

## O NOVO MERCADO DE GÁS NO BRASIL: DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA A ECONOMIA CAPIXABA

### THE NEW GAS MARKET IN BRAZIL: CHALLENGES AND OPPORTUNITIES FOR THE “CAPIXABA” ECONOMY

### EL NUEVO MERCADO DEL GAS EN BRASIL: DESAFÍOS Y OPORTUNIDADES PARA LA ECONOMÍA “CAPIXABA”

Marcelo Colomer Ferraro<sup>1</sup>  
Helder Queiroz Pinto Junior<sup>2</sup>

#### RESUMO

Desde 2019, o processo de liberalização da indústria brasileira de gás natural vem se acelerando. Em 2021, consubstanciando as mudanças em curso, foi promulgada a Lei 14.134 conhecida como a “Nova Lei do Gás Natural”. Uma das principais preocupações da “Nova Lei do Gás” foi a harmonização da regulação federal com as regulações estaduais. Nesse quesito, o Estado do Espírito Santo vem se destacando. O processo de desinvestimento da Petrobras, também iniciado nesse período, permitiu o governo capixaba criar uma empresa de distribuição de gás natural cujo contrato de concessão se encontra bastante aderente às mudanças introduzidas na regulação federal. Assim, esse artigo buscou analisar os impactos das mudanças no arcabouço regulatório da indústria de gás natural sobre a economia do Estado do Espírito Santo. A principal conclusão é que o novo marco regulatório definido pela Lei 14.134 não é suficiente para destravar os investimentos na indústria de gás natural capixaba.

**Palavras-chave:** regulação; reformas liberalizantes; gás natural; custo de transação; investimento.

#### ABSTRACT

Since 2019, the liberalization process of the Brazilian natural gas industry has been accelerating. In 2021, substantiating the ongoing changes, Law 14,134, known as the “New Natural Gas Law,” was enacted. One of the main concerns of the “New Gas Law” was the harmonization of federal and state regulations. In this regard, the State of Espírito Santo has been standing out. The Petrobras divestment process, also initiated during this period, allowed the Espírito Santo government to create a natural gas distribution company whose concession contract complies with the changes introduced in federal regulation. Therefore, this article sought to analyze the impacts of changes in the regulatory framework of the natural gas industry on the economy of the State of Espírito Santo. The main conclusion is that the new regulatory

<sup>1</sup>Doutor. Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: marcelo.cololomer@ie.ufrj.br. ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-3218-6707>

<sup>2</sup>Doutor. Professor Titular do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: helder@ie.ufrj.br. ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8996-3027>

framework defined by Law 14,134 is insufficient to unlock investments in the Espírito Santo natural gas industry.

**Keywords:** regulation; liberalizing reforms; natural gas; transaction cost; investment.

## RESUMEN

Desde 2019, el proceso de liberalización de la industria brasileña del gas natural se viene acelerando. En 2021, corroborando los cambios en curso, se promulgó la Ley 14.134 conocida como “Nueva Ley del Gas Natural”. Una de las principales preocupaciones de la “Nueva Ley del Gas” fue la armonización de la regulación federal con de las provincias. En este sentido, se destaca el Estado de Espírito Santo. El proceso de desinversión de Petrobras, también iniciado durante este período, permitió al gobierno de Espírito Santo crear una empresa de distribución de gas natural cuyo contrato de concesión se ajusta muy bien a los cambios introducidos en la regulación federal. Por lo tanto, este artículo buscó analizar los impactos de los cambios en el marco regulatorio de la industria del gas natural en la economía del Estado de Espírito Santo. La principal conclusión es que el nuevo marco regulatorio definido por la Ley 14.134 no es suficiente para desbloquear inversiones en la industria del gas natural de Espírito Santo.

**Palabras clave:** regulación; reformas liberalizadoras; gas natural; costo de la transacción; inversión.

**Como citar este artigo:** FERRARO, Marcelo Colomer; PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. O novo mercado de gás no Brasil: desafios e oportunidades para a economia capixaba. **DRd – Desenvolvimento Regional em debate**, v. 15, p. 105-129, 21 mar. 2025. Doi: <https://doi.org/10.24302/drd.v15.5407>.

**Artigo recebido em:** 30/04/2024

**Artigo aprovado em:** 04/02/2025

**Artigo publicado em:** 21/03/2025

## 1 INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos vinte anos, a Indústria Brasileira de Gás Natural (IBGN) ampliou significativamente sua participação na oferta interna de energia que passou de 5%, em 2000, para 13%, em 2021 (MME, 2024)<sup>3</sup>. Esse crescimento decorreu não apenas da expansão e diversificação das fontes de oferta, mas também das mudanças ocorridas no perfil de demanda, em particular, na matriz de geração do setor elétrico.

As perspectivas de continuidade do crescimento da oferta, em especial dos volumes provenientes dos campos do pré-sal (EPE, 2024), sugerem que o gás natural ainda terá um importante, embora indefinido, papel no abastecimento energético brasileiro. De fato, o papel do GN (gás natural) como combustível da transição energética (AIE, 2011) é ressaltado por muitos autores (Smil, 2015) (Colombo; Harrak; Sartori, 2016) (Guidolin; Tansu, 2019),

---

<sup>3</sup> EPE – Empresa de Pesquisa Energética

(Gürsan; Gooyet, 2021) sem contudo que sejam consideradas as especificidades econômicas e energéticas de cada país.

As vantagens do GN em relação aos combustíveis renováveis, no que diz respeito a preço, movimentação e estocagem, e os reduzidos níveis de emissão, quando comparado aos demais combustíveis fósseis, coloca o metano no centro das políticas públicas voltadas para a descarbonização da matriz energética mundial (AIE, 2011). No entanto, entender as singularidades em termo de dotação de recursos e composição da matriz energética em cada país é essencial para que se possa utilizar o gás natural de forma aderente aos esforços conjuntos de crescimento econômico/social, segurança de abastecimento e descarbonização.

No caso do estado do Espírito Santo, a importância do setor gasífero para a arrecadação fiscal, geração de emprego, renda e para um potencial descarbonização do produto interno estadual exige um olhar atento para as políticas de incentivo ao desenvolvimento do mercado de GN (Observatório da Indústria, 2024). É importante destacar que apesar do elevado potencial produtivo de gás natural *offshore* e *onshore* e da privilegiada posição do Espírito Santo na malha de transporte de gás natural nacional (Observatório da Indústria, 2024), a participação do estado na produção e no consumo nacional desse energético vem caindo nos últimos anos (ANP, 2024).

De fato, o desenvolvimento da indústria de GN dentro do contexto da transição energética exige uma amplitude de mudanças institucionais o que reforça a importância do Estado com orientador e coordenador do uso dos diferentes recursos (naturais, econômicos, sociais, tecnológicos e institucionais) disponíveis (Enzensberger; Wietschel; Rentz, 2002) (Fisher; Preonas, 2010) (Moita Neto; Silva; Oliveira Jr., 2024). Entre os papéis do Estado, destaca-se a sua função de regulador, principalmente em setores com elevadas externalidades como é o caso da indústria de gás natural (Colomer; Hallack, 2012).

No Brasil, desde 2019, no governo Jair Bolsonaro, teve início uma série de transformações patrimoniais, estruturais, institucionais e principalmente regulatórias na indústria de GN. Boa parte destas transformações ainda seguem em curso no âmbito das proposições governamentais, tais como Gás para Crescer, Novo Mercado de Gás e, mais recentemente, já na administração Lula, o Gás para Empregar, posto que envolvem medidas cujo alcance é de médio e longo prazos (MME, 2024).

Nesse contexto, a análise do impacto das mudanças no arcabouço regulatório sobre o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, em particular no estado do Espírito Santo, mostra-se de extrema relevância para o processo de retomada do crescimento sustentável da economia capixaba. Como foi feito por Colomer e Hallack (2012) para analisar os impactos das reformas regulatórias ocorridas em 2009 no Brasil sobre o segmento de transporte de gás natural, este artigo utiliza o referencial teórico neo-institucional para avaliar como as mudanças nos direitos de propriedade e na estrutura de governança da indústria de gás natural no Espírito Santo afetam o desenvolvimento no setor.

A escola neo-institucionalista, mais especificamente os trabalhos de Coase (1937) (1984) (1959) (1960), Williamson (1975) (1976) (1985), Alchian e Demsetz (1972), David e North (1971) e de North (1990), ao centrar sua análise na importância dos contratos, mas especificamente na importância dos custos de transação associados a estes, nos permite compreender melhor o impacto da regulação sobre a organização econômica da indústria de gás

natural a partir da redefinição dos direitos de propriedades trazida pelas reformas liberalizantes. Por esta razão, a escolha do referencial teórico neo-institucional mostra-se bastante aderente ao esforço desse estudo de entender como mudanças no arcabouço regulatório de um setor com elevadas externalidades, como é o caso da indústria de gás natural, pode afetar sua dinâmica de investimento.

A partir do contexto acima, este estudo tem como principal objetivo analisar os impactos das mudanças regulatórias recentemente ocorridas na indústria de gás natural brasileira sobre a economia da capixaba. Parte-se da hipótese de que o gás natural, com as adequadas ações de política pública, pode desempenhar um importante papel não somente no processo de reindustrialização da economia do estado do Espírito Santo, mas também, no processo de transição para uma matriz energética mais limpa e descarbonizada. Assim a pergunta principal a ser respondida por este artigo é como as reformas regulatórias trazidas pela Lei Federal 14.134 de 2021 e a Lei Estadual 11.173 de 2020 afetam os investimentos na indústria capixaba de gás natural. Utilizou-se como metodologia a análise qualitativa dos impactos das mudanças regulatórias a partir do referencial teórico neo-institucionalista. Em outros termos, buscou-se a partir da análise dos novos dispositivos jurídicos supracitados entender como a nova estrutura regulatória afeta os custos de transação da indústria de gás natural do estado do Espírito Santo. O referencial teórico se desenvolveu a partir da revisão da literatura neo-institucional e a coleta de dados se deu a partir de pesquisas bibliográficas e documentos públicos, principalmente leis e decretos que têm como tema principal o gás natural.

