Ofício n. 0679/2020/PR/EPE NUP: 48002.002495/2020-70

Rio de Janeiro, 03 de dezembro de 2020.

Ao Senhor
PAULO CÉSAR MAGALHAES DOMINGUES
Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Ministério de Minas e Energia - MME
Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF

Assunto: **Limite de inflexibilidade para empreendimentos termoelétricos nos leilões de energia.**

Senhor Secretário,

1. Em reunião realizada entre representantes do MME e da EPE no dia 27 de novembro de 2020, foi solicitada à EPE elaboração de nota técnica que trouxesse fundamentos técnicos e econômicos para subsidiar o planejamento dos leilões de energia pelo MME, especificamente com foco na aplicação de limites para declaração de inflexibilidade operativa no caso de empreendimentos termelétricos.

2. Em atenção ao solicitado, apresentamos em anexo a Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-078/2020, de 03 de dezembro de 2020, intitulada "Leilões de Energia - Subsídios para revisão da limitação de inflexibilidade de usinas termelétricas".

3. Permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos.

Atenciosamente,

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA:05514549623
Assinado de forma digital por THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA:05514549623
Dados: 2020.12.03 22:16:10 -03'00'

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA
Presidente
Empresa de Pesquisa Energética

Anexo: Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-078/2020, de 03 de dezembro de 2020, intitulada "Leilões de Energia - Subsídios para revisão da limitação de inflexibilidade de usinas termelétricas"

Empresa de Pesquisa Energética

EXPANSÃO DA GERAÇÃO

LEILÕES DE ENERGIA

Subsídios para revisão da limitação de inflexibilidade de usinas termelétricas

DEZEMBRO DE 2020

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL

LEILÕES DE ENERGIA

Subsídios para revisão da limitação de inflexibilidade de usinas termelétricas

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Bento Albuquerque

Secretária-Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Paulo Cesar Magalhaes Domingues

Secretário de Energia Elétrica
Rodrigo Limp Nascimento

Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Alexandre Vidigal de Oliveira

Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n. 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

URL: http://www.epe.gov.br

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar
70065-900 - Brasília – DF

Escritório Central
Praça Pio X, n. 54
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva
Bernardo Folly de Aguiar
Thiago Ivanoski Teixeira

Equipe Técnica
Hermes Trigo da Silva
Jorge Gonçalves Bezerra Jr

Nº. EPE-DEE-NT-078/2020
Data: 03 de dezembro de 2020

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

Área de Estudo	**EXPANSÃO DA GERAÇÃO**
Estudo	**Leilões de Energia**
Macro atividade	**Subsídios para revisão da limitação de inflexibilidade de usinas termelétricas**
Ref. Interna (se aplicável)	

Revisões	*Data de emissão*	*Descrição sucinta*
r0	03/12/2020	Emissão original

APRESENTAÇÃO

Desde a implantação do novo modelo do setor elétrico em 2004, os leilões de energia têm sido o principal mecanismo para garantir a expansão da geração no país, proporcionando a contratação de empreendimentos das mais variadas fontes a preços competitivos, considerando as necessidades do sistema.

Ao longo desses anos, o regramento que trata dos leilões de geração foi sendo aprimorado para fazer frente às evoluções tecnológicas, socioambientais, regulatórias e sistêmicas. Essas melhorias permitiram, por exemplo, a participação de novas fontes de geração que incorporaram benefícios e também desafios ao planejamento do setor.

Em 2019, com a publicação da Portaria MME nº 187/2019, foi criado o Grupo de Trabalho da Modernização, com o propósito de apresentar um diagnóstico dos temas mais relevantes do setor, além de propor aperfeiçoamentos ao atual modelo. Os trabalhos de Modernização do Setor foram pautados em objetivos que permitirão o fornecimento de energia para os consumidores de forma competitiva, zelando pela sustentabilidade da expansão e pela eficiência na alocação de custos e riscos.

Dentre os principais objetivos da Modernização do Setor destacam-se a preservação da financiabilidade dos projetos, a competitividade e a inovação, além da inserção de novas tecnologias, tendo como referência a busca pela neutralidade tecnológica.

Paralelamente, na interface com o Programa Novo Mercado de Gás, o Grupo de Trabalho Integração Gás – Energia Elétrica foi estabelecido com o objetivo de elaborar propostas de aprimoramentos, considerando a remoção de barreiras e promoção de sinergias para o desenvolvimento conjunto e integrado entre os setores de gás natural e eletricidade.

Nesse contexto, a EPE tem aprofundado seus estudos com o objetivo de propor aprimoramentos às diretrizes e sistemáticas dos leilões de energia, que estejam alinhados com os objetivos e princípios da Modernização do Setor Elétrico, do Novo Mercado de Gás e com a Integração entre os Setores.

Entre os assuntos que decorrem da integração Gás – Energia Elétrica consta o dilema entre a flexibilidade de geração de energia, requisito desejado pelo setor elétrico, e a inflexibilidade de suprimento de gás natural, requisito desejado pelo setor de gás natural, especialmente considerando o desenvolvimento de campos de gás associado (com destaque para os campos do pré-sal).

Nos últimos anos, de acordo com as portarias de diretrizes dos leilões, empreendimentos termelétricos com inflexibilidade superior a 50% não podem ser habilitados tecnicamente pela EPE. Ou seja, nos leilões de energia a participação de termelétricas a gás natural é permitida com nível de inflexibilidade de até 50%. Naturalmente, esta limitação tende a

restringir o número de soluções de suprimento de energia nos leilões do ACR, especialmente as que possuem como suprimento gás nacional de campos de produção de petróleo com gás associado.

Entende-se que a retirada desta restrição promoveria a redução de barreiras à entrada de um portfólio mais amplo de soluções de suprimento de gás natural e, consequentemente, a maior concorrência na geração de energia, trazendo benefícios aos consumidores de eletricidade.

Pelo lado do gás, uma eventual revisão da restrição de inflexibilidade de geração termelétrica, poderia contribuir para o desenvolvimento da indústria de gás, especialmente no que diz respeito à produção e oferta de gás nacional.

Em todo caso, é necessário que uma eventual revisão do limite de inflexibilidade na contratação de energia ocorra sob condições que levem ao menor custo total para a expansão da matriz elétrica e que promovam a concorrência, tanto no mercado de eletricidade, quanto no de gás natural.

Sob estas condições, este documento apresenta um conjunto de análises concernentes à geração termelétrica inflexível a gás natural, sob a ótica do planejamento energético, com vistas a subsidiar o Ministério de Minas e Energia na definição de diretrizes para os próximos leilões de energia.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO 4

1. OBJETIVO 7

2. CONTEXTO 7

3. PERSPECTIVAS DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO 8

PDE 2029 9

PDE 2030 17

4. COMPETITIVIDADE DE TERMELÉTRICAS INFLEXÍVEIS COM GÁS NACIONAL (PRÉ-SAL) NOS LEILÕES DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO ... 23

5. PONTOS DE ATENÇÃO PARA A REVISÃO DO LIMITE MÁXIMO DE INFLEXIBILIDADE 28

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES 31

1. OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar elementos técnicos e econômicos, sob a ótica do planejamento energético, para subsidiar o Ministério de Minas e Energia em possível revisão da restrição de inflexibilidade máxima de geração aplicável a empreendimentos termelétricos nos leilões de energia, tomando como referência os empreendimentos que utilizem como combustível o gás natural.

2. CONTEXTO

Com as discussões e o desenho do programa Novo Mercado de Gás (NMG) ganhando forma durante o primeiro semestre de 2019, o gás natural passou a ser um dos principais focos da política energética. O senso de urgência para um novo desenho de mercado se dá dentro de um contexto de diversificação de agentes no mercado (com a redução da participação da Petrobras na cadeia do gás natural) e com o interesse nacional de se aproveitar o potencial expressivo de oferta de gás natural nacional, especialmente o gás associado do pré-sal.

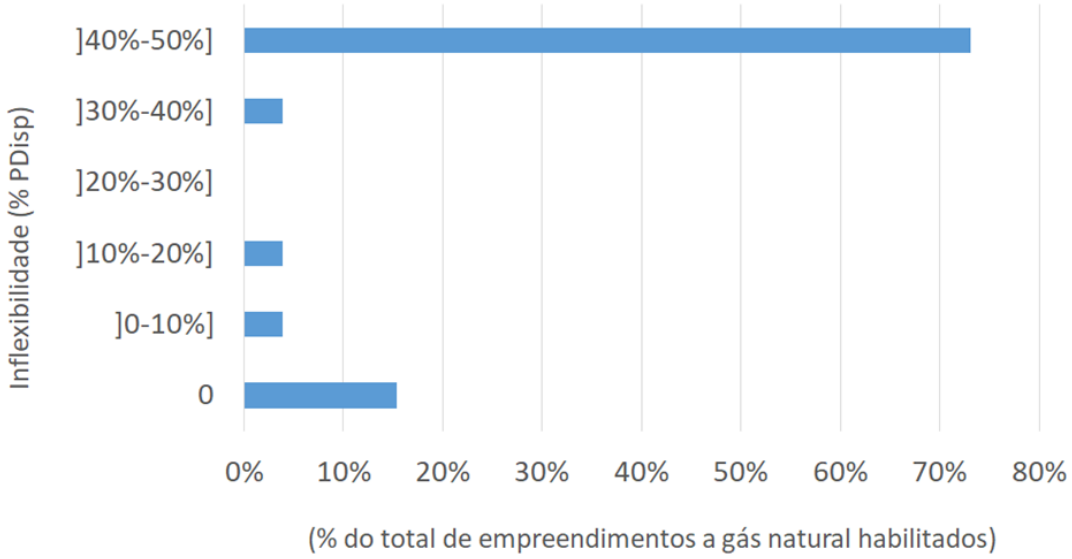
A produção de gás associado, normalmente, ocorre como subproduto da produção do óleo, que, por sua vez, tende a ser relativamente estável. Esta característica acaba por restringir a produção do gás natural a um perfil também estável. Aplicado ao caso do gás do pré-sal, cujo potencial de oferta é relativamente elevado, esta situação é acentuada. Com um mercado doméstico ainda em desenvolvimento e elevada restrição de armazenamento de gás, o perfil de consumo necessário para a convergência com a oferta deve ser também estável. Aplicado somente às termelétricas, a solução de suprimento mais adequada ao gás associado tende a ser aquela com geração inflexível.

