



Instituto de Estudos  
Estratégicos de  
Petróleo, Gás Natural e  
Biocombustíveis

RELATÓRIO  
TÉCNICO

n. 2/2021

Título | Nova Lei do Gás: ilusões, mitos e dificuldades

Autor | José Sérgio Gabrielli de Azevedo

Palavras-chave | Mercado de Gás, Abertura e Preços

Março de 2021

## 1. Introdução

Dois fracassos mostram os limites da ilusória mudança da regulamentação do mercado de gás natural no Brasil: a licitação para os volumes de gás que a Petrobras abriu mão no contrato com a Bolívia<sup>1</sup> e a licitação sobre o terminal de regaseificação na Bahia. Ambas não tiveram concorrentes.

Em fevereiro de 2021, a Petrobras anunciou o encerramento, sem concorrentes, de seu processo de arrendamento do Terminal de Regaseificação da Bahia aberto desde agosto de 2020. A Petrobras reabriu o prazo para os pré-qualificados, na esperança de encontrar propostas válidas para um terminal flutuante FSRU (Floating Storage Regasification Unit), os gasodutos de conexão, unidades de tratamento e termoeletrica (UTE) associada<sup>2</sup>.

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) encerrou a licitação, também sem concorrentes, de venda de capacidade de transporte através do Gasbol, dos volumes que a Petrobras renunciou de transportar para viabilizar a entrada de novos concorrentes na oferta de gás natural.

Uma outra notícia revelou os limites do sonho de um preço internacional do gás natural mais baixo do que o nacional: embora os defensores da Nova Lei do Gás no Brasil olhem apenas para o *Henry Hub*, que precifica as operações com a molécula somente nos EUA, no Brasil, a cotação mais relevante é o Platts JKM<sup>3</sup> que precifica a região da Ásia, referência para o deslocamento dos navios de gás natural liquefeito (GNL) para o Atlântico Sul. Os preços mensurados pelo JKM dispararam na Ásia-Pacífico no final de 2020 e começo de 2021.<sup>4</sup>

Para os mesmos analistas que apoiam a implementação da Nova Lei do Gás, os desafios a serem superados para os grandes consumidores, sem considerar os custos, o volume de investimentos necessários e as especificidades do gás natural estão na presença dominante da Petrobras como principal responsável por definir os preços e disponibilidade do produto.

A sanha reformadora do mercado de gás natural articulou ações da autoridade da concorrência (CADE), com o regulador da atividade (ANP), além de mudanças dos marcos regulatórios por parte do governo, levando a programas como

---

<sup>1</sup> Por imposição do CADE, a Petrobras voluntariamente desistiu de uma parcela contratada para transporte da gas natural da Bolívia através do GASBOL.

<sup>2</sup> [https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=983321](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983321)

<sup>3</sup> A Platts JKM é a avaliação de benchmark do GNL para cargas spot físicas. É base de referência em negócios spot, licitações e contratos de curto, médio e longo prazo no nordeste da Ásia e globalmente. A JKM reflete o valor de mercado spot de cargas entregues em base ex-navio (DES) no Japão, na Coreia do Sul, China e em Taiwan” (LEÃO, 2021).

<sup>4</sup> Para uma análise desse aumento, ver Leão (2021).

o “Gás para Crescer” e “Novo Mercado de Gás”, do Ministério de Minas e Energia (MME).

Porém, sem a ação própria da Petrobras, com seu programa de desverticalização e privatizações, as mudanças teriam pouco impacto. A posição da Petrobras de abandonar o setor do gás natural causa grande estranheza, principalmente por falta de reação da empresa, de seus acionistas e da sociedade.

## 2. Os marcos regulatórios

Do ponto de vista da exploração e produção do gás natural, os marcos regulatórios principais que estão submetidos a pressões de mudança são a lei nº 9.478 (1997), conhecida como a “Lei do Petróleo”, e a lei nº 12.351 (2010), cunhada como a “Lei do Pré-sal”. Especificamente para o Gás Natural, há de se considerar também a lei nº 11.909/2009, a “Lei do Gás”, que focava na comercialização e transporte do energético.

Quando houve a primeira tentativa de liberalização do mercado de petróleo e gás no Brasil, nos anos 1990, o país encontrava-se em profunda crise, depois da segunda onda de elevação de preços internacionais do petróleo, com a Petrobras descapitalizada e com dificuldades de financiar seus investimentos. O gás natural era considerado mais um custo do que uma oportunidade de retornos econômicos.

A Lei do Gás de 2009 surgiu numa situação bastante diferenciada, com a Petrobras fortalecida técnica e financeiramente no meio a um processo de expansão nacional. Assustado com o “apagão elétrico” do governo FHC, o governo Lula lançou um audacioso programa de termoeletricas a gás natural para dar mais estabilidade a geração de eletricidade para o país, com um enorme conjunto de gasodutos, estações de compressão, *city gates* e termoeletricas. A Petrobras era a principal âncora da expansão dessa indústria de rede, que exigia investimentos indutores de grande monta. Assim, a estatal executou a difícil tarefa de expandir o mercado de gás no país.

Diferentemente daquela época, a revisão do marco regulatório, neste momento, tem ocorrido simultaneamente ao encolhimento da Petrobras no mercado de gás natural. Esse processo tem sido levado a cabo mediante à venda de seus ativos, tanto da produção como de logística, e ao abandono dos planos de expansão no setor. As mudanças regulatórias promovidas, nos últimos anos, têm buscado acelerar esse processo a saída da Petrobras do setor.

No governo Temer, em 2016, foi lançado o programa “Gás para Crescer”, com participação operacional da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ANP e MME, que tinha como principal objetivo reduzir o poder de monopólio da Petrobras e liberalizar a regulação da indústria.

Em julho de 2019, já no governo Bolsonaro, foi divulgado o Programa Novo Mercado de Gás (NMG), que definia como seus objetivos a abertura, a modernização e o aumento da concorrência no referido mercado, mas que essencialmente visava promover a substituição da Petrobras por outros atores.

O Decreto Presidencial 9.616/2018 formalizou as principais mudanças propostas para a expansão do setor, com foco no transporte de gás natural, visando “a possibilidade de independência entre a contratação da entrada e da saída”<sup>5</sup>. O decreto introduziu:

- (i) sistema tarifário de entrada-saída, adequando as tarifas as rotas de necessidade de cada consumidor, reduzindo as tarifas do gasoduto como um todo; e
- (ii) ampliação do direito de acesso de terceiros à infraestrutura existente, pertencente principalmente à Petrobras.

