

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

IMPACTOS DA CONTRATAÇÃO COMPULSÓRIA DE TERMELETRICAS A GÁS NATURAL AOS CONSUMIDORES DE ELETRICIDADE

JORGE GONÇALVES BEZERRA JÚNIOR(1);CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO(1)
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA(1)

RESUMO

A Lei Nº14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras, estabelece a obrigatoriedade de contratação de 8GW de capacidade de termelétricas a gás natural, com início de operação até 2030 e nível de inflexibilidade de 70%. Quando todas as usinas estiverem em operação, haverá geração compulsória da ordem de 5GW médios. Do ponto de vista econômico-financeiro, esta política energética poderá resultar em custos elevados aos consumidores, especialmente quando considerada a volatilidade dos preços internacionais de combustíveis. Neste sentido, este trabalho apresenta uma análise de sensibilidade do custo total de operação do SIN, até 2031, em função dos custos operacionais das termelétricas previstas na Lei.

PALAVRAS-CHAVE

Lei Nº14.182/2021, Termelétrica, Gás Natural, Preços dos Combustíveis, Política Energética.

1.0 INTRODUÇÃO

A Lei Nº14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização Eletrobras, estabelece em seu Art. 1º, §1º a obrigatoriedade de contratação de 8 GW de capacidade de termelétricas a gás natural, com início de operação escalonada entre os anos de 2026 e 2030, e escalonada geograficamente entre as regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do Brasil. A Figura 1 apresenta a distribuição geográfica e temporal das contratações das termelétricas previstas pela Lei Nº14.182/2021. Apresenta também a origem preferencial de suprimento de gás natural para estas usinas.

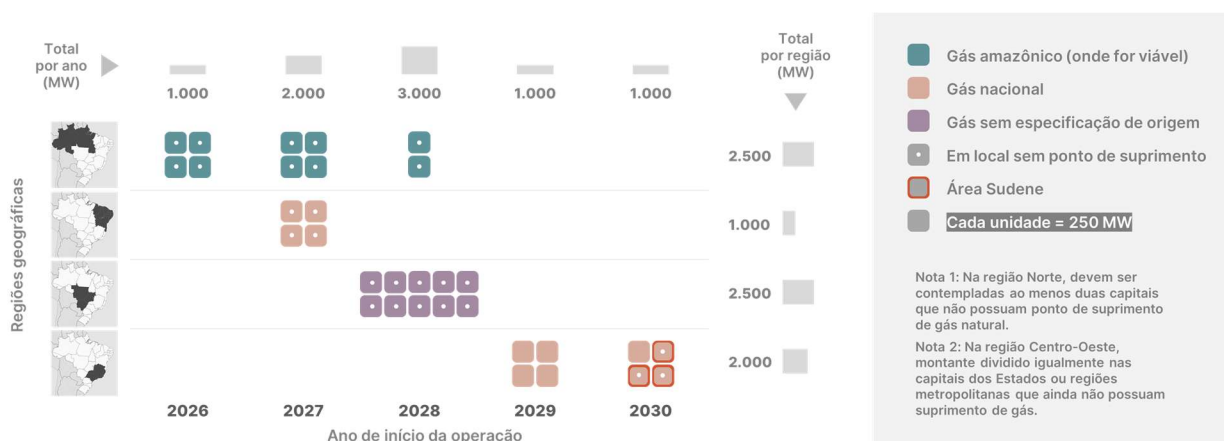


Figura 1 – Distribuição geográfica e temporal das contratações das termelétricas previstas pela Lei Nº14.182/2021.
Fonte: EPE.