Nos leilões de energia a geração inflexível é limitada a um teto de 50% da disponibilidade máxima anual de energia. Pelo lado do gás natural esta condição tende a criar elevada incerteza quanto à parcela flexível de geração, considerando especialmente os critérios de despacho termelétrico (que, considerando a estrutura de geração de energia do brasil, notadamente a parcela majoritária de hidrelétricas, tendem a depender de fatores climáticos).

Nesse sentido, verifica-se que a imposição de limite de inflexibilidade tende a restringir as possibilidades de soluções de suprimento para geração termelétrica, podendo incorrer em barreiras à entrada de novos agentes ao setor elétrico e consequente desincentivo à concorrência pela geração.

O interesse pela geração inflexível por parte dos agentes geradores pode ser observado na figura abaixo, que contém um histograma das inflexibilidades declaradas para participação no Leilão de Energia Nova A-6/2019. O conjunto considerado corresponde aos valores associados às usinas a gás natural habilitadas tecnicamente pela EPE para participação no referido leilão.

Figura 1 – Histograma das declarações de inflexibilidade de projetos termelétricos a gás natural – Leilão A6/2019.



Conforme se pode observar na figura acima, mais de 70% dos empreendimentos habilitados no último leilão A-6 foi apresentou valor de inflexibilidade entre 40% e 50%. Deste conjunto, a ampla maioria declarou o valor equivalente ao limite de 50% estabelecido na portaria de diretrizes. O resultado deste histograma sugere um potencial significativo de ampliação da concorrência nos leilões de energia com a eventual retirada do limite máximo de inflexibilidade.

3. PERSPECTIVAS DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

Na visão do planejamento energético, existe a perspectiva de que a expansão da matriz elétrica tenderá a ocorrer baseada em fontes renováveis, com as usinas eólicas na geração centralizada e com a energia fotovoltaica na geração centralizada e distribuída. Nesta expansão, a participação das termelétricas deverá ocorrer para atendimento ao requisito de confiabilidade do sistema. Isto resulta na contratação de termelétricas totalmente flexíveis, para geração com baixos fatores de capacidade, da ordem de 5%, resultando em consumo médio anual de gás natural significativamente baixo. Estas perspectivas se encontram consolidadas no PDE 2029 e, numa versão ainda em elaboração, no PDE 2030, em cenário nomeado como cenário de referência.

Em cenários alternativos, cada PDE traz uma abordagem distinta acerca da geração inflexível. No PDE 2029 é realizada uma análise de sensibilidade indicando o nível de competitividade da geração termelétrica inflexível em função do nível de preço do gás natural. Nesta análise, verifica-se que as termelétricas inflexíveis podem contribuir para a expansão ótima do sistema elétrico, desde que apresentem preços de gás natural suficientemente competitivos para fazer frente às demais soluções de geração, como as eólicas e as termelétricas totalmente flexíveis. No PDE 2030, a análise de sensibilidade avalia os custos incrementais de investimento e operação do sistema elétrico com a

expansão da matriz considerando a contratação compulsória de geração inflexível, a um preço fixo do gás natural, comparado à expansão de referência.

A visão conjunta dos planos decenais tende a trazer luzes para possíveis desenhos de contratação de geração inflexível, demonstrando a importância de se garantir a competitividade no momento da contratação e de se buscar mecanismos para minimização de custos de arrependimento em caso de contratação compulsória.

A seguir são apresentados os principais resultados do PDE 2029 e do PDE 2030.

PDE 2029[1]

No capítulo de geração centralizada considerou-se como cenário de referência para o gás natural a condição de oferta sem os impactos do Programa NMG. Neste cenário, as ofertas disponíveis de gás natural foram GNL com preços de gás natural entre US$8/MMBTU e US$10/MMBTU, aproximadamente, em função do nível de inflexibilidade demandada por cada usina. Considerou-se também usinas abastecidas com gás natural (por exemplo, oriundo do pré-sal), com preço de gás a US$5/MMBTU, mas com restrições de oferta e nível de inflexibilidade de 50%. Os custos variáveis unitários de geração das diversas opções de usinas a gás natural resultaram nos seguintes valores:

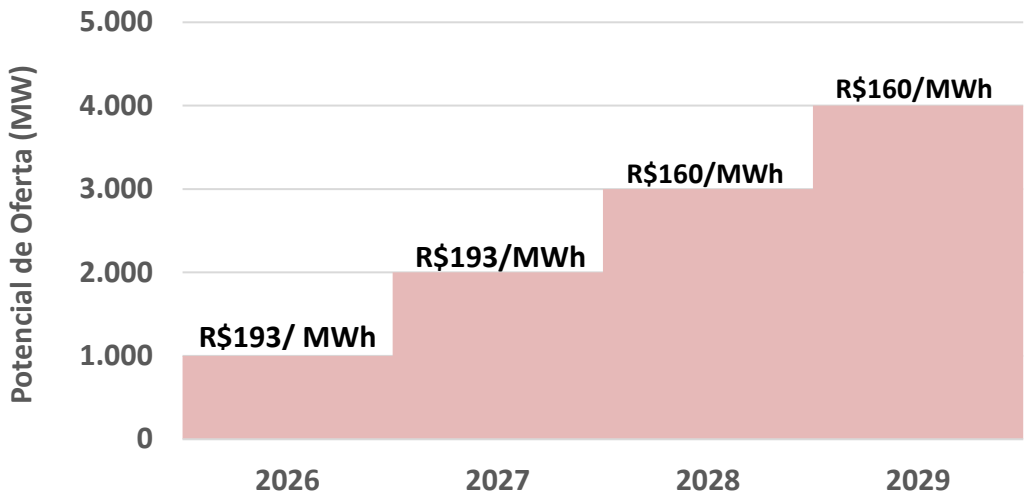
Tabela 1 – Valores de CVU das usinas indicativas a gás natural, ciclo combinado.
Ano base 2019.
Fonte: PDE 2029 (2020).

Suprimento de Gás Natural	Inflexibilidade	CVU	Restrição de Oferta
GNL	0%	R$336/MWh	-
GNL	50%	R$307/MWh	-
GNL	80%	R$287/MWh	-
GNL	100%	R$272/MWh	-
Pré Sal	50%	R$193/MWh	Máximo de 1 GW/ano de capacidade instalada, a partir de 2026

Em cenário alternativo, com o Programa NMG, a maior oferta de gás natural a preços competitivos em decorrência do sucesso na integração do setor de gás natural com o setor elétrico, incentiva a maior participação de termelétricas na matriz elétrica, aumentando a atratividade de usinas com inflexibilidade e, por conseguinte, menor custo total de investimento e operação para o sistema. Neste cenário, considera-se adicionalmente às opções acima apontadas, a oferta de gás natural ao preço de US$4/MMBTU (que resulta em um CVU de R$ 160/MWh), a partir de 2028, limitado ao máximo de 1 GW de capacidade instalada ao ano e inflexibilidade de 80%. A oferta de gás natural do pré-sal com o NMG, pode ser representada de acordo com a Figura 2.

[1] Este trecho do documento apresenta uma versão compilada do PDE 2029, publicado em dezembro de 2019, bem como trechos transcritos na Nota Técnica "Visão do planejamento energético de médio e longo prazos. Levantamento de custos e riscos da interface dos setores de gás natural e energia elétrica.", publicado pelo GT Integração Gás – Energia Elétrica, no âmbito do Programa Novo Mercado de Gás, em 16 de setembro de 2020.

Figura 2 – CVU das usinas indicativas do Pré-Sal. Ano base 2019.
Fonte: PDE2029 (2020).



A expansão indicativa obtida a partir dos cenários de referência e NMG, a partir do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) se encontram na Tabela 2.

Tabela 2 – Evolução da capacidade instalada de geração elétrica do SIN a partir de 2019 considerando os cenários de referência e do NMG.
Fonte: PDE2029 (2020).

Fonte	Potência Instalada (MW)							
	2019[1]		2029 Cenário Referência[2]		2029 Cenário NMG[3]		Variação (2) p/ (3)	Variação (1) p/ (3)
HIDRO	101288	62.9%	103958	47.0%	103818	47.2%	-0.1%	2.5%
PCH e CGH	6385	4.0%	9045	4.1%	9045	4.1%	0.0%	41.7%
EÓLICA	15017	9.3%	39475	17.9%	38969	17.7%	-1.3%	159.5%
BIOMASSA + BIOGÁS	13412	8.3%	15815	7.2%	15815	7.2%	0.0%	17.9%
SOLAR CENTRALIZADA	2182	1.4%	10622	4.8%	10622	4.8%	0.0%	386.8%
NUCLEAR	1990	1.2%	3395	1.5%	3395	1.5%	0.0%	70.6%
GÁS NATURAL	12921	8.0%	35190	15.9%	33481	15.2%	-4.9%	159.1%
Expansão indicativa pré-sal	-	-	1000	0.5%	2651	1.2%	165.1%	-
CARVÃO	3017	1.9%	2083	0.9%	1790	0.8%	-14.0%	-40.7%

No cenário de referência, as termelétricas a gás natural, de modo geral, tendem a gerar energia em complementação às fontes hidrelétrica, biomassa e renováveis variáveis, conforme se pode observar na Figura 3 , que apresenta a expectativa de participação das principais fontes de geração para suprimento à carga. Este perfil de geração termelétrica resulta em baixo fator de capacidade, conforme se observa na Figura 4, que apresenta a expansão indicativa das termelétricas a gás natural em termos de capacidade instalada e o correspondente fator de capacidade esperado para o conjunto das usinas ao longo do tempo, entre os anos de 2025 e 2029. Assim, apesar da expansão termelétrica de mais de 20 GW de capacidade instalada no cenário de referência, não se observa expansão significativa do consumo médio anual de gás natural, conforme será apresentado a seguir.

Figura 3 – Expectativa de geração mensal para suprimento à carga em percentual da carga.
Fonte: PDE2029 (2020).