Para responder à questão de pesquisa acima apresentada, estruturou-se este artigo em cinco seções além dessa introdução. Na segunda seção, será analisada a importância da regulação econômica a partir de uma visão neo-institucionalista. A terceira seção traz os traços mais marcantes da evolução regulatória e institucional da IBGN. Na seção quatro é apresentada a indústria de gás natural no estado do Espírito Santo. Na seção 5 são identificados os desafios e oportunidades da reconfiguração da indústria de gás natural para a economia capixaba. Por fim, a seção seis traz as considerações finais desse artigo.

## **2 A IMPORTÂNCIA DA REGULAÇÃO NA CONSTRUÇÃO DE ESTRUTURAS DE INCENTIVO AO INVESTIMENTO: UMA ABORDAGEM NEO-INSTITUCIONALISTA**

Todos os setores industriais apresentam riscos associados a novos investimentos. Dessa forma, o objetivo das diferentes estruturas de governança não é a eliminação de todas as incertezas associadas aos investimentos, mas sim, a homogeneização dos fatores de riscos através da atenuação das incertezas comportamentais oriundas das elevadas especificidades dos ativos<sup>4</sup> (Colomer; Hallack, 2012).

Uma estrutura de governança é definida como uma matriz institucional sobre a qual as transações são definidas (Williamson, 1976). A escolha da estrutura de governança é influenciada não somente pelas características das transações, mas como também pelos

---

<sup>4</sup> Entende-se por ativos específicos aqueles que por questões associadas a localização geográfica, a temporalidade de consumo ou a questões tecnológicas não conseguem ser realocados para outros usos sem custos consideráveis e muitas vezes inviáveis comercialmente.

problemas associados às externalidades<sup>5</sup>. Segundo a teoria neo-institucionalista, a escolha da estrutura de governança repousa na comparação das formas de organização possíveis das relações econômicas (Alchian; Demsetz, 1972; Coase, 1984; Williamson, 1985; Joskow, 2000; Colomer; Hallack, 2012).

Williamson (1985) distingue três tipos de estrutura de governança: o mercado, as formas híbridas<sup>6</sup> e a hierarquia (integração vertical). A governança de mercado se dá quando as especificidades dos ativos associadas às transações e a frequência destas são reduzidas. No outro extremo, quando as especificidades dos ativos e a frequência das transações são elevadas, a estrutura de governança que mais se alinha aos atributos das transações é a hierarquia (integração vertical). As formas híbridas são as estruturas de governança intermediárias entre o mercado e a integração vertical, onde se destaca a regulação.

Cada estrutura de governança se distingue pela intensidade dos incentivos à eficiência, pelos controles administrativos, pelo tipo de adaptação e pelo regime contratual. Segundo a teoria dos custos de transação (Coase, 1960; Williamson, 1985), a adaptação é o problema econômico central. As incertezas inerentes ao processo econômico impõem aos agentes o desenvolvimento de mecanismos de ajustes autônomos ou cooperativos. Sendo assim, de acordo com o grau de incerteza característico de um tipo específico de transação, os agentes econômicos utilizam diferentes mecanismos de adaptação: uma adaptação autônoma, onde o sistema de preço é suficiente para coordenar as ações dos agentes; uma adaptação cooperativa, na qual os agentes devem coordenar de forma conjunta suas respostas, ou ainda uma combinação de adaptação autônoma e adaptação coordenada (Williamson, 1985). Dessa forma, dada a incompletude dos contratos (Colomer; Hallack, 2012), a coordenação *ex post* dos agentes deve se basear em uma estrutura de governança que defina os direitos de propriedades de cada agente e que garanta a execução, o respeito e a supervisão dos acordos mútuos (Williamson, 1985; Joskow, 2000).

Segundo Williamson (1975), a passagem de um padrão de competição para outro modifica a natureza dos contratos exigindo, assim, a redefinição das estruturas de governanças capazes de lidar com os novos e diferentes tipos de incertezas. De fato, as mudanças ocorridas na natureza dos contratos é o que explica o aumento dos custos de transação (Coase, 1937; 1960; 1984; Williamson, 1985; North, 1990). Sendo assim, o desenvolvimento de estruturas de incentivo ao investimento em ativos com elevadas especificidades passa pela criação de mecanismos regulatórios que atuem direta ou indiretamente nas causas dos custos de transação (Williamson, 1985; Coase, 1984; Colomer; Hallack, 2012).

Dentro do contexto acima e de acordo com a visão neo-institucionalista, pode-se afirmar que a decisão estratégica da Petrobras de reduzir sua participação na indústria de gás natural e as propostas de reforma do quadro regulatório (no sentido de maior abertura do setor à concorrência) exigem uma avaliação dos impactos de tais mudanças sobre os custos de transação e, conseqüentemente, sobre a atratividade do setor. A seção seguinte irá apresentar a evolução recente do arcabouço regulatório da indústria de gás natural chamando a atenção para as inconsistências desse processo no que diz respeito aos incentivos ao investimento.

---

<sup>5</sup>Externalidades são os efeitos de uma atividade que afetam terceiros, sem que estes tenham a obrigação de pagar ou receber compensação.

<sup>6</sup>As formas de governança híbridas caracterizam-se por estímulos semi-forte à eficiência e pela necessidade de mecanismos de controle sobre a execução das transações onde se destaca a regulação econômica.

### 3 REFORMAS REGULATÓRIAS E O NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A indústria de gás natural é um fenômeno relativamente novo no Brasil (Colomer, 2018) e, assim como em outros países, se desenvolveu a partir de uma estrutura verticalmente integrada dependente, no caso brasileiro, dos investimentos da Petrobras (Leite, 2007). A participação do gás na matriz energética na última década girou em torno dos 10%, sendo que até o ano de 2000 essa participação não havia ultrapassado 5% (ANP, 2023).

Quando comparada com outras experiências internacionais, fica evidente quão jovem e pouco madura ainda é nossa indústria de gás natural. Na Espanha, por exemplo, o gás participa com 21% do consumo de energia primária, enquanto na Austrália essa participação é de 25%, nos EUA 33% e na Argentina 45% (BP, 2023).

Segundo Colomer (2018), a importância da Petrobras no desenvolvimento da indústria brasileira de gás natural tem duas explicações. Em primeiro lugar, até 1997, a estatal brasileira possuía o monopólio legal sobre as atividades de exploração/produção, importação, tratamento, estocagem e transporte de gás natural, sendo somente o segmento de distribuição separado do resto da cadeia<sup>7</sup>. A segunda explicação está associada às características técnicas e econômicas do setor de gás natural no Brasil. O perfil associado e *offshore* das reservas<sup>8</sup> brasileiras de gás, os elevados riscos dos investimentos em ativos de movimentação e a interdependência dos diferentes elos da cadeia produtiva explicam por que, apesar da abertura da indústria de petróleo e gás natural verificada em 1997, não ocorreram investimentos privados significativos no setor (Colomer; Hallack, 2012). Em outros termos, a estrutura de governança escolhida para lidar com os elevados custos de transação associados às elevadas especificidades de ativos na IBGN foi a integração vertical da cadeia (Hierarquia) pela Petrobras (Colomer; Hallack, 2012).

Dentro desse contexto, a decisão estratégica da estatal brasileira, a partir de 2017, de reduzir sua participação na indústria de gás natural e as propostas de reforma do quadro regulatório (no sentido de maior abertura do setor à concorrência) trazem grande apreensão quanto ao futuro da IBGN. Essa seção irá apresentar a evolução recente do arcabouço regulatório da indústria de gás natural chamando a atenção para as inconsistências desse processo.

#### 3.1 CONSTRUÇÃO HISTÓRICA DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

A indústria de gás natural brasileira teve início em 1954 na Bahia de forma que a produção de gás se manteve concentrada, até a década de 1970, na região Nordeste do país (Almeida; Colomer, 2013). Na década de 1960, intensificaram-se as atividades exploratórias realizadas na costa brasileira. O resultado dos investimentos exploratórios empreendidos pela Petrobras foram as diversas descobertas na plataforma continental, principalmente, da região Sudeste, com destaque para a Bacia de Campos, no norte fluminense (Leite, 2007).

---

<sup>7</sup>A Constituição de 1988, reconhecendo a característica de utilidade pública do gás natural, concedeu aos estados o direito de exploração do serviço de distribuição de gás canalizado, além de delegar também as tarefas atinentes à regulação técnica e econômica das atividades de distribuição.

<sup>8</sup>A maior parte das reservas brasileiras de gás natural encontram-se na plataforma continental brasileira sendo, em sua maioria, reservas associadas à produção de petróleo.

A proximidade das áreas de produção da Bacia de Campos em relação aos mercados consumidores da região Sudeste e as pressões trazidas pelos dois choques de preço do petróleo para um maior aproveitamento dos recursos nacionais pressionaram a Petrobras a investir nas infraestruturas necessárias para o desenvolvimento de novos mercados para o gás natural (Leite, 2007). Assim, em 1982, foi construído o primeiro gasoduto de escoamento interligando os campos de Garoupa e Enchova até a região de Cabiúnas (RJ), onde um segundo gasoduto leva o gás natural à refinaria Duque de Caxias (Reduc) (Colomer, 2018).

Com a chegada do gás natural na cidade do Rio de Janeiro, o governo do estado e o Ministério de Minas e Energia pressionaram a Petrobras a assinar com a CEG (distribuidora de gás do estado do Rio de Janeiro) um contrato de fornecimento de 600 mil m<sup>3</sup> por dia. Assim, a concessionária fluminense tornou-se a primeira distribuidora a receber gás natural no Brasil (Leite, 2007).

