



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

AB/XXX/YY  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO VI**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL  
AS TÉRMICAS E O GÁS NATURAL – EXPANSÃO, SEGURANÇA E PREÇOS**

**T. M.Prandini (\*)    R.F.B. Viana    G. Rocha    S.Grynwald    J.C.O.Mello**

**THYMOS ENERGIA**

**RESUMO**

Este artigo busca apresentar propostas que respaldem a necessidade de térmicas GN flexíveis no sistema com argumentos técnicos. A proposta é estabelecer critérios técnicos e econômicos para a quantificação do montante necessário de térmicas flexíveis em cada leilão considerando futuros aperfeiçoamentos na contratação flexível do GN e que seja possível avaliar o limite e condições contratual dada a possibilidade de importação de GN. As conclusões apresentam ganhos em segurança do sistema obtidos com essas térmicas, e quantificam ganhos de confiabilidade da rede, com montantes recomendados frente as perspectivas para o preço do GN no Brasil.

**PALAVRAS-CHAVE**

Palavra-Chave: Térmicas, Gás Natural, Expansão da Geração.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Os grandes avanços na tecnologia de exploração, transporte, armazenamento e uso final de combustíveis gasosos, e a percepção da dependência mundial no suprimento de petróleo, têm levado o gás natural (GN) a conquistar uma participação crescente no atendimento das necessidades energéticas de muitos países.

No Brasil, embora o consumo desse energético venha se expandindo desde a criação da Lei do Petróleo (Lei do Petróleo 9478/1997), o gás natural ainda tem uma participação reduzida na matriz energética nacional. A recente Lei do Gás (Lei 11.909/2009) vem cobrir a lacuna de um marco regulatório maduro, evitando os ajustes recorrentes às necessidades regulatórias dos diferentes agentes do setor do gás natural. O mercado de gás natural encontrava-se submetido à regulação da ANP, segundo a Lei 9.478/97, e por não possuir um marco legislativo e regulatório claro, vinha sendo tratado como subproduto da indústria do petróleo.

No setor elétrico antes das reformas no seu modelo em meados da década de 90 do século passado, a competição entre a energia térmica e a energia hidráulica pelo mercado não existia. Numa conjuntura onde o sistema era predominantemente hidráulico com grande capacidade de armazenamento, as poucas usinas termelétricas existentes funcionavam apenas como reserva estratégica (“backup”). A competitividade da energia hidráulica no passado tornava a energia térmica muito pouco atraente do ponto de vista de um planejamento centralizado, e o Brasil não tinha um mapeamento fiel da sua capacidade de produção de combustíveis para suprir as térmicas. O aproveitamento ótimo da capacidade geradora existente ao menor custo possível para o consumidor final, sempre implicou numa predominância do despacho das hidráulicas.

A partir da primeira reforma no modelo de 1995-2003 (Lei 9074/1995 e outras), a ideia da competição das fontes de geração estava fundamentada na criação de um mercado competitivo de energia com base na contratação bilateral entre os agentes do mercado. Neste modelo foi mantido o mesmo conceito de minimização do custo de operação do sistema, através do despacho ótimo das fontes disponíveis.

(\*) Endereço: Avenida Nações Unidas, 11.633 – sala 192 - CEP 04.578-000 São Paulo, SP – Brasil  
Tel: (+55 11) 3192-9100 – Email: thais.prandini@thymosenergia.com.br

O programa prioritário de termelétricidade – PPT foi lançado em fevereiro de 2000, por meio do Decreto 3.371/00 e regulamentações posteriores. Havia uma clara intenção de ancorar o projeto do gasoduto Brasil – Bolívia (GASBOL) no mercado termelétrico. Este programa objetivava o incremento da capacidade instalada termelétrica no País, através da aplicação de diversos incentivos, dentre os quais: garantia do suprimento de gás natural por até 20 anos; garantia de aplicação de um valor normativo para a distribuidora de energia elétrica repassar para as tarifas por 20 anos; garantia de acesso a recursos financeiros do BNDES, e preço único do gás natural em todo o País. O PPT, entretanto, passou por várias incertezas em relação às diretrizes do setor elétrico e ao suprimento de combustíveis, o que potencializou a dificuldade para sua implantação plena, resultando numa significativa diferença entre o número de usinas projetadas e as efetivamente construídas, ou em construção.

O racionamento de eletricidade, em 2001, entretanto, conduziu as tentativas de redução da dependência da geração elétrica da fonte hidráulica e reforçou a necessidades da adoção de um programa de construção de termelétricas.

O novo modelo após 2004 (Lei 10.848/2004) manteve a competição pelo mercado para as fontes de geração através da contratação bilateral. Os problemas de competitividade das térmicas com as usinas hidráulicas continuam, entretanto o sistema interligado atual se tornou mais hidrotérmico. Uma gestão eficiente das fontes no atendimento à segurança operativa é primordial, e a competitividade dos contratos oriundos das térmicas é muito influenciada pelas expectativas de despacho destas unidades, e conseqüentemente do consumo de combustíveis destas.

