



MESTRADO EM DIREITO, GOVERNANÇA E POLÍTICAS PÚBLICAS

WENCESLAU AUGUSTO DOS SANTOS JUNIOR

**GÁS NATURAL NO ESTADO DA BAHIA: POLÍTICAS PÚBLICAS, MARCO
REGULATÓRIO E AS CONTRIBUIÇÕES PARA O PROCESSO DE ABERTURA DO
MERCADO**

Salvador
2023

WENCESLAU AUGUSTO DOS SANTOS JUNIOR

**GÁS NATURAL NO ESTADO DA BAHIA: POLÍTICAS PÚBLICAS, MARCO
REGULATÓRIO E AS CONTRIBUIÇÕES PARA O PROCESSO DE ABERTURA DO
MERCADO**

Dissertação apresentada no Programa de Pós-Graduação, Mestrado em Direito, Governança e Políticas Públicas da Universidade Salvador - UNIFACS, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Doutor José Gileá de Souza.

Salvador
2023

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador - UNIFACS)

Santos Junior, Wenceslau Augusto

Gás natural no estado da Bahia: políticas públicas, marco regulatório e as contribuições para o processo de abertura do mercado./ Wenceslau Augusto dos Santos Junior – Salvador, 2023.

100 f. : il.

Dissertação apresentada no Programa de Pós-Graduação, Mestrado em Direito, Governança e Políticas Públicas da Universidade Salvador - UNIFACS, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. José Gileá de Souza.

1. Gás natural – Bahia. 2. Gás natural – regulação. 3. Políticas públicas. I. Souza, José Gileá de, orient. II. Título.

CDD: 333.89147

TERMO DE APROVAÇÃO

WENCESLAU AUGUSTO DOS SANTOS JUNIOR

GÁS NATURAL NO ESTADO DA BAHIA: POLÍTICAS PÚBLICAS, MARCO
REGULATÓRIO E AS CONTRIBUIÇÕES PARA O PROCESSO DE ABERTURA DO
MERCADO

Dissertação apresentada no Programa de Pós-Graduação em Direito, Governança e Políticas Públicas da Universidade Salvador - UNIFACS como requisito parcial para obtenção de título de mestre, aprovada pela seguinte banca examinadora:

José Gileá de Souza - Orientador _____
Doutor em Desenvolvimento Regional e Urbano pela Universidade Salvador –
UNIFACS
Universidade Salvador – UNIFACS

Vaner José do Prado _____
Doutor em Desenvolvimento Regional e Urbano pela Universidade Salvador –
UNIFACS

Victor Menezes Vieira _____
Doutor em Geologia Ambiental, Recursos Hídricos e Hidrogeologia pela Universidade
Federal da Bahia – UFBA
Centro Universitário Senai Cimatec

Salvador, 19 de setembro de 2023.

Pode-se, então, falar do nascimento de uma “Civilização do gás”, que caracterizará a matriz energética planetária ao longo deste século XXI.

Edmilson Moitinho dos Santos

À minha companheira Márcia e minha mãe Zuleide, por estarem presentes em cada momento de todos os desafios da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Grande Arquiteto do Universo por permitir a minha jornada com saúde e discernimento.

Agradeço aos meus familiares por sempre acreditarem em mim e me incentivarem a seguir em frente nos momentos mais difíceis.

Agradeço, especialmente, à minha companheira Márcia Rosely, à minha mãe Zuleide Oliveira Santos, carinhosamente chamada de Zuzu, ao meu filho Augusto Daltro (Guto) e ao meu irmão, Dr. Marco Vinicius.

Agradeço aos meus orientadores, Prof. Victor Vieira e Prof. José Gileá de Souza, e ao membro da banca de qualificação e defesa, Prof. Vaner José do Prado, pela dedicação, apoio e valorosas contribuições que possibilitaram a conclusão deste trabalho.

Agradeço aos professores e colegas de turma que, mesmo em plena pandemia, com aulas remotas, possibilitaram debates acalorados que ampliaram minha visão de mundo.

Agradeço aos amigos Davidson Magalhães, Dayvid Santos, Dinalva Mello, Reginaldo Santos Pereira, Luiz Gavazza, Larisse Stelitano, Karla Ramos, Victor Paredes e Fernanda Souza, sempre disponíveis para enriquecer este trabalho.