O caso bem-sucedido da CEG e a necessidade de criação de mercados para a expansão da produção de gás natural associado<sup>9</sup> puxaram a expansão do segmento de distribuição. Nesse contexto, e considerando a fragilidade financeira de muitos estados, a Petrobras desenvolveu um plano de desenvolvimento através da parceria com os governos estaduais para criação de empresas locais de distribuição de gás natural (Leite, 2007) (Almeida; Colomer, 2013). É importante ressaltar que a constituição de 1988 concedeu aos governos estaduais o direito de exploração dos serviços de gás canalizado.

A trajetória acima deixa evidente que a indústria de gás natural se desenvolveu a partir dos investimentos da Petrobras em um modelo, operacionalmente, verticalizado. Como já ressaltado nesse artigo, em indústrias com elevadas especificidades de ativos, a hierarquia é frequentemente escolhida como estrutura de governança em função de sua capacidade de redução dos custos de transação a partir da internalização das relações contratuais dentro da firma.

### 3.2 REFORMAS REGULATÓRIAS NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA

As reformas liberalizantes das décadas 1980 e 1990, no contexto acima, foram a primeira tentativa do governo brasileiro de desconcentrar os setores de petróleo e gás natural e de reduzir a dependência em relação aos investimentos da Petrobras. Em outras palavras, a Lei 9.478 de 1997 (Brasil, 1997) foi a primeira vez que o governo do Brasil tentou quebrar o monopólio da estatal petrolífera brasileira (Colomer; Hallack, 2012).

Na indústria de petróleo, mais especificamente nos segmentos de exploração e produção, a Lei supracitada teve bastante êxito na redefinição da estrutura de governança do setor. Contudo, como já observavam Alveal e Pinto Junior (1996), a decisão de manter a estrutura da Petrobras operacionalmente verticalizada na indústria de GN, manteve os custos de transação relativamente elevados para outros agentes, reduzindo os incentivos a novos investimentos e possibilitando que a estatal brasileira continuasse exercendo vantagens

---

<sup>9</sup> Define-se como gás natural associado aquele cuja produção ocorre conjuntamente a produção de petróleo. Ressalta-se que no caso brasileiro, a maior parte da produção de gás natural ocorre na forma associada.

econômicas fortalecendo, assim, seu poder de mercado (Alveal; Pinto Jr., 1996; Colomer; Hallack, 2012; Almeida; Colomer, 2013).

Nesse contexto, a Lei 9.478 foi pouco efetiva na atração do investimento privado e, conseqüentemente, na desconcentração da indústria de gás natural. Embora a lei supracitada tenha aberto o setor à competição, o que se verificou na prática foi a manutenção da dependência da indústria de gás natural em relação aos investimentos da Petrobras (Colomer; Hallack, 2012). Sendo assim, em 2007, após 10 anos da promulgação da Lei 9.478, a estatal brasileira continuava responsável por 92% da produção de gás natural e 100% da importação (Colomer; Hallack, 2012). Ademais, a empresa controlava, indiretamente através de suas subsidiárias e empresas coligadas, 97% da capacidade de transporte de gás natural do país (Almeida; Colomer, 2013). No segmento de distribuição, através da GASPETRO, a empresa continuava como acionista majoritária em 12 das 24 distribuidoras em operação além de possuir importantes participações acionárias em outras 7 empresas de distribuição de gás canalizado (Colomer; Hallack, 2012).

Dentro do contexto acima, em 2009, foi aprovada e sancionada a Lei 11.909 (Brasil, 2009) que definiu uma nova estrutura regulatória para a indústria de gás natural, em particular para o segmento de transporte. A denominada Lei do Gás, além de introduzir novos mecanismos regulatórios para a indústria de gás natural, redefiniu o papel dos órgãos de governo no planejamento e na regulação da indústria.

Entre as principais mudanças trazidas pela lei 11.909 têm-se a delimitação do escopo de atuação do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional do Petróleo (ANP) na regulação e no planejamento do segmento de transporte, a definição do regime de concessão, precedida de licitação, para novos investimentos em ativos de estocagem e de transporte e a criação das figuras do consumidor-livre<sup>10</sup>, auto-produtor<sup>11</sup> e auto-importador<sup>12</sup>.

A lei 11.909 foi elaborada para cobrir as lacunas deixadas pela lei 9.478, principalmente, no que diz respeito a introdução da competição no segmento de transporte de gás natural. No entanto, o que se verificou, de fato, foi a manutenção da estrutura concentrada na figura da Petrobras (Colomer; Hallack, 2012) (Colomer, 2018). Em outros termos, embora as inovações regulatórias trazidas pela lei 11.909 tenham contribuído para reduzir os custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte, a dificuldade de implementação da nova legislação e o não tratamento de alguns importantes pontos limitaram o desenvolvimento de estruturas de incentivos ao investimento na IBGN.

Atribui-se à tentativa de conciliar diferentes e pouco conciliáveis interesses, a limitação da Lei 11.909 em fundar um arcabouço regulatório robusto e eficiente para a indústria de gás natural<sup>13</sup>. Assim, já em 2013 foi colocado para análise do congresso um novo projeto de Lei –

---

<sup>10</sup>São aqueles consumidores que têm garantido pela regulação vigente o direito de escolher de quem comprar o gás natural. No caso brasileiro, as distribuidoras locais de gás natural possuem o monopólio da distribuição e em alguns casos da comercialização do gás natural. Isto é, qualquer consumidor de gás natural, além de ter seu suprimento de gás fornecido única e exclusivamente pela distribuidora local da sua região, só pode comprar o gás da mesma.

<sup>11</sup>São aqueles produtores de gás natural que podem, por lei, utilizar o gás produzido para consumo próprio.

<sup>12</sup>São os agentes da indústria de gás natural que podem importar gás natural para consumo próprio.

<sup>13</sup>A Lei 11.909 é fruto da unificação de três projetos de Leis a Lei 11.909. PL 226/2005 (Senador Tourinho – PFL/BA); PL 6666/2006 (Deputado Luciano Zica – PT/SP) e o PL 6676/2006 (Poder Executivo – MME).



PL 6.407 – (Câmara dos Deputados, 2013) orientado claramente pelo princípio de maior competição no setor.

A dificuldade de aprovação do PL 6.407 no congresso levou o governo federal, em 2018, a aprovar o decreto 9.616 (Brasil, 2018) que regulamentou algumas diretrizes do PL supracitado e que não se mostravam conflitantes com a Lei 11.909, uma vez que esta ainda prevalecia como marco legal da indústria de gás no Brasil.

Amparado pelo decreto 9.616 de 2018, o governo federal lançou em 2019 o comitê de monitoramento da abertura do mercado de gás natural com objetivo claro e explícito de redução do poder de mercado da Petrobras. A meta do governo era abrir a indústria de gás natural para o capital privado de forma a aumentar a competição do setor promovendo, consequentemente, a redução do preço do energético para os consumidores.

Segundo o governo brasileiro a época, o objetivo da reforma do mercado de gás natural foi “quebrar” o monopólio na indústria de petróleo e gás natural no país (ANP, 2019). Para se atingir o objetivo desejado, o governo definiu que os pilares do programa de reformas seriam a promoção da concorrência, a harmonização das regulações estaduais e federal no setor, o estímulo a integração do setor de gás com os setores elétrico e industrial e a remoção das barreiras tarifárias que impedem a abertura do mercado e a competição. É importante ressaltar que em setores com elevadas especificidades de ativos, como é o caso da indústria de gás natural, a desverticalização a cadeia produtiva, isto é, a passagem de uma estrutura de governança hierárquica para uma estrutura de mercado, exige a criação de novos mecanismos de controle e da correta definição dos direitos de propriedade e de uso das infraestruturas, o que só pode ser feito a partir de um adequado e robusto arcabouço regulatório

No que diz respeito ao segmento de distribuição de gás natural, o governo federal reconhece a autonomia dos Estados na condução da regulação e do processo de abertura do setor<sup>14</sup>. No entanto, este último vem pressionando os governos estaduais a adotarem reformas em suas regulações no sentido de “quebrar” o monopólio das empresas estaduais de distribuição, abrindo assim a comercialização e o uso das infraestruturas de movimentação de gás natural aos consumidores livres.

Em abril de 2021, após quase uma década de intensos debates, foi aprovado pela Presidência da República o projeto de Lei 6.407, que altera a regulação da indústria de gás natural. Agora definida como Lei 14.134 (Brasil, 2021), o novo marco regulatório da indústria de gás natural tem como princípio norteador e motivador a criação de um novo mercado de gás natural, cujo foco é estimular a competição. Esta nova tentativa traz um elemento novo e está consubstanciada na anunciada decisão da Petrobras de reduzir sua participação no setor, a partir de alinhamento estabelecido com o CADE.

São várias as mudanças em relação à Lei 11.909: a) mudança no regime de outorga, retornando à regra de autorização (mantendo, no entanto, a chamada pública precedente); b) restrição a participações societárias diretas e indiretas entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuam ou exerçam funções nas atividades de exploração,

---

<sup>14</sup> “Neste sentido – acrescentou – os estados têm um papel primordial a desempenhar, pois nos termos da Constituição, a exploração do serviço local de gás canalizado cabe a esses entes federativos. Razão pela qual temos dialogado frequentemente com o objetivo de incentivar a harmonização e o aperfeiçoamento das regulações estaduais” (Bento Albuquerque, Ministro de Minas e Energia (ANP, 2019).

desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural; c) introdução do modelo de entrada e saída (ANP, 2019) na alocação das tarifas de transporte; e d) introdução do livre acesso às infraestruturas de escoamento e importação. O quadro 1 abaixo sintetiza a evolução do arcabouço regulatório da indústria nacional de gás natural.