O GN pelo seu preço comparativo de mercado é um combustível de térmicas de complementação do despacho econômico e, portanto, muito dependente deste processo. Os volumes de gás natural a serem comercializados no setor elétrico deverão aumentar nos próximos anos, dado as recentes descobertas para novas produções e pelo contínuo aumento da necessidade de complementação das hidrelétricas, devido a sua redução na capacidade de armazenamento. Neste sentido, é importante avaliar as conseqüências do aumento esperado da demanda elétrica sobre a demanda de gás natural e a sua infraestrutura de transporte.

Assim, espera-se que no futuro próximo, o governo brasileiro realize ações no sentido de diversificar e consolidar o suprimento do gás natural. Certamente, há diversas alternativas para a manutenção do abastecimento interno, seja pela viabilização das jazidas nacionais; seja pela importação de gás de outros países através de gasodutos que integrem mais países do cone sul, como por exemplo, o Peru; sejam pela importação de gás natural liquefeito em grandes navios metaneiros, como os recentes terminais implantados no Brasil; ou seja, por investimentos e modernização das atuais plataformas de produção da Petrobrás, reduzindo o índice de queima e reinjeção do gás natural.

## 2.0 - BARREIRAS NA EXPANSÃO TÉRMICA

Os leilões de energia nova buscam consolidar de forma comercial a expansão da geração no setor elétrico nacional. Entretanto, a competitividade das térmicas a gás natural não tem sido uma variável notável neste ambiente. Claramente, existem pilares do problema para as térmicas a gás natural:

- Preço do combustível – o preço da molécula é alto.
- Condições contratuais – alta inflexibilidade e valor da parcela fixa. Os custos fixos do contrato, inflexibilidade ou encargo de opção oneram a competitividade das térmicas no leilão, o ideal seria um contrato mais flexível.
- Critérios difusos – o principal fornecedor de GN não possui critérios claros para a contratação do GN.
- Reservas – a limitação na comprovação de reservas não é inteligente, e não permite diversos concorrentes na mesma competição. A questão da comprovação das reservas é um problema crítico.

Os problemas identificados acima devem ser paulatinamente resolvidos, mas o fato a ser considerado é que se a expansão da geração ocorrer apenas com base no preço de energia, isso pode acarretar em problemas de confiabilidade energética e elétrica para o sistema. Neste contexto são questões cruciais as seguintes considerações:

- Existe a possibilidade concreta de que a segurança do sistema seja abalada se a expansão não considerar as térmicas flexíveis em conjunto com as fontes intermitentes (usinas hidrelétricas a fio d'água, eólicas, etc.).
- Se as Térmicas a Gás são aparentemente mais caras, o quanto mais alto poderia ser seu custo de energia nos leilões de energia nova a ponto de permitir a otimização eletro-energética e a segurança no suprimento, o que em última instância significaria uma economia.
- Quais as tendências do preço do GN considerando o panorama nacional e internacional da oferta e mercado. Como considerar adequadamente estas tendências no preço dos contratos de longo prazo.

Estes pontos são fundamentais para uma expansão térmica com base no GN explicitando a sua necessidade de ser utilizada num despacho na base, ou mesmo, numa ordem de mérito média.

Recentemente, através da Resolução CNPE nº 3/2013, foi definido uma nova prática para o despacho hidrotérmico e formação de preços, que incorpore com maior propriedade o risco da segurança energética no seu objetivo. A nova metodologia, sem dúvida, vai valorizar mais o papel das térmicas na segurança energética do sistema. Neste contexto a solução com o GN aparece como muito promissora.

### 3.0 - A BASE TÉRMICA ATUAL

Segundo dados da ANEEL em seu Banco de Informações da Geração (BIG), atualizados em Abril de 2013, existem em operação no Brasil 2828 empreendimentos de geração de energia elétrica, perfazendo 123 GW de potência instalada (incluindo os empreendimentos localizados nos sistemas isolados e excluindo a parcela paraguaia da usina de Itaipu). Onde 1676 são empreendimentos de geração térmica, que somam 38 GW de capacidade instalada.

### 4.0 - O PROCESSO DE EXPANSÃO

Grande parte da expansão está apoiada nos leilões públicos para comercialização de energia no mercado regulado (70% do volume total). No mercado livre, a nova oferta é proveniente de uma parcela daquela comercializada no regulado e também com a finalidade de autoprodução. A prática comercial do novo modelo exigiu compromissos com a nova oferta com alguma antecedência, seja cinco ou três anos antes da entrada em operação da nova geração. Desta forma no âmbito do plano decenal uma parcela da expansão já está previamente contratada e não é mais uma variável de decisão do planejamento. A expansão é hoje uma definição do mercado e o planejamento busca definir tendências futuras e as melhores opções do ponto de vista do planejador para a expansão.