RESUMO

A indústria do gás natural experimenta um momento de muitas novidades no arcabouço jurídico, na atuação dos órgãos regulatórios e nas políticas públicas que têm provocado mudanças significativas neste segmento. Nesse contexto, o estado da Bahia, que vem se consolidando como um *hub* de gás natural, também vem sendo impactado por esse processo. Este trabalho se propõe a analisar o marco legal, as políticas públicas e de que forma eles contribuíram para a abertura do mercado de gás natural em curso na Bahia. A pesquisa tem como objetivo geral analisar o processo de abertura do mercado de gás natural na Bahia à luz das legislações e políticas públicas implementadas em âmbito nacional e local. A pesquisa buscou responder à seguinte questão: como as políticas públicas e outros instrumentos jurídicos contribuíram para o processo de abertura do mercado de gás natural em curso no estado da Bahia? A pesquisa pode ser classificada como exploratória, utilizando-se dos métodos bibliográfico e documental. Buscou-se analisar o arcabouço jurídico-regulatório, as políticas públicas implementadas a partir da década de 1990, além de verificar relatórios de empresas e instituições que se relacionam com a temática, na perspectiva de identificar os caminhos percorridos que permitiram que a indústria do gás natural chegasse ao estágio atual. Foi necessário, também, destacar a importância do uso do gás natural no processo de transição energética. Para tanto, utilizou-se o referencial teórico que sustenta a importância do gás natural no atual estágio de transição energética. A pesquisa concluiu que, de fato, está em curso a abertura do mercado de gás no Brasil e na Bahia, o que pode ser confirmado, especialmente no estado, através de alguns achados como: i) a instituição do mercado livre; ii) a diversificação de fornecedores contratados pela Companhia de Gás da Bahia; iii) a recuperação da produção de gás *onshore* no estado; iv) o acesso dos produtores às estruturas de escoamento e processamento de petróleo e gás de propriedade da Petrobras; e v) a pluralidade de agentes atuando na cadeia do gás natural. O trabalho aponta para a necessidade de continuidade dos estudos que possam verificar se esse processo se consolidará e as consequências negativas e positivas dele decorrentes, além de identificar lacunas e necessidades de aperfeiçoamento do marco regulatório.

Palavras-chave: Gás natural, abertura do mercado, políticas públicas, arcabouço jurídico.

SUMMARY

The natural gas industry is experiencing a period of many new developments in the legal framework, in the actions of regulatory bodies and in public policies that have caused significant changes in this segment. In this context, the state of Bahia, which has been consolidating itself as a natural gas hub, has also been impacted by this process. This work aims to analyze the legal framework, public policies and how they contributed to the opening of the natural gas market underway in Bahia. The research's general objective is to analyze the process of opening the natural gas market in the state of Bahia in light of legislation and public policies implemented at national and local levels. The research sought to answer the following question: how did public policies and other legal instruments contribute to the process of opening the natural gas market underway in the state of Bahia? The research can be classified as exploratory, using bibliographic and documentary methods. We sought to analyze the legal-regulatory framework, public policies implemented from the 1990s onwards, in addition to checking reports from companies and institutions that are related to the theme, with a view to identifying the paths taken that allowed the industry of natural gas reached its current stage. It was also necessary to highlight the importance of using natural gas in the energy transition process. To this end, we used the theoretical framework that supports the importance of natural gas in the current stage of energy transition. The research concluded that, in fact, the opening of the gas market in Brazil and Bahia is underway, which can be confirmed, especially in the state of Bahia, through some findings such as: i) the institution of the free market; ii) the diversification of suppliers contracted by Companhia de Gás da Bahia; iii) the recovery of onshore gas production in the state; iv) producers' access to oil and gas flow and processing structures owned by Petrobras; and v) the plurality of agents acting in the natural gas chain. The work points to the need for continued studies that can verify whether this process will be consolidated and the negative and positive consequences resulting from it. In addition to identifying gaps and needs for improvement in the regulatory framework.

Keywords: Natural gas, market opening, public policy, legal framework.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABIPIP	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
ABIQUIM	Associação Brasileira da Indústria Química
ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
AGERBA	Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
ALGÁS	Gás de Alagoas S.A.
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BAHIAGÁS	Companhia de Gás da Bahia
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CDL	Companhias Distribuidoras Locais
CH ₄	Metano
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
DF	Distrito Federal
DTC	Diretores Técnico e Comercial
E&P	Exploração e Produção
EC	Emenda Constitucional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ES	Espírito Santo
ETC	Estação de Transferência de Custódia
EUA	Estados Unidos

FAFEN-BA	Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados
FIEB	Federação das Indústrias do Estado da Bahia
GASENE	de Integração Sudeste-Nordeste
GASPETRO	Petrobras Gás S.A.
GEE	Gases Geradores de Efeito Estufa
GNC	Gás Natural a Granel, na Forma Comprimida
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
Gt	gigatoneladas
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	Agência Internacional de Energia
INEEP	Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
INEMA	Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos
<i>IPCC</i>	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MME	Ministério das Minas e Energia
Mt	megatoneladas
N ₂ O	óxido nitroso
NO _x	Óxido de nitrogênio
NTS	Nova Transportadora do Sudeste
NTS	Nova Transportadora do Sudeste S.A.
PBGÁS	Companhia Paraibana de Gás
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A
PL	Projeto de Lei
PP	Partido Progressista
PPSA	Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A.
RLAM	Refinaria Landulpho Alves

RMS	Região Metropolitana de Salvador
SEBRAE	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SENAI	Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial
SGI	Sistema de Gerenciamento da Integridade
SMGC	Serviço de Movimentação de Gás Canalizado
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A.
TCC	Termo de Cessação de Conduta
TGB	Transportadora de Gás Bolívia-Brasil S.A.
Tmov	Tarifa de Movimentação de Gás Natural
TRBA	Terminal de Regaseificação da Bahia
UPGN	Unidades de Processamento de Gás Natural

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Quadro Societário das Companhias Distribuidoras de Gás Natural	32
Figura 2 - Matriz energética mundial	51
Figura 3 - Matriz energética brasileira	51
Figura 4 - Quadro comparativo de fontes energéticas Brasil e Mundo	52
Figura 5 - Chamada Pública e Portfólio Bahiagás	81
Figura 6 - Chamada Pública e Portfólio Bahiagás	86
Figura 7 - Contratos de Suprimento	87

