

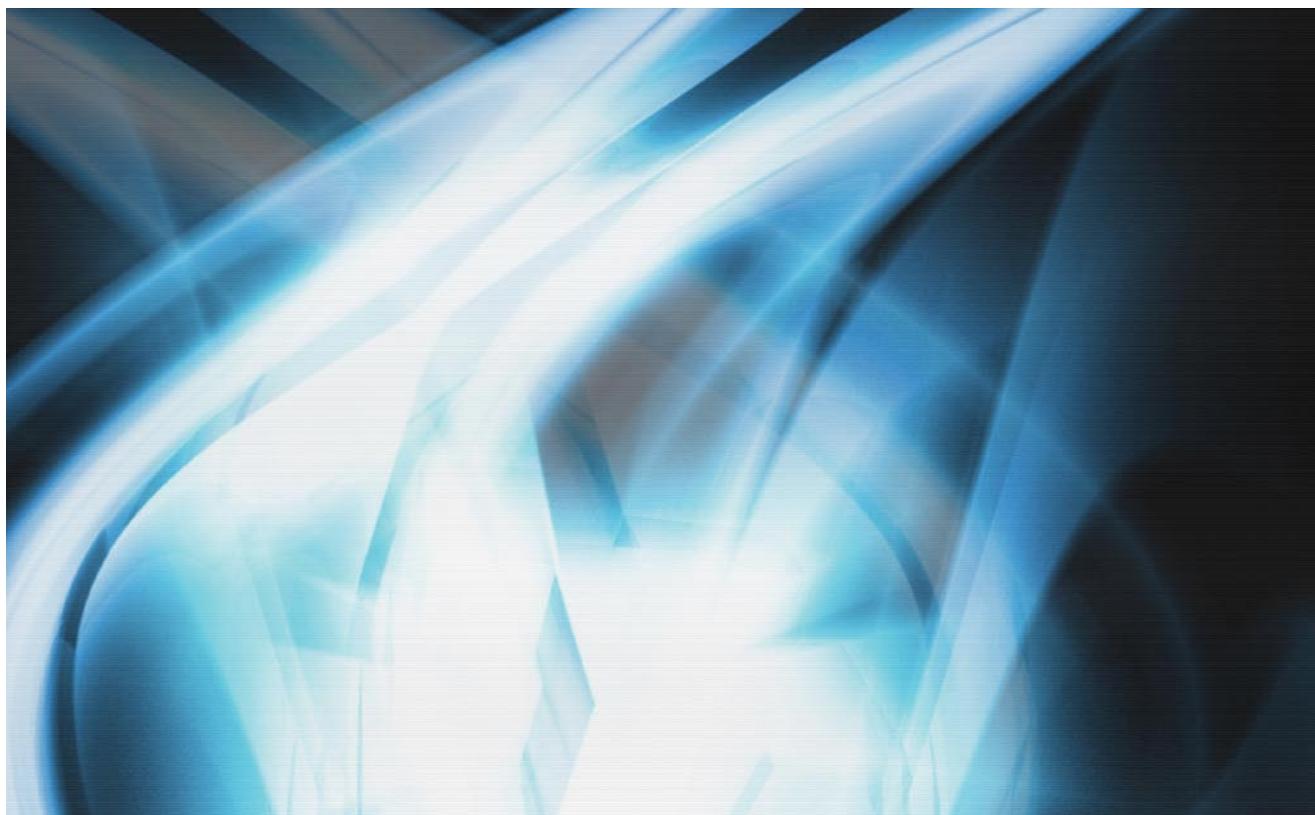
A flexibilidade operacional das térmicas e os reservatórios virtuais



MARCO TAVARES
Sócio da Gas Energy Assessoria Empresarial

RAFAEL KELMAN
Sócio da PSR Consultoria

Demandas e ofertas flexíveis são opções naturais para a melhor utilização da infraestrutura de eletricidade e gás e da redução do custo da energia térmica. Trata-se desde permitir-se às termoelétricas e distribuidoras a venda de contratos flexíveis de gás para as indústrias, ao armazenamento de GNL em períodos de excesso de produção, bem como a gestão cuidadosa dos estoques através de reservatórios virtuais.