O planejamento da EPE é uma visão oficial do governo, e está adotando práticas para o controle de emissões pelo setor elétrico e negligenciando a expansão com térmicas. Do ponto de vista operacional não será possível dado que a matriz nacional necessita de segurança no atendimento da demanda. Além disto, comparando os resultados dos leilões de energia nova (LEN) e a planejamento, se percebe uma discrepância grande entre o que está planejado e o que está sendo contratado, principalmente no que se refere a expansão térmica. Esta falta de sincronia entre a resposta do mercado e o planejado deve ser minimizada.

Sendo assim, forma, o planejamento eficaz da expansão do parque gerador de energia deve atender aos critérios de segurança operativa e de minimização dos custos de expansão, em conjunto. A configuração de expansão da geração proposta deve, portanto ser elaborada de modo a minimizar os custos de expansão esperados, formados pelos custos referentes aos novos investimentos no sistema, os custos marginais de operação e os correspondentes custos associados ao risco de déficit de energia. A dispersão do que está sendo planejado em relação às térmicas pode estar associada com alguma falha neste conceito.

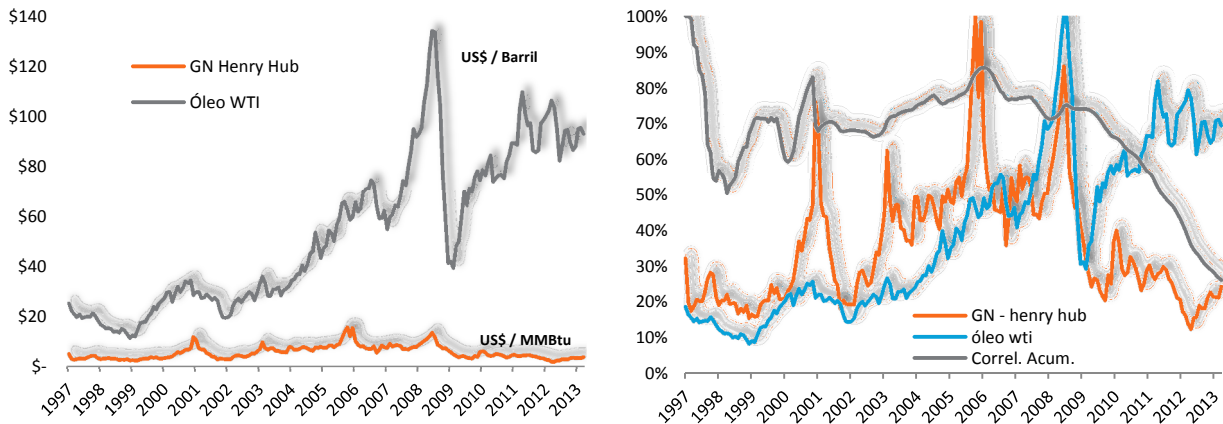
Com uma expansão planejada mais próxima das necessidades reais do sistema seria possível encontrar alteração dos produtos e procedimentos do leilão para as térmicas. A segmentação da oferta de um leilão exclusivo de térmicas por padrão de despacho é uma solução a investigar. A vantagem percebida seria a criação de uma ligação entre o planejamento e a licitação, sendo possível inserir neste contexto os projetos de forma regional. Sem dúvida isto estaria em linha com um planejamento forte e periódico, definindo as parcelas térmicas necessárias na expansão. Um problema seria uma potencial alegação de falta de competitividade com descontrolado dos preços ofertados por reserva de mercado para térmicas. A solução para superar esta fragilidade é adotar um preço teto para cada fonte térmica, e o não atendimento desta restrição por determinada fonte deverá ser atendido pelas outras atendendo critério de menor preço (contestação econômica). O desafio que se apresenta é encontrar a melhor forma de especificar de forma precisa e com a competição pelo mercado (leilões públicos), o "mix" perfeito com das novas usinas térmicas e a expansão com as hidrelétricas e as fontes alternativas.

### 5.0 - A EXPANSÃO DO GÁS NATURAL

Um ponto importante para uma avaliação precisa da inserção do gás natural (GN) na matriz brasileira é o plano da Petrobras, e a perspectiva é praticamente dobrar o volume disponível em 10 anos. No momento a Petrobras está refinando estas tendências de produção de GN, tendo em vista suas metas de produção de óleo e os investimentos necessários para exploração.

O fato é que as Bacias de Espírito Santo e Santos garantem um aumento de produção significativo de GN nos próximos anos. O evento da descoberta no Pré-Sal alterará bastante a evolução da produção de GN, pois representará 40% das reservas nacionais. O pico de extração é previsto para o período 2018 a 2022 e o transporte de gás natural é um desafio devido a distancia da costa (200-300 km). O custo da exploração e o preço a ser colocado no mercado ainda são incertezas. Observa-se que, as novas explorações representam autossuficiência e um potencial de "sobra" no suprimento do gás pelas tendências atuais dos principais mercados consumidores (industrial e setor elétrico). Ignorar esta disponibilidade, mesmo que com algum atraso, não é razoável.