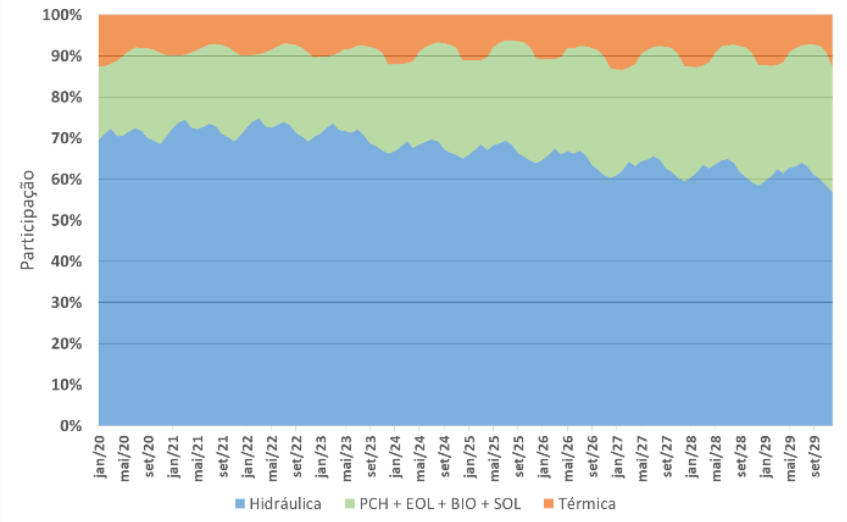
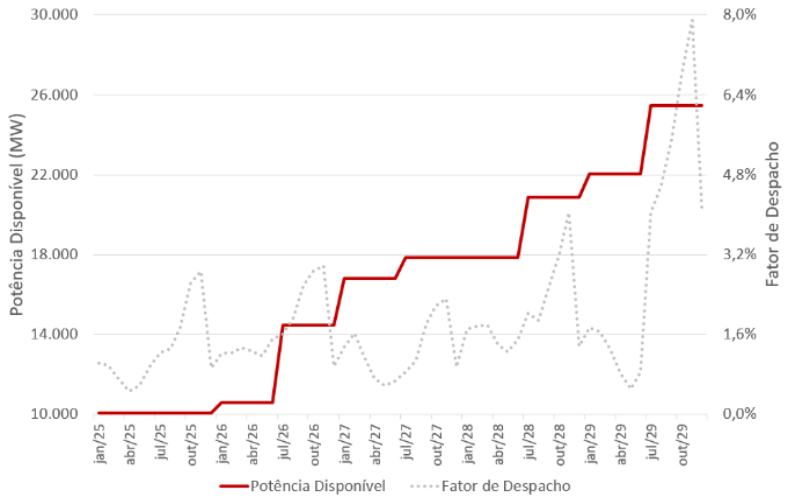
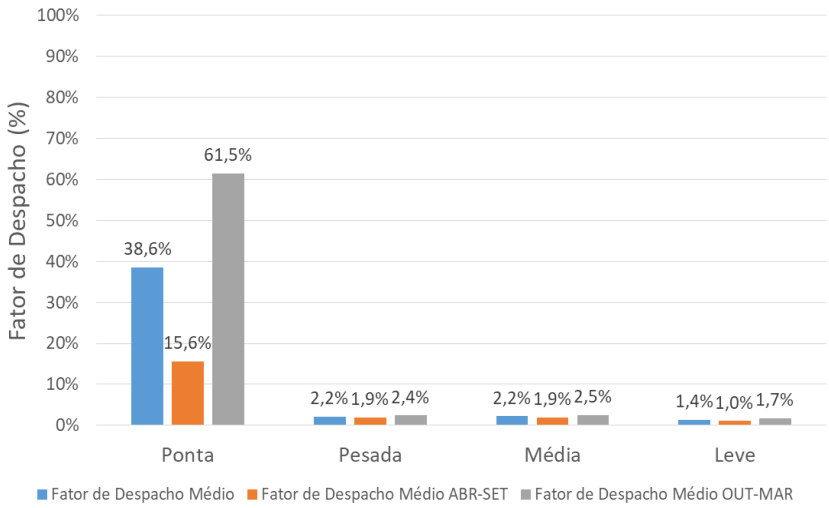


Figura 4 – Fator de despacho para as UTEs indicativas do SIN (simulação Newave).
Fonte: PDE2029 (2020).



Além da complementação às demais fontes de geração, as termelétricas apresentam papel estratégico para atendimento à demanda de ponta, ou demanda de pico. A Figura 5 apresenta o fator de despacho médio das UTEs para cada patamar de carga, considerando os períodos de baixa e de elevada hidrologia.

Figura 5 – Fator de despacho médio por patamar de carga e por período hidrológico para as UTEs indicativas da Região Sudeste em 2029.



Quanto ao Cenário NMG, o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) optou por reduzir em cerca de 1.700 MW a expansão termelétrica a GNL flexível, ao mesmo tempo em que adiciona mais 1.600 MW de termelétrica de menor CVU e maior inflexibilidade, totalizando assim 2.600 MW dessa tecnologia no horizonte decenal. Além de apresentar capacidade instalada maior, essa nova configuração agrega mais energia ao sistema devido ao menor valor de CVU e à maior inflexibilidade operativa, que levam ao maior despacho desses empreendimentos em relação àqueles com custo de operação referenciados ao GNL. Neste caso, ao analisarmos o fator de despacho desses dois tipos de usinas a gás natural, verifica-se fator próximo a 80% para aquelas que utilizam o GN nacional, ao passo em que as usinas a GNL têm seu fator de despacho médio sensivelmente reduzido. Isso leva também a redução da expansão de outras fontes, que contribuem para o balanço de energia no horizonte decenal, como a eólica e hidrelétrica, de aproximadamente 500 MW e 140 MW, respectivamente. Além disso, termelétricas a carvão deixam de participar da expansão até o fim do horizonte, com a retirada dos cerca de 300 MW pelo MDI, em função da perda de competitividade da tecnologia frente ao GN com preço mais baixos. A Tabela 3 apresenta a variação dos resultados dessa sensibilidade em relação à Expansão de Referência.

Tabela 3 - Diferenças entre os cenários NMG, com maior oferta de Gás Nacional, e caso de referência. (PDE2029, 2020).

Fonte	Variação de Capacidade Instalada (MW)
Gás Flexível – Sudeste	- 1.657 MW
Gás Flexível – Sul	+ 383 MW
Gás Flexível – Nordeste	- 435 MW
Hidrelétrica	- 140 MW
Carvão	- 293 MW
Gás Nacional – Menor CVU	+ 1.651 MW
Eólica	- 506 MW

Sobre esses resultados, é possível estabelecer algumas conclusões importantes. A primeira delas é a respeito da participação de usinas termelétricas inflexíveis, com gás natural a preços mais competitivos na expansão do parque gerador. Usinas com essa característica, que tendem a ter um custo variável de operação mais baixo que opções flexíveis, podem ser interessantes ao sistema, a depender da relação entre preço do gás natural, eficiência de geração e nível de inflexibilidade, em relação ao "prêmio pela flexibilidade". Os custos de operação mais baixos (com valores de R$160/MWh e R$193/MWh, ao invés de R$336/MWh, considerando os dados do PDE 2029) propiciam cenário mais favorável para a expansão de UTE a gás natural nacional, onde estas tornam-se mais competitivas frente a outras termelétricas que utilizam GNL ou carvão nacional como combustíveis, mesmo considerando o CVU relativamente baixo do carvão nacional. Destaca-se, porém, que a atratividade dessas usinas é limitada e se reduz à medida que elas passem a fazer parte da expansão ou que ocorram mudanças significativas nas perspectivas de crescimento da carga, principalmente em cenários de grande participação de fontes renováveis com CVU nulo.

Uma segunda conclusão é que a expansão adicional das termelétricas utilizando o combustível mais competitivo praticamente substitui montante equivalente de usinas termelétricas flexíveis, destinadas ao atendimento de energia e potência, contempladas na Alternativa de Referência. Nesse *what-if*, espera-se que as usinas a gás nacional se concentrem nas regiões Sudeste e Nordeste, devido à maior proximidade dos campos de produção e das unidades de processamento de gás natural.

Outro ponto importante é o impacto que a expansão proporcionada por essas termelétricas com gás nacional mais barato pode causar na operação dos reservatórios. Se, por um lado, a inflexibilidade tende a aumentar o vertimento do sistema, justamente por ser uma geração compulsória quando pode haver excedentes de recursos naturais, por outro lado, ao preservar os níveis dos reservatórios, elas garantem a disponibilidade de potência nas UHE. Esse efeito é muito importante para o sistema e vem sendo estudado pela EPE. A busca pelo nível ótimo econômico, que equilibre a expansão de oferta específica para suprimento de potência com as mudanças na operação dos reservatórios para preservar a flexibilidade neles disponível, é objeto de trabalho em parceria da EPE com o Operador Nacional do Sistema (ONS). Tão logo os resultados estejam maduros, serão colocados em ampla discussão com a sociedade.

Com o objetivo de alinhar conhecimento sobre a relação entre a geração termelétrica a gás natural, o preço do combustível e sua oferta potencial, foi realizado adicionalmente no PDE 2029 análises de sensibilidade adicionais. Considerando as incertezas intrínsecas ao planejamento de médio e longo prazo, entende-se que os agentes de mercado podem otimizar sua estratégia de negócio quando mais bem munidos de informação.

A definição do Custo Variável Unitário – CVU para a geração termelétrica é fundamental, já que se trata de uma componente estratégica de alocação de custos e receitas de inteira responsabilidade dos empreendedores, que acaba se refletindo na competitividade dos

empreendimentos nos leilões de energia (com base em sua estratégia e propensão ao risco) e, em última análise, em custos variáveis de geração, repassados aos consumidores finais.[2]

Sem dúvida, uma das principais variáveis para determinar o CVU é o efetivo preço do gás natural. Este, por sua vez, está associado a uma série de fatores ligados a modelos de negócio (que serão abordados ainda neste documento) tão diversos como, por exemplo: (i) usinas a Gás Nacional ou Importado via gasodutos; (ii) usinas a GNL; e (iii) usinas *reservoir-to-wire* ou cabeça-de-poço.

Em particular, cada modelo de negócio incorpora diferentes premissas de estratégia e de risco por parte dos empreendedores, tanto do ponto de vista do mercado de gás natural quanto da geração termelétrica, especialmente no que se refere às condições de preço, como se viu por exemplo nos CVUs declarados pelos empreendedores termelétricos a gás natural no leilão A6/2019, que variaram de R$ 130/MWh a R$ 300/MWh.

Dentro desse contexto, a estimativa de CVU das usinas no PDE 2029 foi realizada com base nas melhores informações disponíveis, como a previsão de preços internacionais de combustíveis, além dos resultados históricos de leilões mais recentes, do estado da arte de tecnologias de geração adotadas no mercado nacional, e dos diferentes níveis e condições de inflexibilidade, como mostram os exemplos a seguir:

Para térmicas usando gás importado a partir de GNL, o preço do gás pode variar de US$ 7,40/MMBTU a US$ 9,35/MMBTU (entregue na usina), a depender do nível de inflexibilidade, e a eficiência da usina pode variar de 38% a 60%, de acordo com a tecnologia adotada. Ainda considerando perdas na rede básica e consumo interno de cerca de 4,5% da energia gerada, os valores de CVU resultantes variam de R$ 272/MWh a R$ 514/MWh.