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Chamadas Públicas de Supridores da Bahiagás.....	67
Quadro 2 - Contratos de Suprimentos.....	68

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
2	UMA ANÁLISE DA EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA LEGISLAÇÃO QUE REGULAMENTA A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL	23
2.1	A REGULAMENTAÇÃO DAS RIQUEZAS DO SUBSOLO NAS CONSTITUIÇÕES BRASILEIRAS	24
2.2	O GÁS NATURAL NA CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988.....	26
2.3	AS MUDANÇAS NA ORIENTAÇÃO ECONÔMICA MUNDIAL NA DÉCADA DE 1990 28	
2.4	A LEGISLAÇÃO INFRACONSTITUCIONAL	33
2.4.1	O Decreto-Lei 395 de 29 de abril de 1938 e a criação do Conselho Nacional do Petróleo	33
2.4.2	A Lei Federal 2004/53 e a criação da PETROBRAS	34
2.4.3	A Lei Federal 9.478/97 – Lei do Petróleo: criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP).....	35
2.4.4	A Lei Federal nº 11.909/2009 - Lei do Gás: primeira regulamentação do gás natural dissociada do Petróleo	36
2.4.5	O Pré-Sal e as mudanças na Legislação	38
2.4.6	A Lei Federal 14.134/2021 – Nova Lei do Gás: abertura do mercado de gás natural.....	40
3	O PAPEL DO GÁS NATURAL NO PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	47
4	ASPECTOS DECISIVOS PARA O INÍCIO DO PROCESSO DE ABERTURA DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO ESTADO DA BAHIA	54
4.1	A QUEBRA DO MONOPÓLIO E O INGRESSO DE NOVOS AGENTES NA CADEIA DE PRODUÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL	54
4.2	GÁS PARA CRESCER.....	58
4.3	PROGRAMA DE REVITALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES - REATE - E A RETOMADA DA PRODUÇÃO ONSHORE NA BAHIA	63
4.4	O PAPEL DA BAHIA GÁS E A UTILIZAÇÃO DE CHAMADAS PÚBLICAS PARA AQUISIÇÃO DE SUPRIMENTO NA BAHIA	65
4.5	A INSTITUIÇÃO DO SERVIÇO DE MOVIMENTAÇÃO DE GÁS NATURAL E CRIAÇÃO DA FIGURA DO CONSUMIDOR LIVRE NO ESTADO DA BAHIA	69

4.6	O TERMO DE CESSAÇÃO DE CONDUTA ENTRE O CADE E A PETROBRAS 71	
4.7	CARACTERÍSTICAS, INFRAESTRUTURA E OUTROS ASPECTOS RELEVANTES	73
4.8	MUDANÇAS RECENTES NA POLÍTICA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	75
5	ANÁLISE E DISCUSSÕES	78
5.1	LIMITAÇÕES ENCONTRADAS	87
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	89
	REFERÊNCIAS	93

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, esforços realizados pelas partes interessadas no negócio do gás natural têm desafiado os governos brasileiro e baiano a adotarem medidas no sentido de viabilizar a abertura do mercado de gás natural. Essa abertura objetiva oportunizar o ingresso de novos agentes, buscando estabelecer um ambiente de concorrência nos segmentos de produção, comercialização, importação e exportação.

Nesse contexto, uma série de políticas públicas, visando a abertura do mercado de gás brasileiro, foram realizadas: i) Gás para Crescer - ii) Novo Mercado de Gás - iii) Reate - Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres são exemplos desses esforços. Observa-se também a implementação de ações no ambiente normativo-regulatório e administrativo, a exemplo das resoluções do i) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) 16/2019; da ii) Resolução nº 23 de 16 de abril de 2020 da Agência Estadual de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (Agerba); e do iii) Termo de Cessação de Conduta (TCC) firmado entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras). Todos esses movimentos vêm contribuindo de forma decisiva para o atual processo de mudanças na indústria do gás natural brasileira e especialmente baiana.

O contexto supramencionado possibilitou à Companhia de Gás da Bahia – (BahiaGás) instituir os serviços de movimentação de gás natural para atender os consumidores livres, além de ampliar de forma substancial o número de contratos de suprimento de gás, diversificando os fornecedores. Esses dois acontecimentos representam a sinalização do início de um processo de abertura do mercado de gás natural no estado da Bahia.

Por outro lado, a ampliação da utilização do gás natural tem enfrentado resistências por segmentos ambientalistas em razão da sua origem energética não renovável. No entanto, para atender à crescente demanda por energia, o gás natural se apresenta como substituto das fontes não renováveis mais poluentes, pois, cada vez mais, é aceito como o combustível da transição, apresentando-se como principal fonte de energia garantidora da segurança no processo de mudança para uma matriz energética predominantemente renovável.

Embora existam posições divergentes sobre o tema, esta pesquisa se orienta pelos autores Braga (2015) e Santos *et al* (2007), que reconhecem o gás natural como

energético fundamental para o processo de transição, pelas razões que serão expostas ao longo deste trabalho.

É importante aclarar que essa discussão está diretamente relacionada com o aumento constante do consumo global de energia, das emissões de gases que provocam o efeito estufa e o esgotamento dos recursos de energia fósseis, que têm provocado alterações sistemáticas no clima, imputando aos países, principalmente os em desenvolvimento, perda de biodiversidade, poluição do ar e da água, e ameaça a toda a biosfera.