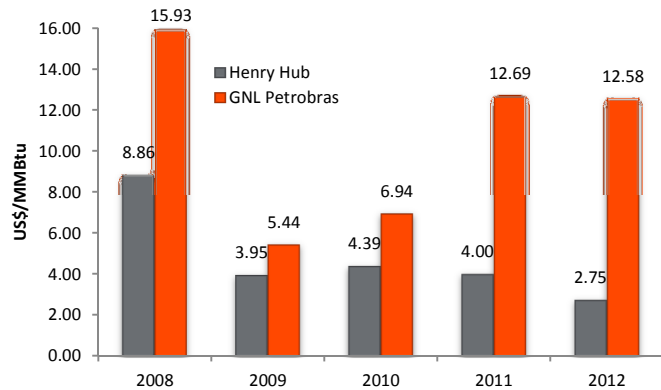
Além desta boa perspectiva exploração do GN “off-shore” tradicional no Brasil, existem outras razões de uma maior confiança no futuro do gás natural na matriz energética nacional. Os pontos atuais de importação de GNL abrem uma excelente porta ao mercado internacional, que hoje está com superávit na produção de gás natural, devido ao advento do “shale gas” na América do Norte. Existem recentes descobertas “on-shore” e boas perspectivas de exploração de “shale gas” no futuro. O mercado de gás natural brasileiro, com as perspectivas do pré-sal e da Lei do Gás, parece tender para uma associação mais estreita com a evolução do Henry Hub (mercado americano) do que com o NBP (mercado europeu). A conjuntura de preços de gás natural aponta para a manutenção de níveis baixos nos preços de gás natural no mercado norte-americano, quando comparado a outros mercados. Em termos estruturais, a evolução da comercialização de GNL, assim como o aumento de gás natural de origem não convencional, vem transformando, de forma significativa, o mercado de gás natural, podendo, inclusive, modificar a histórica correlação entre os preços do gás natural e do petróleo. **Figura 1** abaixo ilustra uma comparação de preços no mercado americano de Óleo (WTI) e GN (Henry Hub) em valores absolutos (corrigidos pela inflação americana CPI – Março 2013) e relativos com base no pico desde 1997. Percebe-se que a correlação acumulada da série de preços de óleo e GN já foi bem maior e com o advento do “shale gas” americano (2009 para frente) a correlação está bem baixa.



**Figura 1 – Comparação Preços Americanos de Óleo e GN – Valores Absolutos e Relativos**

Com estes fatores do mercado internacional, a perspectiva de preço futuro estrutural do GNL colocado no Brasil pode variar de 5 a 6 US\$/MMBtu, o que está em sincronia com a importação via GASBOL, o insumo mais competitivo de GN no Brasil. A **Figura 2** apresenta uma comparação do preço anual do GNL importado pela Petrobrás e o preço do Henry Hub. Notar que o aumento do custo do GNL é apenas conjuntural devido ao episódio nuclear no Japão (Fukushima) que alterou a demanda para maior. Estruturalmente, o grande importador que sempre foi o mercado americano, está preparando os terminais de GNL para se tornar exportador.

O momento para uma estratégia agressiva do aumento do gás natural na matriz energética brasileira é singular. Evidentemente, o setor elétrico faz parte deste portfólio de expansão do GN, pelos benefícios que traz para ambos – permite uma maior segurança de suprimento ao setor elétrico e as térmicas operam como uma primeira alavancagem para consolidação do mercado de GN. Com as perspectivas futuras do GN, seja produção local ou importada, uma das barreiras atuais que é o preço alto do combustível pode estar sendo reduzida<sup>1</sup>.



**Figura 2 – GNL importado Petrobrás e GN Henry Hub – Preços Anuais**

Outra barreira que deve ser superada são as condições contratuais. Usualmente o fornecedor exige alta inflexibilidade e um valor de parcela fixa das térmicas, que são atributos que oneram o preço final de energia destas plantas. Esta falta de sincronia com o uso no setor elétrico causam problemas para ambos os lados, fornecedor do GN e a térmica usuária do combustível. As novas perspectivas com o modelo de despacho que agrega as restrições de segurança energética é um uso mais previsível e sazonal (intenso no período seco). Sendo assim o fornecedor de GN pode imaginar outros usos (setor industrial) comerciais, como uma parcela interruptível fora da sazonalidade do setor elétrico. O fato é que o ideal seria um contrato mais flexível, que reconheça o padrão de uso do setor elétrico e as restrições de custo de infraestrutura do setor de GN.