Quadro 1 – Evolução dos Principais Atributos Regulatórios da Indústria de Gás Natural no Brasil

<b>Atributos regulatórios</b>	<b>Lei do Petróleo (1997)</b>	<b>Lei do Gás (2009)</b>	<b>Nova Lei do Gás (2021)</b>
Acesso às instalações essenciais (gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL)	Não obrigatório.	Não obrigatório.	Acesso não discriminatório e negociado de terceiros.
Estocagem	Sem regulação específica.	Concessão precedida de licitação.	Autorização.
Importação e exportação	Autorização da ANP.	Autorização do MME.	Autorização da ANP.
Regras de acesso aos gasodutos de transporte	Negociado entre as partes.	Regime regulado.	Regime regulado.
Regras de separação da atividade de transporte	Separação jurídica sem restrição a participação societária. Determina a constituição de subsidiária.	Separação jurídica sem restrição a participação societária.	Separação jurídica com restrição a participação societária.
Tipo de outorga no transporte	Autorização.	Concessão precedida de licitação.	Autorização.
Reserva de capacidade dos gasodutos de transporte	Predominância dos regimes de ponto-a-ponto e postal.	Predominância dos regimes de ponto-a-ponto e postal.	Regime de entrada e saída
Operação do sistema	Transportadores operam de forma independente.	Transportadores operam de forma independente.	Constituição de gestor de área de mercado para transportadores que operam na mesma área.
Novos gasodutos	Iniciativa própria dos agentes do setor.	Propostos pelo MME.	Iniciativa do gestor de área de mercado e/ou ANP.

Fonte: Elaboração própria a partir de Colomer e Hallack (2012) e ANP (2023).

De acordo com Joskow (2008), a replicação do modelo de liberalização de um mercado para outro sem a identificação das especificidades locais é uma das causas do fracasso das reformas liberalizantes em uma série de países. Com base na afirmação acima, a questão que se levanta é se o modelo de reforma pretendido para a indústria de gás natural no Brasil considera as diversas especificidades nacionais e até mesmo locais.

Os reduzidos investimentos em infraestrutura de transporte e distribuição não somente limitam o desenvolvimento da indústria de gás natural como também criam restrições ao pleno funcionamento de mercados competitivos. No caso do Brasil, o incipiente tamanho das redes de transporte e de distribuição, principalmente quando comparadas com a de outros países com dimensões territoriais e população muito menores, evidencia o reduzido grau de maturidade de nossa indústria e a necessidade de expansão dos investimentos nas infraestruturas essenciais (Colomer; Hallack, 2012; Almeida; Colomer, 2013).

Nesse contexto, qualquer reforma que seja implementada na indústria de gás natural deve trazer ao mesmo tempo instrumentos de incentivo aos novos investimentos e de incentivo a concorrência. É preciso entender que o desafio para se introduzir um mercado liberalizado no Brasil é maior do que foi na Inglaterra e nos EUA, por exemplo, em função do estágio de desenvolvimento da nossa indústria (Colomer; Hallack, 2012).

Como mencionado acima, o *trade-off*<sup>15</sup> entre mecanismos regulatórios que incentivem a concorrência e aqueles que estimulem os investimentos em redes de transporte e distribuição é difícil de ser conciliado em países com elevadas necessidades de expansão da rede (Williamson, 1975; 1985). De fato, em mercados como o Brasileiro, o ritmo de introdução das forças de mercado deve ser compassado com o ritmo dos novos investimentos em infraestrutura de rede com pena de redução da própria concorrência (Alchian; Demsetz, 1972; Colomer; Hallack, 2012).

No segmento de distribuição de gás natural, por exemplo, vem sendo proposta a separação das atividades de comercialização e distribuição para os grandes consumidores através da implementação de *by-pass* contratual e, em alguns casos, do *by-pass* físico. Em outros termos, será dado o direito para alguns agentes, os consumidores livres, de contratar somente o serviço de distribuição separando a aquisição do gás natural da aquisição de capacidade de movimentação. Essa separação em indústrias com infraestruturas já desenvolvidas e amortizadas não apresenta grandes desafios para o regulador devendo esse apenas definir o direito e as regras de acesso, as normas operacionais e os mecanismos de balanceamento da rede.

No caso de indústrias bem desenvolvidas, mas com estruturas não amortizadas, além dos atributos regulatórios acima enumerados, o órgão regulador deverá também se preocupar em incorporar na tarifa de movimentação os *Stranded Costs*<sup>16</sup>. Isso porque as decisões de investimentos tomadas pela concessionária foram pensadas em um ambiente regulado considerando um determinado tamanho para o seu mercado cativo. Dessa forma, a mudança para um ambiente livre torna a recuperação dos investimentos feitos antes da liberalização difícil a partir das novas condições de mercado.

Por fim, em indústrias com reduzido grau de desenvolvimento e ativos não amortizados, o processo de reforma da indústria de gás natural deve pensar, além dos mecanismos regulatórios acima mencionados, em instrumentos que garantam a atratividade dos investimentos em expansão da rede. Isso porque a separação da comercialização da movimentação de gás aumenta bastante os riscos das inversões de capital em novos dutos, isto é, causa uma elevação dos custos de transação

De fato, a rentabilidade dos investimentos em ativos com elevados custos afundados e longo prazo de amortização depende da garantia dos fluxos físicos ou pelo menos contratuais de movimentação (Williamson, 1975; Joskow, 2000). Assim, quanto maior for a capacidade dos gasodutos utilizada pelos mercados cativos da distribuidora, maior será a capacidade desta em administrar os riscos associados aos novos investimentos. Por sua vez, quanto maior for a capacidade de movimentação destinada a atender os consumidores livres mais exposta ao risco do investimento fica a concessionária (Colomer; Hallack, 2012). É pela razão acima que, em muitos países onde há a separação da distribuição da comercialização assim como do transporte do carregamento, exige-se que os carregadores ou comercializadores primários<sup>17</sup> firmem com

---

<sup>15</sup> O conceito econômico de *Trade-off* refere-se a situações onde um agente deve fazer uma escolha entre opções excludentes, principalmente quando os recursos são escassos.

<sup>16</sup> Joskow (2000) define como *Stranded Costs* a diferença entre o valor do ativo usado pelo regulador no modelo de regulação tradicional, para o cálculo da base regulatória de ativo e, conseqüentemente, da tarifa, e o valor de mercado do ativo caso a empresa regulada venda seu produto no ambiente competitivo

<sup>17</sup> Considere-se carregadores ou consumidores primários aqueles carregadores cuja demanda potencial por capacidade justifica e viabiliza a expansão da rede.

a empresa concessionária contratos de capacidade firme com cláusulas de *ship-or-pay*<sup>18</sup> (Williamson, 1976; Joskow, 2008).

No caso do transporte de gás natural, onde geralmente é vedada a utilização dos dutos pelo próprio transportador, as cláusulas de *ship-or-pay* são suficientes para mitigar o risco dos investimentos em transporte. De fato, os riscos dos novos investimentos são repassados, quase que totalmente, para os carregadores iniciais. É por essa razão que usualmente os contratos firmes de transporte com cláusulas de *ship-or-pay* vêm acompanhados por um período de exclusividade para os carregadores primários de forma a evitar o comportamento oportunista de outros carregadores (Colomer; Hallack, 2012).

No caso das empresas distribuidoras, onde há um compartilhamento das novas infraestruturas tanto pelos clientes cativos da empresa quanto pelos consumidores livres, os contratos firmes com cláusulas de *ship-or-pay* podem não ser suficientes para estimular novos investimentos. Isso porque muitas vezes os investimentos na expansão da rede são pensados para atender clientes potenciais que uma vez que a rede esteja concluída podem querer exercer seu direito de consumidor livre criando elevados *Stranded Costs*. Assim, no caso das empresas distribuidoras, a definição de períodos de exclusividades em novos mercados surgidos a partir de novos investimentos em rede pode também ser adotada como mecanismo de incentivo ao investimento.

No Brasil, a reforma proposta para o setor de distribuição de gás natural, até o presente, não considera o atual grau de desenvolvimento do setor. Em Sergipe, por exemplo, a separação da atividade de comercialização do serviço de distribuição não incorpora nenhuma análise dos *Stranded Costs* derivados do processo de liberalização. Essa característica da reforma é grave, em especial porque o mercado da empresa distribuidora de gás de Sergipe depende basicamente do segmento industrial (56,7%) e do segmento veicular (38,7%) (ANP, 2023). Assim, considerando que o consumo médio dos segmentos industrial e automotivo em Sergipe seja, respectivamente, 138 mil e 94 mil metros cúbico por dia e que para ser enquadrado como consumidor livre é exigido um volume mensal de 300 mil m<sup>3</sup>, a maior parte dos consumidores industriais e de GNV poderão se tornar consumidores livres impactando, potencialmente, 95% do mercado da distribuidora (Abegas, 2023).

Tais iniciativas, adotadas a partir das distintas óticas estaduais (ainda que absolutamente legítimas), podem ampliar o conjunto de distorções no processo de reorganização da IBGN, caso não sejam coordenadas e harmonizadas com a regulação federal, uma vez que as estruturas de mercado do gás natural variam de um estado para outro.

Por fim, uma questão que foge o escopo da Lei Federal recentemente aprovada, mas que afeta consideravelmente os investimentos na indústria de gás natural, é o seu tratamento tributário (Griebeler; Allebra, 2020), principalmente no que diz respeito ao ICMS. O modelo tarifário de entrada e saída separa o fluxo contratual do fluxo físico de gás natural ao permitir a contratação separada da capacidade de entrada e saída. Dessa forma, o modelo atual de cálculo do ICMS, que se baseia no trajeto físico do produto, mostra-se inadequado para o novo mercado de gás natural.

---

<sup>18</sup> Mecanismo contratual que garante à empresa transportadora uma remuneração da capacidade de transporte contratada independente do uso efetivo pelo carregador.

Outro ponto importante associado ao ICMS diz respeito as inconsistências associadas a tributação do setor elétrico e de gás natural. Para evitar a dupla cobrança do tributo, criou-se no Brasil um sistema de compensação baseado em créditos de ICMS. No entanto, a diferença na incidência do ICMS entre o setor elétrico e o setor de gás natural cria um represamento de créditos tributários que, na prática, aumenta a carga de tributação sobre o gás natural. Isto é, o ICMS incide sobre o gás natural vendido para a usina termoeletrica, que recebe créditos de ICMS. Mas quando a usina vende a energia, a cobrança é feita na distribuição de forma que os créditos da usina termoeletrica acabam sem uso (SECAP, 2019).