Por essa razão, a temática das mudanças climáticas vem se consolidando como um dos principais problemas a ser enfrentado pela comunidade internacional, em virtude, sobretudo, da crescente demanda por energia e sua relação com a necessidade de redução das emissões de Gases Geradores de Efeito Estufa (GEE), equação que tem colocado a transição energética como um dos maiores desafios das nações no século atual.

Neste contexto, Braga (2015) destaca que o gás natural assume papel como fonte de energia para a transição, ou seja, um substituto do uso dos combustíveis fósseis mais poluentes até a total implantação dos renováveis. Destaca-se também que o gás natural proporciona ganhos econômicos mais significativos que outras fontes de origem fóssil, além de ser ambientalmente mais aceitável em razão das suas características que oferecem menores riscos de acidentes e menor emissão de poluentes, chegando a emitir 31% a menos de dióxido de carbono (CO₂) e 39% a menos de óxido de nitrogênio (NO_x) em relação aos demais combustíveis (Braga, 2015).

Corroborando com as ideias defendidas por Braga (2015), Santos *et al.* (2007, p.75) afirma que “em todas as perspectivas de futuro, o gás natural apresentará um crescimento de consumo bem maior do que o petróleo, o carvão e o consumo total de energia primária.”

Embora a transição energética não se constitua o principal objeto deste trabalho, dedica-se aqui um capítulo para abordar o tema, pois não se pode olvidar a sua relevância para esclarecer pontos importantes relacionados ao objeto pesquisado.

Importante também ressaltar a disponibilidade de oferta de gás natural no Brasil e na Bahia como condição para o cumprimento desse papel de principal fonte da transição. Nesse sentido, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) aponta que a produção nacional líquida, com a entrada em operação dos campos do pré-sal, no ano

de 2021, girou em torno de 64 MM m³/dia (milhões de metros cúbicos por dia), e a projeção é que no ano de 2031 esse número chegue a 136 MM m³/dia, revelando o potencial de crescimento da produção para oferta ao mercado brasileiro (EPE, 2022).

Somadas a capacidade de oferta produzida nacionalmente com a capacidade de importação, esse volume potencial cresce para 178 milhões de metros cúbicos/dia. Portanto, é razoável afirmar que a oferta de gás natural, para suprir a demanda energética nacional, não se constitui em um problema, outrossim, investimentos em infraestrutura se apresentam como o principal desafio para assegurar a ampliação da produção, processamento, transporte e distribuição do gás natural (EPE, 2022).

Outro aspecto a ser considerado é o pioneirismo da Bahia na produção de gás natural e nos vários processos de inovação que vêm ocorrendo ao longo dos anos. No estado, a produção de gás natural teve início na década de 1940, mesmo antes da criação da Petrobras. À época, a legislação brasileira permitia a exploração privada das atividades de mineração por meio de empresas nacionais formadas por acionistas brasileiros, conforme menciona Braga (2015). Nas duas últimas décadas, a Companhia de Gás da Bahia - Bahiagás adotou importantes iniciativas no âmbito da inovação e modernização que contribuíram decisivamente para o *start* do processo de diversificação e abertura, objeto desta pesquisa.

Até a promulgação da Constituição Federal de 1988, a atividade de exploração de gás natural era considerada uma atividade marginal, suplantada pela primazia da exploração do petróleo. Conforme identifica Braga (2015), em 1981 a participação do gás natural na matriz energética brasileira não superava a casa de 1%. Já em 2021 passou a representar 13,3%, tendo sido decisivo para as mudanças na indústria, no comércio e em toda a cadeia do gás natural brasileiro

A Bahiagás inicia sua operação no ano de 1994 e consegue assinar o primeiro contrato com supridor diverso da Petrobras no ano de 2007. Somente no ano de 2022 a Companhia conseguiu alcançar êxito no propósito de diversificar as fontes de fornecimento, o que merece uma análise que possa dar conta de identificar o caminho percorrido e o contexto no qual ocorre esse movimento.

Outro fato relevante que merece uma análise é a instituição do Serviço de Movimentação de Gás Natural na Bahia, que possibilitou o surgimento da figura do consumidor livre no estado.

Esse ambiente de mudanças que vêm acontecendo na indústria do gás natural baiana despertou o interesse do desenvolvimento desta pesquisa, sobretudo em

razão da importância do gás natural para o desenvolvimento econômico do estado da Bahia.

A pesquisa pretende responder à seguinte questão: como as políticas públicas e outros instrumentos jurídicos contribuíram para o processo de abertura do mercado de gás natural em curso no estado da Bahia?

Parte-se da hipótese de que o conjunto de eventos de natureza jurídica e administrativa, que vêm ocorrendo desde meados dos anos 1990, caracterizam um processo inicial de abertura do mercado de gás natural na Bahia. Caso a resposta seja positiva, pretende-se identificar de que forma as políticas públicas e normas jurídicas contribuíram para esse processo.

A princípio, pelas evidências e conhecimento prévio do autor sobre a matéria, a resposta provisória a ser confirmada ou descartada no decorrer da pesquisa é positiva. Ou seja, está em curso um processo de abertura do mercado de gás natural no estado.