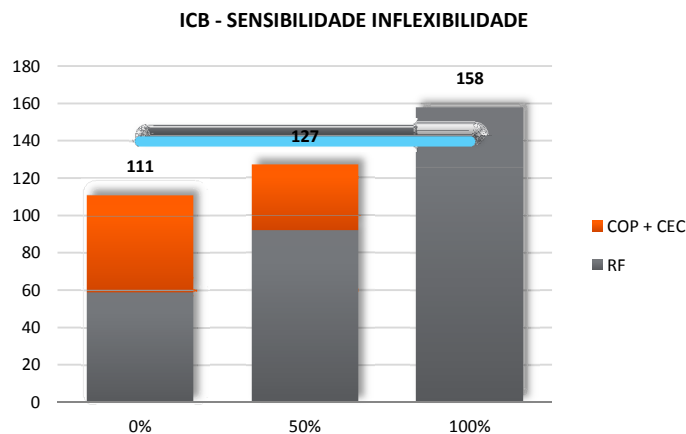
<sup>1</sup> Comparado ao mercado norte-americano os valores ainda são mais altos

Outro ponto que pode avançar é a restrição da soma de reservas colocadas antes dos leilões. Existe a necessidade de comprovação de reservas para todos os concorrentes ao mesmo tempo, e isto restringe a participação de diversos concorrentes na mesma competição. Um critério mais racional seria a necessidade de comprovação de reserva de GN por projeto, e ao longo da competição, em rounds sucessivos, é possível eliminar aqueles que ultrapassam o limite do somatório de reservas comprovadas de GN.

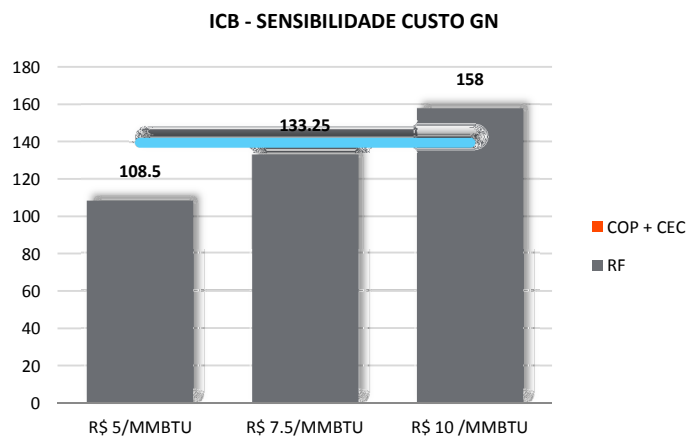
## 6.0 - COMPETITIVIDADE DOS PROJETOS À GÁS NATURAL

Para a realização deste estudo, foi utilizado um modelo econômico financeiro para precificar usinas movidas à carvão importado, avaliando os reflexos da variação de despacho e do custo variável unitário sobre o retorno do investimento, consequentemente resultando no reflexo para a competitividade para leilões de energia nova.

Para medir a competitividade dos projetos, foram utilizados cenários de sensibilidade do ICB (Índice Custo Benefício) em relação à inflexibilidade e ao preço do GN, conforme apresentado na Figura 3 e na Figura 4.



**Figura 3 – Sensibilidade Inflexibilidade**



**Figura 4 – Sensibilidade Preço do GN**

A **Figura 3** apresenta a competitividade de uma usina a GN onde foi sensibilizado o valor do ICB em relação a três cenários de Inflexibilidade

As premissas utilizadas foram:

- Cenários de Inflexibilidade de 0%, 50% e 100%
- Custo do GN: 10\$/MMBTU.
- Capex: 1050 US\$/kW instalado
- Usina a GN ciclo combinado de 600 MW de capacidade instalada

Os resultados mostram um aumento significativo na competitividade com a redução da inflexibilidade.

A **Figura 4** apresenta a competitividade de uma usina a GN onde foi sensibilizado o valor do ICB em relação a três cenários de custo de GN

As premissas utilizadas foram:

- Cenários de Inflexibilidade de 100%,
- Custo do GN: 5 R\$/MMBTU, 7,5 R\$/MMBTE e 10\$/MMBTU.
- Capex: 1050 US\$/kW instalado
- Usina a GN ciclo combinado de 600 MW de capacidade instalada

Os resultados mostram o impacto do custo do GN para a competitividade de uma UTE a Gás, portanto e o quanto é sensível a usina em relação ao custo do GN

## 7.0 - AVANÇOS SUGERIDOS - LEN

Claramente uma consequência é a busca do aprimoramento dos sinais de planejamento em sincronia com a competição pelo mercado, através dos LEN. Avanços neste sentido podem ser tentados com leilões exclusivos por fonte, segmentando inclusive as térmicas de base, mérito intermediário e as emergenciais. Esta segmentação seria definida antes do leilão.