Embora a Lei estabeleça a modalidade de contratação via leilões de reserva de capacidade, da qual se espera a aquisição do atributo capacidade, fica definido que as contratações deverão prever um nível de inflexibilidade operativa mínimo de 70%. A partir do ano de 2030, quando todas as usinas previstas na Lei estiverem em operação, esta inflexibilidade resultará na geração compulsória da ordem de 5 GW médios de energia ao ano, incorrendo em uma série de consequências à expansão da oferta de eletricidade.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) apresenta dois cenários de expansão centralizada da geração: o primeiro, denominado de “Rodada Livre”, no qual a expansão da oferta de eletricidade ocorre ao menor

custo total de investimento e operação; e o segundo, denominado “Cenário de Referência”, que considera na otimização da expansão, restrições impostas por políticas energéticas, com destaque para as definidas pela Lei 14.182/2021. Cabe destacar que, em ambos os cenários, os critérios de adequabilidade de suprimento do sistema, definidos na Resolução CNPE nº 29/2019 e na Portaria MME nº 59/2020, são atendidos no horizonte decenal. Quando comparados os dois casos, observa-se um incremento de R\$ 56 bilhões no custo de operação do sistema em relação ao cenário Livre, onde 98% deste valor refere-se ao custo de geração de energia prevista para as termelétricas da Lei 14.182/2021.

Além do expressivo aumento dos custos operacionais, esta medida poderá aumentar substancialmente a exposição dos consumidores à volatilidade dos preços internacionais de óleo e gás natural, além da volatilidade da variação cambial do dólar americano, caso seja permitido que agentes geradores realizem a indexação dos custos com combustíveis associados à geração inflexível aos marcadores de preços internacionais disponíveis na Portaria MME Nº42/2007, conforme ocorre nos leilões convencionais de contratação de energia.

Neste sentido, o presente trabalho apresenta uma análise de sensibilidade do custo total de operação do sistema ao longo do horizonte decenal, em função de diferentes cenários de preços internacionais de gás natural (GN), por meio de seu impacto direto nos custos com combustível associados à geração inflexível das termelétricas da Lei 14.182/2021. Esta análise leva em conta as condições contratuais vigentes para repasse de custos com combustíveis aos consumidores, regidas pela Portaria MME Nº42/2007.

2.0 LEILÕES DE ENERGIA E A PORTARIA MME N ° 42/2007

Nos leilões convencionais de energia, fica facultada às usinas termelétricas a gás natural participantes a indexação de uma parcela das receitas previstas nos CCEARs a preços internacionais de óleo e gás, ao dólar americano e à moeda nacional, conforme estabelecido na Portaria MME Nº42/2007. Estas indexações valem tanto para a parcela de geração inflexível (RFComb), quanto para a geração variável (CVU).

Esta medida tende a trazer mais competitividade aos leilões, uma vez que diversas soluções de suprimento de gás natural e GNL, de origem nacional ou internacional, se tornam competitivas para participação nos leilões. Entretanto, a volatilidade dos preços internacionais de combustíveis e da taxa de câmbio do dólar americano insere elevados riscos aos consumidores de energia elétrica. Esta situação é agravada pelo fato de que não são previstos mecanismos de limitação de risco no caso de ocorrência dessas volatilidades, como eventuais tetos de pagamento para CVU ou RFComb, nem revisão de cláusulas econômicas nos contratos de energia.

Com relação ao suprimento de gás natural no Brasil, parte significativa destina-se ao atendimento do setor elétrico, que em razão de suas características intrínsecas de sazonalidade e incerteza da oferta de geração renovável, impõe elevada variabilidade no consumo de gás natural. A Figura 2 apresenta a participação das termelétricas na demanda total de gás natural no Brasil, no balanço oferta e demanda, desde janeiro de 2010 a dezembro de 2021.

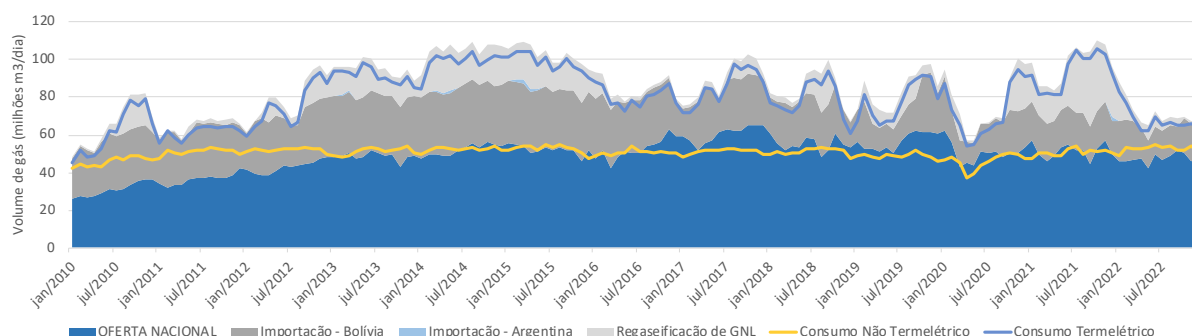


Figura 2 – Participação das usinas termelétricas a gás natural na demanda total de gás no Brasil, no balanço oferta e demanda, desde janeiro de 2010 a dezembro de 2021. Fonte: MME.