Com o Decreto 9.934/2019, o governo criou o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), a partir da Resolução nº 9 do CNPE, em abril de 2019, composto pelo MME, Ministério da Economia (ME), Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), ANP e EPE. A Petrobras não foi incluída como membro desse Comitê, o que mostra a perda de protagonismo da estatal na formulação de políticas públicas para o segmento.

Além disso, também em 2019, a Petrobras assinou um Termo de Ajustamento de Conduta com o CADE, comprometendo-se a se desfazer das participações societárias que tinha em todas as empresas de distribuição e transporte de gás natural.

Dentre as medidas previstas nesse acordo com o CADE, a Petrobras pactua a sua saída integral do capital das empresas de transporte e distribuição, modifica sua política comercial de compra de gás de terceiros, negociando a abertura de sua infraestrutura para outros atores, definindo a capacidade excedente nos gasodutos de transporte por área de concessão das distribuidoras e consumo próprio (ROMEIRO, 2020).

---

<sup>5</sup> De acordo com o § 1º do art. 52-A do Decreto nº 7.382/2010.

### 3. Mudanças no âmbito da Petrobras

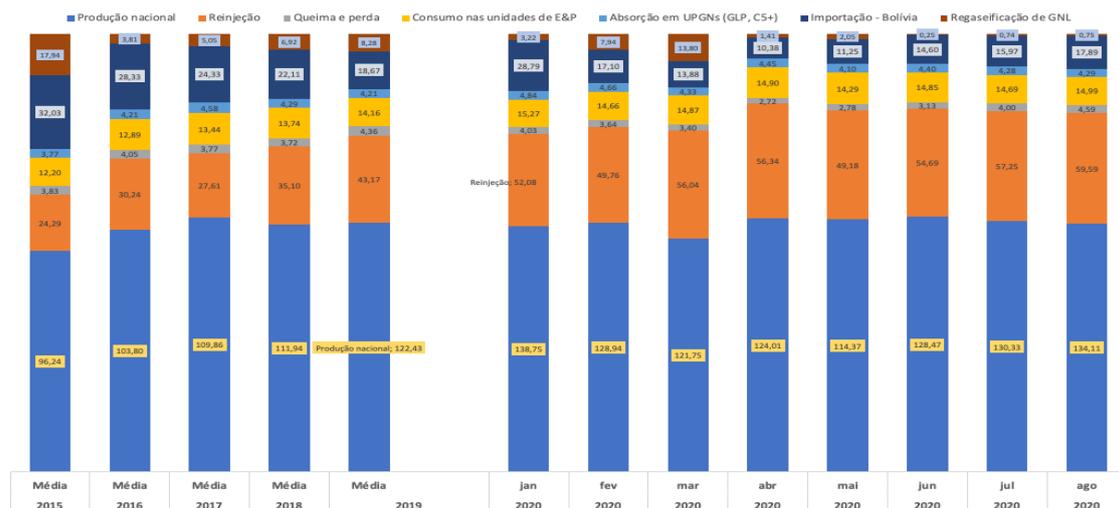
A infraestrutura básica do setor de gás natural foi basicamente construída pela Petrobras, que investiu em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), gasodutos de escoamento, gasodutos de transporte, *city gates*, terminais de regaseificação e unidades de gás liquefeito de petróleo (GLP) nas refinarias, além da infraestrutura de importação de GLP e termoelétricas (UTE).

A Petrobras é a principal produtora de gás natural (GN), mas também do óleo combustível, do GLP e é proprietária de uma grande parte das termoelétricas, além das redes de gasodutos e terminais de regaseificação.

A produção nacional de gás natural cresceu nos últimos anos, atingindo 127,6 milhões de metros cúbicos por dia, em média até agosto de 2020, saindo de uma média de 96,24 milhões em 2015. A reinjeção do GN nos campos produtores passou de pouco menos de 25%, em 2015, para quase 60%, em 2020. Os reservatórios do pré-sal apresentam uma razão gás-óleo alta, em que cada metro cúbico de óleo produzido na superfície libera 200 e 450 m<sup>3</sup> de gás nas condições atmosféricas padrões (EPE, 2020).

Se somados aos volumes consumidos nas unidades de E&P, a disponibilidade da oferta de GN se reduziu para 57,7% da produção média de 2020, além de uma queima e perda de 2,8%. Esses números eram de 62,1% e 4,0% em 2015 revelando aumento da eficiência da utilização do GN.

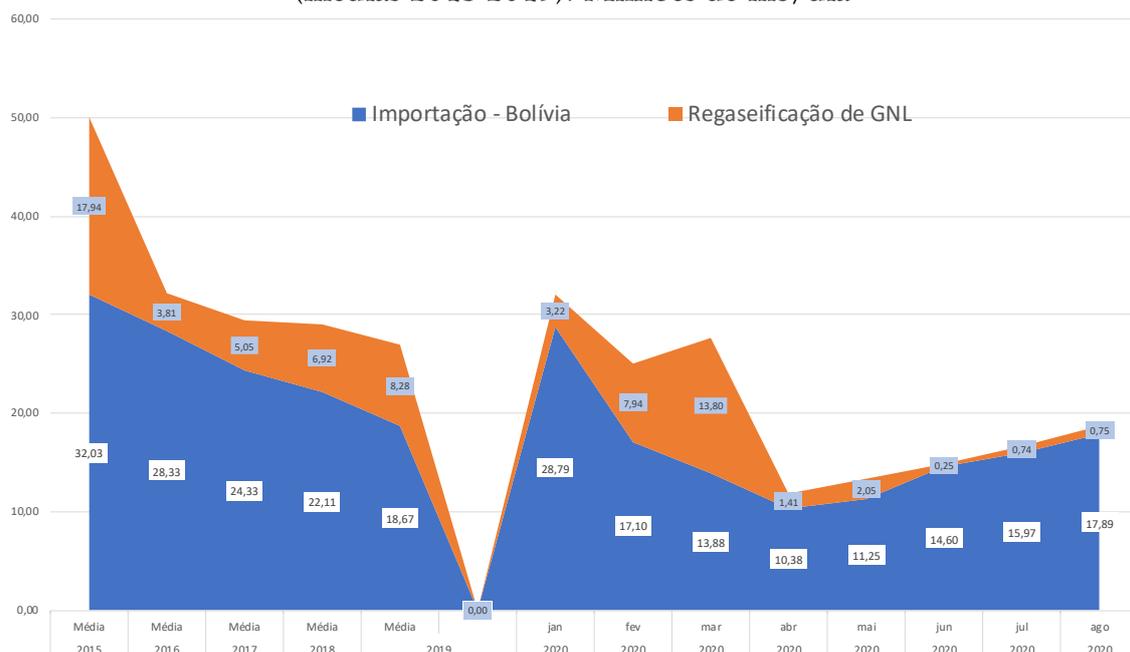
**Figura 1 – Oferta nacional e importada de gás natural, flare e reinjeção. Média 2015-2019 (meses de 2020). Em milhões de m<sup>3</sup>/dia.**