Os leilões da base térmica seriam feitos de forma sequencial, buscando atender a segmentações sugeridas. Para evitar a reserva de mercado para as térmicas, cada leilão de novas térmicas teria um preço teto para os combustíveis solicitados e a disputa aberta para o menor ICB (índice de custo benefício). Caso o volume segmentado para as térmicas não alcance sucesso, por falta de competidores, o LEN continua abrindo o volume

reservado para o parque térmico para as demais fontes. Evidentemente isto não é o que se deseja, portanto a definição do preço teto correto é primordial.

A competição da geração térmica pode ser fomentada, através do ajuste da metodologia do custo e benefício que traz na formação do índice ICB, incluindo os benefícios das térmicas ao sistema. Ao índice ICB utilizado na competição por contratos de disponibilidade seria então agregado um conjunto de benefícios, como segue:

$$ICB = (RF / GF * 8760) + (COP + CEC) / GF * 8760 + B_{\text{loss}} + B_{\text{conf}} + F_{\text{emissão}} \quad (1)$$

As parcelas RF (receita fixa); GF (garantia física); COP (custo variável de operação); e CEC (custo econômico de curto prazo) já são conhecidas dos certames do LEN. Os atributos  $B_{\text{loss}}$ ,  $B_{\text{conf}}$  e  $F_{\text{emissão}}$  correspondem aos benefícios da redução de perdas ( $B_{\text{loss}}$ ), da melhoria da confiabilidade ( $B_{\text{conf}}$ ) e o fator de emissões de cada projeto ( $F_{\text{emissão}}$ ).

A inclusão destes benefícios agregados ao ICB não são itens que serão cobrados dos projetos, mas sim fatores que permitam realizar uma escolha mais adequada dos melhores projetos térmicos. Deve ser considerado na estimativa destes benefícios que existe o risco de uma sofisticação desnecessária dos novos sinais. O processo deve ser o mais simples possível com base em simulações já conhecidas. A precisão do cálculo não é o fundamental, mas sim a sinalização na direção correta para a decisão do processo competitivo.

A seguir são sugeridos critérios de cálculo dos benefícios apontados no cálculo do ICB no processo competitivo para aquisição de GD pelas distribuidoras.

ICB novo

### 6.1 Redução das Perdas

As térmicas usualmente estão injetando energia no contra fluxo da rede colabora para a redução das perdas técnicas na rede. As perdas no mercado atacadista são atualmente rateadas entre geradores (50%) e consumidores (50%) e não reconhecem os benefícios das térmicas na redução de perdas. Não obstante esta lacuna atual nas regras é possível, num critério de seleção do certame do LEN, utilizar fatores de perdas de energia (FPE), para cada um dos projetos térmicos. Em [xx] é proposta uma metodologia que reconhece os FPE para cada agente do mercado e uma aplicação similar pode ser adotada para o cálculo do benefício ( $B_{\text{loss}}$ ) de cada projeto térmico. A valoração das perdas seria realizada com o CMLP (custo marginal de longo prazo) calculado pela EPE.

$$B_{\text{loss}} = FPE_{\text{loss}} * CMLP \quad (2)$$

### 6.2 Melhoria da Confiabilidade

As térmicas auxiliam a confiabilidade do sistema em duas componentes: segurança energética e elétrica. São componentes complementares e podem ser calculadas com as ferramentas já conhecidas. O valor total do benefício da confiabilidade é definido como:

$$B_{\text{conf}} = B_{\text{conf}}^{\text{ener}} + B_{\text{conf}}^{\text{elet}} \quad (3)$$

A componente benefício da segurança energética  $B_{\text{conf}}^{\text{ener}}$  é calculada com o modelo de otimização eletroenergética e se associa a redução do custo do déficit da simulação com cada projeto térmico concorrente. Isto pode ser obtido por simulações sucessivas “com e sem” cada projeto ou com a sinalização marginal do custo de déficit com cada projeto térmico.

A componente benefício da segurança elétrica  $B_{\text{conf}}^{\text{elet}}$  é calculada através do custo marginal de confiabilidade por barra, que indica a sensibilidade de uma injeção numa determinada barra em relação aos índices de confiabilidade. O custo marginal em cada barra corresponde ao multiplicador simplex  $\pi_d$  associado à equação de balanço de potência. O valor esperado dos custos marginais é estimado como a média sobre todos os estados selecionados numa avaliação de confiabilidade global. O programa NH2 [5,6] calcula um índice de sensibilidade do montante de corte de carga com respeito a variações incrementais de demanda nas barras (multiplicadores de barra). Os multiplicadores medem a sensibilidade do valor ótimo da função objetivo (mínimo corte de carga) em relação ao incremento de injeção de potência em todas as barras. As barras com os maiores multiplicadores indicam os melhores pontos para introdução de uma nova geração no sistema, pois seriam mais efetivas na redução da EENS (Energia não Suprida) por MW instalado.