Diante das necessidades do setor elétrico, a expansão mais econômica da oferta de energia de termelétrica a gás natural tem ocorrido fortemente baseada em soluções de suprimento a GNL internacional, com as usinas se localizando próximas aos terminais de regaseificação, inclusive desconectadas da rede de gasodutos. Todavia, conforme apresentado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2029), existe espaço para modelos de negócio competitivos de geração inflexível via leilões de energia. Porém, o custo da inflexibilidade do gás imposto ao setor elétrico deve ser compensado por baixos preços do combustível.

Ainda que tecnicamente possível, não se verificou a presença de muitas soluções de suprimento a gás nacional inflexível na expansão recente do setor elétrico via leilões de energia nova do SIN. Neste sentido, a Lei Nº14.182/2021 pode endereçar a contratação de empreendimentos que utilizem o gás nacional como alternativa principal de suprimento, associado a uma inflexibilidade elevada (mínima de 70%, conforme ditames da lei). Entretanto, caso sejam adotadas as regras da Portaria MME Nº42/2007 para atualização do CVU e da parcela referente ao RFComb, entende-se que a alocação dos riscos de volatilidade de preços estritamente aos consumidores possui a tendência de manter elevada a competitividade de soluções de suprimento via GNL em detrimento aos modelos de negócio de gás nacional, além de alocar um risco elevado de custos compulsórios aos consumidores de energia elétrica.

Sob a ótica da integração entre os setores de gás natural e eletricidade, considerando as definições da Lei Nº14.182/2021, um dos possíveis resultados de maior sucesso para o atendimento aos objetivos da política seria a contratação de usinas com suprimento a gás nacional, com reajustes dos custos dos combustíveis a índices nacionais (IPCA), a preços competitivos. Por outro lado, entre os possíveis resultados, estaria a expansão de suprimento majoritariamente a gás ou GNL internacional, com custos de combustíveis mais elevados e com maior volatilidade atrelados a preços internacionais.

A Figura 3 apresenta a variação, em moeda nacional, dos preços históricos mensais de combustíveis permitidos pela Portaria MME Nº42/2007: Henry Hub, *National Balancing Point* (NBP), Brent e *Japan-Korea Marker*TM (JKM), todos publicados pela Platts. Além deles, são apresentadas as variações da taxa de câmbio do dólar americano e do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A referência é igual a 100 para todos os valores em janeiro de 2010, considerando o horizonte até novembro de 2021.

