



CADERNO OPINIÃO

EXPANSÃO DE TÉRMICAS A GÁS NO BRASIL: O QUE ESPERAR PARA OS PRÓXIMOS LEILÕES?

AUTORES

Diogo Lisboa e Larissa Resende

abril.2018

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

SUPERINTENDENTE COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

ESTAGIÁRIA

Larissa Schueler Tavernese

SUPERINTENDENTE DE ENSINO E P&D

Felipe Gonçalves

COORDENADORA DE PESQUISA

Fernanda Delgado

PESQUISADORES

Angélica Marcia dos Santos
Guilherme Armando de Almeida Pereira
Isabella Vaz Leal da Costa
Julia Febraro F. G. da Silva
Larissa de Oliveira Resende
Mariana Weiss de Abreu
Pedro Henrique Gonçalves Neves
Tamar Roitman
Tatiana de Fátima Bruce da Silva
Vanderlei Affonso Martins

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yell
Magda Chambriard
Milas Evangelista de Souza
Nelson Narciso Filho
Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

EXPANSÃO DE TÉRMICAS A GÁS NO BRASIL: O QUE ESPERAR PARA OS PRÓXIMOS LEILÕES?

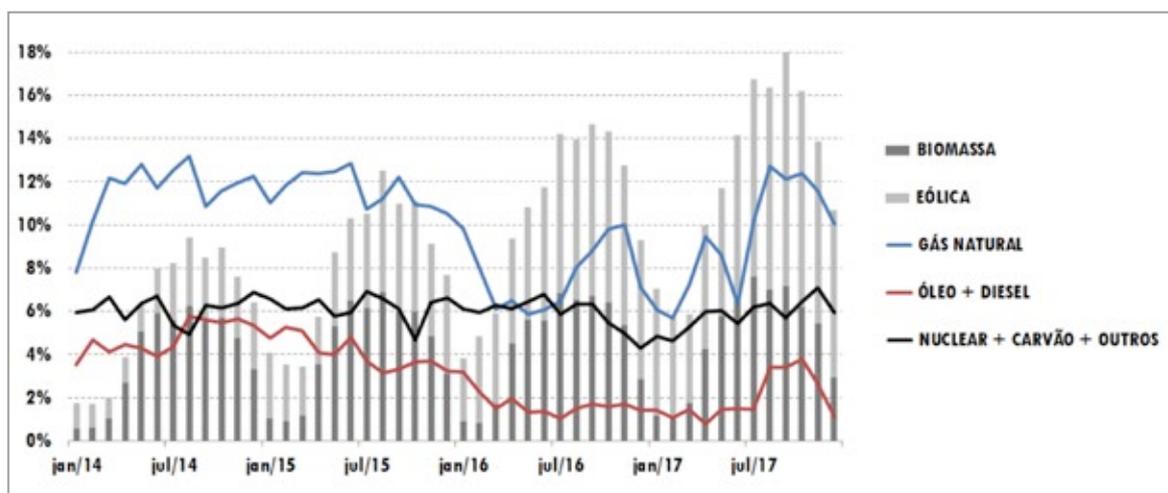
Por Diogo Lisbona e Larissa Resende

Desde 2012, a participação das fontes térmicas na geração total do Sistema Interligado Nacio-

nal (SIN) dobrou de patamar, saltando da média histórica de 9% para 22% nos últimos cinco anos. Nesse período, a contribuição das térmicas chegou a alcançar cerca de 30% da geração no Brasil em momentos de pleno despacho. Neste novo contexto, o gás natural se firmou como a maior fonte de geração termelétrica, se constituindo como principal energético complementar à geração hidráulica predominante.

Contando com 12,5 GW de potência, o parque gerador a gás natural em operação responde por 7,5% dos 164 GW instalados no SIN. Nos momentos de maior despacho, a participação do gás na

Gráfico 1 – Participação das fontes complementares à hídrica na geração de energia (%)



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE – InfoMercado, Março/2018.