Este trabalho tem como objetivo geral analisar esse processo de abertura de mercado à luz das legislações e políticas públicas implementadas em âmbito nacional e local. Para alcançar essa meta, a pesquisa buscou atingir os seguintes objetivos específicos:

- a) Analisar as contribuições das legislações e das políticas públicas para o processo de abertura do mercado de gás natural em curso no estado da Bahia;
- b) Comparar os aspectos da legislação e das políticas públicas, identificando os mais significativos para a abertura do mercado, bem como se há outros fatores que possam ter contribuído para esse processo;
- c) Analisar a evolução histórica da legislação que regulamenta a indústria do gás natural e sua contribuição para a abertura do mercado;
- d) Discutir a importância da transição energética e sua relação com a utilização do gás natural como fonte de energia componente desse processo de transição.

Conforme explicita Gil (2008), essa pesquisa pode ser classificada como exploratória, uma vez que tem como objetivo proporcionar maior familiaridade com o problema, com vistas a torná-lo mais explícito ou a construir hipóteses. O fenômeno estudado é recente e se encontra em desenvolvimento, o que cria empecilhos para utilização de outros métodos.

Quanto aos procedimentos, foram utilizados os métodos bibliográfico e documental. O método bibliográfico se constitui principalmente na análise de artigos científicos e livros técnicos, conforme menciona Gil (2008, p. 44), como forma de compreender as lacunas existentes e aprimorar o conhecimento através de novas investigações.

Segundo Fonseca (2002, p. 32), o método documental distingue-se do bibliográfico em razão das fontes utilizadas, uma vez que, ao invés de analisar fontes já tratadas, lança mão de fontes primárias, mais diversificadas e dispersas, sem tratamento analítico, tais como: relatórios, documentos oficiais, jornais, revistas, entre outros.

Os dados foram obtidos por meio da revisão bibliográfica e documental, tendo como suporte a produção acadêmica disponível, seja por meio de dissertações, teses, revistas e artigos, além de consulta à legislação vigente no país, relatórios e documentos oficiais, publicados de forma física ou digital.

De acordo com Vergara (2000), esse tipo de pesquisa é importante para o levantamento de informações básicas sobre os aspectos direta e indiretamente ligados à temática. A vantagem em destaque para a pesquisa bibliográfica, conforme Gil (2008), é disponibilizar para a comunidade acadêmica uma cobertura mais abrangente do tema pesquisado, como se fosse pesquisar diretamente (*in loco*) sobre o assunto abordado.

A investigação lançou mão de fontes mais diversificadas e dispersas, sem tratamento analítico, utilizando conteúdos de relatórios, documentos oficiais, textos de normas jurídicas, jornais, revistas, entre outros.

A abordagem da pesquisa é qualitativa, visto que objetivou criar um comprometimento com o tema em questão, ressaltando-se que esse tipo de abordagem não se apresenta como uma proposta rigidamente estruturada, ela permite que a imaginação e a criatividade levem o investigador a propor trabalhos que explorem novos enfoques. Porém, emerge do seu conteúdo a análise de alguns dados

quantitativos importantes para demonstrar as mudanças mais significativas que ocorrem no fenômeno analisado.

Conforme explica Ferreira *et al.* (2012), os documentos científicos foram identificados e classificados por meio de dois códigos extraídos do objetivo e das hipóteses de pesquisa, como também dos dados analisados. A saber: 1. Políticas públicas, cujas informações estão disponibilizadas nas publicações oficiais dos órgãos competentes e 2. Legislação pertinente, que comporta desde a Constituição Federal, leis, decretos e resoluções.

Pocrifka e Carvalho (2014) ressaltam que a codificação é o caminho mais consentâneo para uma análise de conteúdo incólume. Das duas codificações supramencionadas derivaram outras classificações que contribuíram para verificar aspectos temporais e os impactos diretos e indiretos sobre o objeto investigado.

Conforme explica Bardin (2016), inicialmente foi realizado o que denomina leitura flutuante, que antecede à seleção dos documentos que foram analisados no decorrer da pesquisa. Buscou-se levantar a produção acadêmica disponível que dialogasse com a temática da abertura do mercado de gás natural, bem como aquela que aborda as mudanças na concepção da organização econômica do estado ocorrida na década de 1990, além do conteúdo que contextualiza a importância da indústria do gás natural no contexto da transição energética que tende a banir o uso de energias de origem fóssil. Esses momentos foram fundamentais para selecionar com precisão os documentos mais significativos para definição da hipótese, problema da pesquisa e objetivos.

De igual modo foram analisados documentos governamentais que embasaram teoricamente as políticas públicas formuladas pelos órgãos estatais responsáveis pela gestão energética do país, como Ministério das Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), CNPE, AGERBA e a legislação que trata o assunto ao longo da sua história.

Também foram analisados relatórios de empresas e instituições que compõem as partes interessadas, inclusive dados e informações que permitiram identificar mudanças na indústria do gás natural decorrentes das políticas públicas e mudanças legislativas. Esse processo de análise documental ocorreu de forma paralela à revisão bibliográfica, que permitiu obter maior clareza do referencial teórico necessário para embasar a pesquisa. Trabalhos acadêmicos, que analisaram o processo de mudanças

na concepção de Estado, que influenciaram de forma direta o objeto da pesquisa, bem como a fundamentação teórica sobre o papel do gás natural no processo de transição, foram muito importantes para orientar a construção da pesquisa.