Os problemas trazidos pela tributação do gás natural, ao reduzirem a competitividade do energético, atuam como importantes barreiras à atração de novos agentes para o setor reduzindo o estímulo à criação de um mercado competitivo. Assim, é de extrema importância que esforços coordenados sejam empregados em todos os níveis institucionais para que a questão tributária do gás natural, em particular o ICMS, seja resolvida (Griebeler; Allebra, 2020).

#### **4 A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO ESPÍRITO SANTO**

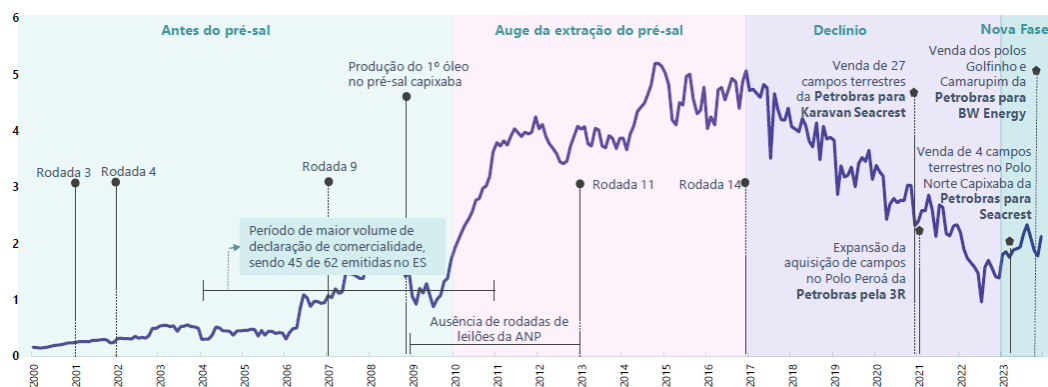
Tanto os aspectos conceituais quanto os exemplos apresentados na seção acima servem de base para um exame mais atento sobre o papel do gás natural no estado do Espírito Santo. Localizado no entroncamento das malhas de transporte de gás natural das regiões Sudeste e Nordeste e de frente para duas das maiores bacias marítimas produtoras de hidrocarbonetos do país, o estado do Espírito Santo (ES) se destaca no cenário energético brasileiro.

Com 4,17 milhões de habitantes, o estado é responsável por 2,68% do consumo final de energia, por 5% da produção de Petróleo e por 2% da produção de gás natural no Brasil (Governo do Estado do ES, 2022) (ANP, 2023). Vale ressaltar que o consumo de energia per capita no Brasil foi de 1,22 tonelada equivalente de petróleo por habitante (tep/hab) em 2021, enquanto no Espírito Santo este foi de 1,69 (Governo do Estado do ES, 2022).

No que se refere a produção de gás natural, o estado é o quinto maior produtor (Observatório da Indústria, 2024). A importância do ES na produção de hidrocarbonetos reflete suas imensas reservas. Em relação ao gás natural, as reservas provadas capixabas eram, em 2022, de 17.611 milhões de m<sup>3</sup>, o que coloca o Estado do Espírito Santo também em 5º lugar em termos de recursos gasíferos no Brasil (ANP, 2023).

Apesar da importância do ES na produção de hidrocarbonetos, sua participação no total nacional vem caindo. Em 2011, por exemplo, o estado contribuía com 18 e 15% da produção nacional de gás e petróleo, respectivamente. Em 2019, essas mesmas participações haviam se reduzido para 6 e 10% e em 2022 para 2 e 5% conforme pode ser visto na figura 1 abaixo (ANP, 2023). Essa redução reflete tanto um aumento da produção nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo quanto uma queda na produção capixaba. Entre 2017 e 2019, por exemplo, enquanto a produção nacional de gás e petróleo cresceu 11 e 6%, respectivamente, a produção capixaba se reduziu em 34 e 24% (ANP, 2023).

Figura 1 – Produção de Petróleo e Gás Natural no Espírito Santo - em 100.000 boe/d



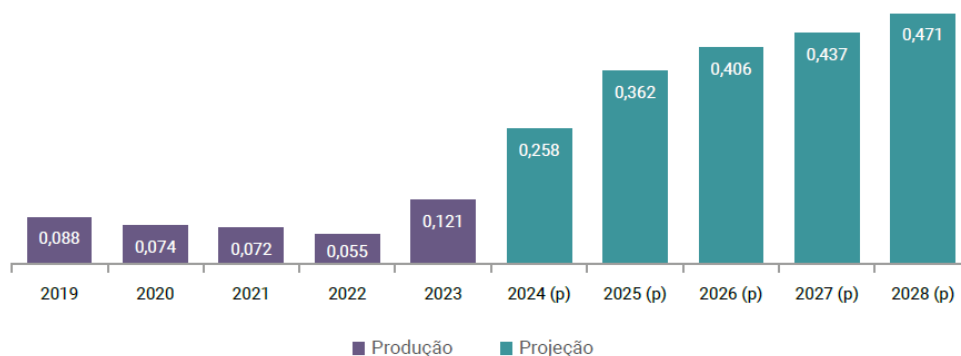
Fonte: Observatório da Indústria (2024)

Não obstante a redução dos níveis de produção, o petróleo e o gás natural continuam sendo as principais fontes primárias de energia produzidas no ES. Em 2021, por exemplo, a produção de gás natural correspondeu à 13,7% da energia primária produzida no estado, perdendo apenas para o petróleo (Governo do Estado do ES, 2022).

A produção de hidrocarbonetos do ES está localizada em duas importantes bacias sedimentares. Ao Norte, tem-se a Bacia do Espírito Santo e, ao sul, temos uma porção da Bacia de Campos. Essa última, é a principal área sedimentar já explorada na costa brasileira e é a segunda bacia que mais produz gás natural no país – 13% da produção nacional (ANP, 2023). Já a bacia do Espírito Santo, ao norte, merece destaque pela presença de importantes reservatórios onshore.

Segundo o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2020), a Bacia terrestre do Espírito Santo, apesar de já amplamente explorada, tem potencial para novas descobertas de petróleo e gás natural. No entanto, o início da exploração de importantes jazidas de hidrocarbonetos na área do pré-sal vem deslocando os investimentos para a porção marítima da Bacia do Espírito Santo.

Na tentativa de revigorar a atividade terrestre de exploração e produção, o MME divulgou, em 2019, o REATE 2020 – Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Terra – objetivando justamente fortalecer a indústria onshore (MME, 2020). Ao lado do REATE, o programa de desinvestimentos da Petrobras vem oferecendo novas oportunidades de reativação dos investimentos nas bacias terrestres capixabas uma vez que a estatal brasileira tem, em seu portfólio de venda, inúmeras áreas de produção e exploração onshore no Estado. De fato, a entrada de novos operadores vem representando uma reversão da curva de produção de gás natural na parte terrestre da Bacia do Espírito Santo (Observatório da Indústria, 2024), como podemos ver no gráfico 1 abaixo.

Gráfico 1– Projeção da Produção de Gás Natural Onshore no Espírito Santo (milhões de m<sup>3</sup>/d)

Fonte: Observatório da Indústria (2024)

Em relação a infraestrutura de transporte de gás natural, o estado do ES também apresenta uma posição privilegiada. Passa pelo estado o sistema de gasodutos de conexão da malha Sudeste com a malha Nordeste do país, conhecido como Gasene. O GASENE possui 8 pontos de entrega, dentre os quais 4 deles ficam no Espírito Santo. Em um país que ainda não conta com uma vasta rede de gasodutos de transporte, ter uma infraestrutura que permita explorar toda a potencialidade que o estado tem na produção de gás natural é uma vantagem competitiva e uma oportunidade a ser explorada.

Cabe sublinhar que a indústria de Petróleo e Gás é uma fonte crucial de recursos financeiros para o estado do ES. Para além dos investimentos oriundos da própria atividade produtiva, os Royalties e Participações Especiais são componentes fundamentais da política fiscal dos municípios capixabas. Segundo estimativa da ANP, em 2023, o estado capixaba arrecadou R\$ 1,5 bilhão em Royalties e R\$ 0,8 bilhão em Participações Especiais (ANP, 2024). Considerando que a receita fiscal total do Espírito Santo em 2023 foi de R\$ 25,9 bilhões (SEFAZ, 2024), pode-se observar que as participações governamentais representaram nesse ano 7% de toda receita tributária do estado.

Ao lado da importância como fonte de receita fiscal, os investimentos na indústria de petróleo e gás natural possuem um importante efeito indutor na geração de emprego e renda. Segundo Kupfer, Dweck e Freitas (2008), para cada 1 bilhão de reais investido na atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P), têm-se a geração direta, indireta e induzida de 1,3 bilhão de renda agregada e de 37 mil postos de trabalho. De acordo com a FINDES, 30% do valor da transformação industrial no ES provém do setor de petróleo de gás natural (FINDES, 2020).

Pelo lado da demanda, o setor industrial é o principal consumidor de gás natural no estado do ES. Isso reflete a importância da indústria de transformação na economia capixaba (Lino; Nigriello, 2023), sendo esta a segunda atividade econômica com maior peso no PIB estadual (32,4%), ficando atrás apenas de serviços (Governo do Estado do ES, 2022). Entre os principais setores industriais consumidores de gás natural no Espírito Santo destacam-se a metalurgia e o setor de papel e celulose que ocupam cada um 10,8% e 5,9% do PIB industrial do estado, respectivamente (FINDES, 2020).

Ao lado da indústria, o setor termelétrico também se destaca no consumo capixaba de gás natural. Inaugurada em 2010, a UTE LORM, em Linhares, está conectada ao gasoduto

Cacimbas-Vitória, possuindo uma potência instalada de 204 megawatts (MW). É importante destacar que desde 2013, os despachos da termelétrica capixaba tem sido praticamente contínuo.