Fonte: MME – Secretaria de Petróleo (2020)

A importação de GNL pelos terminais de regaseificação, como não podia ser diferente, flutuou bastante no período. Até o primeiro trimestre de 2020, quando foi renovado o contrato dos Gasbol, as compras de GNL foram ampliadas fruto da queda das importações da Bolívia. Mesmo com as cláusulas de *take-or-pay*, as importações do Gasbol flutuaram de 28,8 milhões de m<sup>3</sup> por dia em janeiro de 2020, para 17,9 milhões em agosto no mesmo ano, depois de atingir 10,4 milhões em abril, no auge da primeira onda de contaminações do Covid-19.

**Figura 2 – Importações de GN pelo Gasbol e terminais de regaseificação de GNL (médias 2015-2019). Milhões de m<sup>3</sup>/dia**



Fonte: MME – Secretaria de Petróleo, (2020)

Em termos de concessionárias produtoras de gás natural, a Petrobras teve, em agosto de 2020, uma produção 6,5 vezes maior do que a segunda colocada e quase 22 vezes mais do que a terceira, destacando-se a enorme concentração da produção de gás natural no Brasil (ver Tabela 1).

A privatização da Gaspetro e da Liquigás, da Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), da Transportadora Nordeste e Sudeste (TNS), das participações em gasodutos, terminais de regaseificação e a venda das refinarias e das termoelétricas são também parte do processo de redefinição do mercado brasileiro de gás natural.

Em meados de 2020, a Petrobras concluiu esse processo com a venda de sua participação na Transportadora Associada de Gás (TAG) para o consórcio ENGIE/CDPQ. A TAG é responsável pelo transporte de gás natural entre o Rio de Janeiro e todos os estados do Nordeste até o Ceará. Além disso, a estatal se desfez

do controle indireto sobre parte do capital das distribuidoras estaduais de gás natural, através do desinvestimento da Gaspetro, e também vendeu suas participações na NTS.

**Tabela 1 – Distribuição da produção de GN (agosto de 2020). Milhões de m<sup>3</sup>/dia**

Concessionária	Produção, em milhões de m <sup>3</sup> /dia
Petrobras	102,1
Shell do Brasil	15,6
Petrogal do Brasil	4,7
Repsol Sinopec	3,1
Eneva	2,2
Enauta	1,2
Total E&P Brasil	1,1
Equinor Energy	1,1
Petronas	0,5
Brasoil Manati	0,3

Fonte: MME – Secretaria de Petróleo, (2020)

A Petrobras anunciou o início da fase não vinculante para a venda de suas participações de 51% na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e de 25% na Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB). A TBG é a proprietária e operadora no território brasileiro do Gasbol, que traz o gás da Bolívia e a TSB opera no Rio Grande do Sul, permitindo as conexões com os campos de gás da Argentina. A TBG compreende um gasoduto com 2.593 quilômetros de Corumbá/MS até Canoas/RS, suprindo de gás natural 136 municípios em cinco estados brasileiros (LEÃO; NOZAKI, 2018).

No que se refere ao GLP<sup>6</sup>, o produto das UPGNs deve aumentar a oferta desse produto oriunda do processamento de GN, reduzindo relativamente o papel das refinarias e da importação direta desse produto. A Petrobras tinha uma empresa distribuidora de GLP, a Liquigás, que foi adquirida por uma das grandes do setor.

Um dos mais ativos atores mais ativos no mercado de GN era a Golar, que anunciava projetos de terminais de regaseificação, operações com GNL de pequena monta e gasodutos virtuais. A New Fortress Energy (NFE), grupo investidor em energia dos EUA, pagou US\$ 5 bilhões para adquirir a Hygo Energy que pertencia a Golar e ao fundo financeiro Stonepeak Energy. Com isso, obteve o controle do FSRU e unidade térmica com capacidade de 1,5 GW em Sergipe, além de dois outros terminais FSRU em construção, juntamente com a frota de navios transportadores de GNL, que pertenciam à Golar. Saiu uma empresa de transporte,

<sup>6</sup> Quase 70% produzido nas refinarias e 30% nas UPGNs, além da importação direta para definir a oferta nacional.

entrou um investidor financeiro na gestão das oportunidades com a saída da Petrobras.

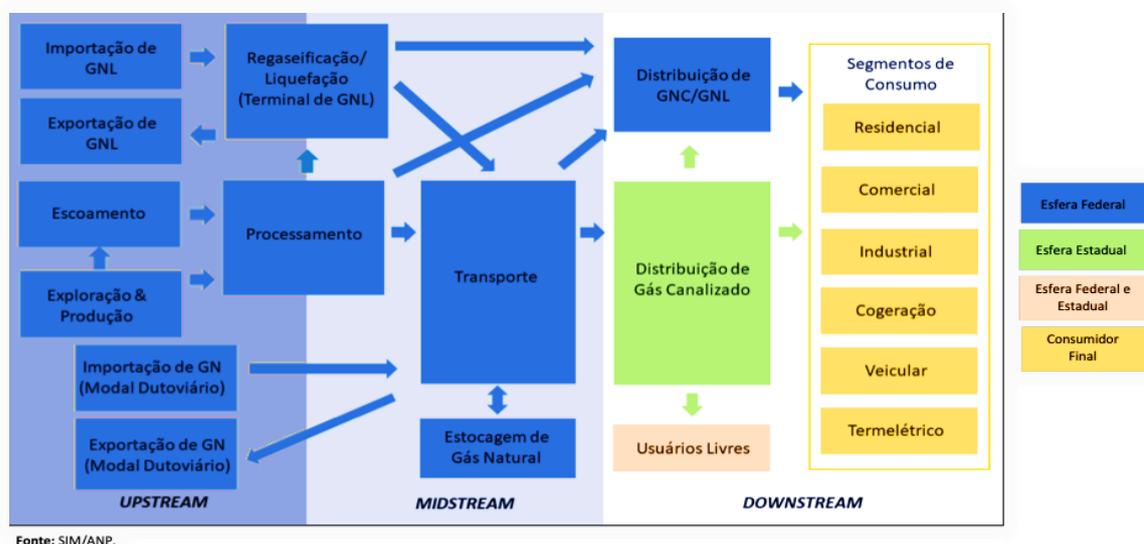
A NFE também assinou memorando de entendimentos com a Petrobras e a chinesa CCETC, que tem termoelétricas na Bahia, para a aquisição de 288 MW de contratos de compra de eletricidade por 15 anos. A NFE pretende a construção de uma UTE e um terminal FSRU para produzir esses 288 MW no Porto de Suape, em Pernambuco, em um projeto *gas-to-wire*.