Por fim, foram realizadas inferências e interpretações dos dados tratados que permitiram formular os resultados da análise sistemática do conteúdo pesquisado, cotejando os aspectos teóricos disponíveis na literatura acadêmica propriamente dita, os relatórios que embasaram as políticas públicas e as informações disponibilizadas pelos *stakeholders* em seus relatórios e publicações, além das publicações dispersas em veículos de comunicação impressa e digital.

O trabalho é composto desta introdução, que apresenta o problema da pesquisa, o contexto geral, seus objetivos, justificativa, metodologia utilizada e descrição de como a dissertação está organizada. O primeiro capítulo analisa a regulamentação da exploração do gás natural no Brasil à luz da evolução histórica da legislação que regulamenta as atividades econômicas de exploração das riquezas do subsolo e a distinção entre a propriedade dessas riquezas e a propriedade do solo. O segundo apresenta o papel do gás natural como instrumento de transição energética das fontes fósseis para as renováveis. O terceiro analisa a legislação e as políticas públicas que possibilitaram a ocorrência do fenômeno investigado (início da abertura do mercado de gás natural no estado da Bahia). O quarto discute os resultados da pesquisa, buscando identificar as relações entre a legislação, o arcabouço regulatório, as políticas públicas e o processo de abertura do mercado de gás natural. No último capítulo são apresentadas as considerações finais.

2 UMA ANÁLISE DA EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA LEGISLAÇÃO QUE REGULAMENTA A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A análise dos textos constitucionais brasileiros, no que se refere à ordem econômica, revela o processo de evolução das descobertas e utilização das riquezas existentes no subsolo, bem como o amadurecimento da organização estatal ao longo do tempo, relativo ao grau de intervenção em algumas atividades econômicas.

Foi na Constituição Federal de 1967 que o termo “petróleo” foi citado de forma direta em uma norma constitucional. Já o termo “gás natural” aparece literalmente na Constituição Federal de 1988. Embora não pareça importante analisar as constituições anteriores, esse estudo revela que, mesmo sem citar diretamente os termos supramencionados, elas permitiram a regulamentação infraconstitucional das atividades de exploração do petróleo e do gás natural na medida em que se dedicaram a separar o direito de propriedade do solo do direito à exploração das riquezas do subsolo.

Uma interpretação constitucional ampla permitiu o surgimento da primeira norma infraconstitucional que regulamentou a exploração do petróleo embasada no texto constitucional vigente à época.

Por outro lado, a definição das atividades afeitas à indústria do petróleo e gás natural como monopólios da união e sua exploração através de empresa estatal foram fruto de comandos constitucionais. Assim como a posterior possibilidade de exploração de petróleo e gás natural por agentes privados pode ser identificada nos textos de cada Constituição.

É evidente que neste capítulo foi reservada maior atenção à análise da Constituição de 1988 e às emendas constitucionais que alteraram o seu texto original, pois essa análise se apresenta como condição *sine qua non* para uma melhor compreensão da cadeia da indústria do gás natural na quadra atual.

O trabalho optou por analisar a vigência de cada constituição e da legislação infraconstitucional que buscou regulamentar a matéria, considerando permitir o melhor entendimento sobre o processo de verticalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, que ocorre até a Constituição de 1988, e as várias iniciativas objetivando a desverticalização, iniciada em meados da década de 1990, sem estabelecer uma ordem cronológica rígida. Outra informação importante foi a

adoção de uma análise direta dos textos legais numa perspectiva de análise documental, buscando construir uma análise despida de outras interpretações.

2.1 A REGULAMENTAÇÃO DAS RIQUEZAS DO SUBSOLO NAS CONSTITUIÇÕES BRASILEIRAS

A Constituição Imperial de 1824 instituiu a inviolabilidade do direito à propriedade em toda a sua plenitude, prevendo como exceção apenas a desapropriação mediante indenização. Nessa época prevalecia o direito de utilização plena do bem, inclusive da utilização abusiva ou destruição - *jus utendi, jus fruendi e jus abutendi* - (Brasil, 1824).

A primeira Constituição Republicana, de 1891, manteve o conceito de exercício pleno do direito de propriedade, seguindo o disposto na constituição anterior. Porém, introduz algumas alterações significativas: pela primeira vez a Constituição Federal faz referência à propriedade das minas, estabelecendo que elas pertencem aos proprietários do solo, ressalvando limitações elencadas em lei para exploração da atividade. Contudo, uma emenda constitucional de 3 de setembro de 1926, não obstante tenha mantido o conceito acima, estabeleceu que as minas e jazidas minerais consideradas necessárias à segurança e defesa nacionais, e as terras onde elas estiverem localizadas, não poderiam ser transferidas a estrangeiros (Brasil, 1891).

As mudanças mais significativas relacionadas à propriedade das riquezas do subsolo são inauguradas com a promulgação da Constituição Federal de 1934. Elaborada sob forte influência da crise econômica mundial de 1929, conhecida como a quebra da bolsa de New York, ela inaugurou uma nova concepção que comportava clara distinção entre a propriedade do solo e as riquezas do subsolo.