Atualmente estuda-se a construção de uma nova termelétrica em São Mateus, no sul do estado. A nova UTE terá capacidade de 1.800 MW, suficientes para abastecer toda a população do Espírito Santo. O custo previsto é de US\$ 1,2 bilhão gerando dois mil empregos na fase de construção e outros 350 empregos na operação.

Estão sendo analisadas três alternativas para o abastecimento da nova planta: a) pelo Gasoduto Cacimbas-Catu (Gascac, o maior trecho do Gasene); b) por uma rota submarina ligada ao pré-sal da Bacia de Campos ou; c) por um navio metaneiro (GNL). É importante ressaltar que a UTE de São Mateus funcionará como uma âncora para o mercado de gás na região, uma vez que o mesmo gás que irá atender a termelétrica irá também alimentar o centro portuário São Mateus, servindo a potenciais indústrias que queiram se instalar na região.

Fica evidente que o Espírito Santo é favorecido geológica e geograficamente no que diz respeito a oferta de gás natural. No entanto, o potencial de desenvolvimento do mercado de gás natural no estado ainda está longe de ser plenamente aproveitado. Sendo, muitas vezes, considerado o principal combustível para a transição energética na direção de uma matriz mais limpa, o gás natural não vem sendo adequadamente utilizado, principalmente nos setores industriais. Assim, embora a representatividade da indústria de gás natural na economia capixaba venha crescendo, o potencial do energético para o desenvolvimento socioeconômico do estado ainda não foi adequadamente utilizado.

## **5 MUDANÇAS RECENTES NA REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA CAPIXABA DE GÁS NATURAL**

O Espírito Santo foi, até 2020, o único estado brasileiro onde o serviço de distribuição de gás natural era provido diretamente pela Petrobras através da BR distribuidora. Herança histórica de uma época marcada pela exclusividade da estatal brasileira na exploração, produção e comercialização de hidrocarbonetos líquidos e gasosos (Leite, 2007).

Com a expansão do mercado de gás natural no estado, principalmente a partir de 2011, e com a estratégia de desinvestimento da Petrobras, o governo estadual capixaba viu seu interesse no negócio de gás natural aumentar. Dentro desse contexto, em 2016, foi criada a Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP)<sup>19</sup>, responsável por regular e fiscalizar os serviços de gás natural.

Ainda dentro da estratégia de aumento da participação do governo estadual no negócio de gás natural, em 2020, o serviço de distribuição, antes prestado pela BR distribuidora, foi concedido a Companhia de Gás do Espírito Santo (ES Gás), uma sociedade de economia mista,

---

<sup>19</sup> Resultante da fusão é resultado da fusão da Agência Reguladora de Saneamento Básico e Infraestrutura Viária do Espírito Santo (Arsi) e da Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo (Aspe). Antes da criação da ARSP, as tarefas de regulação da distribuição de gás no estado era responsabilidade da ASPE.



em que o governo do estado possui 51% de participação e a BR Distribuidora, antiga subsidiária da Petrobras, tem 49% restantes.

O contrato de concessão da nova empresa distribuidora possui um prazo de 25 anos e já incorpora alguns dos termos do novo marco regulatório da indústria brasileira de gás natural. Assim, diferente de muitos estados que ainda esperam seus contratos de concessão vencerem para adequarem as suas concessões aos novos termos da regulação federal, o Espírito Santo sai na frente tendo um contrato atual e alinhado com o “Novo Mercado de Gás”.

Além da definição da figura dos consumidores livres, o contrato também incorpora as parcelas referentes às tarifas de uso da rede de distribuição – TUSD e TUSD-E – nas regras tarifárias, definindo uma metodologia mais transparentes para o cálculo tarifário. Ademais, o novo contrato prevê a adoção de uma tarifa social para a população de baixa renda e a possibilidade de realização de chamadas públicas para a diversificação das fontes suprimento de gás natural.

No que se refere à regulamentação do mercado livre, o volume mínimo de consumo exigido para fins de migração do mercado cativo para o mercado desregulado foi reduzido para 10 mil m<sup>3</sup>/dia (antes esse valor era de 35 mil m<sup>3</sup>/dia). A redução dos requisitos mínimos de consumo abre espaço para que um número maior de empresas ingresse no ambiente livre de contratação. Contudo, a regulamentação em base diária pode representar uma limitação à migração de clientes com variabilidade de consumo muito grande. É por esse motivo que alguns estados optam por adotar volumes mínimos mensais como requisito para caracterização de potenciais consumidores livres.

O estabelecimento de um volume de consumo mínimo na direção da migração para o mercado livre é bastante relevante não somente porque essa exigência pode significar uma barreira para o desenvolvimento de um mercado competitivo, como também porque a redução do mercado cativo da distribuidora pode significar uma redução dos estímulos aos investimentos em novas infraestruturas (Joskow, 2000).

Nesse sentido, como já mencionado anteriormente, a regulamentação do mercado livre no segmento de distribuição deve considerar não somente os objetivos de expansão das forças de mercado, como também o grau de maturidade das infraestruturas de movimentação do estado. Nesse contexto, critérios de transição entre o mercado cativo e o mercado livre são cruciais para reduzir o *trade-off* entre investimento e competição.

No Espírito Santo, o consumo no mercado livre está permitido, com um tempo mínimo de permanência neste ambiente concorrencial de 1 ano. O reduzido tempo de permanência no mercado competitivo, embora estimule a migração de mais agentes, torna a decisão de entrada menos estratégica aumentando o risco de adoção de comportamentos oportunistas por parte dos consumidores livres e, conseqüentemente, aumentando os custos de transação e os *Stranded Costs* (Joskow, 2000) para a empresa de distribuição.

A separação tarifária da TUSD, tarifa cobrada dos agentes livres pelo uso do sistema de distribuição, e TUSD-E, tarifa cobrada para aqueles do mercado livre atendidos por ramal dedicado, é outra peça fundamental para o desenvolvimento de um ambiente competitivo uma vez que fornece um amparo regulatório à distribuição justa dos custos de uso da capacidade de movimentação. No entanto, é importante que no cálculo tanto da TUSD quanto da TUSD-E

estejam adicionados mecanismos de incorporação dos *Stranded Costs*, o que não está previsto na regulação capixaba.

Outro ponto importante a ser destacado, é que no novo contrato de distribuição, o plano de investimento da empresa distribuidora para os dois primeiros ciclos tarifários já se encontra estabelecido. Isto é, está definido o vetor de investimentos para os próximos 10 anos de concessão<sup>20</sup>. Esse ponto embora importante no sentido de estabelecer um comprometimento da empresa com a expansão e melhoria do fornecimento de gás canalizado, não garante novos investimentos. Isso porque na ausência de condições tarifárias adequadas que sustentem a saúde financeira da empresa, esta pode não ter condições de honrar com seus compromissos.

É importante ressaltar que o estabelecimento do novo contrato de concessão no serviço de distribuição de gás natural foi acompanhado pela promulgação de uma nova lei estadual para fomentar o mercado livre de gás natural. A Lei nº 11.173 (Governo do Estado do Espírito Santo, 2020) foi sancionada em setembro de 2020 consolidando juridicamente todos os dispositivos contratuais referentes ao mercado livre no ES. A Lei supracitada é um importante passo para dar segurança jurídica ao termo de concessão e fornecer previsibilidade das regras aos agentes da cadeia.

Um ponto importante do novo dispositivo jurídico é a permissão para que a ES Gás e os agentes consumidores possam firmar contratos para construção de gasodutos e instalações de forma exclusiva ou compartilhada. Desse modo, caso alguma indústria queira instalar-se no estado, mas a rede de gás não chegue até o local onde será a planta, esta poderá propor à concessionária a construção desse ramal ou pagar para que a empresa faça a obra.

A expectativa é que esse novo arcabouço legal aumente a competitividade do gás natural no ES à medida que mais elementos concorrenciais estão sendo inseridos. Nesse sentido, o desenvolvimento do mercado livre no estado cria uma expectativa positiva de crescimento da demanda de gás. Isso porque a regulação do segmento de distribuição é crucial para que os produtores tenham acesso ao mercado consumidor e para que os consumidores efetivamente consigam negociar e comprar gás em melhores condições, sem depender da empresa distribuidora.

As expectativas quanto o novo arcabouço regulatório da indústria de gás natural no ES são altas. É esperado que o Espírito Santo consiga destravar investimentos na ordem de R\$ 1 bilhão e gere 16 mil empregos até 2029. Com o aumento da atividade econômica, estima-se uma ampliação da arrecadação fiscal de R\$ 64 milhões por ano (FINDES, 2020). No mercado de trabalho, a indústria de petróleo e gás fornece estímulo à capacitação, à redução de informalidade e à diversificação devido a multidisciplinariedade requerida. Segundo estudo da Findes (FINDES, 2020), em 2019, a cadeia produtiva de petróleo e gás empregou 5.620 funcionários formais, representando 3,56% de todos os vínculos de trabalho do estado do ES.