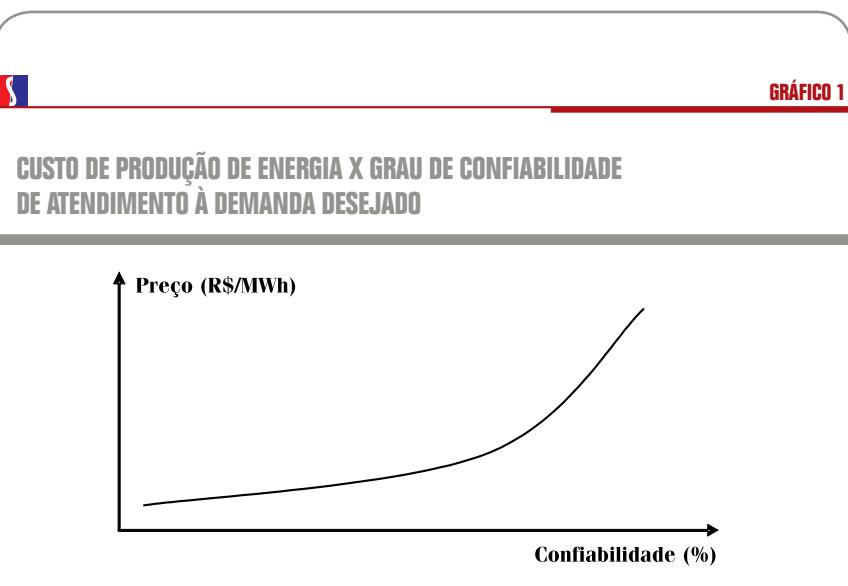


Como é do conhecimento geral, o Brasil possui cerca de 100 mil MW de potência instalada, dos quais a maioria (85%) é de fonte hidráulica. O complemento é quase todo composto por usinas termelétricas, movidas a gás natural, carvão mineral, nuclear, óleo combustível/diesel e co-geração (principalmente a biomassa de cana-de-açúcar).

Um fato talvez menos conhecido é que a geração termelétrica não foi construída por falta de opções hidrelétricas, e sim porque a solução mais econômica para o consumidor final é ter um “mix” de geração hidrelétrica e termelétrica. As térmicas contribuem para a segurança de suprimento do sistema, amenizando ou mesmo evitando racionamentos em situações hidrológicas adversas. Se somente fossem construídas usinas hidrelétricas para atender a demanda, se observaria um custo de produção de energia variando não linearmente com o grau de confiabilidade de atendimento à demanda desejado (Gráfico 1).

A introdução da geração térmica permite um custo final do mix hidrotérmico mais econômico do que o que ocorreria se o sistema fosse 100% hidrelétrico. A composição do mix hidrotérmico depende de cada grau de confiabilidade selecionado, com a participação térmica crescendo com a confiabilidade desejada.

O sistema hidrelétrico é projetado para assegurar o atendimento da demanda mesmo que ocorra uma seca severa. Isto significa que na maior parte do tempo as usinas hidrelétricas podem produzir energia acima deste nível “assegurado”. O Operador Nacional do Sistema (ONS), portanto, aproveita ao máximo esta geração hidrelétrica adicional, reduzindo a produção das usinas termelétricas, que passam a ser utilizadas em regime de complementação à produção hidroelétrica e, dessa forma, economiza combustível fóssil. Como mostra o Quadro 1, a consequência final desta operação é a redução do custo da energia para o consumidor.



Para alguns tipos de térmica, por exemplo, usinas a óleo ou usinas a carvão mineral perto de minas a céu aberto, é viável ter uma operação mais flexível. Entretanto, quando da sua inserção no mercado brasileiro, o gás natural disponível para a geração térmica era o importado da Bolívia, que continha na sua contratação cláusulas pesadas de *take or pay* (ToP) na faixa de 70 a 80%, exigindo da empresa que detinha a sua comercialização para o mercado brasileiro o repasse desta “inflexibilidade”.

Caso não haja o consumo físico do gás, o cliente necessita pagar como se tivesse consumido, e tem o direito de consumir (*make-up*) em condições predeterminadas e por um período máximo também determinado nos contratos de suprimento de gás. Estas cláusulas, que correspondem ao pré-pagamento de uma quantidade de gás, têm como objetivo estabilizar a remuneração dos investimentos dos produtores da *commodity* e é usada em muitos países com mercados de gás em maturação, onde o produtor não tem um mercado líquido o suficiente para absorver seu produto em caso da não-utilização pelo comprador inicial.