Para o gás nacional, toma-se como referência o valor de gás de US$ 5/MMBTU entregue na usina, com 60% de eficiência, perdas na rede básica e consumo interno de cerca de 4,5% da energia gerada, resultando em um CVU de R$ 193/MWh.

A sensibilidade do CVU aos impostos pode ser avaliada comparativamente a um caso de isenção de ICMS. Nesta nova condição, o valor de CVU para o gás nacional seria de R$ 171/MWh e os valores de CVU para o GNL variariam entre R$ 240/MWh e R$ 450/MWh, ceteris paribus.

Caso seja utilizado como referência o valor de gás de US$ 4/MMBTU entregue na usina, mantidas as mesmas condições de referência, o CVU resultante seria de R$ 160/MWh. Já utilizando um preço de gás de US$ 3/MMBTU o CVU reduziria para R$ 127/MWh.

[2] A definição do CVU específico para fins de competitividade nos leilões, bem como do CVU para fins contratuais, considerando critérios de reajustes, é estabelecida pelas Portarias MME nº 42 e 46/2007, pela Nota Técnica da EPE nº EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-r2 (Projeção dos Preços dos Combustíveis para Determinação do CVU das Termelétricas para cálculo da Garantia Física e dos Custos Variáveis da Geração Termelétrica (COP e CEC)), pelos Informes Técnicos dos Preços de Referência de combustíveis de cada leilão e pelos contratos de energia elétrica.

Por fim, alterando outras variáveis[3] de formação do CVU, podemos obter valores similares aos menores valores declarados no Leilão A-6/2019 (R$ 130/MWh).

Pelo lado do sistema elétrico, quanto menor for o custo de geração (CVU) de uma usina termelétrica, maior será o seu despacho esperado (resultando em maiores consumos de combustível e previsibilidade). De modo similar, pelo lado do mercado de gás natural, a relação entre o consumo do combustível e o seu preço é inversamente proporcional: quanto maior o consumo esperado, menor deverá ser o preço unitário do combustível.

Dessa forma, foram elaboradas novas sensibilidades em relação ao Capítulo 3 do PDE 2029 (Geração Centralizada), de modo a capturar a relação entre CVU, preço do gás natural e inflexibilidade das usinas termelétrica em um contexto de maior competitividade do gás natural nacional.

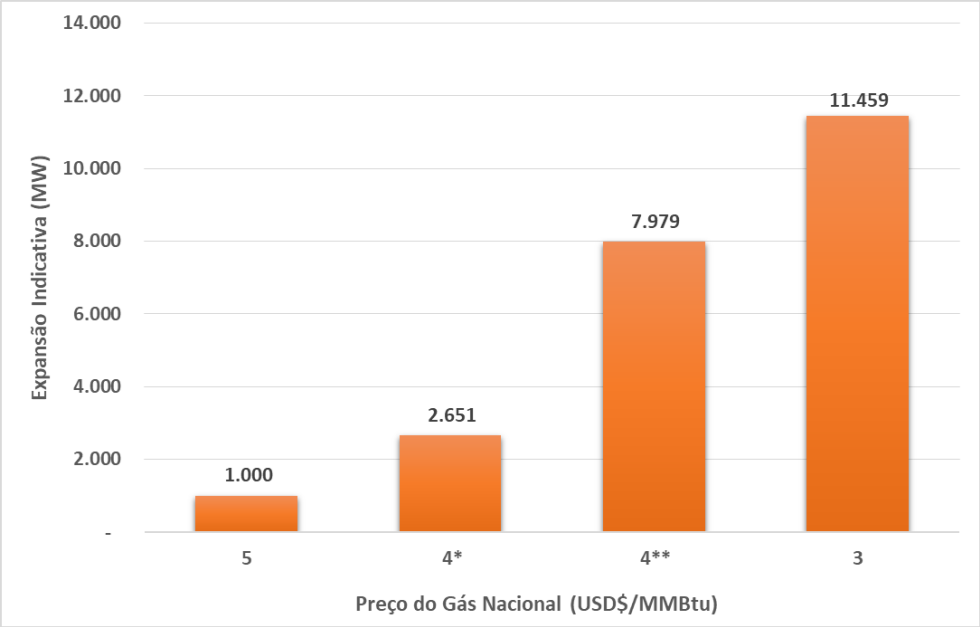
Em uma delas, foi retirada a limitação de 1.000 MW por ano na expansão das termelétricas, na perspectiva de disponibilidade suficiente de gás natural a US$ 4/MMBTU no horizonte do PDE 2029 para atender a expansão adicional, porém mantendo-se o nível de 50% de inflexibilidade. Nesse caso, o sistema elétrico comporta uma expansão de até cerca de 8.000 MW no período decenal, mantidas as demais premissas do cenário de referência.

A maior expansão das UTE inflexíveis ocorre em substituição à oferta indicativa de demais tecnologias, pois ao agregarem energia e capacidade de potência ao sistema, a sua maior inserção tende a reduzir a necessidade de expansão para atendimento a esses dois requisitos de forma combinada.

Na Figura 6, além da expansão de usinas termelétricas utilizando gás nacional no cenário de referência e na análise de sensibilidade do capítulo 3, são apresentadas também os casos adicionais mencionados. Como se pode verificar, o montante de oferta termelétrica com inflexibilidade depende do nível do preço do combustível na expansão ótima do sistema elétrico brasileiro.

[3] Um exemplo adicional, comparativamente ao CVU de referência a partir do gás nacional, caso seja considerada uma usina termelétrica com eficiência de 62%, ciclo combinado, com menor valor de perdas na Rede Básica e consumo interno (de 4,5% para 3,5%), um O&M variável de US$ 5/MWh e um preço de gás nacional de US$ 4/MMBTU entregue na usina, resultaria em CVU de R$ 130/MWh, cerca de 33% inferior ao CVU de referência.

Figura 6 – Expansão indicativa de usinas termelétricas movidas a gás natural nacional de acordo com o preço do gás natural.



Notas: (1) (*) Considerando um limite adicional de expansão de 2.000 MW de UTE a GN ao preço de US$ 4/MMBTU.

(2) (**) Considerando oferta ilimitada de GN, ao preço de US$ 4/MMBTU.

(3) Uma outra sensibilidade avalia o efeito com o gás natural nacional disponibilizado a US$ 3/MMBTU para as usinas termelétricas, mesmo apesar da improbabilidade da ocorrência desse nível de preço em larga escala no Brasil. Essa sensibilidade implica um CVU de R$ 127/MWh, e foi considerada inflexibilidade operativa das UTE de 80%. Nesse caso, a expansão é de até 11.500 MW de usinas termelétricas com alto grau de inflexibilidade.

Essa análise sugere que o patamar do "prêmio" associado à flexibilidade é o fator determinante para a melhor indicação de expansão para o SIN. Ou seja, a geração compulsória de tecnologias movidas a combustíveis fósseis deve apresentar um preço que compense sua inserção na matriz, já que o País conta com um vasto potencial de recursos naturais que apresentam custos variáveis de produção próximos a zero.

Já a Tabela 4 apresenta a variação de capacidade instalada em relação ao cenário de referência, por tipo de fonte, para as três sensibilidades realizadas. As fontes não apresentadas abaixo apresentaram a mesma expansão indicativa em todos os cenários.

Tabela 4 – Variação da capacidade instalada por fonte no horizonte decenal.

Variação em relação à expansão de referência (MW)						
Preço do Combustível (US$/MMBTU)	UTE a gás nacional	UTE Flexível	UHE	Eólica	Carvão	Biomassa
4*	1.651	-1.710	-140	-506	-293	0
4**	6.979	-5.828	-280	-3.847	-293	-300
3	10.459	-7.243	-680	-10.766	-293	-510

Nota: *Considerando um limite de expansão de 2.000 MW no horizonte decenal para gás natural ao preço de US$ 4/MMBTU.

** Considerando oferta de gás natural ilimitada, ao preço de US$ 4/MMBTU.

Vale destacar que determinadas regiões possuem grande oferta indicativa de geração não controlável, a exemplo da região Nordeste, que poderá ter 70% de fontes renováveis

variáveis em 2029, de acordo com a trajetória de referência. Nessa situação, devido à dinâmica da geração e da carga, há uma relevante diferença entre os balanços de energia e de potência da região e as análises indicam predominância de exportação de energia e importação de potência, utilizando os limites de intercâmbio disponíveis nesses momentos. Nesse contexto, a expansão termelétrica que venha a se localizar na região Nordeste agregará maior valor ao sistema quanto mais flexível for.

Também é importante ressaltar que, em situações em que o preço do gás natural seja equivalente em qualquer região do país, os modelos matemáticos apontam para o benefício econômico dessas termelétricas inflexíveis se localizarem próximas aos centros de carga, tornando menor a necessidade de ampliação do sistema de transmissão, refletindo em redução nos custos e perdas elétricas, além do aumento na segurança elétrica ao SIN.

Entretanto, decisões estratégicas de política energética visando estimular o desenvolvimento em outras regiões do Brasil podem levar a uma distribuição dessa oferta potencial associada a ampliações dos intercâmbios entre as regiões para escoamento do excedente de geração. Uma das possibilidades a ser avaliada é o potencial de desenvolvimento do mercado secundário na região Nordeste.

Todos esses temas estão em discussão no grupo de trabalho criado pelo Comitê de Monitoramento da abertura do mercado de gás natural, conforme diretrizes.