### 6.3 Fator de Emissão

A geração térmica deve respeitar também a política de sustentabilidade futura da matriz de energia elétrica brasileira. Uma política de benefícios para fontes com menor volume de emissões segue essa rota. Desta forma, priorizar novos projetos térmicos que tenham menor nível de emissão está em linha com a política de sustentabilidade.

O fator de emissões a ser adicionado ao ICB para a seleção de projetos térmicos deve levar em conta as emissões da fonte primária do projeto e ser valorado pelo preço do crédito de carbono no mercado. A formulação é apresentada abaixo:

$$F_{\text{emissão}} = (EE - \text{COMP}) * CC / GF * 8760 \quad (4)$$

Nesta expressão EE é o valor esperado das emissões do projeto por ano ( $\text{tCO}_2^{\text{eq}}$ ) e COMP é o programa de compensação voluntária ambiental e seu impacto em termos de evitar ou capturar emissões de gases de efeito estufa (GEE) por ano, que pode ser feito por meio da transação de créditos de carbono com os outros agentes. O desempenho da compensação será monitorado durante prazo do contrato e pode ser alvo de penalizações com base no status esperado. O prêmio para o melhor desempenho será um dever investidor. Finalmente, CC é valor do crédito de carbono no momento do leilão ( $\text{R}\$/\text{tCO}_2^{\text{eq}}$ ). É importante entender que hoje o Brasil não tem qualquer compromisso em termos de metas de GEE. Este pressuposto explícito em leilões de projetos térmicos é apenas para qualificar um melhor conjunto de projetos de energia de baixo carbono.

#### 6.4. Organização dos Projetos Térmicos no LEN

A nova proposta é realizar um leilão exclusivo de térmicas no início dos LEN A-3 e A-5. O montante é definido pelo MME/EPE e, caso não se alcance o volume desejado por falta de competitividade frente aos preços teto especificados, o volume não preenchido pelas térmicas é repassado para LEN tradicional A-3 e A-5. A EPE qualifica os projetos e calcula os indicadores necessários, tais como, GF, COP, CEC, redução de perdas, melhoria na confiabilidade e fator de emissão.

Os projetos térmicos, usualmente disputando contratos de disponibilidade, saberão antes do certame, os limites para a oferta final da receita fixa (RF) no LEN. Lembrando que os valores dos benefícios, quando indicam melhoria e redução de custos é negativo, o que significa aumentar o limite da RF.

$$\text{Limite RF} = [(\text{Preço Teto LEN}) - (\text{COP} + \text{CEC}) / \text{GF} * 8760 - B_{\text{loss}} - B_{\text{conf}} - F_{\text{emissão}}] * (\text{GF} * 8760) \quad (5)$$

#### 6.5. Estudo de Caso

Apenas para exemplificar o processo de seleção de projetos térmicos no LEN serão utilizados 2 projetos, conforme listado na Tabela 1. Os dados são típicos de projetos similares. Os fatores adicionais calculados para cada projeto são apresentados Tabela 2 (CMLP =  $\text{R}\$ 102/\text{MWh}$ ).

**Tabela 1 – Estudo de Caso – Dado dos Projetos**

Projeto.	Combustível	Capacidade (MW)	Conexão (kV)	GF (MW.médio)	Perda Locacional (%)	Benefício Confiabilidade Energética ( $\text{R}\$/\text{MWh}$ )	Benefício Confiabilidade Elétrica ( $\text{R}\$/\text{MWh}$ )	Fator de Emissão ( $\text{tCO}_2^{\text{eq}}/\text{MWh}$ )	COP ( $\text{R}\$/\text{MWh}$ )	CEC ( $\text{R}\$/\text{MWh}$ )
1	Gás Natural	100	138	70	-5%	-0,3	-3,5	0,4	20	10
2	Carvão	500	500	450	-3%	-1,2	-2	1,5	40	5

**Tabela 2 – Estudo de Caso – Fatores Calculados por Projetos**

Projeto.	$B_{\text{loss}}$ ( $\text{R}\$/\text{MWh}$ )	$B_{\text{conf}}$ ( $\text{R}\$/\text{MWh}$ )	$F_{\text{emissão}}$ ( $\text{R}\$/\text{MWh}$ )
1	-5,10	-3,80	2,00
2	-3,06	-3,20	7,50

Neste exemplo, o limite para oferecer a RF (em  $\text{R}\$/\text{MWh}$ ) é diferente para cada projeto utilizando, por exemplo, um preço teto de  $\text{R}\$ 140/\text{MWh}$ .

$\text{Limite RF}_{\text{proj1}} = 140 - (20+10) + 5,10 + 3,80 - 2,00 = \text{R}\$ 116,90 / \text{MWh}$  e  $\text{Limite RF}_{\text{proj2}} = 140 - (40+5) + 3,06 + 3,20 - 7,50 = \text{R}\$ 93,76 / \text{MWh}$

Neste exemplo o projeto 1 (GN) possui uma margem maior de ofertar do que o projeto 2 (carvão).