Em seu artigo 118, estabeleceu que as minas e demais riquezas do subsolo constituíam propriedades distintas da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento industrial, dependendo tal aproveitamento de autorização ou concessão federal na forma da lei. Por sua vez, o §1º do artigo 119 limitou exclusivamente tais autorizações e concessões a brasileiros ou empresas organizadas no Brasil, assegurando ao proprietário do solo a preferência para exploração ou a coparticipação nos lucros (Brasil, 1934).

Na mesma esteira, a Constituição Federal de 1937 em seu artigo 143, §1º, distinguia da propriedade do solo as riquezas minerais do subsolo e as quedas d'água, reservando aos brasileiros ou empresas brasileiras com acionistas brasileiros a possibilidade de exploração mediante autorização, também dando prioridade ao proprietário do solo. Observe que a restrição à participação de estrangeiro nessa atividade foi mais incisiva do que na Constituição de 1934, vez que emerge do texto constitucional de 1937 uma verdadeira reserva de mercado favorecendo os brasileiros ou empresas brasileiras com acionistas brasileiros, impedindo o capital internacional de atuar economicamente na exploração de tais riquezas (Brasil, 1937).

A Constituição de 1937 também previu, em seu artigo 144, que a lei deveria regular a nacionalização progressiva das minas, jazidas minerais e quedas d'água ou outras fontes de energia, assim como das indústrias consideradas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar da nação.

Embora até então os comandos constitucionais não tenham mencionado diretamente o petróleo e o gás natural, foram as Constituições de 1934 e 1937 que embasaram a primeira norma infraconstitucional que regulamentou a matéria: o Decreto-Lei 395/1938, que declarou de utilidade pública, nacionalizou e regulamentou a produção, importação, exportação, transporte, refino, comércio e distribuição de petróleo e derivados em todo o território nacional, criando o Conselho Nacional do Petróleo.

A Constituição de 1946 manteve a distinção entre a propriedade do solo das riquezas do subsolo e condicionou, no artigo 153, o aproveitamento dos recursos minerais e energia hidráulica à autorização ou concessão federal, remetendo a regulamentação à legislação infraconstitucional. O parágrafo primeiro limitou a possibilidade de autorizações e concessões aos brasileiros e sociedades organizadas no país, assegurando o direito de preferência do proprietário do solo (Brasil, 1946).

A Constituição Federal de 1967 repetiu o comando constitucional anterior em relação à distinção da propriedade do solo das riquezas minerais do subsolo, bem como as condições para exploração. Pela primeira vez ao longo da história uma constituição mencionou especificamente o petróleo quando em seu artigo 162 estabeleceu o monopólio da União sobre a pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional, remetendo a regulamentação desse comando constitucional para a norma infraconstitucional (Brasil, 1967).

Sem adentrar no mérito da polêmica interminável em relação à Constituição de 1969, que enseja calorosos debates com o objetivo de esclarecer se trata-se de uma mera emenda constitucional ou se as mudanças foram tão significativas e capazes de configurá-la como uma nova constituição, o que importa na análise desse trabalho é que ela, sendo considerada emenda constitucional ou nova constituição, manteve o conteúdo da Constituição de 1967.

2.2 O GÁS NATURAL NA CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988

Embora a Constituição Federal de 1988 tenha estabelecido a livre iniciativa como centro da ordem econômica, manteve o conceito de distinção entre a propriedade do solo e do subsolo, estabelecendo em seu artigo 20, inciso IX, que os recursos minerais, inclusive os do subsolo, constituem bens da União.

No âmbito econômico da constituição, observa-se que, apesar do texto original no seu artigo 170 assegurar a propriedade privada e a livre concorrência como princípios, também estabeleceu princípios como a soberania nacional, a função social da propriedade, a defesa do consumidor, a defesa do meio ambiente, a busca do pleno emprego e a redução das desigualdades regionais.

Os princípios supramencionados deixam clara a necessidade de intervenção do Estado na economia. Desta visão decorreram:

- a) O estabelecimento constitucional de monopólios da União e dos Estados;
- b) A diferenciação entre empresa brasileira e estrangeira;
- c) A exclusividade da exploração de determinados setores da economia por empresas estatais, entre outros dispositivos de conteúdo dirigente.

Nessa toada, o artigo 176, por sua vez, estabeleceu que as jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra. O §1º desse mesmo artigo possibilitou o aproveitamento desses recursos mediante autorização ou concessão da União, resguardando o interesse nacional e restringindo

a prática de tais atividades aos brasileiros ou empresas brasileiras de capital nacional, na forma da lei, além de delegar à legislação infraconstitucional o estabelecimento de condições específicas quando essas atividades fossem realizadas em faixa de fronteira ou terras indígenas (Brasil, 1988).

Na prática, esse dispositivo fortaleceu o monopólio exercido pela Petrobras, única empresa brasileira com capacidade técnica, capital e condições de atuar de forma estruturada no ramo, a ponto de verticalizar toda a cadeia produtiva através de uma complexa interconexão entre pesquisa, prospecção, lavra, produção, processamento, transporte, armazenamento, comercialização, importação, além da sua participação no segmento de distribuição, através da subsidiária Petrobras Gás S.A. (Gaspetro), em boa parte dos estados da Federação em relação ao gás natural canalizado.

Importante constatação é que a Constituição Federal de 1988, embora com um texto mais elaborado, manteve o sentido das Constituições anteriores, elegendo a atividade mineral como estratégica para o desenvolvimento nacional e restringindo a autorização e concessão da sua exploração aos empresários brasileiros.