Infelizmente, no caso do Brasil, para a inserção do gás natural na cadeia de

produção de energia elétrica, esta cláusula de ToP reduz a flexibilidade operativa, e, portanto, a oportunidade de aproveitar a disponibilidade de energia hidrelétrica que é produzida acima de sua energia assegurada. Para o mesmo exemplo do Quadro 1, um ToP de 70% elevaria o custo final da energia de 102 para 136 R\$/MWh.

Desta forma, é necessário desenvolver opções de demanda e oferta flexíveis, de forma a, através da racionalidade econômica, promover uma melhor utilização a infra-estrutura de eletricidade e gás existente, e, assim, reduzir o custo da energia térmica para o consumidor final. Estes são os temas discutidos a seguir.

MERCADO FLEXÍVEL DE GÁS

Uma primeira possibilidade para racionalizar este uso da infra-estrutura seria permitir às usinas termoelétricas (e distribuidoras de gás) a possibilidade de venda de contratos flexíveis de gás para clientes industriais. Estes contratos poderiam estar lastreados, por exemplo, no ToP “pré-pago” das térmicas ou na disponibilidade de gás “adicional” decorrente de variações sazonais em outros setores. Como grande

S

QUADRO 1

SINERGIA ENTRE GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E TÉRMICA

Suponha que o custo de investimento de uma termelétrica seja 70 R\$/MWh, e que seu custo unitário de operação seja 80 R\$/MWh.

Se a usina for inflexível, isto é, tiver que produzir energia continuamente, o custo para o consumidor será a soma dos custos de investimento e operação, $70 + 80 = 150$ R\$/MWh.

Entretanto, se for flexível, a usina poderá substituir sua geração pela energia adicional das hidrelétricas cerca de 60% do tempo. Neste caso, o custo médio de operação é dado pelo produto entre o custo unitário e a proporção do tempo em que a usina efetivamente está açãoada.

Para este exemplo, o custo operativo médio é dado por $(80 \times 40\%) = 32$ R\$/MWh e com isso o custo final para o consumidor passará a ser investimento [70 R\$/MWh] + custo médio de operação [32 R\$/MWh] = 102 R\$/MWh (desprezando, por simplicidade, o custo de compra de energia das hidroelétricas, que ocorre a preços usualmente baixos).

Em resumo, a flexibilidade operativa das térmicas se “encaixa” muito bem com a variabilidade da produção hidrelétrica, com benefícios econômicos para o consumidor final.

parte dos consumidores industriais tem a capacidade de utilizar combustíveis alternativos em seus processos produtivos, como óleo combustível, diesel ou até lenha, poder-se-ia criar um mercado flexível de consumo de gás natural.

No contrato flexível, o gás seria fornecido aos consumidores industriais sempre que as térmicas não estivessem despachadas, o que ocorre a maior parte do tempo. Caso as térmicas fossem despachadas, haveria a utilização pelos consumidores industriais de combustíveis alternativos. Obviamente, a atratividade do mercado flexível depende da probabilidade de interrupção de suprimento de gás e do perfil de risco do consumidor, que aplicaria um “desconto” no preço do gás flexível em relação ao preço do gás em um contrato firme.

Com este mercado flexível, o fluxo de caixa da empresa vendedora de gás seria composto pela soma de ingressos do mercado das térmicas, mercado firme e mercado flexível. Esta alternativa aumentaria o fator de utilização da infra-estrutura construída, eventualmente viabilizando também sua expansão, pelo maior valor gerado. O gás seria utilizado pelas térmicas somente quando necessário – o que aumenta bastante a

competitividade destas usinas.

Extrapolando o conceito, o gás poderia ser vendido com diferentes graus de confiabilidade, obviamente, seguindo uma lógica econômica, onde sua alocação seria feita de forma a beneficiar quem melhor o valoriza. Uma maneira fácil de imaginarmos como seria este procedimento seria através de um leilão, que funcionaria da seguinte maneira.

1. Numa rodada qualquer, os industriais ou demais interessados no suprimento do gás fariam ofertas de preço (R\$/m³) e quantidade (m³/dia).