De forma geral, a estratégia da Petrobras, nos últimos anos, tem sido se desfazer, o mais rápido possível, de todos os seus ativos da indústria de gás natural, tanto na infraestrutura logística, como na distribuição.

#### 4. O novo modelo conceitual para o gás natural

O atual marco regulatório do mercado de gás natural remonta à década de 1990<sup>7</sup> voltada para a regulação do petróleo. O desenho esquemático do setor encontra-se na Figura 3, incluindo as competências das esferas federal e estadual além dos consumidores.

Figura 3 – Desenho esquemático dos fluxos físicos da indústria de gás natural no Brasil.



Na Figura 4, a ANP apresenta o papel dos diversos agentes na comercialização do gás natural, sinalizando as seguintes transações:

<sup>7</sup> Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995, e da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. A Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, introduziu novas categorias de agentes da indústria, como a liquefação, estocagem e regaseificação do gás natural.

- (i) o produtor ou o importador com a distribuidora local de gás canalizado (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade se situar entre a produção/importação e o *city-gate* de um gasoduto de transporte;
- (ii) o adquirente de gás natural (comercializador) e a distribuidora local de gás canalizado (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade ser o *city-gate* de um gasoduto de transporte;
- (iii) o produtor (*upstream*) e o comercializador, podendo o ponto da transferência de propriedade se situar entre a produção e o *city-gate*, inclusive em instalações de estocagem de gás natural;
- (iv) o importador (*upstream*) e o comercializador, podendo o ponto da transferência de propriedade se situar entre a fronteira e o *city-gate*, inclusive em instalações de regaseificação de gás natural;
- (v) produtores (sem a utilização do transporte);
- (vi) o produtor/importador/comercializador, por um lado, e o consumidor livre, de outro, podendo o ponto de transferência de propriedade ser o *city-gate* de um gasoduto de transporte; e
- (vii) o distribuidor de GNC ou GNL e o consumidor final, uma vez que apenas os serviços locais de gás canalizado estão sujeitos ao monopólio estadual;

**Figura 4 – Desenho esquemático da comercialização de gás natural no Brasil.**



Fonte: SIM/ANP.

Diz a ANP que a Petrobras atua como carregadora do gás natural de forma que:

Atualmente, a maior parte do volume comercializado no Brasil ocorre a partir de contratos de compra e venda de gás natural celebrados entre a Petrobras (agente vendedor) e as distribuidoras de gás canalizado (compradores), os quais normalmente indicam o *city-gate* onde o gás será entregue como o “ponto de transferência de propriedade” do gás natural (ANP, 2020, p. 13).

No *upstream*, a comercialização é feita “na boca do poço”, com a Petrobras comprando o gás natural dos parceiros e transportando para suas próprias UPGNs. Em terra, há algumas operações de *gas-to-wire*, com vendas diretas dos produtores às usinas termoelétricas.

Essa centralidade da Petrobras está, portanto, no centro do projeto de abertura proposta pela Nova Lei do Gás. O objetivo, segundo a ANP, é seguir os passos da desregulamentação do mercado atacadista de gás natural da Europa. Segundo a ANP o novo marco conceitual do mercado de gás natural:

(...) objetivou (...) a elaboração de um desenho de mercado flexível o suficiente para permitir que as mudanças permitam a entrada de novos agentes nas atividades da cadeia de valor da indústria do gás natural, e no qual os agentes que já participam da indústria possam se adequar à esta visão do desenvolvimento do mercado atacadista (ANP, 2020, p. 15).

Todavia, a ANP desconsidera as diferenças de infraestrutura instalada, fontes de suprimento e regulação dos mercados domésticos do Brasil e da Europa. No continente europeu, os setores que “já participam da indústria” na oferta do gás natural são, na maioria das vezes, empresas estatais da Rússia e do norte da África que continuam com seus papéis. Além do mais, a Rússia tem investido fortemente na construção de novos gasodutos para aumentar sua oferta ao mercado europeu. No caso do Brasil, um ator nacional tem o papel de articular toda a indústria de gás natural. A retirada da Petrobras, portanto, é extremamente difícil, devido à sua presente escala em toda a cadeia de gás natural e às importações de GNL. Por isso, as mudanças na Petrobras acabam tendo um impacto mais decisivo do que a própria redefinição do marco regulatório doméstico.

No projeto da agência, o produtor de gás natural não pode diretamente realizar contratos de venda de seu produto a menos que tenha uma prévia autorização da agência reguladora para agir como comercializadora ou através de uma comercializadora contratada. Isso atinge principalmente a Petrobras como maior produtora.

O modelo pretende também criar um *hub* de comercialização no Brasil com contratos padronizados e operações com transparência, para sinalizar os preços das transações, que seriam reportados por *price reporting agencies*, independentes, nos moldes de outros centros internacionais. A questão é a liquidez desse *hub* e o apetite do mercado financeiro de operações com contratos futuros que possibilitem o desenvolvimento de mercados secundários que ajudem a precificar o produto.