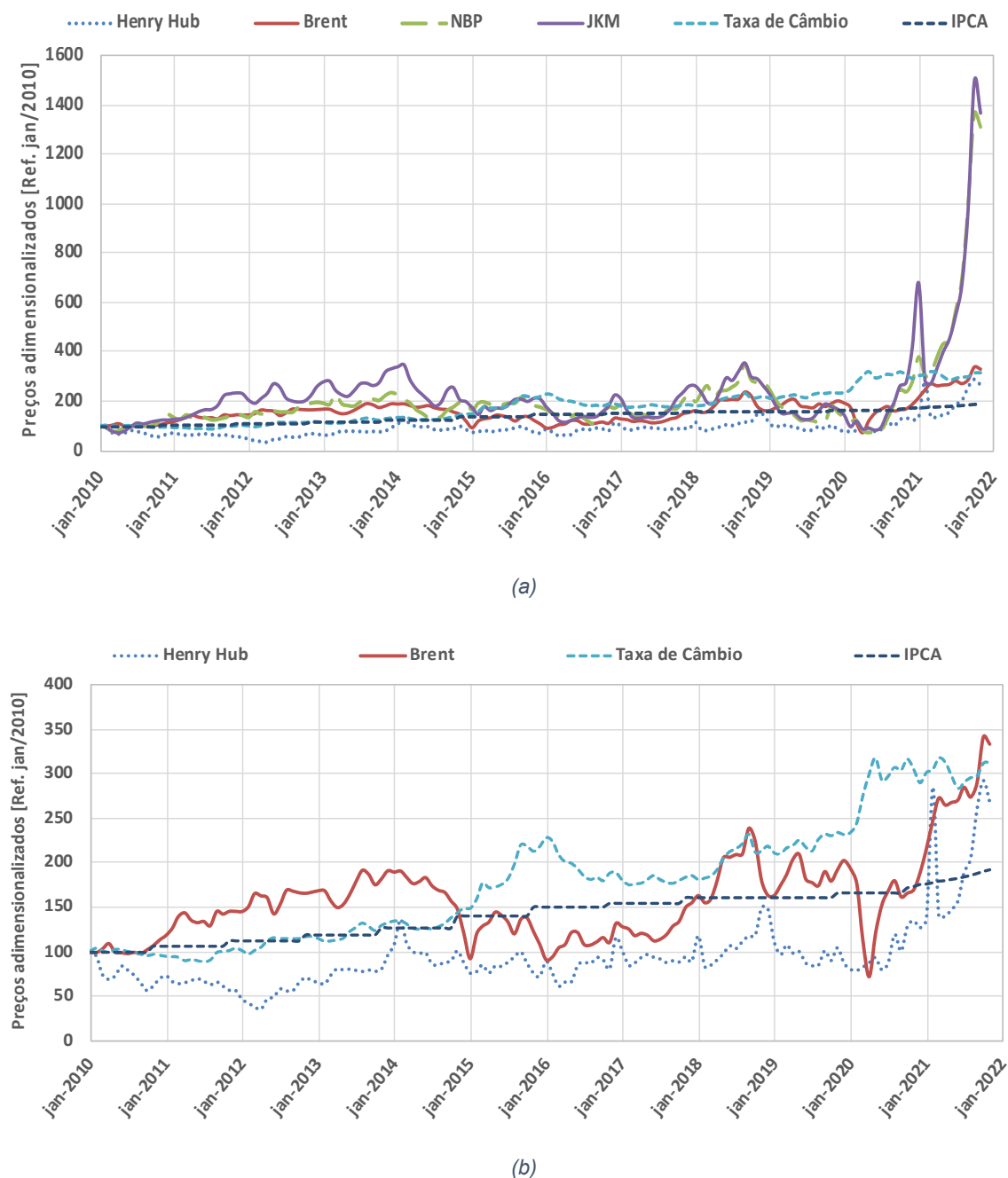


Figura 3 – Variação das indexações de combustíveis permitidas pela Portaria MME Nº42/2007 para empreendimentos de geração a gás natural: (a) análise de todos os indexadores; (b) análise específica, desconsiderando JKM e NBP. Fonte: Platts.

Com base nos dados de preços e índices apresentados na Figura 3, é calculada a volatilidade de cada um dos marcadores presentes na Portaria MME Nº42/2007. Os resultados são apresentados na Tabela 1, em ordem crescente de volatilidade, onde os valores de "Volatilidade" são calculados admitindo-se a hipótese de Movimento Browniano Geométrico para os marcadores. Os valores da coluna "Volatilidade Relativa ao IPCA" são a razão matemática entre a volatilidade do marcador relativa à volatilidade do IPCA.

Tabela 1- Volatilidade dos marcadores de reajustes de custos com combustíveis para termelétricas a gás natural, dispostos na Portaria MME Nº42/2007.

Marcador	Volatilidade	Volatilidade Relativa ao IPCA
IPCA	0,0149	1,0
Dólar Americano	0,0363	2,4
Brent	0,1042	7,0
NBP	0,1388	9,3
Henry Hub	0,1499	10,1
JKM	0,1671	11,2

Nota-se que o IPCA é de fato o marcador de menor risco ao consumidor, enquanto o JKM apresenta risco 11 vezes superior ao IPCA, confirmando sua maior volatilidade entre todos. Comparando-se somente os preços internacionais, verifica-se que o Brent apresenta menor volatilidade. Outro aspecto importante é que a atualização dos CVUs na definição do despacho por ordem de mérito permite um rearranjo da ordem de despacho das usinas, que pode atenuar o risco de volatilidade ao consumidor. Porém, quando se trata de geração inflexível, de compra compulsória pelo consumidor, o montante associado a essa geração não está sujeito ao despacho por mérito, expondo o consumidor ao risco de preços de combustível, sob a obrigatoriedade de pagamento pela geração, independentemente dos preços vigentes.