2. O leiloeiro empilha as quantidades, em ordem inversa às ofertas. A oferta mais alta feita terá maior prioridade. A oferta mais barata virá por último na fila.

3. A pilha de ofertas é comparada com a disponibilidade de gás (que é aleatória, por depender do despacho das térmicas feito pelo ONS, que é incerto). Com isso, o leiloeiro pode verificar qual a probabilidade de suprimento (confiabilidade) de cada oferta feita. Naturalmente que será crescente com o valor da oferta.

4. Os interessados podem então verificar se o grau de confiabilidade é o desejado, e podem manter ou aumentar o valor de suas ofertas. Pode haver um

incremento mínimo (R\$/m³) para acelerar o desfecho do leilão.

5. Este procedimento se repete até que o equilíbrio seja atingido ou se atinja um máximo número de rodadas do leilão ou se atinja um limite de tempo, por exemplo.

O mercado flexível de gás revelará seu valor econômico e permitirá gerenciar seu consumo em caso de escassez. Indústrias que hoje não o utilizam como insumo, podem optar por adaptar suas instalações de forma a utilizá-lo.

ARMAZENAMENTO DE GÁS

A constatação do enorme valor associado à flexibilidade da geração térmica é a motivação para a segunda alternativa que consiste em armazenar o gás em períodos de excesso de produção (com relação ao consumo) para utilizá-lo em situação inversa, que como visto, tipicamente ocorrerá quando o ONS determina que as usinas térmicas a gás entrem em operação. Esta seria uma maneira de se equacionar o descompasso entre os maiores requerimentos de gás (quando o ONS despacha as usinas térmicas) e a oferta.

Com este recurso seria possível comercializar um volume de gás (não firme) maior que a capacidade de produção instantânea. Este conceito será exemplificado no Gráfico 2, que simula a evolução do gás natural estocado num reservatório supondo uma produção constante de 150 unidades (reta horizontal tracejada do gráfico) e dois consumos: um não termoelétrico com pouca variabilidade e outro termoelétrico, ocorre em média 30% do tempo (sorteado).

A curva azul escura ilustra a evolução do estoque de gás no reservatório, que tem capacidade de armazenar até 300 unidades. Observa-se que sempre que a produção é maior que o consumo total, pode-se estocar parte do gás, e o volume ao início da etapa seguinte será maior. Na parte central do gráfico, onde há uma maior incidência de consumo

de gás (há uma janela com despacho térmico ocorrendo em 7 de 10 meses), retira-se do reservatório parte das necessidades, pois o consumo nestes momentos é maior que a produção.

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

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

O armazenamento de gás serve a vários propósitos: suprimento contínuo de gás natural aos consumidores, estabilização da oferta e do fluxo de caixa dos produtores mantendo o volume de produção no verão dos EUA (quando o consumo é menor) e eliminando racionamentos no inverno e economizando investimentos em infra-estrutura de transporte (gasodutos) que seriam necessários para atender a demanda de ponta.

No Brasil não há unidades de armazenamento de gás natural, sejam naturais ou artificiais. Entretanto, como se sabe, existe uma enorme capacidade de armazenamento de energia por meio dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Investigaremos a seguir como esta capa-

cidade poderia ser indiretamente utilizada para armazenar o gás natural na forma de energia hidráulica. Chamaremos este armazenamento indireto de “armazenamento virtual”, que, como veremos, seria a contrapartida do setor elétrico para oferecer maior flexibilidade ao suprimento de gás natural ao sistema.

GNL E O ARMAZENAMENTO VIRTUAL DO GÁS NATURAL

A entrada do gás natural liquefeito (GNL) ofertado de forma flexível, prevista para meados de 2009, é vista com interesse pelo setor elétrico por duas razões: 1) 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 das termelétricas; e 2) as termelétricas podem ser localizadas relativamente perto dos principais portos de entrega do GNL, evitando assim investimentos em gasodutos. Desta forma, o custo final desta energia para o consumidor pode se tornar mais atra-