O gás pode ainda contribuir para uma matriz energética mais limpa a partir da substituição dos combustíveis fósseis mais poluentes utilizados no setor industrial. O município de Serra (ES), por exemplo, encontra-se na terceira posição em termos de emissões de gases do efeito estufa na região Sudeste, ficando atrás apenas de São Paulo e Rio de Janeiro (SEEG

---

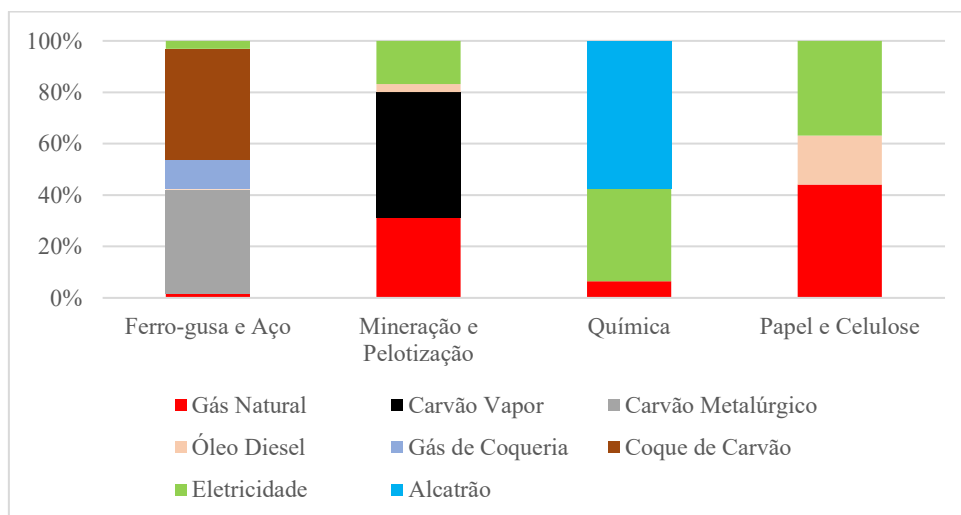
<sup>20</sup> Ficou definido um montante de R\$ 298 milhões de investimento visando à ampliação do sistema de distribuição de gás canalizado e a ligação de, no mínimo, 60 mil usuários do segmento residencial.

Brasil, 2020). A explicação para tal reside nas emissões do setor siderúrgico, uma importante atividade exercida no município.

No Espírito Santo, os maiores consumidores industriais de energia são os setores de mineração/pelotização, papel/celulose, ferro-gusa/aço e cerâmica. Somente na cerâmica o gás natural tem um papel significativo (cerca de 30%) embora, mesmo nesse setor, as fontes energéticas menos eficientes e mais poluentes ainda sejam predominantes (MME, 2024).

O gráfico 2 abaixo mostra a estrutura de emissões nos quatro setores que mais emitem no Espírito Santo. Pode-se perceber que predominam na indústria capixaba as fontes energéticas com elevados níveis de emissões. Nesse sentido, a substituição de parte dessas fontes pelo gás natural tem o potencial não somente de reduzir os níveis de emissões do setor industrial no Espírito Santo como também de aumentar a eficiência energética (Lima, 2021).

Gráfico 2 – Emissões de CO<sub>2</sub> por Setor Industrial e por Combustível no ES



Fonte: Elaboração Própria a partir de MME (2024)

A expansão do gás na matriz energética capixaba, assim como na nacional, exige, contudo, que se aumente a competitividade desse combustível. Para isso, não somente as condições de oferta precisam ser melhoradas como também são necessários investimentos na ampliação da malha de transporte e distribuição, uma vez que, até 2020, apenas 13 dos 78 municípios capixabas eram atendidos pela rede de gás natural (FINDES, 2020).

Entre os projetos inseridos no plano de investimento da ES Gás tem-se a ligação da Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC) à cidade de Linhares, que vem passando por um acelerado processo de industrialização nos últimos anos. O gás que chega hoje no município é transportado via carreta de gás comprimido. Para volumes pequenos, essa solução pode até ser viável, porém, para grandes volumes requeridos, o atendimento via GNC mostra-se pouco competitivo (Almeida; Colomer, 2013).

O caso de Linhares deixa evidente que o grande desafio estadual é conciliar a inserção de maior concorrência (preços mais competitivos para o gás natural) com a necessidade de expansão da infraestrutura. As reformas recentemente implementadas na indústria de gás capixaba representam o início desse processo. A reestruturação do segmento de distribuição através do estabelecimento de um novo contrato de concessão e a publicação de lei estadual do mercado

livre são importantes passos na direção de uma maior segurança e estabilidade jurídica. Assegurar a previsibilidade das regras aplicadas é de suma importância em uma indústria com elevados riscos associados aos montantes investidos em ativos com elevadas especificidades, sobretudo, devido aos desafios da transição energética que aumentam consideravelmente o nível de incerteza para os agentes econômicos.

Contudo, apesar da evolução recente da regulação da indústria de gás natural no Estado do Espírito Santo, algumas questões-chave ainda permanecem sem respostas. A elevada necessidade de expansão das redes de distribuição deixa evidente a importância do desenvolvimento de estruturas de incentivos e de garantias para as empresas distribuidoras. Como destacado por Joskow (2000), nas indústrias de rede com reduzido grau de desenvolvimento das infraestruturas de movimentação, o processo de liberalização esbarra na necessidade de se criar incentivos aos investimentos direcionados a expansão da malha. Isso porque os gargalos nas redes de transporte e distribuição não somente limitam o desenvolvimento de novos mercados para o gás natural como também reduzem os espaços para a competição.

Em outros termos, o desenvolvimento de um novo arcabouço regulatório para a indústria de gás natural exige um aprofundamento da análise de suas questões de contorno. A elevada especificidade de ativos, a característica de monopólio natural de alguns segmentos e a elevada interdependência física entre os diferentes elos da cadeia de produção conferem à indústria de gás natural uma complexidade única, que demanda uma abordagem regulatória e institucional específica para garantir seu funcionamento eficiente e competitivo.

De acordo com a visão neo-institucionalista (Williamson, 1985) (Joskow, 2000) (Colomer; Hallack, 2012), as especificidades dos ativos de transporte, o elevado investimento em ativos fixos e as elevadas economias de escala associadas à utilização das infraestruturas de movimentação exigem, em uma estrutura desverticalizada, o estabelecimento de garantias contratuais que reduzam os riscos de comportamentos oportunistas por partes dos utilizadores da rede.

Dessa forma, as reformas regulatórias que são conduzidas sem levar em consideração o grau de desenvolvimento local da indústria de gás natural, tendem a aumentar os custos de transação e, conseqüentemente, os riscos dos investimentos. Esse fato cria um importante *trade-off* entre os atributos de concorrência e as estruturas de incentivo aos investimentos.

Segundo Colomer e Hallack (2012), a combinação dos diferentes mecanismos regulatórios define tanto o padrão de concorrência da indústria quanto os estímulos ao investimento. Sendo assim, o objetivo da regulação na indústria de gás natural não deve ser somente o aumento da eficiência econômica, através da criação de mercados competitivos, mas também a criação de condições para a expansão dos investimentos em novos gasodutos.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista o nível de concentração da indústria de gás natural no Brasil, o novo marco regulatório, definido pela Lei 14.134, não é suficiente para garantir estímulos suficientes à entrada de novos players no setor e reverter o declínio dos investimentos na indústria de gás natural do Estado do Espírito Santo. Algumas características dos investimentos ao longo da

cadeia produtiva do gás natural exigem a coordenação de investimentos entre os diferentes setores. As especificidades do ativo, conforme discutido anteriormente, podem comprometer o investimento num mercado liberalizado se o comportamento oportunista aumentar o custo de transação e, conseqüentemente, o risco do investimento.

A definição de um quadro institucional estável permite a redução do risco regulatório e político, o que aumenta a predisposição dos agentes para a cooperação, não apenas entre si mesmos, mas também com o governo. Contudo, a reforma regulatória que vem sendo colocada atualmente, pautada principalmente pelo objetivo de atração de novos agentes para o setor parece não considerar as especificidades da nossa indústria de gás natural. A experiência internacional mostra que a crença de que a introdução da concorrência por si só é suficiente para orientar os investimentos, de forma eficiente, não é válida para as indústrias de rede, principalmente em seus estágios iniciais de desenvolvimento.

Dentro desse contexto, o processo de reforma da indústria de gás natural no Brasil e no estado do Espírito Santo deve estar atento para algumas importantes questões-chave. Em primeiro lugar, a IBGN se desenvolveu até aqui a reboque dos investimentos da Petrobras e do processo de crescimento da indústria de Petróleo. Mesmo no segmento de distribuição, onde encontramos uma diversidade maior de agentes, a importância da Petrobras pode ser destacada.

Cabe notar que a subordinação da indústria de gás natural aos objetivos estratégicos da estatal brasileira para o setor de Petróleo e Gás não ensejou o necessário desenvolvimento das malhas de transporte e de distribuição quando comparadas com a extensão do território nacional e com o tamanho da população brasileira. A simples saída da Petrobras da indústria de gás natural, no entanto, não resolve o problema do setor pois cria uma elevada incerteza sobre a capacidade do setor privado em realizar os investimentos necessários na expansão das redes de transporte e distribuição.

Como já destacado, nas indústrias de rede com reduzido grau de desenvolvimento, o processo de liberalização esbarra muitas vezes na necessidade de investimento nas malhas de movimentação. Em outros termos, a desverticalização da indústria de gás natural deve vir acompanhada de instrumentos regulatórios que ao mesmo tempo em que incentivem a concorrência, reduzam os custos de transação trazendo incentivos aos investimentos.

A ideia de que a redução do papel dominante da Petrobras e a introdução de maiores pressões concorrenciais na IBGN é suficiente para destravar o desenvolvimento do setor apresenta, de certa forma, algumas contradições. Sem a Petrobras para assumir os riscos da expansão da infraestrutura de transporte e suportar as empresas de distribuição na expansão de suas malhas, é essencial que sejam dadas garantias e incentivos regulatórios para os agentes privados realizarem os investimentos necessários. No entanto, o que se verifica atualmente é que o processo de criação do novo mercado de gás natural no Brasil tem focado seus esforços apenas na introdução de forças competitivas negligenciando as necessidades de expansão das infraestruturas.

Outro problema diz respeito a falta de uma política clara e específica para o gás natural. Se até agora a IBGN se desenvolveu a sombra do setor de Petróleo, o que está sendo proposto é que o seu desenvolvimento futuro passe a ser orientado pelas necessidades de expansão do setor elétrico. Mesmo nesse caso, ainda não está claro qual seria o papel do gás natural dentro da matriz elétrica brasileira.

A proposta de utilização das térmicas a gás natural como *back-up* do setor hidráulico e de renováveis embora possa contribuir para o crescimento do consumo de gás natural não se mostra adequada para ancorar os investimentos necessários em infraestrutura de transporte e distribuição uma vez que cria uma elevada capacidade ociosa na infraestrutura. Mesmo no caso do despacho térmico na base, a expansão da produção de energia a partir de fontes renováveis deixa pouco claro qual o tamanho do papel que a geração térmica a gás natural poderá desempenhar no médio e longo prazo.