3.0 VISÃO DE FUTURO

A Lei Nº14.182/2021 estabelece a obrigatoriedade de contratação de 8 GW de capacidade de termelétricas a gás natural, com início de operação escalonada entre os anos de 2026 e 2030. Embora a Lei estabeleça a modalidade de contratação via leilões de reserva de capacidade, fica definido que as contratações deverão prever um nível de inflexibilidade operativa de 70%. A partir do ano de 2030, quando todas as usinas previstas na Lei estiverem em operação, esta inflexibilidade resultará na geração compulsória de mais de 5 GW médios de energia ao ano, conforme se pode observar na Figura 4.

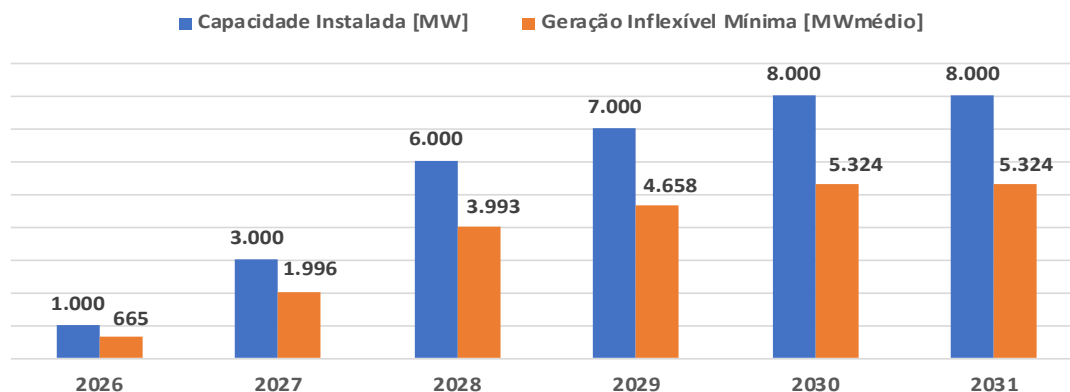


Figura 4 – Expansão acumulada da capacidade instalada e da geração inflexível mínima das contratações previstas na Lei Nº14.182/2021, no horizonte do PDE 2031.

Admitindo-se que as usinas termelétricas deste dispositivo que vierem a ser contratadas tenham tecnologia de ciclo combinado, com elevada eficiência, estima-se que o consumo de gás natural alcance o valor médio de 21 milhões m³/dia a partir de 2030, somente para o atendimento à geração inflexível mínima de 70%, conforme Figura 5.

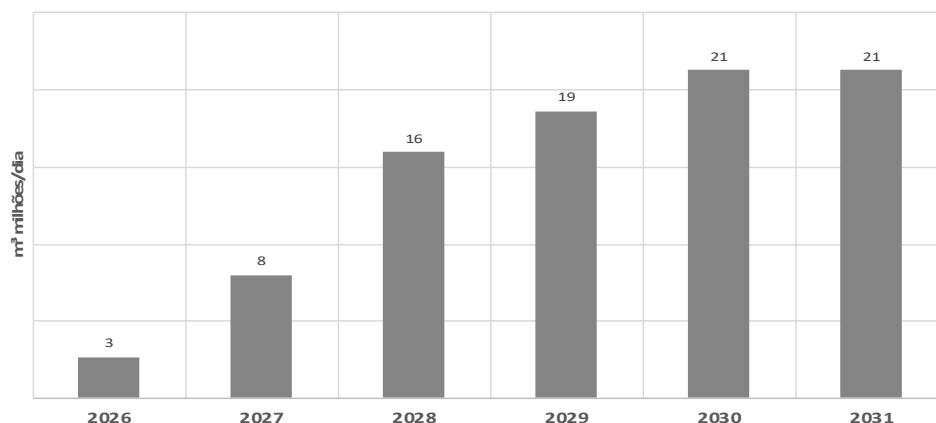


Figura 5 – Demanda média de gás natural para o atendimento à geração inflexível de 70% das termelétricas da Lei Nº14.182/2021.