A entidade administradora do mercado será constituída, em convênio com a ANP, com as seguintes funções:

(...) (i) habilitar e manter o cadastro atualizado dos comercializadores previamente autorizados pela ANP a operar no mercado organizado (documentação relevante, gestão de garantias etc.); (ii) definir os produtos padronizados de gás oferecidos no mercado em consonância com os requisitos mínimos estabelecidos pela ANP; (iii) receber, registrar e processar as ofertas de compra e venda dos produtos padronizados ofertados no mercado, comunicando aos interessados os resultados de suas operações; (iv) garantir o funcionamento da plataforma de negociação do mercado e informar os agentes autorizados sobre quaisquer interrupções ou problemas de forma tempestiva; (v) atender ao fluxo e ao sigilo de informações entre as entidades administradoras do mercado, os operadores do ponto virtual e os gestores das áreas de mercado de capacidade, em especial à troca de titularidade do gás entre os agentes compradores e vendedores no mercado organizado; (vi) prover acesso à ANP aos dados referentes às negociações ocorridas nos mercados organizados; (vii) calcular e dar publicidade aos preços de referência e volumes comercializados nos mercados organizados de acordo com metodologia previamente aprovada pela ANP; (viii) dar publicidade as regras de acesso e funcionamento do mercado organizado, como a formação de preço, os tipos de produtos ofertados, a exigência de aporte de garantias, ou quaisquer outras que sejam atinentes ao processo de negociação; (ix) adotar medidas preventivas para que a atuação dos agentes autorizados nos mercados organizados não promova a manipulação do mercado; e (x) comunicar à ANP quando houver indícios de infração por parte de quaisquer agentes (ANP, 2020, p. 19).

O modelo conceitual do Novo Mercado de Gás Natural apresentado pelo governo foca no carregamento e transporte do produto, buscando modificar a regulação da “contratação de capacidade de transporte; a compra e venda de gás natural no mercado físico ou em mercados organizados (mercado de balcão e bolsa); e a participação em mecanismos de contratação” (ANP, 2020, p. 19).

## 5. Debate no Congresso Nacional

O governo está concentrado na defesa da versão aprovada no Senado do projeto de lei de 2013, que pretendia iniciar as mudanças da Lei do Gás de 2009,

materializada no projeto de lei (PL) 6.407/2013. O texto substitutivo aprovado na Câmara de Deputados reflete a pressão dos principais atores do setor.

O projeto de lei foi aprovado pela Câmara de Deputados em 04 de setembro 2020 e seguiu para o Senado, onde passou a ser denominado como PL nº 4.476/2020. No seu Art. 1º, a lei aprovada pelos deputados

(...) institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como para a exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Tem um escopo bastante abrangente, incluindo atividades de produção, logística e comercialização do gás natural. A lei estabelece a ANP como ente regulador e define as outorgas de licenças através de autorizações e não concessões, eliminando parte das licitações e tirando o caráter de serviço público da prestação desses serviços<sup>8</sup>.

A proposta do governo prevê o livre acesso às estruturas de transporte existentes e modifica o marco regulatório da outorga das novas linhas de concessão para autorização. A concessão tem um conjunto de restrições mais rígidas do que a autorização que é um método menos transparente de alocação de áreas.

O PL 4.476/2020 troca a concessão para autorização para construção de gasodutos. A Confederação Nacional da Indústria (CNI) considera que a licitação precedente à concessão é menos eficiente do que a autorização sem licitação e que a outorga de concessões cria cartórios de *rent seekers*, inibindo investimentos em novos gasodutos (CNI, 2020). Por outro lado, o regime de autorização aumenta os riscos do investidor privado, que não terá as garantias da concessão de revisão de condições econômicas e ajuste dos contratos ao longo de sua validade. Nesse sentido, pode até inibir os novos investimentos cuja rentabilidade seja marginal.

O Senado aprovou as suas mudanças e retornou o projeto à Câmara dos Deputados em 22 de dezembro 2020. Após rejeitar as emendas feitas pelo Senado, a Câmara de Deputados concluiu a votação no dia 17 de março de 2021.<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> Parágrafos 1º e 2º do Art. 1º da lei aprovada.

<sup>9</sup> Ao aprovar o texto-base em votação simbólica, os parlamentares rejeitaram todas as emendas que foram incluídas no texto pelos senadores. As mudanças feitas no Senado fizeram com que a proposta retornasse para uma nova análise dos deputados (RIBEIRO, 2021).

O relator Eduardo Braga acatou as emendas ao texto aprovado na Câmara de Deputados que acrescentam a definição do biometano, as que definem a preferência da localização das UPGNs nos municípios produtores do GN, a que reafirma o papel dos estados nos serviços locais de gás e a possibilidade de investimentos na forma de parceria público-privada (PPPs).

Um dos pontos controversos se refere à competência estadual de regular o mercado, que passa a ser limitada pela definição da comercialização do produto como competência exclusivamente federal (ROMEIRO, 2020). No PL 4.476/2020, no seu art. 45º está escrito:

A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e da ANP, deverá articular-se com os Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre.

Em termos de precificação do uso das instalações existentes e a serem construídas, o projeto de lei modifica a Lei do Petróleo no seu art. 58 e estabelece que

(...) será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável. A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração da instalação com base em critérios previamente estabelecidos, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

Há um claro reforço do papel da ANP na regulação da comercialização do gás natural. O art. 25 da Constituição<sup>10</sup> diz que os serviços locais de gás canalizados são competência exclusiva dos estados, que têm poderes concedentes e regulatórios. Há aqui possibilidades de conflitos federativos entre a União, representada pela ANP e as agências regulatórias estaduais.

No seu art. 31, o projeto de lei define claramente as prerrogativas da ANP na comercialização do gás natural, limitando as companhias distribuidoras locais (CDLs) estaduais aos “consumidores cativos”<sup>11</sup>, quando diz:

<sup>10</sup> Artigo 25, § 2º da Constituição: “Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação”.

<sup>11</sup> “(...) consumidor cativo: consumidor de gás natural que é atendido pela distribuidora local de gás canalizado por meio de comercialização e movimentação de gás natural” (alínea XIV do art. 3º);

A comercialização de gás natural dar-se-á mediante a celebração de contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP ou em entidade por ela habilitada, nos termos de sua regulação, ressalvada a venda de gás natural pelas distribuidoras de gás canalizado aos respectivos consumidores cativos.

O PL sob análise da Câmara, depois de passar pelo Senado, aumenta a diferenciação entre as atividades de transporte e as outras atividades dessa indústria de rede, vedando explicitamente, no seu art. 5º, a “relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação, [...] entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural”. A proposta altera a Lei do Gás, para proibir que a empresa responsável pelo transporte de gás natural, controladora dos gasodutos, também possa ser a chamada carregadora, ou seja, que detém o controle do gás.

O objetivo principal dessas mudanças é alterar a posição da Petrobras, que é a principal produtora e com contratos de transporte que se aproximam da capacidade física da rede de gasodutos.