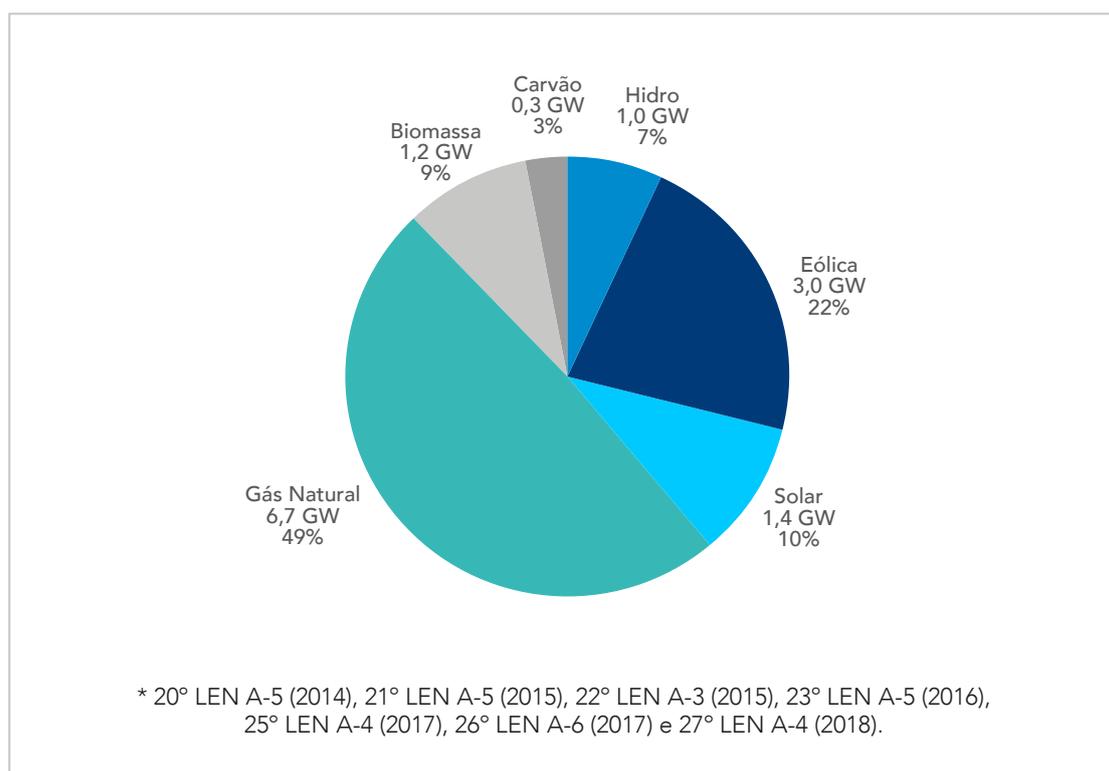
geração total já alcança 13% (Gráfico 1), superando a participação somada dos demais combustíveis para geração térmica (carvão, nuclear, óleo, diesel e outros) e mesmo a contribuição individual da eólica e da biomassa nos períodos secos, quando se registra maior disponibilidade sazonal destas fontes e menor aporte hídrico no sistema.

O maior protagonismo das térmicas no sistema predominantemente hidrelétrico brasileiro decorre de mudanças estruturais em curso, que levam ao maior e cada vez mais frequente deplecionamento dos reservatórios: (i) penetração massiva de renováveis variáveis (eólica e crescentemente solar); (ii) expansão de hidrelétricas a fio d'água, sujeitas à sazonalidade hidrológica; e (iii) redução da capacidade de regularização dos reservatórios, pelo crescimento projetado da carga e pela impossibilidade de ampliação da reserva hídrica.

Frente ao maior despacho térmico, o planejamento indicativo da EPE, em processo de retroalimentação, passou a sinalizar maior contratação futura de térmicas, movidas preferencialmente a gás natural. Enquanto que em 2012 (PDE 2021) projetava-se expansão adicional de 3 GW, alcançando 13 GW instalados em 2021, em 2015 (PDE 2024) indicou-se acréscimo de 10 GW, superando 21 GW já em 2024.

Em linha com o maior despacho operativo e a projeção de expansão crescente do planejamento indicativo, a contratação de térmicas a gás nos últimos leilões de energia nova (LEN) respondeu pela metade de toda a potência que será instalada (13,7 GW) para gerar a energia comercializada nos sete certames realizados desde fins de 2014 (Gráfico 2), atestando o protagonismo do gás na expansão da matriz.

Gráfico 2 – Potência a ser instalada pelos empreendimentos vencedores nos últimos LEN (2014-2018)*



Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE – Dados Consolidados dos Leilões, Março/2018.