Conforme destacado, o PDE 2031 apresenta dois cenários de expansão centralizada da geração. Na Rodada Livre, verifica-se que a otimização da expansão resulta na indicação de fontes renováveis não controláveis para suprimento de energia. Combinado a isso, verifica-se a preferência pelas termelétricas a gás natural totalmente flexíveis para o atendimento ao requisito de potência. Neste cenário, a participação das termelétricas no suprimento de energia fornecida pela expansão da oferta é de apenas 5% para o ano de 2031, de um total de 9 GW médios. O custo de investimento da expansão é de R\$ 174 bilhões e o custo total de operação é de R\$95 bilhões, acumulados desde 2022 até 2031. Por outro lado, no Cenário de Referência, considerando a efetivação das políticas energéticas, nota-se a energia atendida pela expansão de termelétricas é de cerca de 7,5 GW médios, onde a participação das termelétricas previstas na Lei da Eletrobras corresponde a 45% deste total. O custo de investimento resulta em R\$ 192 bilhões e o custo total de operação, em R\$ 151 bilhões, considerando o horizonte decenal. Do incremento de R\$ 56 bilhões no custo de operação do sistema em relação ao cenário Livre, 98% correspondem ao custo de geração de energia prevista para essas termelétricas.

Em outras palavras, esta política energética resultará num aumento dos custos de operação em cerca de 60%, comparado à Rodada Livre. No PDE 2031, admite-se o preço médio do gás natural na termelétrica (UTE) de US\$ 5,6/MMBTU e um custo operacional médio de R\$ 284/MWh (RFCComb e CVU). Embora o PDE 2031 tenha apontado os custos expressivos decorrentes desta política, não se considerou no estudo os possíveis riscos de volatilidade associados à eventual indexação dos custos com combustível a preços internacionais, caso seja adotada a Portaria MME Nº42/2007 no processo de contratação.

Para se ter uma ideia sobre a variabilidade dos preços dos combustíveis dentro da visão de futuro, em março de 2022 foram obtidos os preços futuros dos marcadores Henry Hub, Brent e JKM. A série de dados considera contratos em base mensal, em horizonte a partir de abril de 2022 até abril de 2030. A análise comparativa entre os marcadores de preços tomou como referência fórmulas típicas de contratos de GNL, para a entrega do gás natural nas UTE no Brasil, incluindo custos da molécula e prêmio, liquefação, transporte, regaseificação e distribuição. Os resultados são apresentados na Figura 6.

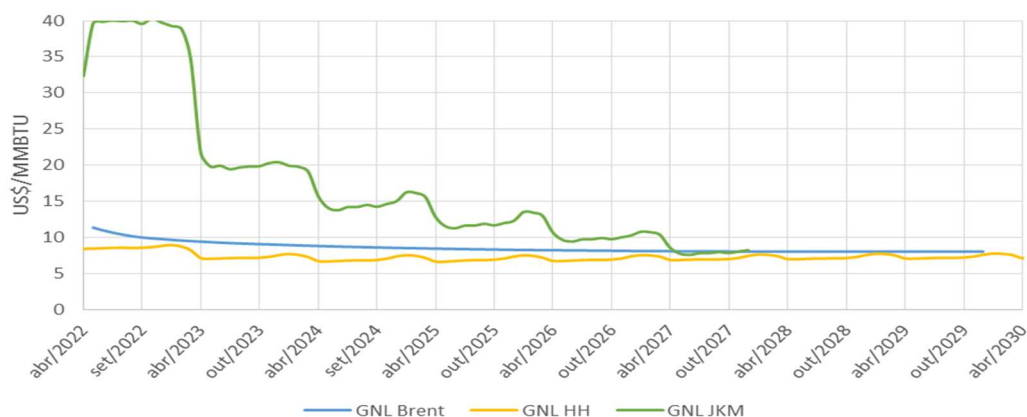


Figura 6 – Preços de GNL no Brasil em função de preços futuros para os marcadores Henry Hub, Brent e JKM.