PDE 2030

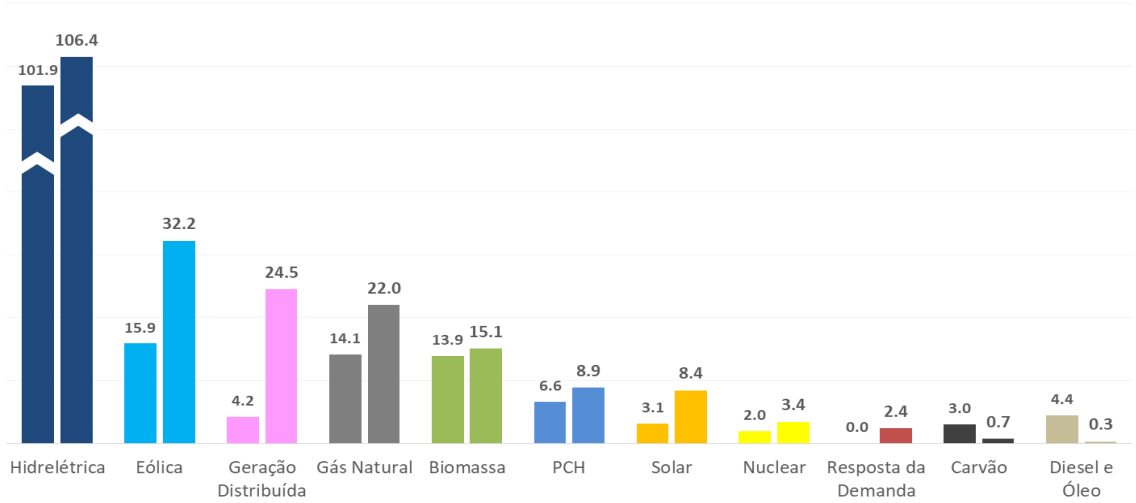
No PDE 2030 (ainda em fase de elaboração/aprovação pelo MME), a expansão da matriz elétrica considera entre as premissas os efeitos da pandemia COVID-19, com expectativa de demanda ao longo do horizonte decenal inferior àquela prevista no PDE 2029. Outro aspecto importante deste documento está relacionado à política prevista para a geração distribuída. Em um cenário de manutenção dos subsídios previstos na Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012, existe maior atratividade a esta modalidade de geração na expansão do setor elétrico do que o previsto no PDE anterior. Estes aspectos, somados a uma percepção da taxa de câmbio do dólar americano mais elevada atualmente, dificultam a expansão da geração termelétrica a gás natural, especialmente, para o atendimento do requisito de energia.

Outro aspecto relevante do PDE 2030 é que não é realizada análise de sensibilidade da competitividade das termelétricas inflexíveis em função do preço do gás natural, conforme realizado no PDE 2029. Neste documento, adotam-se cenários de expansão compulsória de termelétricas inflexíveis, com dois incrementos anuais distintos. Estes cenários são comparados com o cenário de referência e uma análise de custos adicionais de investimento e custo de arrependimento é realizada. Naturalmente, com o preço do gás natural para as termelétricas inflexíveis fixado em US$4/MMBTU e com reserva de mercado para expansão compulsória das termelétricas a gás natural, a expansão da matriz nos cenários alternativos tende a apresentar custos totais (de investimento mais operação) superiores à matriz de referência.

Esta sensibilidade traz reflexões relevantes para os tomadores de decisão sobre a expansão no Ambiente de Contratação Regulada, uma vez que a forma de contratação de energia por meio dos leilões, no formato atual, com separação por produtos e por fontes de geração, tende a garantir certa reserva de mercado às fontes de geração, restringindo os graus de liberdade para a expansão mais competitiva, pelo menor custo total, conforme realizado no modelo de expansão adotado no PDE.

A seguir, é apresentada a expansão do PDE 2030, no cenário de referência, a partir da matriz elétrica de 2020.

Figura 7 – Variação entre a capacidade instalada de 2020 e com a expansão do PDE 2030 por tecnologia – em GW.



Notas:
(a) Dados de dezembro de 2020 e 2030
(b) Gás natural inclui gás de processo
(c) Para fins de exibição as barras de Hidrelétricas tiveram sua escala ajustada, entretanto os valores mostrados correspondem à capacidade instalada
(d) Não inclui a parte paraguaia da usina de Itaipu

Tabela 5 – Expansão por tecnologia entre os anos de 2026 e 2030 em capacidade instalada (MW).

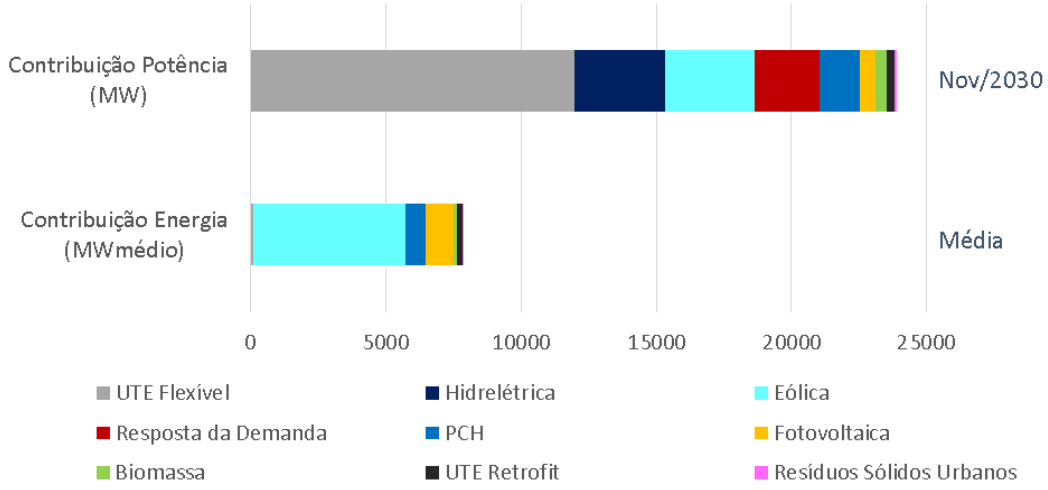
Fontes:	2026	2027	2028	2029	2030	Total (MW)
Hidrelétrica (1)(2)	593	854	1189	1384	313	**4333**
PCH/CGH	300	300	300	300	300	**1500**
Biomassa	80	80	80	80	80	**400**
Resíduos Sólidos Urbanos	12	12	12	12	12	**60**
Eólica	2375	2375	2375	2375	2375	**11875**
Fotovoltaica	731	731	731	731	731	**3657**
UTE Flexível	3082	3117	2135	2000	2000	**12334**
Modernização Carvão	-	-	350	-	-	**350**
Resposta da Demanda	200	400	500	600	700	**2400**
Total:	**7373**	**7869**	**7672**	**7483**	**6512**	**36908**

(1) O incremento anual de oferta hidrelétrica considera a motorização e o melhor período para enchimento de seus reservatórios, o que pode levar a entrada da primeira máquina antes do início da operação comercial.

(2) Inclui o incremento de capacidade devido à modernização de usinas hidrelétricas do parque existente.

Esta expansão demonstra a forte participação da fonte eólica, da geração distribuída e das termelétricas totalmente flexíveis. A figura a seguir apresenta as contribuições de energia e de potência para cada fonte.

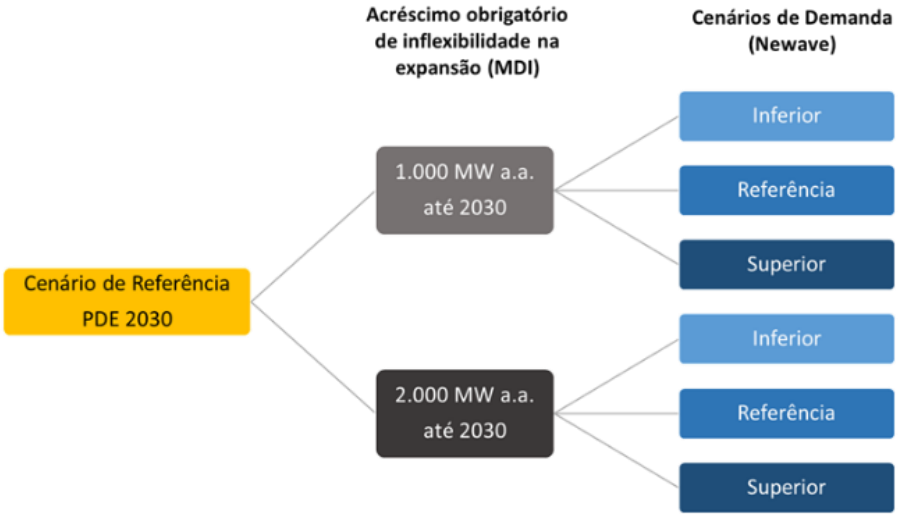
Figura 8 – Contribuição de energia e potência da expansão indicativa em 2030.



A partir desta figura, fica evidente que a contribuição das termelétricas flexíveis está fortemente relacionada à capacidade, com contribuição marginal para energia, que é garantida especialmente pelas fontes renováveis.

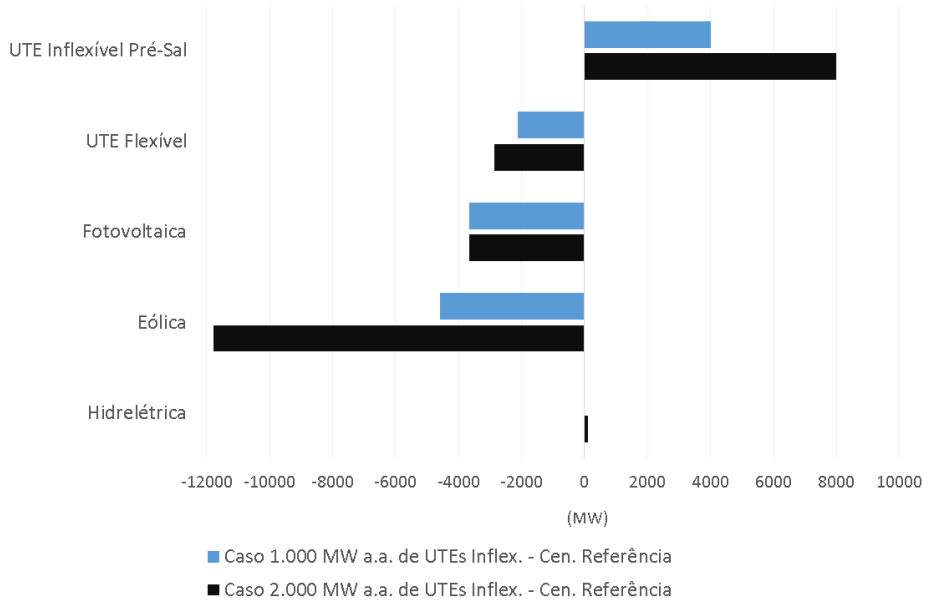
Em dois cenários alternativos, são consideradas duas possibilidades distintas de expansão das termelétricas inflexíveis: no cenário alternativo (i), considera-se a expansão compulsória de 1.000 MW por ano, a partir de 2027, e no cenário alternativo (ii), 2.000 MW compulsórios por ano, a partir de 2027. Em ambos os casos, considera-se inflexibilidade de 80% e preço do gás natural de US$4/MMBTU. Apresenta-se a seguir um resumo dos cenários de expansão alternativos.

Figura 9 – Simulações para avaliação do custo total das expansões contendo inflexibilidade obrigatória, frente a incertezas da demanda.