É criada a figura do carregador, separada do transportador. O carregador é “o agente que contrata serviços de transporte, com o intuito de movimentar o gás natural de sua propriedade ou em sua posse”, enquanto o transportador é o operador do gasoduto, que oferece sua capacidade em um mercado primário. O carregador opera no mercado secundário, negociando as folgas existentes nas capacidades instaladas (ANP, 2020, p. 9).

A lei tenta criar um mercado secundário dos contratos de gás e a figura de um agente para coordenar e controlar a operação de movimentação de gás natural em gasodutos de escoamento da produção, de transporte e de transferência. Além disso, esse agente deve coordenar as unidades de estocagem, em substituição ao papel hoje desempenhado pela Petrobras.

Dois pontos são fundamentais nesse esquema: os pontos de entrada e saída do sistema de transportes e a estocagem do produto, responsabilidades do carregador nas suas relações com os produtores e importadores, enquanto na outra ponta do sistema, os carregadores negociam com os distribuidores de gás canalizado, de GNL/GNC e os consumidores livres que demandam o produto. Existem, portanto, os “carregadores de entrada” e “carregadores de saída”, que substituem a coordenação sistêmica feita hoje dentro do sistema Petrobras. Como diz a ANP:

Contudo, em razão da predominância até 2018 da reserva de capacidade pelos regimes postal e ponto-a-ponto, o mesmo carregador se encarregava de providenciar a injeção e a retirada do gás natural do transporte, tendo em vista

que o contrato de serviço de transporte contemplava tanto pontos de recebimento (entrada) quanto pontos de entrega (saída) (ANP, 2020, p. 11).

Além do carregador, o novo modelo do mercado de gás prevê a atuação dos seguintes agentes:

- (i) Produtor (comercializador);
- (ii) Importador (comercializador);
- (iii) Comercializador (*trader*);
- (iv) Distribuidora local de gás canalizado;
- (v) Consumidor livre;
- (vi) Distribuidor de GNC/GNL;
- (vii) Cliente (agente comprador);
- (viii) Corretor (*broker*);
- (ix) Carregador;
- (x) Transportador; e
- (xi) Gestor da área de mercado.

## 6. Apoios e limitações

A CNI/Abrace, em nome dos grandes consumidores industriais, partindo de vários pré-conceitos ideológicos – mais abertura leva a mais oferta, desverticalização traz novos investidores, entre outros – se manifesta em apoio à proposta de reforma da legislação do gás, especialmente na retirada do poder de monopólio da Petrobras (CNI/ABRACE, 2020).

A ideologia está calcada na associação dessa “abertura de mercado” com uma pretensa convergência dos preços domésticos a níveis de preços internacionais, desconsiderando-se as especificidades da estrutura e maturidade dos mercados no Brasil e no resto do mundo. Nesse mesmo sentido, atribui a essa desverticalização a possibilidade de construção de infraestrutura de transporte, elemento fundamental para aumentar a competitividade em outros países.

A ampliação de infraestrutura é importante para que os potenciais em termos de oferta de gás natural no Brasil sejam aproveitados. O GN adicional do

pré sal, o gás livre da Bolívia e de Vaca Muerta da Argentina, além da maior importação de GNL, são fontes com grande possibilidade de uso no Brasil nos próximos anos.

Todavia, como mostram Leão e Nozaki (2018), historicamente, esse processo foi assumido pela Petrobras e, mesmo com mudanças recentes, não há grandes perspectivas de grandes blocos de investimento em infraestrutura, principalmente porque empresa verticalizadas tem maior atratividade nesse tipo de investimento:

(...) particularmente no caso brasileiro, há uma grande deficiência de participação do capital privado nacional em investimentos de alto risco e com grande necessidade de capital sem alguma garantia estatal. Nesse sentido, a Petrobras assumiu a tarefa, desde os anos 2000, de se constituir como uma empresa integrada de energia capaz de articular operacionalmente toda a cadeia, apoiando no fomento de investimento e na geração de demanda para o gás natural. [Como] o Brasil ainda é uma indústria pouco madura de gás natural (...) a verticalização é mais adequada (LEÃO, NOZAKI, 2018, p. 175-176).

Além dessa questão, é bastante questionável a hipótese de que haverá uma espécie de “choque de preços”, a partir da expansão de oferta do GNL.

Primeiro, porque o aumento das importações de GNL pelos terminais de regaseificação, que irá depender essencialmente dos preços internacionais, nos três mercados regionais que ainda existem no mundo. As importações vão depender da competitividade do GNL no mercado mundial mais do que da legislação brasileira.

Segundo, porque há limitações para queda dos preços contratados no Gasbol e, mais, ao contrário do que se esperava, a Petrobras continua sendo a grande contratando do gás natural boliviano.

O Gasbol<sup>12</sup> começou a operar em 1999, em um contrato que foi renovado em 2019, com a Petrobras renunciando a parte da capacidade de transporte contratada no seu *ship or pay*. Em março de 2019, a TBG iniciou as licitações para contratação de capacidade de transporte, com o CADE exigindo que a Petrobras abra mão de parte do que já tinha contratado.

A Petrobras renunciou a 10 milhões de metros cúbicos por dia que tinha direito na sua contratação, possibilitando a YPFB negociar com terceiros esses volumes adicionais a serem transportados pelo Gasbol. Para contratar esse volume

---

<sup>12</sup> Rede de gasodutos que une a Bolívia ao Brasil foi financiado pela Petrobras e é operado pela Gas Transboliviano S.A. – GTB, na sua parte boliviana, e pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG, na parte brasileira.

disponibilizado pela renúncia da Petrobras, a TBG iniciou em janeiro de 2020 a licitação para essa contratação. Ela foi encerrada, *sine die*, por falta de concorrentes.

Em janeiro de 2021, a Petrobras e a boliviana YPFB assinaram contrato interruptível para a venda de 6,5 milhões de metros cúbicos diários adicionais para atender os consumidores que não conseguiram o GN devido ao fracasso da licitação para o volume que a Petrobras havia renunciado.

Também em janeiro de 2021, começaram as negociações da TBG com o mercado, com contratos de curto prazo, um mês, para transporte de gás natural. Esses contratos curtos foram criados em setembro de 2020, e os primeiros foram assinados, coincidentemente com a própria Petrobras, com saídas no Mato Grosso do Sul e Santa Catarina, com o volume de 0,4 milhão de m<sup>3</sup>/dia. Outros contratos possíveis desse tipo são com Shell para a Copergás de Pernambuco, a Gerdau para suas usinas, a Alvopectro para a Bahiagas<sup>13</sup>. As distribuidoras estaduais Sulgás, SCGás e Compagás, no Sul, GásBrasiliano, no Sudeste, e MSGás, no Centro-Oeste, também estão lançando Chamadas Públicas para aquisição de gás<sup>14</sup>.

