

A importância de um processo competitivo eficiente na contratação da geração termelétrica⁽¹⁾

Erik Rego
Thiago Ivanoski Teixeira
Pamella Elleng Rosa Sangy

A aprovação na Câmara do PL 6407, a chamada Nova Lei do Gás, na forma como apresentada pelo relator, é uma grande notícia para o país. O Novo Mercado de Gás visa a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, promovendo condições para redução do seu preço e, com isso, contribuir para o desenvolvimento econômico do país. Seus quatro pilares são promoção da concorrência, harmonização das regulações estaduais e federal, integração do setor de gás com setores elétrico e industrial, e remoção de barreiras tributárias.

Um dos resultados esperados do Novo Mercado de Gás é o melhor aproveitamento do gás do pré-sal, da bacia SE/AL e outras descobertas. Entretanto, algumas leituras não estão totalmente alinhadas com este resultado, especialmente quando se utiliza o pilar de integração do setor de gás com o setor elétrico para legitimar o discurso da âncora termelétrica, contrariando-se a lógica econômica e de competição, e o pilar da promoção da concorrência.

A discussão de âncoras termelétricas não vem de hoje, mas é importante entender que as condições no setor elétrico não são mais as mesmas, especialmente após os momentos de crise econômica que o país enfrentou nos últimos anos, acarretando em nível de consumo (não carga) esperado para 2020 bem próximo ao registrado em 2016. O mercado cativo (formado por todos os consumidores das distribuidoras de energia elétrica), que pelo modelo atual é quem paga pelos maiores custos da geração termelétrica, deve registrar este ano consumo inferior ao ocorrido em 2010, e não se deve isso somente à crise, mas sim à evolução natural do setor elétrico. Neste tema, cabe ressaltar que a fatia do mercado relativa aos consumidores livres, que no começo do século era de aproximadamente 10%, pode chegar a valores próximos a 40% até o meio desta década.

As mudanças do setor elétrico também passam pelas mudanças da matriz de geração de energia elétrica. No começo do século a geração hidrelétrica representava pouco mais de 90% da geração de eletricidade total, e, segundo o PDE 2029, até o final da década deve reduzir essa participação para aproximadamente 60%. Diferentemente de outros países, a instalação de renováveis com baixa controlabilidade no Brasil vem ocorrendo sem substituição de outras fontes, mantendo o parque hidrelétrico, cujos reservatórios, em conjunto com a expansão ordenada e econômica da capacidade de transmissão, possibilitam o desempenho adequado do sistema interligado para significativo acréscimo de geração renovável associada ao crescimento do mercado. Em outras palavras, as hidrelétricas e os sistemas de transmissão podem ser considerados como os grandes fiadores das renováveis com baixa controlabilidade.

Corroborando para este entendimento, o estudo realizado no âmbito da Cooperação Brasil Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, por meio da GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit no Programa “*Energy system of the future: integrating variable renewable Energy sources in Brazil’s Energy matrix*”, traz

conclusões importantes: o sistema pode ser operado sob níveis extremos (até 70%) de penetração instantânea de renováveis com baixa controlabilidade, garantindo sua segurança, estabilidade e confiabilidade; a inércia do sistema permanece alta o suficiente, mesmo em situações de alta penetração instantânea de renováveis com baixa controlabilidade; e o controle dinâmico de tensão em condições de alta penetração instantânea de renováveis com baixa controlabilidade é um desafio que pode ser superado por meio de alocação de compensadores síncronos em pontos chave da rede.

Concomitante, corresponsável e acelerador dessa mudança é o consumidor empoderado. Recursos de energia vêm sendo viabilizados pelo mercado, seja no ACL ou geração distribuída. O país é privilegiado pelos recursos que dispõe, e cada fonte tem suas particularidades e contribuições significativas ao sistema. Neste tema, é importante ressaltar que há fontes que dependem essencialmente e instantaneamente de fenômenos da natureza, tais como eólicas e fotovoltaicas, com as quais não se pode contar de maneira direta e individualizada com sua despachabilidade e armazenagem. Já a geração hidrelétrica, por mais que seja a mais completa no atendimento aos requisitos do sistema, também apresenta níveis compulsórios de geração fruto da importância dos demais usos da água. Não menos importantes, as termelétricas a gás natural, por sua vez, possuem modelo de operação que não é dado diretamente pela natureza, mas sim por condições técnicas, econômicas e financeiras, e suas condições operativas podem ser estruturadas de forma a melhor atender às necessidades do sistema.

Neste contexto, o desafio da modernização do setor elétrico é conseguir conciliar a maior participação do consumidor como provedor de soluções de suprimento sem colocar em risco a adequabilidade do sistema retratada pelos novos critérios de garantia de suprimento, que apontam como necessidade de monitoramento contínuo e conjunto dos requisitos de energia e potência. Este é um grande desafio para o novo modelo de comercialização de energia elétrica, o qual se propõe, dentre outras medidas, a separação lastro e energia.