É possível observar na Figura 6 que a expectativa do mercado internacional naquela época era de que o JKM permaneceria com preços sustentadamente elevados pelos próximos 5 anos. A partir de 2027, os efeitos conjunturais seriam atenuados e os preços de GNL atrelados aos diferentes marcadores convergem entre si. Como exemplo, uma

UTE que operasse com contrato de GNL indexado ao JKM, assumindo custos logísticos adotados no PDE 2031, apresentaria CVU entre maio de 2022 e fevereiro de 2023 da ordem de R\$1.800/MWh. Caso esta parcela esteja atrelada à geração inflexível (RFComb), a compra da energia deveria ser compulsória. No longo prazo, custos operacionais entre os diferentes marcadores convergiriam para valores entre R\$350/MWh e R\$380/MWh. Uma análise complementar sobre a variabilidade dos preços futuros considera os valores mínimo e máximo identificados ao longo do horizonte compreendido entre abril de 2022 e abril de 2030, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Valores máximo e mínimo verificados nos preços futuros para o Henry Hub, Brent e JKM, entre abril de 2022 e abril de 2030.

Marcador	Henry Hub (US\$/MMBTU)	Brent (US\$/bbl)	JKM (US\$/MMBTU)
Máximo	5,03	104,97	39,46
Mínimo	3,03	71,79	6,72
Variação	66%	46%	487%

Com base nas variabilidades de preços de combustíveis verificadas, tanto em dados históricos, quanto em visão de futuro, foi realizada uma análise de sensibilidade do custo total de operação da inflexibilidade de 70% associada à geração das usinas previstas na Lei Nº14.182/2021. Além do cenário de referência do PDE 2031, dois cenários adicionais de preços médios de gás natural são considerados: (i) com preço médio do gás na usina 30% superior ao do cenário de referência e (ii) com preço médio de gás na usina 50% superior ao cenário de referência. As informações das premissas para os cenários estão resumidas na Tabela 3 e os resultados de evolução dos custos operacionais acumulados da geração inflexível, na Figura 7, admitindo-se taxa de câmbio do dólar americano em R\$5,20/US\$.

Tabela 3 – Premissas para análise de sensibilidade do custo da geração inflexível das termelétricas da Lei Nº14.182/2021.

Cenário	Referência	Sensibilidade 1	Sensibilidade 2
Preço do GN na UTE [US\$/MMBTU]	5,6	7,3	8,4
RFComb [R\$/MWh]	284	358	407

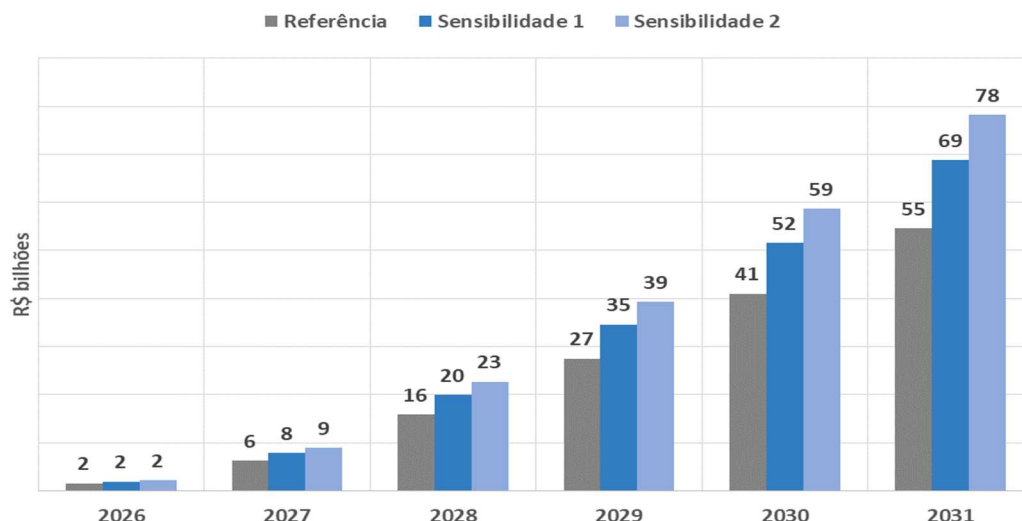


Figura 7 – Custo acumulado da geração inflexível das termelétricas da Lei Nº14.182/2021 no horizonte do PDE 2031.