A desverticalização impõe a diversificação da propriedade das empresas dos vários elos da cadeia produtiva, proibindo que a mesma empresa ou grupo empresarial mantenha simultaneamente o controle das várias etapas do suprimento do produto.

O novo marco regulatório também prevê nova forma de contratação da entrada e saída da molécula no sistema de transporte, abandonando a precificação ponto-a-ponto, permitindo contratações em vários pontos do gasoduto, estimulando a integração e adensamento da malha, se existirem os investidores dispostos a correr esse risco. Nesse novo sistema de precificação não existe vinculação entre as tarifas cobradas e o percurso que o gás deve percorrer para ser utilizado. O mais importante é a capacidade de entrada e a capacidade de saída para determinar a tarifa de transporte, que deve ser estabelecida de maneira a que o total para cada percurso se aproxime ao máximo do seu custo associado de transporte (QUANTUN – UNION FENOSA, 2016).

As tarifas ponto-a-ponto são mais adequadas a gasodutos isolados, com baixa integração de nós da rede esparsa. As tarifas relacionadas à distância são mais adaptadas a grandes gasodutos troncais, unidirecionais, sem grande integração entre malhas de dutos, como é o caso dominante no Brasil.

---

<sup>13</sup> <https://clickmacae.com.br/noticias/18102/petrobras-fecha-primeiros-contratos-de-curto-prazo-do-gasbol-da-tbg>

<sup>14</sup> <https://www.gasnet.com.br/Boletins>

A maioria dos estados adota um sistema de precificação *cost-plus*, ou custo do serviço, adicionando uma margem aos investimentos realizados para a construção da infraestrutura de logística para a definição das tarifas de transporte, que também deve remunerar os custos operacionais da atividade.

Saindo a Petrobras, o sistema perde o ente regulador que administrava o conjunto das operações, criando a figura do Gestor de Área de Mercado, controlado pelas empresas privadas. Esse gestor, com forte regulação, tem a obrigação de articular todos os elos da cadeia em cada área de mercado, sem constituir-se em monopólio privado regional, segundo a proposta do governo.

De acordo com a ANP:

Um sistema de transporte de gás natural pode conter 1 (uma) ou mais áreas de mercado de capacidade, dentro da(s) qual(is) deve haver 1 (um) gestor da área de mercado responsável pela coordenação da operação dos transportadores em sua respectiva área de mercado de capacidade (ANP, 2020, p. 20).

A ANP vislumbra a constituição inicial de três áreas de mercado de capacidade, coincidentes com as malhas operadas pela TAG, pela NTS e pela TBG. Em todas, o papel da Petrobras foi fundamental no investimento e elas estão nos programas de privatização da empresa ou já foram privatizadas.

Ao gestor de cada área, que deve ser uma entidade autônoma, cabe a articulação dos transportadores e a articulação operacional entre as partes do mercado, assim como a gestão operacional e das tarifas das ofertas de capacidade e das demandas dos carregadores. O balanceamento de cargas físicas e virtuais deverá possibilitar a criação de mercados secundários para compensar as eventuais diferenças de situação de cada carregador e transportador. Essas negociações de contratos padronizados ocorrerão no *hub* de comercialização.

No Art. 7º do projeto de lei, há uma clara distinção entre os gasodutos de transporte e de distribuição, diferenciando a atividade do transportador, da do distribuidor.

Segundo a CNI/Abrace (2020) apoiar o projeto do governo tem por objetivo:

- (i) propiciar um ambiente econômico que leve à redução dos preços do GLP e do Gás Natural, sem subsídios ou incentivos;
- (ii) ampliar os mercados tanto de GLP quanto GN, tendo como resultado a entrada de novos atores, em uma estrutura de mercado mais competitiva e;

- (iii) ser um incentivo para o aumento dos investimentos ao longo da cadeia de gás, incluindo gasodutos.

Os dois objetivos são justificados em base a uma controversa teoria de que as estruturas oligopólicas e monopólicas são intrinsicamente ineficientes e favorecem os interesses de grupos de *rent seekers*, em contraposição a um difuso interesse público.

O interessante é que a justificativa se lastreia fortemente na utilização do GN como substituto do gás de cozinha (GLP), quando seu uso para esse fim é dos menores, em comparação ao consumo final para fins térmicos e industriais.<sup>15</sup>

Em 2020, o consumo de GN para fins residenciais foi de 1,39% em média até agosto, enquanto em 2016 a sua média foi de menos de um por cento. Incluindo o GNV, o gás natural para fins de consumo pessoal fica abaixo de 7% da demanda total do energético desde 2015, como se vê na Figura 5.

**Figura 5 – Participação da demanda de GN para uso residencial e veicular (médias 2015-2020). Em %.**



Fonte: MME – Secretaria de Petróleo (2020)

A justificativa de aumento da produção com a liberalização do mercado também não se justifica uma vez que a maior parte da produção vem do pré-sal, onde a Petrobras já tem uma posição dominante, e as decisões de reinjeção ou oferta para

<sup>15</sup> Não há dúvidas da importância do GLP para as famílias brasileiras. Mais de 69 milhões de domicílios utilizam o energético para cozinhar e aquecer, e cerca de 14 milhões ainda usam a lenha, significando um mercado potencial de expansão do produto

o mercado seguem avaliações de economicidade das duas posições e do custo de construção de gasodutos para escoamento da eventual produção não reinjetada. Essa situação não se altera com as mudanças propostas do mercado de gás natural.

Sem analisar as especificidades do mercado de GN na União Europeia em relação às características do mercado brasileiro, a CNI propõe um transplante de regulações. Mesmo reconhecendo que os preços são as variáveis fundamentais desse mercado, a CNI acredita que a simples liberalização e unbundling de seus segmentos será suficiente para expandir a oferta e a infraestrutura necessária para a expansão do uso do energético.

Não necessariamente a entrada de novos atores aumenta a eficiência dos sistemas. Por exemplo, a construção da “Rota 3”, que amplia a possibilidade de escoamento do gás natural da maior região produtora da Bacia de Santos, só é possível com a integração das rotas 1 e 2, aproveitando-se das economias de escala e flexibilidade da gestão integrada (YUGI, 2017). A entrada de outros atores irá aumentar os custos, podendo tornar economicamente inviável o empreendimento.