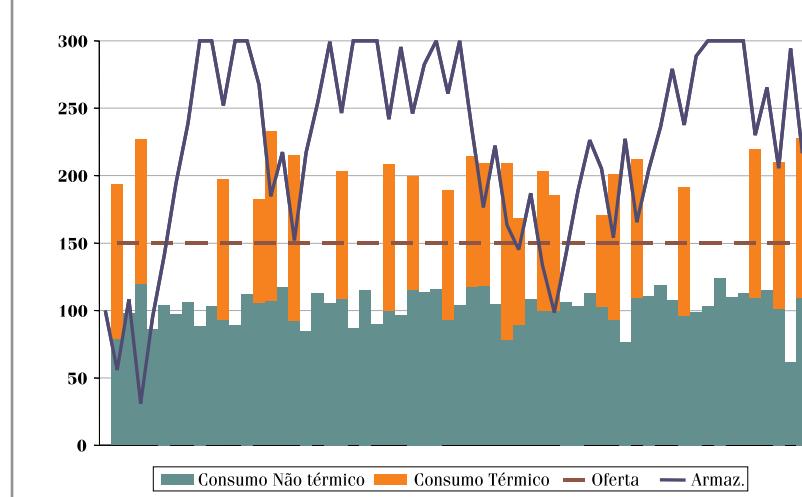
tivo. Neste caso, teoricamente, o mercado secundário do GNL flexível seria o próprio mercado internacional de GNL que pode absorver a carga contratada aqui e não utilizada pela disponibilidade secundária de energia hídrica.

Entretanto, embora o GNL possa propiciar a flexibilidade no suprimento de gás às térmicas, uma característica importante é que seu preço depende fortemente da antecedência do pedido. Por exemplo, uma encomenda de GNL feita com um ano de antecedência poderia ter um preço fixo, pois o vendedor teria a possibilidade de contratar os hedges mais adequados contra as oscilações de preços internacionais. Já uma encomenda de GNL feita com três semanas de antecedência possivelmente teria um preço variável, associado ao custo de oportunidade do deslocamento deste gás em relação ao seu mercado de destino (por exemplo, Henry Hub), acrescido de uma “taxa de urgência”.

Esta antecedência na encomenda de GNL, desejável para reduzir o custo

GRÁFICO 2

SIMULAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO GÁS NATURAL ESTOCADO NUM RESERVATÓRIO SUPONDO UMA PRODUÇÃO CONSTANTE DE 150 UNIDADES



de suprimento de gás das térmicas, é incompatível com a regulamentação atual da operação do sistema, onde o ONS tem a prerrogativa de acionar as mesmas 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 suficiente gás seja armazenado 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, a idéia 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 as térmicas. 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 correspon-

de 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 coincidência, um novo "carregamento" 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.

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. Mais recentemente, 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, como restrições de transmissão, gerência do armazenamento das diversas usinas hidroelétricas, compatibilidade com o mecanismo de realocação de energia, entre outros. Porém, em resumo, 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, propiciando assim a entrada do suprimento de gás flexível e a possibilidade de elaborar estratégias para a

redução de seu custo.

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. Este esquema é análogo às ofertas de tarifas reduzidas de hotéis e aviões para fins de semana em diversas cidades do Brasil, como São Paulo.

OTIMIZAÇÃO DAS ENCOMENDAS DE GNL

Ainda no contexto do suprimento a partir do GNL, um problema de decisão importante consiste em determinar a programação do envio dos navios metaneiros que trazem o gás natural liquefeito 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 Operador Nacional do Sistema (ONS). Este despacho é incerto, na medida em que depende da hidrologia, das condições de suprimento (equilíbrio entre oferta e demanda), sendo pouco previsível conforme nos distanciamos das condições atuais. Na retranca anterior mostrou-se que o esquema de reservatórios virtuais poderia conciliar esta dicotomia.