Dentre as oito térmicas a gás vencedoras, que adicionarão conjuntamente 6,7 GW de capacidade instalada ao parque gerador brasileiro (Tabela 1), quatro são projetos de grande porte (5,6 GW) que preveem a construção de novos terminais de regaseificação para suprir as centrais com GNL

importado. Já os demais quatro projetos serão abastecidos com gás nacional – uma térmica será suprida pelo gás de Urucu (*onshore*), duas pequenas viabilizarão o aproveitamento de recursos *onshore* de restrita monetização alternativa (*gas-to-wire*) e uma será suprida pelo gás *offshore* do pré-sal.

Tabela 1 – Termelétricas a gás natural contratadas nos últimos LEN

ANO	LEN	Empreendimento	UF	Sub-mercado	Invest. (R\$ mi)	Potência (MW)	Garantia Física (MWmed)	Energia Contratada (MWmed)	ICB (R\$/MWh)	Receita Fixa (R\$ mi/ano)	Origem do Gás Natural
2014	A-5	MAUÁ 3	AM	N	1.232	583	507	484	203,50	760	Onshore
2014	A-5	NOVO TEMPO	PE	NE	3.052	1.238	612	611	206,50	626	GNL Importado
2014	A-5	RIO GRANDE	RS	S	2.945	1.238	605	604	206,50	620	GNL Importado
2015	A-5	PORTO DE SERGIPE I	SE	NE	3.295	1.516	867	867	279,00	1.250	GNL Importado
2015	A-3	PROSPERIDADE I	BA	NE	93	28	23	23	214,25	26	Onshore
2016	A-5	OESTE DE CANOAS 1	MA	N	17	6	3	3	258,00	6	Onshore
2017	A-6	PORTO DO AÇU III	RJ	SE	3.432	1.673	1.547	1.450	213,91	2.086	GNL Importado
2017	A-6	VALE AZUL II	RJ	SE	1.226	466	421	421	211,90	642	Offshore (Pré-sal)
					15.292	6.747	4.586	4.463	223,25		

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE – Dados Consolidados dos Leilões, Março/2018.

Pertencentes originalmente ao Grupo Bolognesi, as térmicas Rio Grande (RS) e Novo Tempo (PE) tiveram suas outorgas comercializadas. A construção da térmica Rio Grande ainda está incerta, tendo em vista o processo de suspensão de outorga em curso na ANEEL, estando atualmente a americana ExxonMobil na tentativa de sua viabilização. Já a outorga da térmica Novo Tempo foi adquirida pela Prumo Logística e transferida para o Rio de Janeiro (Porto de Açu), onde será construído um novo terminal de regaseificação com capacidade de até 10 MMm³/d (em processo de licenciamento para 40MMm³/d), que também abastecerá outra térmica do grupo (Porto do Açu III). A Prumo possui licença ambiental para a instalação total de

6,4 GW de térmicas em seu complexo, além de considerar a construção de unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e gasodutos de conexão com a malha de transporte nacional. Já a térmica Porto de Sergipe I prevê um terminal de regaseificação *offshore* na costa de Sergipe com capacidade de 14 MMm³/d, tendo a FSRU – Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação do Gás Natural Liquefeito (GNL) – capacidade suficiente para atender a usina termelétrica por 17 dias, gerando sua plena potência.

A opção pelo GNL importado, ainda que impulsionada pela maior liquidez do mercado mundial, responde, sobretudo, a condicionantes internos

estruturais. Enquanto que a demanda para geração termelétrica foi estruturada para ser flexível, complementando a geração hidráulica em períodos críticos, a oferta nacional de gás é majoritariamente inflexível, por ser associada ao petróleo. Esta incompatibilidade entre os perfis de oferta e demanda – dada a relevância do segmento térmico no consumo de gás, cuja parcela responde a 50% de toda a demanda em períodos de pleno despacho – está na origem da desarmonia que marcou a desintegração dos setores. Neste sentido, a introdução do GNL importado no balanço nacional de gás é uma resposta à demanda estrutural por flexibilidade. A própria Petrobras, seguindo orientação do CNPE, incorporou três terminais de regaseificação ao seu portfólio integrado. Por outro lado, a opção pelo GNL importado associado a novos terminais também reflete as dificuldades enfrentadas pelos novos entrantes para acessar a infraestrutura existente, tendo em conta a proeminência da Petrobras em todos os elos da cadeia – tema que fez parte do amplo debate promovido no programa governamental Gás para Crescer.

Entretanto, o novo patamar de despacho térmico abre espaço para conciliação entre os perfis de oferta doméstica de gás e demanda térmica, promovendo maior integração entre os setores. A contratação da térmica Vale Azul, no LEN A-6 de 2017, aponta para a possibilidade promissora de ancorar os investimentos necessários à monetização de recursos domésticos. Com potência de 466 MW, empreendida pela Mitsubishi, a térmica localizada em Macaé (RJ) promete utilizar gás do pré-sal suprido pela Shell desde o início de suas operações, em 2023.