## 7. Considerações finais

Como demonstra a experiência de desregulamentação dos mercados de gás natural na Europa e nos próprios EUA, o gás natural é uma indústria de rede que exige uma articulação dos vários segmentos do mercado a fim de garantir a eficiência e a entrega dos resultados.

A maturidade do desenvolvimento da infraestrutura básica de transporte e escoamento é fundamental para determinar o grau de descentralização das atividades, abertura de competição e quebra de monopólios naturais. Por isso, replicar modelo estrangeiros para o Brasil exige uma avaliação detalhada das particularidades de cada mercado, em termos da infraestrutura existente e do papel dos atores envolvidos na indústria de gás natural.

O Brasil está querendo acelerar seu processo de unbundling, desencapotando aceleradamente o papel de articulador central do sistema da Petrobras, sem clareza dos papéis que os agentes descentralizados terão no novo modelo.

Começando pela oferta, dificilmente haverá substituições significativas das fontes de produção doméstica com os concorrentes da Petrobras, hoje com produção muito menores do que os níveis de produção associada e não associada de gás natural da empresa dominante.

Os terminais de regaseificação existentes, e principalmente os novos, vão depender cada vez mais dos preços internacionais, particularmente do Platts JKM, que regula a precificação na Ásia-Pacífico e que acaba por definir os limites do preço da molécula para o Atlântico Sul.

A descentralização e o encurtamento dos contratos de transporte, com uma posição mais ativa das distribuidoras de gás natural, poderão até ocorrer. Todavia, sem o aumento da disponibilidade da molécula ou produzida ou importada, será possível que haja o efeito contrário, ou seja, um aumento da competição entre os demandantes que deverá significar uma elevação do preço do energético no Brasil, e não contração como desejado pelos formuladores do modelo.

É enganosa a afirmação de que o novo marco regulatório do GN irá reduzir os preços do GLP. São dois produtos distintos e sua oferta depende da capacidade de refino, das UPGNs e da composição do gás extraído em termos de moléculas mais pesadas do que o metano. Os mercados têm estruturas industriais distintas e o papel da distribuição e modais também são completamente diferentes.

Outra falácia é atribuir apenas às exigências do processo de concessão da Lei do Gás a inexistência de novos gasodutos de transporte desde 2009, quando a lei foi instituída. A não existência dos investimentos em infraestrutura de transportes, ao contrário, revela que na fase de implantação do setor os investimentos dos novos atores se concentram no mercado em expansão. Para a geração de uma maior infraestrutura, é necessária a presença de empresas-âncora que assumam o papel de realizar os investimentos exigidos para a criação de uma “demanda nova”, como fez a Petrobras na primeira década do atual século.

## 8. Referências Bibliográficas

ANP. SUPERINTENDÊNCIA DE INFRAESTRUTURA E MOVIMENTAÇÃO - SIM. **Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da união – comercialização, carregamento e balanceamento**. ANP. Rio de Janeiro: Setembro, 66 p. 2020 Consulta Pública. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/cp/2020/cp01/cp1-2020-modelo-conceitual.pdf>

CNI/ABRACE. **Uma Análise da Nova Lei do Gás à Luz do Interesse Público**. CNI/ABRACE. Ed. (FRISCHTAK, C.; RODRIGUES, A.; FARIA, M., *et al*) Brasília: Agosto, 60 p. 2020 Relatório. Disponível em: [https://static.poder360.com.br/2020/08/Estudo\\_CNI\\_Lei-do-Gas.pdf](https://static.poder360.com.br/2020/08/Estudo_CNI_Lei-do-Gas.pdf)

LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. A política de gás no Brasil – trajetória recente e desafios atuais. In: MATTOSO, J; CARNEIRO, R. (organizadores). **O Brasil de Amanhã**. São Paulo: Instituto Lula; Fundação Perseu Abramo, 2018. Disponível em: <<https://institutolula.org/a-politica-de-gas-no-brasil-trajetoria-recente-e-desafios-atuais>>.

LEÃO, R. P. F. Com frio, especulação e cortes de produção, preços do petróleo e do gás explodem. **Broadcast Energia/Estadão**, São Paulo, 11 mar. 2021.

MME – SECRETARIA DE PETRÓLEO, Gás Natural e Renováveis. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. MME. Brasília. 2020. (162) Boletim. Disponível em: <https://www.cogen.com.br/content/upload/1/root/08-boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gs-natural-agosto-2020.pdf>

EPE. **Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré-sal**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Relatório. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-472/Oficial%20-%20Estudo%20aproveitamento%20do%20GN%20do%20Pré-Sal\\_vf.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-472/Oficial%20-%20Estudo%20aproveitamento%20do%20GN%20do%20Pré-Sal_vf.pdf)

QUANTUM - UNION FENOSA. **Análise da Nota Técnica Nº 11/2016-Scm e Contribuições**. Gás Natural Fenosa. Rio de Janeiro. 2016 Comentários. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Consultas\\_publicas/Em\\_Andamento/14\\_2016/A\\_NEXO-Contribuicao\\_Gas\\_Natural\\_Fenosa\\_Relatorio\\_QUANTUM.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/Em_Andamento/14_2016/A_NEXO-Contribuicao_Gas_Natural_Fenosa_Relatorio_QUANTUM.pdf)

RIBEIRO, M. Câmara conclui votação da nova lei do gás; texto segue para sanção presidencial. **Valor Econômico**, São Paulo, 17 mar. 2021.

ROMEIRO, D. L. A Batalha da Nova Lei do Gás e as Fronteiras Conflagradas da Indústria. **Ensaio Energético**, 14 dez. 2020. Disponível em: <<https://ensaioenergetico.com.br/a-batalha-da-nova-lei-do-gas-e-as-fronteiras-conflagradas-da-industria/>>.

VÁRIOS AUTORES. Igual-Desigual. In: MATHIAS, J. F. C. e SARAIVA, L. F. (organizadores) **História e Economia das desigualdades Antes, durante e após a pandemia**. São Paulo: Hucitec, 2020. 415 p. ISBN 978-65-86039-66-5.

YUGI, M. **Infraestrutura de Escoamento e Processamento de Gás do Pré-Sal da Bacia de Santos**. Ciclo de Debates sobre petróleo e Economia. Rio de Janeiro: IBP/GEE/UFRJ-IE, 2017. p.