E quanto maior a alavancagem operacional do setor (razão da geração compulsória pela demanda), maior tende a ser o custo do arrependimento em situação de retração da demanda ou carga leve. Além disso, para acomodar obrigações de despacho termelétrico, as possíveis externalidades são deslocamento da geração hidrelétrica, vertimento turbinável e constrained off de fontes eólicas e fotovoltaicas, o que faz com que esforços como o de correção de GSF sofram revés. Neste contexto, é relevante o debate entre “termelétrica compulsória” e “termelétrica não compulsória” (este debate também pode ser representado por termelétricas inflexíveis e flexíveis, respectivamente), cuja discussão deve necessariamente ponderar, conforme estudos do PDE2029, a diferença entre o preço do gás flexível e o preço do gás inflexível.

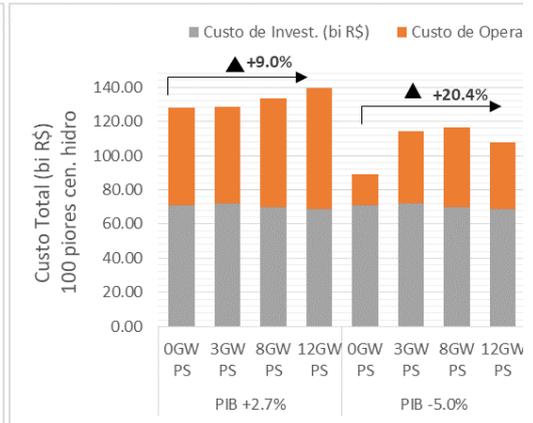
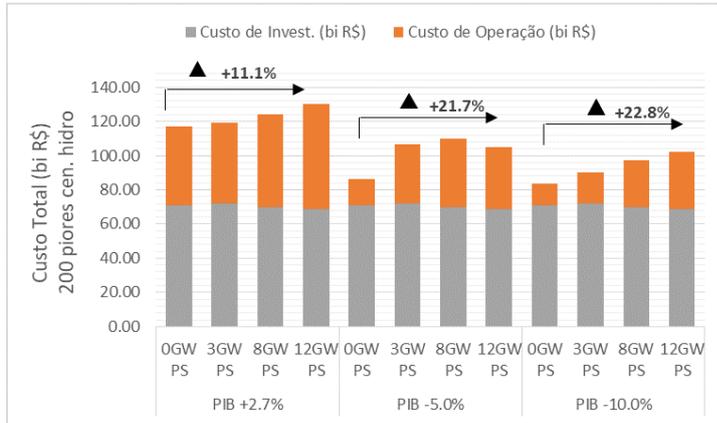
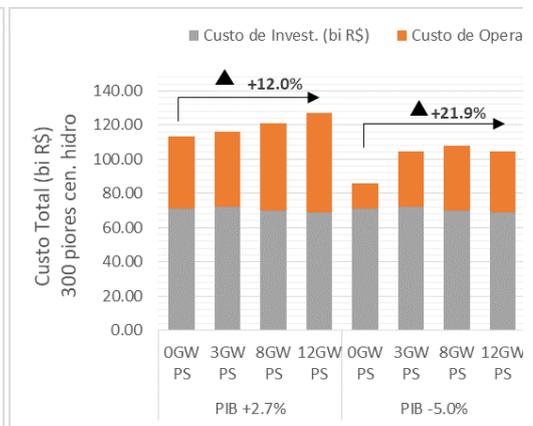
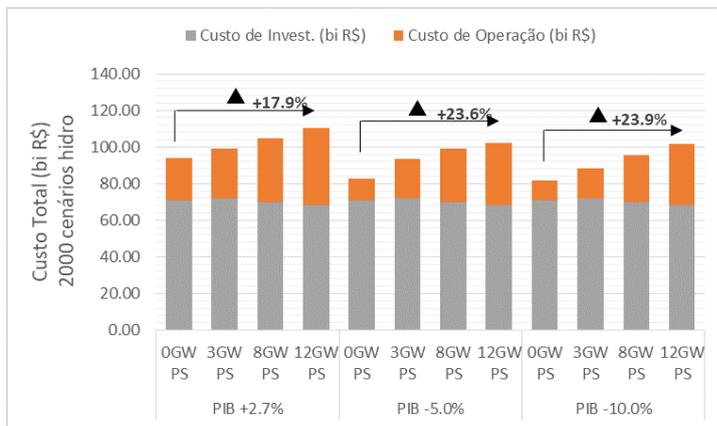
Do ponto de vista do sistema elétrico, os principais requisitos avaliados para a expansão deste sistema são energia e potência. É bastante natural que cada requisito possua um elenco mais adequado de fontes energéticas para seu atendimento. Neste contexto, o requisito de energia tende a ser atendido por fontes com custos variáveis de operação próximo a zero, como, por exemplo, as fontes eólica e solar fotovoltaica. Já o requisito de potência tende a ser atendido por fontes com maior despachabilidade ou possibilidade de armazenamento a custos mais competitivos, como o caso das usinas hidrelétricas (o que inclui a expansão de capacidade por meio de modernização e repotenciação) e termelétricas (especialmente as usinas termelétricas a gás natural sem geração compulsória ou flexíveis). Conforme já abordado anteriormente, é importante destacar a importância da flexibilidade na contratação das usinas termelétricas com o objetivo de otimizar o sistema, e assim melhor aproveitar os recursos energéticos naturais. Adicionalmente, ressalta-se que usinas termelétricas com custos variáveis de operação (também conhecido como Custo Variável Unitário – CVU) mais baixos também podem contribuir para o requisito de energia. Considerando os resultados dos últimos leilões, com a contratação de alguns empreendimentos