A possibilidade de inserção de térmicas na base do sistema elétrico vem sendo amplamente discutido,

não apenas no âmbito do setor elétrico, mas também no de gás natural – forte candidato para assumir esse papel. Com intuito de promover maior integração gás-eletricidade e impulsionar a competitividade de térmicas com maior grau de inflexibilidade, a iniciativa Gás para Crescer identificou alterações infralegais de imediata aplicação. O último LEN A-6 de 2017 já contou com modificações favoráveis ao gás natural, permitindo: (i) sazonalização mensal da inflexibilidade, mantendo ainda o limite máximo anual médio de 50%; (ii) indexação em dólares da parcela relativa ao custo de regaseificação do GNL; (iii) reajuste mensal da parcela de combustível da receita fixa; e (iv) possibilidade de estratégias distintas de indexação das parcelas inflexível (receita fixa) e flexível (CVU).

Como resultado, por meio de estratégias inovadoras de sazonalização de inflexibilidade, as térmicas vencedoras no último LEN A-6 (Porto do Açu e Vale Azul) declararam inflexibilidade máxima permitida sem perder competitividade, optando por sazonalização mais conveniente, o que não era possível anteriormente – todas as demais térmicas contratadas recentemente são flexíveis. A Vale Azul, para ampliar a probabilidade de despacho do gás associado, declarou baixo CVU (R\$ 85/MWh) e concentrou a inflexibilidade no período úmido (novembro a abril), garantindo despacho nos momentos em que há maior geração hidrelétrica e disputando no período seco com as demais usinas térmicas na ordem de mérito com CVU bastante competitivo. Já a térmica Porto do Açu, que será suprida por GNL, concentrou a sua inflexibilidade no período seco (julho a novembro), correspondente a preços spots potencialmente menores pela menor demanda por GNL no hemisfério norte (verão), e declarou CVU de R\$ 167/MWh, o que não reduz significativamente a probabilidade de despacho no período úmido.

Todas as perspectivas acima levantadas sugerem convergência entre operação, planejamento e expansão no sentido de maior geração térmica a gás no país, com tendência de maior despacho na base. Porém, o último Plano de Decenal de Expansão de Energia elaborado pela EPE (PDE 2026) abre espaço para incertezas quanto ao perfil e montante da expansão futura de térmicas a gás e ao seu papel sistêmico na matriz de geração.

Em contraste com o PDE 2024, que projetava um parque térmico a gás de 21 GW para 2024, após incorporar alguns refinamentos no planejamento indicativo, como a utilização do modelo de decisão de investimentos (MDI), o último PDE faz uma inflexão na projeção indicativa para 2026. A projeção do parque térmico a gás voltado para o atendimento energético (base) se reduz para 17 GW, enquanto que 12 GW são incorporados à potência voltada para demanda máxima (ponta), que não seria suprida necessariamente por térmicas a gás.

Cabe notar que a expansão já contratada de térmicas a gás (Tabela 1), correspondente a 5,5 GW (excluindo a Rio Grande), já alcançaria a potência específica indicada no horizonte decenal. Por este prisma, a expansão futura se reduziria aos 12 GW voltados para demanda máxima, mudando o perfil da expansão (térmicas para ponta, flexíveis) e tornando o montante de expansão incerto.

A necessidade de potência específica para atendimento a ponta da demanda é uma novidade para o sistema elétrico brasileiro. A predominância hidrelétrica, associada à presença de reservatórios de armazenagem com regularização plurianual, fez com que a restrição de energia (água) predo-

minasse sob a restrição de potência. Frente às transformações estruturais em curso no sistema, o bloco hidráulico perde capacidade de modulação ao longo da carga e disponibilidade efetiva de potência pelo deplecionamento acentuado e frequente dos reservatórios. Surge, então, a necessidade de potência adicional para atendimento da demanda máxima, que poderia ser atendida pelos seguintes recursos alternativos: termelétricas de partida rápida (a gás), motorização adicional das hidrelétricas, usinas hidrelétricas reversíveis, baterias e resposta pelo lado da demanda.

