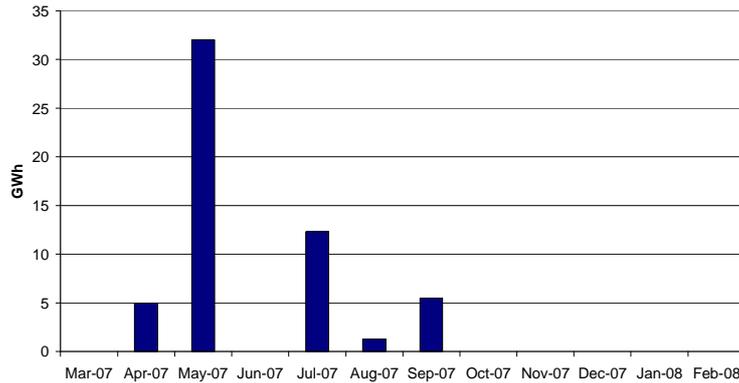


FIGURA 6 – Vertimento médio de energia no reservatório virtual

6.0 - CONCLUSÃO

Os reservatórios virtuais são interessantes instrumentos para flexibilizar a operação das usinas térmicas e compatibilizar o suprimento de GNL no país. Como visto há um problema de decisão sob incerteza associado à compra do GNL. Este artigo propõe uma formulação e a ilustra com exemplos do sistema Brasileiro. O grande risco para o produtor térmico neste arranjo é o vertimento de água do reservatório físico: neste caso, a energia hidrelétrica “contábil” será vertida antes da energia “física”. Portanto, é necessária uma gestão cuidadosa dos “estoques” de energia armazenada nestes reservatórios virtuais. Observe que esta gestão pode ser feita através de modelos de otimização probabilística semelhantes a modelos de gestão de “portfolio” da área financeira.

Adicionalmente à importância discutida neste trabalho, o esquema de reservatórios virtuais possui outros aspectos atrativos: (i) a energia assim armazenada poderia ser usada posteriormente pelas usinas térmicas para compensar eventuais indisponibilidades por falta de combustível e mesmo por falhas em equipamentos, o que permitirá que as usinas térmicas e seus fornecedores de combustíveis possam cumprir plenamente as determinações do MME e da ANEEL sem perder sua viabilidade; (ii) permitirá incorporar toda essa informação no processo de otimização através de decisões individuais dos geradores térmicos, permitindo a redução dos seus custos (e portanto contribuindo para a modicidade tarifária) e fazem com que os agentes térmicos sejam os únicos a correr os riscos associados a essas decisões; (iii) o armazenamento virtual também dará um incentivo importante para o melhor uso da infra-estrutura atual de produção e logística de gás. Por exemplo, se o consumo de gás de uma distribuidora diminui no fim de semana, ela pode aproveitar a “folga” de produção e transporte para oferecer o combustível a preços reduzidos para as usinas térmicas, que o armazenariam como energia nos reservatórios das hidrelétricas. Finalmente, seria também possível aproveitar os períodos conjunturais de redução de preços de GNL nos mercados internacionais para comprar e “estocar” o gás.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Hunt, S.; Shuttleworth, G., *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons Inc, 1996.
- (2) Aneel - Resolução Normativa 237. Disponível em www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006237.pdf
- (3) Petrobras - Plano de Negócios 2007-2011. Disponível em: www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/ConfTelefonicas/pdf/PlanoNegocios20072011_Port.pdf
- (4) Xpress 2005b, Dash Optimization (<http://www.dashoptimization.com/>)
- (5) Preços do Henry Hub (Nymex) disponíveis em <http://data.tradingcharts.com/futures/quotes/NG.html>
- (6) Tavares, M.; Kelman, R. “A flexibilidade operacional das térmicas e os reservatórios virtuais”, Revista Custo Brasil, Ano 2, no. 7. Fev./Março 2007 Disponível em <http://www.revistacustobrasil.com.br/pdf/07/REP%2005.pdf>