Os resultados das expansões alternativas da matriz com termelétricas inflexíveis são apresentados na figura a seguir em termos de variação da expansão de cada fonte em relação ao cenário de referência.

Figura 10 – Comparação da expansão indicativa até 2030 em relação ao Cenário de Referência.

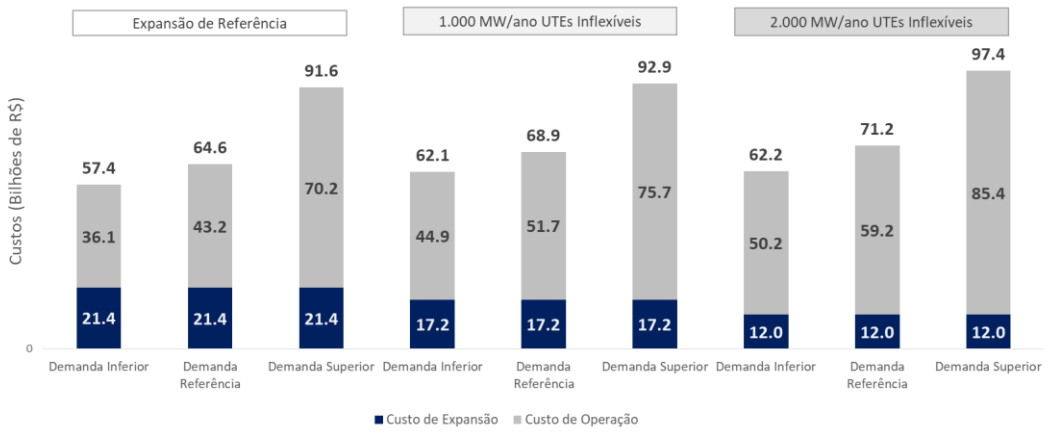


A expressiva redução de fontes renováveis torna-se ainda mais significativa caso haja a inclusão de 8.000 MW de UTE (2.000 MW/ano de 2027 a 2030) inflexíveis até 2030. Essa alternativa acarretaria diminuição de cerca de 18.000 MW de capacidade instalada no sistema dedicadas majoritariamente ao atendimento do requisito de energia, sendo que 12.000 MW seriam provenientes de usinas eólicas e 3.500 MW de fotovoltaicas, tecnologias com custo variável de operação nulo. Além das fontes renováveis, também ocorre a redução de usinas termelétricas flexíveis, que complementam a disponibilidade de potência.

As grandes alterações de redução de capacidade instalada em relação ao Cenário de Referência, poderia levar à falsa conclusão de que as termelétricas inflexíveis induziriam a menor custo total, vez que reduzem a necessidade de investimentos. Porém, os custos de operação, incluindo o custo de combustível associado a geração compulsória (ou inflexível), formam a maior parcela desse custo total.

A seguir, são apresentados os custos de investimento, custos de operação e custos totais para os cenários de referência, cenário alternativo (i) e cenário alternativo (ii), considerando sensibilidades adicionais em relação à expansão da demanda: demanda inferior; demanda de referência e demanda superior.

Figura 11 – Comparação da expansão indicativa até 2030 em relação ao Cenário de Referência.



A partir dos resultados, verifica-se que, em todos os casos de expansão da demanda, os custos totais, de investimento e operação, da matriz de referência apresentaram-se economicamente mais atrativos ao setor elétrico do que os cenários com expansão compulsória de termelétricas inflexíveis. Na tabela a seguir é apresentada uma matriz de arrependimento dos diferentes cenários de expansão. Verifica-se custo de arrependimento de até R$6,6 bilhões de reais para a expansão com contratação compulsória de termelétricas inflexíveis em relação ao cenário de referência.

Tabela 6 – Matriz de custos para as combinações realizadas.

(a) Matriz de custos totais

Estados da Natureza (Demanda)				
Decisão (UTEs Inflex.)	Demanda Inferior	Demanda Referência	Demanda Superior	Máximo
Expansão de Referência	57,4	64,6	91,6	**91,6**
1.000 MW a.a.	62,1	68,9	92,9	**92,9**
2.000 MW a.a.	62,2	71,2	97,4	**97,4**
Mínimo	**57,4**	**64,6**	**91,6**	**91,6**

(b) Matriz de arrependimento

Estados da Natureza (Demanda)				
Decisão (UTEs Inflex.)	Demanda Inferior	Demanda Referência	Demanda Superior	Máximo
Expansão de Referência	0,0	0,0	0,0	**0,0**
1.000 MW a.a.	4,6	4,4	1,3	**4,6**
2.000 MW a.a.	4,8	6,6	5,8	**6,6**
Mínimo	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

Em suma, a visão de planejamento com relação à contratação de termelétricas inflexíveis é de que pode haver atratividade econômica para a contratação, a depender dos preços do gás natural para a formação dos custos com combustível nos CCEARs. Esta atratividade atualmente se encontra pressionada pela redução na expectativa de expansão da demanda por energia elétrica no horizonte decenal (em função dos efeitos econômicos provocados pela pandemia COVID-19) e pela elevação da taxa de câmbio do dólar americano (que tende a exigir preços de gás natural ainda menores, em US$/MMBTU, para uma mesma atratividade em moeda nacional em R$/MWh).

No que diz respeito à contratação compulsória de termelétricas inflexíveis, o menor custo de arrependimento da desotimização da expansão será função da quantidade de energia compulsória contratada e dos preços do gás natural adotados na formação dos custos com combustível. Um possível desencadeamento desta sensibilidade do PDE 2030 pode ser a discussão de alocação dos custos incrementais da contratação das termelétricas compulsórias. Uma alocação equilibrada destes custos, para além do setor elétrico, poderia contribuir para se resguardar a competitividade da energia elétrica no país e distribuir os custos incrementais entre os agentes que se beneficiarem diretamente com estas contratações e àqueles que se apropriarem de externalidades positivas.

4. COMPETITIVIDADE DE TERMELÉTRICAS INFLEXÍVEIS COM GÁS NACIONAL (PRÉ-SAL) NOS LEILÕES DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO

Os leilões promovidos para contratação de energia elétrica do Ambiente de Contratação Regulada, onde a demanda é formada pelo *pool* de distribuidoras de energia elétrica, segue uma dinâmica própria, que não necessariamente coincide com a expansão do PDE. Eventuais diferenças podem se dar, primeiramente, porque a visão do PDE é uma visão sistêmica, de cunho indicativo, que considera os custos das fontes de geração num momento histórico específico, podendo haver ainda alguma assimetria de informação entre os dados da EPE e os dados verificados pelos agentes de mercado.

Adicionalmente, os leilões do ACR dependem de declaração de necessidade das distribuidoras e seguem uma distribuição de competição que permite reserva de mercado, uma vez que todas as fontes não competem diretamente entre si. Em todo caso, espera-se que a Modernização do Setor Elétrico venha a trazer maior economicidade para as contratações para o atendimento dos requisitos do sistema elétrico, como energia e capacidade.

Atualmente, para a contratação de energia, a competitividade nos leilões é estabelecida, em última análise, em termos de índice custo-benefício (ICB), em R$/MWh. Quanto menor o ICB, mais competitiva será a solução de suprimento energético, com menor relação custo-benefício. Este valor é calculado com base nos custos de investimento e de operação das usinas, confrontados com um conjunto de dois mil cenários probabilísticos de custo marginal de operação, por meio da ferramenta "GFeK". Esta ferramenta disponibiliza uma estimativa dos parâmetros de garantia física e de fator K para cada solução de suprimento, podendo-se calcular a partir disso, os valores de ICB correspondentes.

Dito isto, este estudo de caso visa a avaliar a competitividade de uma termelétrica inflexível, com gás natural oriundo do pré-sal frente a um *benchmark* com uma solução a GNL em leilões de energia nova. Para esta análise, são levantados dados estimados de custos de investimento e custos operacionais (incluindo combustível) para ambos os casos. Diferentes condições de operação em termos de inflexibilidade, preço do gás natural ou do GNL e CVU são levantados e comparados entre si com a ferramenta "GFeK", disponibilizada pela EPE. Com base neste conjunto de informações, são obtidos valores de ICB para as diversas soluções de suprimento, buscando-se a configuração via GNL mais competitiva, para composição do *benchmark* do ICB. A partir do ICB mais competitivo, verificam-se algumas configurações de inflexibilidade para termelétricas com gás do pré-sal e os níveis de preços correspondentes ao gás para se obter a mesma competitividade da termelétrica a GNL.

No que diz respeito aos custos fixos, excluindo-se os custos da geração inflexível (RFComb), são considerados neste estudo: (a) o custo e remuneração de investimento (taxa interna de retorno); (b) os custos de conexão e uso do Sistema de Distribuição e Transmissão; (c) os custos fixos de Operação e Manutenção - O&M; (d) os custos de seguro e garantias, além de compromissos financeiros; e (e) custos socioambientais e tributos e encargos

diretos e indiretos. O cálculo dos custos fixos é utilizado para se estimar a parcela RFDemais.

O cálculo da parcela RFDemais foi realizado por meio da Tarifa de Equilíbrio, que correspondente àquela que produz um valor presente nulo dos fluxos de caixa das receitas e despesas no período analisado.

Entre as principais premissas, destacam-se CAPEX e O&M (mencionados anteriormente), Estrutura de Capital (35% Próprio - 10%a.a., 65% Terceiros, - 7%a.a., em termos reais), Vida útil econômica (25 anos), Encargos e Impostos aplicáveis. Os valores obtidos de RFdemais para uma usina termelétrica a gás natural de 1.500 MW de capacidade instalada foram de R$ 850 milhões por ano para a usina a GNL e de R$ 1.000 milhões por ano para a usina a gás do pré-sal.

A principal diferença entre estes custos está relacionada aos custos de investimento nas infraestruturas de gás natural. No caso do gás nacional, os custos com gasodutos de escoamento e UPGN acabam superando os custos fixos de um terminal de regaseificação. Em contrapartida, os custos operacionais da infraestrutura do gás do pré-sal tendem a ser inferiores aos do terminal de GNL.

Os custos variáveis com combustível tendem a ser inversamente proporcionais ao nível de inflexibilidade operativa da usina. Isto porque a previsibilidade de geração propicia menores custos de *take-or-pay* do suprimento de gás natural. Neste sentido, verifica-se que pelo lado do setor de gás, existe um custo adicional pela flexibilidade de suprimento, enquanto pelo lado do setor elétrico, existe um prêmio pela flexibilidade. Em consonância com os estudos do PDE 2030, os valores de inflexibilidade, preço de GNL e CVU correspondente à termelétrica a GNL são apresentados abaixo:

Tabela 7 – Valores de CVU para termelétrica a GNL em função do nível de inflexibilidade e do preço do gás natural correspondente.