Embora identifique necessidade específica para atendimento à demanda máxima, ainda não se dimensiona a flexibilidade necessária para acomodar a penetração crescente das fontes variáveis renováveis. O planejamento do SIN permanece enxergando apenas horizontes semanais e mensais, demasiadamente longos frente às mudanças estruturais do sistema, o que prejudica a avaliação de custos e benefícios efetivos. Apenas com maior granularidade temporal (ao menos horária) poderá se identificar a contribuição sistêmica dos recursos e estruturar esquemas de remuneração mais adequados aos novos serviços demandados, valorando outros atributos além da energia. Para avançar nessa direção, o MME pretende implantar a precificação horária já em 2019, impactando a operação e a comercialização de energia. A CCEE já começou a divulgar preços sombras horários para o dia seguinte, paralelamente ao PLD vigente, para que o mercado antecipe impactos da medida e avalie a transição do preço semanal por patamar de carga para a precificação horária. O planejamento deve acompanhar esse aprimoramento, simulando o sistema futuro com maior granularidade.

Apesar do protagonismo da geração térmica a gás vivenciado nos últimos tempos, perdura o dilema quanto ao papel sistêmico que o gás desempenhará no atendimento à carga futura: a geração térmica será mais esporádica e imprevisível, para atender momentos críticos, ou mais permanente e previsível, para suprir a base da geração? A persistência dessa indecisão aumenta a incerteza para a expansão: a contratação permanecerá nos moldes atuais (grande térmicas, cada vez mais inflexíveis) ou convergirá para o planejamento indicativo (térmicas flexíveis para ponta)?

Ainda que o resultado dependa de inúmeros fatores pertinentes às esferas de ambos os setores – como a competição entre as diversas fontes, o desenho e os ajustes discricionários dos leilões, a disponibilidade de gás nacional competitivo, as expectativas referentes à liquidez do mercado spot de GNL, entre outros –, a contratação futura de novas térmicas a gás pode enfrentar mais resistências do que o setor vislumbraria após os avanços

conquistados pelo Gás para Crescer. A recente alteração na Portaria MME nº 102/2016 já é um indício de novos possíveis obstáculos à habilitação dos empreendimentos termelétricos a gás natural nos LEN, com a exigência que a ANP avalie não apenas o compromisso de compra e venda de combustível, mas a viabilidade do fornecimento de gás natural ao empreendimento, o que pressupõe a abrangência de toda a cadeia, da origem do gás a entrega às usinas.

A dúvida sobre o papel sistêmico do gás na matriz elétrica tem seu preço. O descompasso entre planejamento, contratação e operação pode resultar em um parque inadequado no futuro – ou térmicas de ponta poderão ser deslocadas para base (como ocorreu nos últimos anos) ou térmicas de base poderão ser deslocadas para ponta. Em ambos os cenários, os custos indevidos da inadequação recairão sob o consumidor cativo e não haverá bandeira tarifária capaz de simular eficiência.



Diogo Lisbona Romeiro é pesquisador do Grupo de Economia da Energia (GEE) do Instituto de Economia (IE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Graduado em Economia na PUC-Rio, mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia no IE/UFRJ, atualmente é doutorando do Programa de Pós-Graduação em Economia do IE/UFRJ e professor substituto na Faculdade de Economia da Universidade Federal Fluminense (UFF). Tem experiência na área de Economia da Energia, com ênfase em regulação e política energética do setor elétrico e da indústria do gás natural.



Larissa Resende é Pesquisadora na FGV Energia. Doutoranda em Engenharia de Produção pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Mestre em Economia Aplicada pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Possui graduação em Ciências Econômicas pela UFJF. Atuação acadêmica em Métodos e Modelos Matemáticos, Econométricos, Estatísticos e de Otimização, Finanças, Microeconomia e Economia. Experiência em desenvolvimento de modelo de tomada de decisão com base em otimização para operação e expansão da cadeia de suprimento de gás natural, expansão da matriz elétrica para atendimento às metas de emissão, flexibilização da oferta de gás natural com a implementação de Estocagem Subterrânea de Gás Natural, previsão de carga de energia elétrica, avaliação de prêmio de risco implícitos em preços futuros, modelagem e previsão de volatilidade de preços futuros, modelos

de precificação de opções financeiras e ativos e geral, análise de investimento com flexibilidades gerenciais (Opções Reais) e decisões de investimento e financiamento em mercados imperfeitos. Atua na área energética em geral, com foco em temas associados a cadeia de gás natural e sua integração com o setor elétrico.

Veja a publicação completa no nosso site: fgvenergia.fgv.br

Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



fgv.br/energia