termelétricos a gás sem geração compulsória e com CVU inferior a R\$ 200/MWh, bem como a alta quantidade da oferta de projetos termelétricos nos leilões de geração (quase 40 GW), infere-se que é possível garantir liberdade operativa ao sistema a custos equilibrados.

O exemplo citado no parágrafo anterior está alinhado aos resultados do PDE 2029, que simula combinações de valores de investimento, custos fixos e variáveis de diferentes modelos de negócios de termelétricas para atendimento dos requisitos do sistema em competição com as demais fontes disponíveis. Cabe mencionar que a geração a gás natural compulsória só entra por mérito econômico quando o preço do combustível é de cerca U\$ 5,0/ MMBTU (equivalente a CVU inferior a R\$ 200/ MWh, com a taxa de câmbio de R\$ 3,88/U\$ do PDE2029). A análise de sensibilidade do preço do gás natural a aproximadamente U\$ 3,0/ MMBTU (equivalente a CVU inferior a R\$ 127/ MWh) permitiria a entrada de mais de 11GW no horizonte decenal de geração compulsória, por mérito econômico, com 80% de fator de capacidade.

Complementarmente à avaliação do PDE2029, foi feito estudo simulando três variações de demanda (projeção do PDE2029, projeção atual, e cenário pessimista), e considerando três condições hidrológicas: normal (2.000 séries que reproduzem a média e desvio padrão do histórico), severa (300 piores séries) e muito severa (100 piores séries). Com relação a oferta, considerou-se o resultado de referência do PDE2029 com termelétricas sem geração compulsória, com preços de gás natural mais elevados – preço de referência de US\$ 9,35/ MMBTU (equivalente a CVU de R\$ 336/ MWh), e com geração compulsória (com três obrigações de geração, de 3GW a 12GW), e, naturalmente, preço do combustível mais baixo– U\$ 5,0/ MMBTU, o que equivale a CVU de R\$ 193,00/ MWh.

Nas simulações com os 2.000 cenários hidrológicos e as três previsões de demanda, o sistema com geração compulsória (12GW de termelétricas com 50% de geração compulsória) tem custo total (operação mais investimento) entre 18% e 24% superior ao sem geração compulsória. O benefício do consumidor de energia elétrica vai reduzindo-se à medida que se estressa o cenário hidrológico, mas mesmo na pior condição, considerando-se as 100 piores séries, na geração termelétrica livre, sem obrigação de geração, o custo total da expansão e operação do sistema para o consumidor é de 9% a 22,5% inferior à condição com maior montante de geração compulsória. Em todos cenários, o custo total para o consumidor é menor sem contratação compulsória, conforme ilustram as figuras abaixo.



Importante destacar que não há posição contrária à geração termelétrica compulsória (inflexível), desde que resultante de processo competitivo eficiente, como apregoa tanto o Novo Mercado de Gás quanto a Modernização do Setor Elétrico. Neste sentido, este artigo visa fomentar a discussão a respeito da integração entre os setores de energia elétrica e gás natural pela ótica do custo total para o setor elétrico, demonstrando que a âncora termelétrica, com geração compulsória (ou inflexível) não precedida de processo competitivo gás-gás, embora aparentemente seja a solução mais fácil, impõe impactos ao setor elétrico, como o aumento do custo total.

Por fim, destaca-se que a modernização do setor elétrico, com a contratação em separado dos lastros de geração e de capacidade da geração de eletricidade irá criar a oportunidade para que as diferentes tecnologias com seus diferentes recursos atendam aos principais requisitos do setor elétrico, em um mercado dinâmico, competitivo, a partir de sinais econômicos mais adequados e com neutralidade tecnológica.

(1) Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53146666/a-importancia-de-um-processo-competitivo-eficiente-na-contratacao-da-geracao-termeletrica>. Acesso em 11 de setembro de 2020.