Assim, ancorar o desenvolvimento do setor de gás natural nas políticas do setor elétrico traz elevadas incertezas para os agentes ao aumentar os riscos dos investimentos nas infraestruturas de transporte e distribuição. Assim, é importante que seja definida uma política de desenvolvimento específica para o setor definindo claramente qual o papel do gás natural na política energética nacional evitando inconsistências e incoerências de objetivos.

Outra importante questão que vem pautando o desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil é a já mencionada falta de convergência entre as regulações estaduais e federal. De acordo com as teorias de regulação, o quadro regulatório de um setor deve ser flexível o suficiente para incorporar as mudanças que ocorrem ao longo do processo de desenvolvimento dos mercados, mas deve também ser estável o suficiente para dar as garantias necessárias aos investimentos de longo prazo. Mudanças frequentes e muito abruptas no arcabouço jurídico e legal aumentam o risco regulatório e conseqüentemente diminuem a aptidão dos agentes, principalmente os privados, em realizar investimentos nas infraestruturas necessárias. Deve-se ressaltar que estes investimentos se caracterizam por elevados custos afundados. Assim, a definição de um quadro regulatório sólido e consistente com os objetivos de política energética de longo prazo aos níveis federal e estadual é essencial para criar estruturas de incentivos aos investimentos.

Os pontos levantados acima mostram que o desenvolvimento de um “novo” mercado competitivo de gás natural no Brasil não pode ignorar o atual estágio de desenvolvimento dessa indústria no país e em cada estado com pena ao próprio desenvolvimento da concorrência. A elevada necessidade de expansão das redes de distribuição deixa evidente a importância do desenvolvimento de estruturas de incentivos e de garantias para as empresas distribuidoras. Isso porque os gargalos nas redes de transporte e distribuição não somente limitam o desenvolvimento de novos mercados para o gás natural como também reduzem os espaços para a competição.

Ademais, é importante ressaltar que as características de monopólio natural das infraestruturas de distribuição são definidas pelas especificidades técnicas e econômicas intrínsecas aos investimentos em rede de dutos não se alterando com a expansão do mercado. Nesse sentido, a premissa de “quebra” de um monopólio natural não somente se mostra inconsistente com os princípios de teoria econômica como também causa importantes impactos na capacidade de expansão das infraestruturas de dutos.

Dentro desse contexto, o aproveitamento dos recursos gasíferos no estado do Espírito Santo, assim como no resto do território nacional, exige mais do que mudanças regulatórias. A falta de uma política energética integrada que forneça as diretrizes de coordenação da indústria de gás natural com o setor elétrico e com o setor industrial, o descompasso entre a Nova Lei do Gás e a maturidade da indústria de gás nacional e a harmonização entre a regulação federal e estadual são alguns dos desafios que precisam ser superados. Sendo assim, é importante que

seja aberto um diálogo de qualidade entre os diversos agentes do setor de forma a identificar as necessidades e os desafios da indústria de gás natural no curto, médio e longo prazo.

## REFERÊNCIAS

- ABEGAS. **Estatísticas de Consumo**. ABEGAS, 2023. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/estatisticas-de-consumo>.
- AIE. **WEO Special report : Are we entering a golden age?** [S.l.]: AIE. 2011.
- ALCHIAN, A.; DEMSETZ, H. Production, information cost, and economic organization. **American economic review**, v. 62, p. 777–795, Dec. 1972.
- ALMEIDA, E. L. F.; COLOMER, M. **A indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos**. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.
- ALVEAL, C.; PINTO JR., H. **A cooperação inter-firmas na indústria petrolífera mundial**. Rio de Janeiro. 1996.
- ANP. **Governo lança o “Novo Mercado do Gás”, um marco histórico para o Brasil**. ANP, 23 jul. 2019. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/governo-lanca-o-novo-mercado-do-gas-um-marco-historico-para-o-brasil](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/governo-lanca-o-novo-mercado-do-gas-um-marco-historico-para-o-brasil).
- ANP. **Anuário Estatístico**. [S.l.]. 2023.
- ANP. **Diagnóstico concorrencial da indústria do gás natural brasileira visando proposta de programa de redução de concentração**. Nota Técnica Conjunta ANP n. 2/2023. [S.l.]. 2023.
- ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024**. ANP. Rio de Janeiro. 2024.
- BP. **Statistical Review of The World Energy**. [S.l.]. 2023.
- BRASIL. **Lei 9.478**. Brasília. 1997.
- BRASIL. **Decreto 9.616**. Brasília. 2018.
- BRASIL. **Lei 11.909**. Brasília. 2009.
- BRASIL. **Lei 14.134**. Brasília. 2021.
- CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Projeto de Lei 6.407**. Brasília. 2013.
- COASE, R. The problem of social cost. **Journal of law and economics**, v. 3, out. p. 1-44, 1960.
- COASE, R. H. The Nature of Firm. **Economica**, v. 4, n. 16, p. 386-405, 1937.

COASE, R. H. The Federal Communications Commission. **Journal of law ad economics**, v. 2, p. 1-40, out. 1959.

COASE, R. H. The new institutional economics. **Journal of Institutional and Theoretical Economics**, p. 229-231, 1984.

COLOMBO, S.; HARRAK, M. E.; SARTORI,. **The future of natural gas: markets and geopolitics**. [S.l.]. 2016.

COLOMER, M. Reforma e Desafios da indústria de gás natural. *In*: PIQUET, R.; PINTOR JUNIOR, H. Q. **Transformações em curso na indústria petrolífera brasileira**. Rio de Janeiro: E-Papers, 2018. p. 59-82.

COLOMER, M.; HALLACK, M. The development of the natural gas transportation network in Brazil: Recent changes to the gas law and its role in co-ordinating new investments. **Energy Policy**, p. 601-612, 2012.

DAVID, L.; NORTH, D. **Institutional Change and American Economic Growth**. [S.l.]: Cambridge University Press, 1971.

ENZENSBERGER, N.; WIETSCHER, M.; RENTZ, O. Policy instruments fostering wind energy projects: a multi-perspective evaluation approach. **Energy Policy**, v. 30, p. 793-801, 2002.

EPE. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2017-2019**. [S.l.]. 2020.

EPE. **PDE 2034**. EPE. Rio de Janeiro. 2024.

FINDES. **Rotas estratégicas para o futuro da indústria do Espírito Santo: petróleo e gás natural 2035**. [S.l.]. 2020.

FISHER, C.; PREONAS, L. Combining policies for renewable energy: is the whole less than the sum of its parts? **International Review of Environmental and Resource Economics**, p. 51-92, 2010.

GOVERNO DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO. **Balço Energético do Estado do espírito Santo 2022**. Agência de Regulação de Serviços Públicos do Estado do espírito Santo - ARSP. Vitória. 2022.

GOVERNO DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO. **Lei 11.173**. Vitória. 2020.

GRIEBELER, M. P. D.; ALLEBRA, S. L. **Análise da política de incentivos fiscais municipal: o caso de Osório/RS: repercussões e propostas**, 2020. p. 677–702.

GUIDOLIN, M.; TANSU, A. Transition to sustainable energy generation in Australia: Interplay between coal, gas and renewables. **Renewable Energy**, p. 359-367, 2019.

GÜRSAN, C.; V, D. G. The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2021.

IDEIES. **Anuário da Indústria de Petróleo no Espírito Santo**. [S.l.]. 2021.



JOSKOW, P. **Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector**. [S.l.]. 2000.

JOSKOW, P. **Lessons Learned From Electricity Market Liberalization**. The Energy Journal, 2008. 9-34.

KUPFER, D.; DWECK, E.; FREITAS, F. **Impactos Econômicos da Exploração de Petróleo**. Rio de Janeiro: GIC-IE/UFRJ. 2008.

LEITE, A. D. **A Energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

LIMA, J. F. Desenvolvimento regional sustentável. **DRd - Desenvolvimento Regional Em Debate**, p. 132-143, 2021.

LINO, L. D. S.; NIGRIELLO, A. Uma reflexão sobre a vocação para o comércio exterior do estado do Espírito Santo. **DRd - Desenvolvimento Regional Em Debate**, p. 189-212, 2023.

MME. **REATE 2020**, 2020. Disponível em:  
<https://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/reate-2020>.

MME. **Balanco Energético Nacional**. Brasília: MME, 2024.

MME. **Nota técnica nº 6/2024/DGN/SNPGB**. Brasília: MME, 2024.

MOITA NETO, J. M.; SILVA, M. C.; OLIVEIRA JUN, G. B. Tecnologias energeticamente sustentáveis no semiárido brasileiro: potencialidades físicas e desafios socioambientais para uma transição energética justa e responsável. **DRd - Desenvolvimento Regional Em Debate**, n. 14, 2024. 601–616.

NORTH, D. **Institutions, institutional change and economic performance**. [S.l.]: Cambridge University Press, 1990.

OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA. **Anuário da indústria do petróleo e gás natural no Espírito Santo 2024**. Vitória. 2024. <https://observatoriofindes.com.br/anuario-do-petroleo/>.

SECAP. **Visão Secap Sobre o Setor de Energia**. [S.l.]. 2019.

SEEG BRASIL. **Região Sudeste**. [S.l.]. 2020.

SEFAZ. **Sefaz divulga resultados fiscais do exercício de 2023**. [S.l.]. 2024.

SMIL, V. **Natural gas: fuel for the 21st century**. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2015.

WILLIAMSON, O. E. **Markets and hierarchies: Analysis and antitrust implications – A study in the economics of internal organization**. [S.l.]: Free Press, 1975.

WILLIAMSON, O. E. Franchise bidding for natural monopolies: in general and with respect to CATV. **Bell Journal of Economics**, v. 7, p. 73-104, 1976.

WILLIAMSON, O. E. **The economic institutions of capitalism**. [S.l.]: Free Press, 1985.