## 8.0 - CONCLUSÃO

Este artigo busca debater e apresentar propostas que respaldem a necessidade de térmicas GN flexíveis no sistema com argumentos técnicos.

A busca do aprimoramento dos sinais de planejamento deve estar em sincronia com a competição pelo mercado, através dos LEN. Avanços neste sentido podem ser tentados com leilões exclusivos por fonte, segmentando inclusive as térmicas de base, mérito intermediário e as emergenciais.

Esta proposta contempla a realização um leilão exclusivo de térmicas no início dos LEN A-3 e A-5. O montante é definido pelo MME/EPE e, caso não se alcance o volume desejado por falta de competitividade frente aos preços teto especificados, o volume não preenchido pelas térmicas é repassado para LEN tradicional A-3 e A-5.

A competição da geração térmica pode ser fomentada, através do ajuste da metodologia do custo e benefício que traz na formação do índice ICB, incluindo os benefícios das térmicas ao sistema. Ao índice ICB utilizado na competição por contratos de disponibilidade, composto por RF (receita fixa); COP (custo variável de operação); e CEC (custo econômico de curto prazo) seria então agregado um conjunto de benefícios, como benefícios da redução de perdas ( $B_{loss}$ ), da melhoria da confiabilidade ( $B_{cont}$ ) e o fator de emissões de cada projeto ( $F_{emissão}$ ). A inclusão destes benefícios agregados ao ICB não são itens que serão cobrados dos projetos, mas sim fatores que permitam realizar uma escolha mais adequada dos melhores projetos térmicos. Deve ser considerado na estimativa destes benefícios que existe o risco de uma sofisticação desnecessária dos novos sinais.

Desta forma, esta proposta resulta em ganhos em segurança energética do sistema obtidos com as térmicas a gás natural, bem como a quantificação de ganhos de confiabilidade da rede, com os montantes recomendados vis a vis as perspectivas para o preço do gás natural no Brasil.

## 9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Matos, V.L. , “Formação de Preço considerando metodologia de aversão a risco com CVaR no Brasil”, , UFSC, III SINREM, São Paulo, 2012.
- [2] Prandini, T.M., Mello, J.C.O., “Vantagens de um Planejamento Hidrotérmico para Segurança do Sistema e Otimização dos Custos de Expansão”, XII SEPOPE, Rio de Janeiro, 2012.
- [3] Leite da Silva, A M., Costa, J.G.C, Mello, J.C.O, Abreu, J.C., Romero,S.P., Treistman,R., “Determinação dos Fatores de Perdas Aplicados na Medição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica”, XVI SNPTEE, artigo GAT-018, pp. 1-5, Campinas, 2001.
- [4] Leite da Silva, A M. and Costa, J.G.C. “Transmission Loss Allocation: Part I - Single Energy Market”, IEEE Trans. on Power Systems, 18 (4), pp. 1389-1394, 2003.
- [5] Silveira M. Alzira N., Mello J.C.O., Leite da Silva, A M., “Avaliação do Impacto de Produtores Independentes na Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão”, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, 1999.
- [6] Silveira M. Alzira N., Mello J.C.O., Leite da Silva, A M., “Evaluation of the Impact of Independent Power Producers in the Generation and Transmission System Reliability”, PMAPS, Madeira Island, 2000.
- [7] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, “PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2012-2021”.

## 10.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**João Carlos Mello** – é presidente da Thymos Energia. Sua atuação principal se concentra na área de novos projetos de energia, produtos para o mercado, análise regulatória, gestão de clientes de energia no mercado, estudos eletro-energéticos, suporte a novos investidores, regulamentação de novas modalidades de geração de energia, dentre outras atividades no comando da Thymos Energia.

**Thaís Mélega Prandini** a engenheira Thais Prandini é graduada em engenharia de produção mecânica pela Escola de Engenharia Mauá, é diretora executiva e sócia da Thymos Energia e atua na área de viabilidade econômica e financeira de projetos, planejamento estratégico para contratação de energia, as estratégias de leilão entre outras atividades no vasto leque de apoio econômico e financeiro de sua capacitação.

**Rodrigo Bolognini Viana:** O engenheiro Rodrigo Bolognini é graduado em Engenharia Elétrica, incluindo um período de intercâmbio na Universidade Técnica de Ilmenau – Alemanha. Rodrigo participa da equipe de gestão de energia e desenvolve estudos de viabilidade de geração.

**Giovanni Benini Rocha** O engenheiro Giovanni Rocha é graduado em Engenharia Química pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) em 2009. É consultor da Thymos Energia onde realiza consultoria para o setor de energia, realizando estudos de regulação e tarifa.

**Sami Grynwald** é sócio consultor da Thymos Energia, onde atua realizando análises de viabilidade econômico-financeiras de projetos de infraestrutura no setor de energia, como geração, e transmissão além de desenvolver análises de due diligence em processos de fusões e aquisições.