Nivel de Inflexib de GNL (% da Cap. Inst.)	Preço de Gás na UTE - ref. GNL (US$/MMBTU)	CVU (R$/MWh)
0,0	7,48	347
50,0	6,63	312
80,0	5,93	283
100,0	5,58	268

Com relação à termelétrica a gás do pré-sal, os estudos do PDE 2030 não apresentam preços diferentes de gás natural em função do nível de inflexibilidade, diante de assimetrias de informação com o mercado. Sendo assim, obtém-se apenas o valor de CVU em função do preço do gás natural.

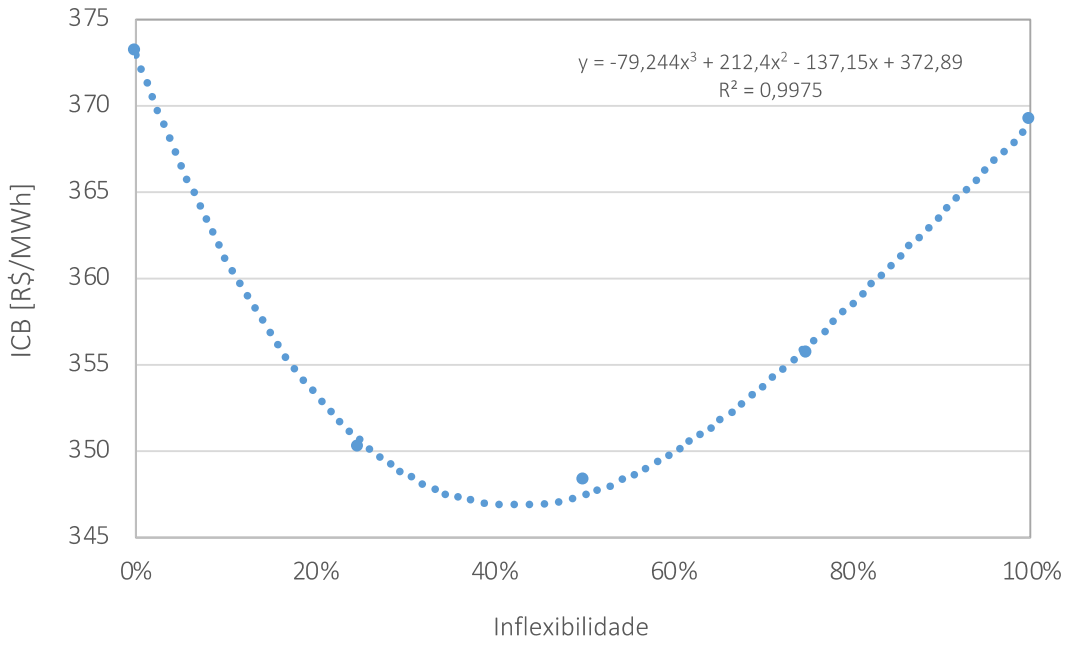
Tabela 8 – Valores de CVU para termelétrica a GN do pré-sal em função do preço do gás natural.

Preço GN Nacional na UTE (US$/MMBTU)	CVU (R$/MWh)
3,0	161
4,0	202
5,0	244
6,0	285
7,0	327
8,0	369
9,0	410

Cabe destacar que, neste estudo adotou-se o valor de RFComb equivalente ao montante de geração inflexível valorado pelo CVU para fins de simplificação.

Com as informações do GNL, é possível obter valores de ICB em função da variação da inflexibilidade da usina, com perfil sazonal, sendo possível encontrar o ICB mínimo, conforme figura abaixo:

Figura 12 – Valores de ICB em função do nível de inflexibilidade para uma usina termelétrica a GNL, com pefil de inflexibilidade sazonal.



Neste caso, o mínimo ICB é obtido por meio de regressão de dados a partir da ferramenta "GFeK", com resultado mínimo de R$347/MWh, para um nível de inflexibilidade sazonal de 43%, sendo o *benchmark* para a termelétrica a gás do pré-sal.

Aplicado à termelétrica a gás do pré-sal, procura-se calcular, a partir do ICB de *benchmark*, os níveis de preços de gás natural que resultem em competitividade equivalente, variando o nível e o perfil da inflexibilidade. Os resultados se encontram na tabela a seguir:

Tabela 9 – Preços de gás natural do pré-sal para se obter um ICB de R$347/MWh, em função do nível e do perfil de inflexibilidade.

Inflexibilidade	Perfil Inflex	CVU	Preço GN
50%	Sazonal	284	**6,0**
75%	Sazonal	257	**5,3**
50%	Contrassazonal	232	**4,7**
75%	Contrassazonal	217	**4,4**
100%	-	228	**4,6**

Assumindo incerteza em relação ao ICB de *benchmark*, é realizado um novo conjunto de cálculos para termelétrica a gás do pré-sal que resultem em ICB de R$300/MWh. Os resultados são apresentados a seguir:

Tabela 10 – Preços de gás natural do pré-sal para se obter um ICB de R$300/MWh, em função do nível e do perfil de inflexibilidade.

Inflexibilidade	Perfil Inflex	CVU	Preço GN
50%	Sazonal	225	**4,5**
75%	Sazonal	204	**4,0**
50%	Contrassazonal	193	**3,8**
75%	Contrassazonal	176	**3,4**
100%	-	181	**3,5**

Com base nos resultados, estima-se que uma termelétrica inflexível com gás do pré-sal deve apresentar preços de gás natural entre US$3/MMBTU e US$4/MMBTU, com valores decrescentes com o aumento da inflexibilidade para que seja suficientemente competitiva nos leilões de energia.

Com base nestes resultados pode surgir o questionamento da capacidade de o gás do pré-sal atingir estes níveis de preços para ser suficientemente competitivo nos leilões de energia. No sentido de uma resposta, estudos da EPE apontam que os custos do gás do pré-sal tenderão a variar em função do nível de CO_2 misturado ao gás natural e da distância

entre os campos de produção e as UPGNs, localizadas à costa brasileira. Estes custos são apresentados na figura e tabela a seguir, tendo como referência o gás natural especificado na saída da UPGN.

Figura 13 – *Break even* do custo do GN em função do nível de CO_2 e distância do campo e UPGN

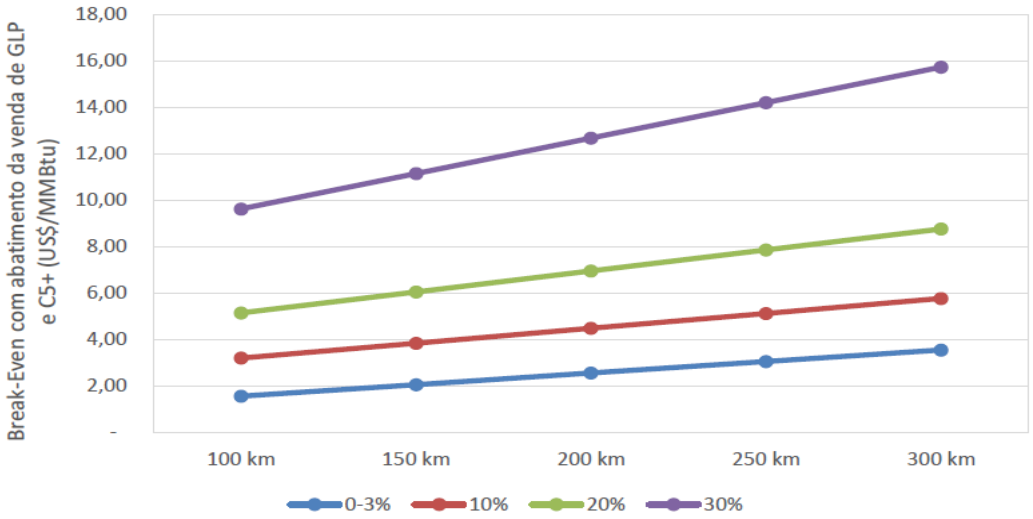
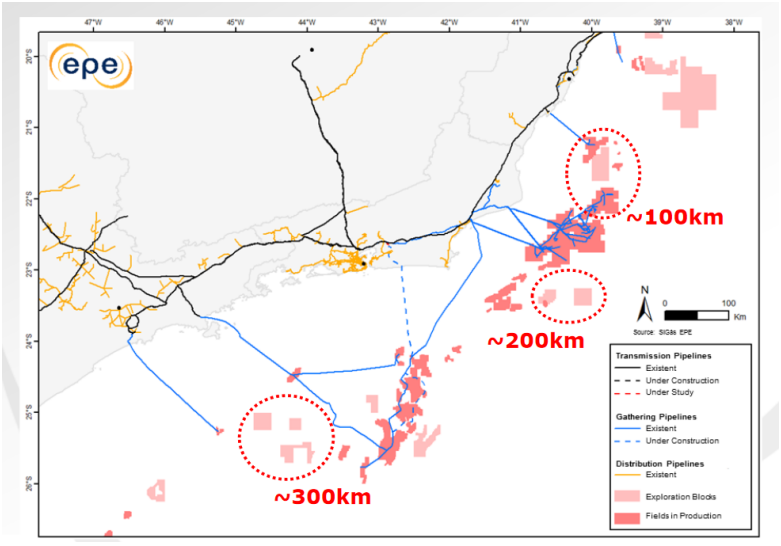


Tabela 11 – Custo do Gás Natural Especificado (na saída da UPGN)

Teor de CO2 (%)	Distância da Costa (km)				
	100	150	200	250	300
0-3%	1,57	2,07	2,57	3,06	3,56
10%	3,21	3,85	4,49	5,13	5,78
20%	5,16	6,06	6,96	7,86	8,77

A figura a seguir apresenta os campos de óleo e gás do pré-sal em fases de exploração e de produção e as distâncias da costa.

Figura 14 – Campos de óleo e gás do pré-sal



Assumindo-se que o custo de distribuição do gás natural até a termelétrica seja da ordem de US$0,5/MMBTU, verifica-se possibilidade de o gás do pré-sal ser competitivo nos leilões de energia sob condições específicas de campos com baixa concentração de dióxido de carbono e localizados mais próximos à região costeira.