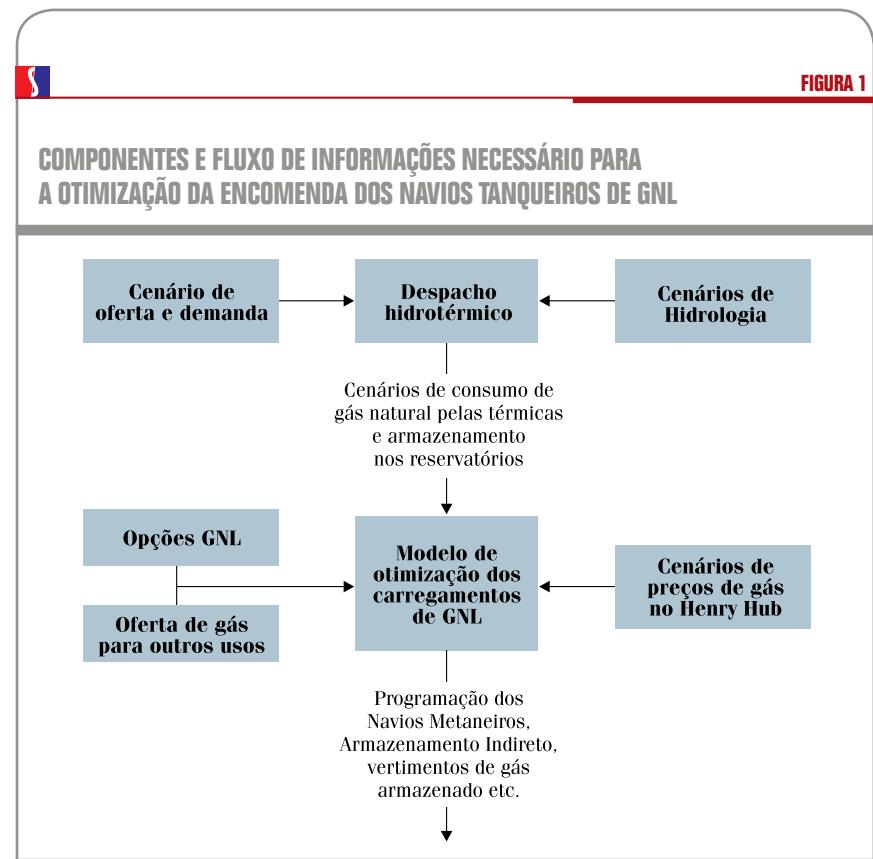
O grande risco para o produtor térmico neste arranjo é o vertimento de água do reservatório físico: neste caso, a energia hidrelétrica "contábil" será vertida antes da energia "física". Portanto, é necessária uma gestão cuidadosa dos "estoques" de

energia armazenada nestes reservatórios virtuais. Esta gestão pode ser feita através de modelos de otimização probabilística semelhantes a modelos de gestão de “portfolio” da área financeira.

A Figura 1 ilustra os componentes e o fluxo de informações necessário para a otimização da encomenda dos navios tanqueiros de GNL, considerando estas incertezas, e a capacidade de regaseificação.

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 de cada sistema e energia armazenável máxima. Observe que a diferença entre a energia armazenable máxima e a energia armazenada é o espaço que dispõem as térmicas a gás natural para “estocarem” suas produções energéticas para uso oportuno.

Estes resultados são “enviados” ao segundo bloco, representado pela 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 as flexibilidades 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 e seu custo dependerá do preço do gás no Henry Hub, acrescido de uma “taxa de urgência”.

A PSR e Gas Energy estão, atualmente, realizando estudos para verificar a viabilidade da implementação dos reservatórios virtuais e simular seu desempenho. Neste contexto, uma das atividades em curso é a elaboração do modelo matemático apresentado para a otimização das encomendas de tanqueiros GNL.

Durante um cenário de potencial escassez de recursos energéticos para os próximos anos, um dos principais desafios é como melhor utilizar nossa infra-estrutura gasífera e hidroelétrica de forma integrada para dar segurança

no abastecimento e otimizar os custos para a sociedade brasileira. Como a história nos ensinou, é nas crises que se aprende a melhor gerenciar nossos recursos disponíveis de forma mais inteligente e criativa. Como visto, a ideia do armazenamento virtual do gás prevê que os reservatórios hidráulicos serão utilizados para armazenar energia pré-gerada pelas térmicas a gás. Estas recebem créditos pela energia previamente gerada, podendo ser utilizados oportunamente, quando o ONS determinar o despacho destas usinas. Este poderá ser um inteligente instrumento para otimizar o uso dos recursos disponíveis e aumentar a flexibilidade da geração térmica a gás, principalmente com a introdução do uso de GNL no Brasil.

**marcotavares@gasenergy.com.br
psr@psr-inc.com**

Colaboraram: Douglas Abreu, sócio da Gas Energy Assessoria Empresarial; e Mario Veiga Pereira e Luiz Augusto Barroso, sócios da PSR Consultoria