Pela Figura 7, é possível notar que o custo operacional acumulado pode assumir valores significativamente distantes do esperado, a depender dos reajustes dos custos com combustível previstos nos contratos de reserva de capacidade e dos preços realizados dos combustíveis no futuro. A partir de 2030, quando todas as usinas estiverem em operação, os custos anuais de operação poderão ser em torno de R\$14 bilhões/ano no cenário de Referência, R\$17 bilhões/ano na Sensibilidade 1 e R\$19 bilhões ao ano na sensibilidade 2. Estes resultados podem ser obtidos pela diferença entre os custos acumulados avaliados nos anos de 2030 e 2031, na Figura 7. Portanto, além dos

elevados custos operacionais impostos ao SIN pela Lei Nº14.182/2021, os consumidores de eletricidade poderão ainda ter que arcar com elevados riscos financeiros de volatilidade atrelados a estes custos.

4.0 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho apresentou uma análise de sensibilidade do custo total de operação do SIN ao longo do horizonte decenal, a partir de diferentes cenários de preços internacionais de gás natural que impactam nos custos com combustível associados à geração inflexível das termelétricas da Lei Nº14.182/2021. Foram considerados dois cenários adicionais de preços médios de gás natural: com preço médio do gás na usina 30% e 50% superiores ao cenário de referência do PDE 2031, respectivamente.

Os resultados indicam que, se a Portaria MME Nº42/2007 for adotada irrestritamente na contratação das térmicas da Lei Nº14.182/2021, poderá haver alocação excessiva de riscos financeiros aos consumidores de eletricidade, especialmente no que se refere a aplicação de indexadores de maior volatilidade, como o JKM, com custos anuais adicionais de cerca de R\$ 27 bilhões em relação ao considerado na visão de futuro do PDE 2031. Cabe destacar ainda que a manutenção das regras atuais de indexação pode reduzir a competitividade do gás nacional, com menor efetividade no desenvolvimento da indústria de gás natural de origem nacional.

Por fim, espera-se que os resultados contribuam para a definição de uma alocação menos desequilibrada de custos e riscos entre os agentes geradores termelétricos e consumidores de eletricidade nos contratos de reserva de capacidade.

5.0 REFERÊNCIAS

Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética (2022). Plano Decenal de Expansão 2031.

Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética (2019). Plano Decenal de Expansão 2029.

CME Group. (2021). Dados do Henry Hub, Brent e JKM obtidos em 02/03/2021.

Ministério de Minas e Energia. (2023). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Março de 2023

S&P Global Platts (2021). Preços médios históricos em base mensal dos combustíveis: Henry Hub (código IGBBL00), Brent (código PCAAS0), NBP (código GNCWU00) e JKM (código AAOVQ00).

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) JORGE GONÇALVES BEZERRA JÚNIOR

Analista de Energia, orientado ao planejamento energético e à formulação de política energética.

- Experiência de quase uma década na área de energia, incluindo gás natural, biomassa, renováveis, nuclear e hidrogênio.
- Experiência em diálogos e interações com agências reguladoras (ANP e ANEEL), Ministério de Minas e Energia – MME, com associações e empresas de energia.
- Experiência com sistemas de geração de energia elétrica, com realização de análises técnicas e financeiras de projetos de de diferentes tecnologias, incluindo renováveis e termelétricas a gás natural.
- Desenvolvimento de projetos de máquinas térmicas e condicionamento de ambientes.

(2) CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO

Caio Monteiro Leocádio é engenheiro eletricitista (2011) e mestre em engenharia elétrica (2020) pela Universidade Federal Fluminense - UFF. Profissional com 15 anos de experiência no setor elétrico brasileiro, atuando em grandes empresas dos seguimentos de operação, distribuição e geração de energia. Ingressou na EPE em 2015, onde atualmente é Consultor Técnico na Superintendência de Geração, atuando na coordenação técnica de estudos energéticos para o planejamento da expansão da geração e na análise técnica e econômica de empreendimentos hidrelétricos e termelétricos.