Cabe destacar que a possível revisão do limite máximo de inflexibilidade pode trazer benefícios ao desenvolvimento da produção de gás nacional, em linha com a necessidade de consumo estável (decorrente da produção estável de gás natural e de pouca margem de estocagem), desde que os níveis de preços do gás nacional sejam suficientemente competitivos.

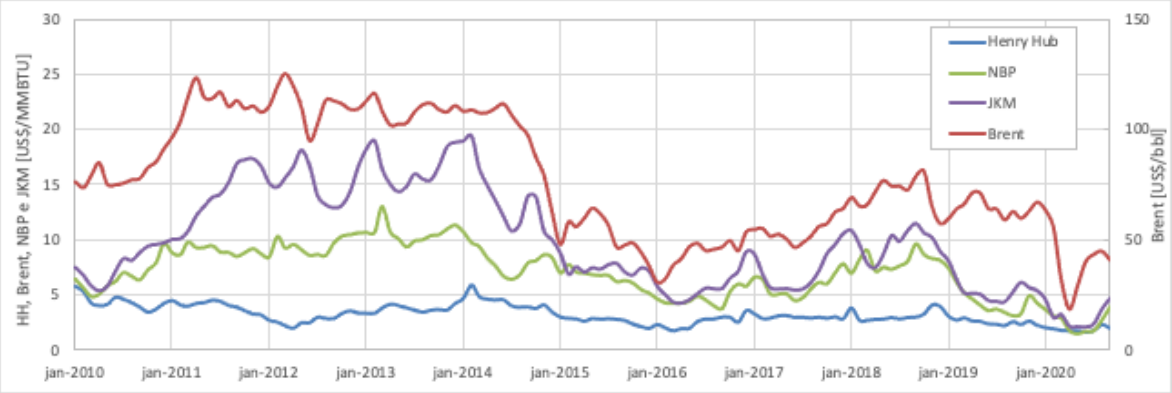
5. PONTOS DE ATENÇÃO PARA A REVISÃO DO LIMITE MÁXIMO DE INFLEXIBILIDADE

A Portaria MME n°42/2007 prevê a possibilidade de reajuste em base mensal dos custos com combustível indexados a preços internacionais de óleo e gás. Estes reajustes valem tanto para a parcela de geração inflexível (RFComb), quanto à parcela da geração variável (CVU), além da atualização da taxa de câmbio do dólar americano. Esta possibilidade de indexação permite que os custos e riscos de preços internacionais dos combustíveis sejam integralmente alocados aos consumidores cativos de energia elétrica, diminuindo as eventuais margens de risco de preços de combustíveis que os geradores de energia deveriam impor caso o risco fosse atrelado a eles.

Por um lado, 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, esta volatilidade dos preços de combustíveis e da taxa de câmbio tendem a trazer elevados riscos aos consumidores de energia elétrica, situação que é agravada pelo fato de que não é prevista revisão de cláusulas econômicas nos CCEARs e pelo fato de os CCEARs apresentarem longos prazos (entre 15 e 25 anos).

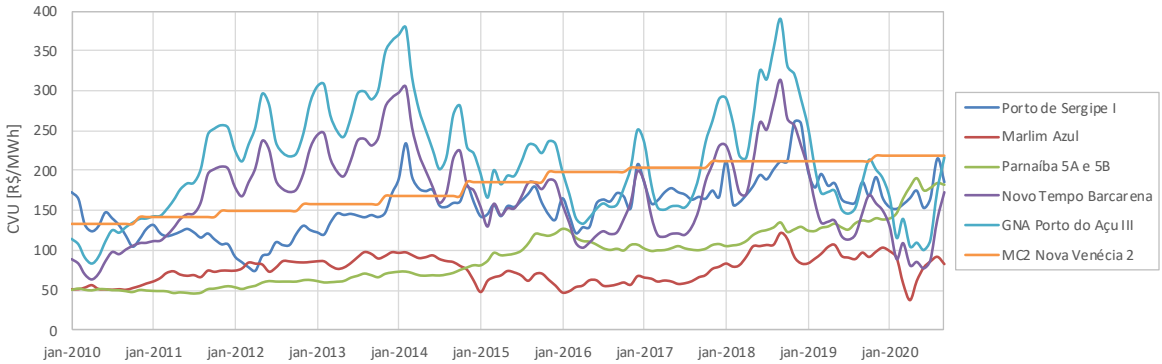
A figura abaixo apresenta os preços históricos mensais dos marcadores de combustíveis permitidos pela Portaria MME nº 42/2007: "Henry Hub", "National Balancing Point" – NBP, Brent e "Japan-Korea Marker" – JKM, todos publicados pela Platts. Os dados são de janeiro de 2010 a setembro de 2020, sendo médias mensais da Platts, que é a referência adotada para reajuste dos custos com combustível nos CCEARs.

Figura 15 – Histórico de preços de indexadores HH, Brent, NBP e JKM, de janeiro de 2010 a setembro de 2020, em base média mensal.



Para se ter uma ideia do nível de volatilidade, o Brent apresenta preços desde menos de US$20/bbl em 2020 até US$140/bbl em 2002. Com base neste histórico de preços, é possível fazer um exercício hipotético de como teria sido o comportamento dos CVUs de diferentes empreendimentos a gás natural que se sagraram vencedores nos leilões de energia nova desde 2015 até 2019. Os valores de CVU consideram os parâmetros de indexação adotados pelos empreendedores, os preços históricos dos marcadores de combustível em base nominal e a taxa de câmbio média mensal correspondente a cada período. No caso das parcelas indexadas a moeda nacional, considera-se o reajuste anual via IPCA. Os resultados do exercício são apresentados na figura a seguir.

Figura 16 – Emulação do comportamento dos CVU considerando histórico de preços dos indexadores



Um aspecto interessante de se observar é que a UTE MC2 Nova Venécia 2, com CVU indexado totalmente a moeda nacional, apresenta um benefício ao consumidor de energia em termos de risco de volatilidade frente a outros CVUs, como por exemplo de GNA Porto do Açu III. Porém, este benefício não é valorado na etapa do leilão de energia.

Outro aspecto importante de se mencionar é que a atualização dos CVUs na classificação de despacho por ordem de mérito permite um rearranjo da ordem de despacho das usinas que atenua o risco de volatilidade ao consumidor. Porém, quando se trata de geração inflexível, esta classificação deixa de existir, expondo o consumidor ao risco de preços de

combustível, sob a obrigatoriedade de pagamento pela geração, independentemente dos preços vigentes.

Sendo assim, considerando que o eventual aumento da declaração de inflexibilidade por parte dos geradores leva a uma negociação de compra e venda compulsória de energia termelétrica, pode-se aumentar a percepção do risco de arrependimento por parte dos compradores, especialmente em cenários de preços elevados de geração termelétrica inflexível. Esse cenário ainda piora quando considerado o disposto na Portaria MME nº 42/2007, especialmente no que ser refere à indexação dos CVUs e do RFcomb a preços internacionais e às referidas volatilidades, exposto anteriormente.

Portanto, é fundamental que, ao se retirar o limite de declaração de inflexibilidade, deve ser avaliada eventuais condições de contorno ou medidas de proteção aos consumidores de energia elétrica. Para mitigação dos riscos abordados anteriormente, vislumbram-se, num primeiro momento, três possíveis medidas (a serem aprofundadas oportunamente):

- **Limitação de declaração valor máximo de RFComb**. Esta medida é similar ao valor limite de declaração de CVU (já praticado nos leilões) e tende a reduzir os riscos alocados aos consumidores ao longo do CCEAR, visto que a parcela compulsória de compra está limitada a um valor, no momento da compra no leilão de energia. Entretanto, não interfere diretamente na volatilidade dos preços internacionais e pode restringir o número de possibilidades de soluções de suprimento de gás natural ou GNL nos leilões de energia;

- **Restrição de indexação de RFComb ao IPCA**. Esta medida também tende a reduzir os riscos alocados aos consumidores ao longo do CCEAR, especialmente quanto a volatilidade dos preços internacionais (conforme abordado neste documento). Entretanto, considerando que é comum que as decisões de investimentos da indústria de Petróleo e Gás estão bastante atreladas aos preços internacionais, também pode restringir o número de possibilidades de soluções de suprimento de gás natural ou GNL nos leilões de energia;

- **Precificação da volatilidade dos preços internacionais e da taxa de câmbio na etapa pré-leilão de energia**. Para a participação das termelétricas a gás natural nos leilões de energia, calcula-se e publica-se, em etapa concomitante à habilitação técnica, os preços de referência dos combustíveis, em consonância com as Portarias MME nº 42 e 46/2007 (com base em metodologia robusta e transparente estabelecida pela EPE). Esta metodologia tende a trazer para a competitividade do leilão, visões de longo prazo dos preços dos combustíveis cujos marcadores se encontram disponíveis nos CCEARs. Entretanto, a metodologia atual não considera a aversão ao risco à volatilidade de cada marcador, elemento que poderia contribuir para um desenho ainda mais aprimorado da competição dos leilões. Esta medida, embora não afete a alocação dos custos e riscos aos consumidores ao longo do CCEAR, pode trazer maior competitividade aos agentes que optarem por alocar maior parcela de custos com combustível a moeda nacional, podendo trazer vantagens aos consumidores (diante da redução da volatilidade) e aos produtores de gás natural nacional (que optem por tal indexação).

Cabe destacar que as medidas de mitigação acima mencionadas podem ser adotadas de modo complementar ou alternativamente.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

Diante do exposto nas visões de planejamento energético e no estudo de caso, verifica-se que há justificativa para a eliminação do limite de inflexibilidade máxima, atualmente em 50%, nos leilões de energia. Espera-se que esta medida, em conjunto com ações para flexibilização da comprovação de combustível na etapa de habilitação técnica dos projetos, traga maior competitividade para os leilões, tendo em vista o potencial de ampliação do portfólio de soluções de suprimento de gás natural, especialmente, do gás associado nacional, com destaque para o pré-sal.

Adicionalmente, cabe destacar que esta medida também contribui para a modernização do mercado de gás natural trazida pelo Novo Mercado de Gás, possibilitando ampliar o número de novos agentes, a liquidez do mercado e a comercialização de gás natural no país, favorecendo um ambiente competitivo de gás natural.

Para a definição das diretrizes dos leilões, recomenda-se que, considerando a eliminação do limite de inflexibilidade, sejam avaliados mecanismos adicionais que garantam equilíbrio na alocação de custos e riscos entre geradores e consumidores de energia elétrica, conforme abordado neste documento. Cabe atenção especial à proteção dos consumidores de energia contra o risco e a volatilidade dos preços internacionais de combustível, sobretudo no caso de geração inflexível.