A atuação da Petrobras foi fundamental para desenvolver uma tecnologia nacional de exploração de petróleo e gás, com destaque para a prospecção e produção em águas profundas. Nesse sentido, conforme conceitua Mazzucato (2014), ao formular o conceito de “Estado empreendedor”, percebe-se que o Estado brasileiro atuou diretamente no investimento em pesquisa, tecnologia, inovação, na construção da infraestrutura e operação de toda a indústria do petróleo e gás natural, interferindo positivamente nesse setor estratégico da economia, possibilitando o surgimento da indústria química e petroquímica, fundamentais para o desenvolvimento econômico brasileiro.

Na ausência desse processo, o Brasil teria dificuldades em desenvolver essa indústria, especialmente a capacidade de explorar o petróleo e o gás do pré-sal. Por outro lado, compreendendo a necessidade de desenvolvimento do mercado de gás natural, o constituinte resolveu delegar aos estados da Federação a competência para explorar diretamente, ou mediante concessão às empresas estatais, os serviços de distribuição de gás canalizado. O §2º do artigo 25, além de instituir o monopólio dos Estados e Distrito Federal (DF) para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado em seus territórios, somente permitiu que o fizesse diretamente ou mediante concessão a empresas estatais (Brasil, 1988).

Gonçalves (2010) elenca duas razões que acredita terem sido fundamentais na decisão dos legisladores em escolher os estados federados e o Distrito Federal (DF) em detrimento dos municípios para exercerem a titularidade do monopólio. Mesmo se tratando de serviços locais (municipais), optaram por delegar àqueles a titularidade do monopólio sobre a prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado. Ele aponta como razões as dificuldades financeiras dos municípios e a característica de indústria de rede que traria maior eficiência com integração entre as malhas, especialmente nas regiões metropolitanas, que envolvem vários municípios.

Conforme demonstra o Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep), a política de explorar a distribuição do gás natural através de concessões estaduais não impossibilitou a presença da Petrobras no segmento de distribuição de gás canalizado, pois, no processo de negociação com os Estados, no início da década de 1990, ela conseguiu viabilizar a sua participação societária através da subsidiária Gaspetro, em 19 companhias estaduais concessionárias de distribuição de gás canalizado. É óbvio que, além do fato dos ativos em operação serem de propriedade da estatal, ela possuía *expertise* na operação do negócio. Essas duas situações a colocou em condição vantajosa no processo de negociação quando da criação das companhias distribuidoras locais – (CDL) (Nozaki *et al.*, 2021).

2.3 AS MUDANÇAS NA ORIENTAÇÃO ECONÔMICA MUNDIAL NA DÉCADA DE 1990

A Constituição Federal de 1988 elegeu setores considerados estratégicos para assegurar o desenvolvimento do país, garantir a soberania nacional e a redução das desigualdades regionais e sociais, princípios integrantes da Constituição Econômica. Porém, a década de 90 foi marcada por posições ofensivas das ideias neoliberais, a ponto de um autor como Fukuyama (1992) formular posicionamentos de que haveria uma espécie de “pensamento único” e “fim da história”, referindo-se ao fim da luta de classes decorrente da vitória esmagadora do capitalismo, que se apresentava como única alternativa de organização da sociedade.

Corroborando com Duarte e Pinto (2015), Haroldo Lima (2008), o ano de 1989 inaugurou um novo momento histórico, desenvolvido na década de 1990. Dois fatos emblemáticos retratam com clareza o contexto: 1. A queda do muro de Berlim, que

teve uma forte simbologia para propalar a crise do bloco socialista e 2. o Consenso de Washington, norteador da maioria das reformas dos Estados, que buscavam uma solução para a crise do estado do bem-estar social, até então construído com sucesso no período do pós-guerra.

Segundo Bresser-Pereira (1998), a globalização neoliberal, concebida através do Consenso de Washington, apresentava como solução para as crises (econômica e do Estado) algumas medidas, como a abertura dos mercados nacionais para assegurar a concorrência e competitividade, bem como a reforma do Estado, visando a redução do seu tamanho e o ajuste fiscal para equilibrar as contas, permitindo o pagamento da dívida pública. Outras soluções adotadas foram a desregulamentação do mercado de trabalho, a reforma previdenciária e a privatização de empresas estatais. Nesse sentido, os anos 1990 foram fortemente marcados por mudanças importantes na gestão pública e na constituição econômica brasileira. Foram implementadas reformas significativas em relação ao modelo de gestão na administração pública, especialmente no que se refere ao esforço para a transição do modelo burocrático para o modelo gerencial.

Conforme sinaliza Barroso (1998), embora esse debate já estivesse ocorrendo no Brasil durante a Constituinte de 1988, não foi a orientação neoliberal que prevaleceu. A Carta Magna decorrente do processo de redemocratização nacional, após 25 anos de ditadura militar, refletiu a correlação das forças políticas em movimento, tendo forte influência dos segmentos que lutaram pela redemocratização do país, influenciando no caráter dirigente da Constituição.

Ainda segundo Barroso (1998), nessa época, o país experimentava um momento de ascensão dos movimentos sociais, que participaram ativamente da Constituinte e conseguiram vitórias significativas em relação às suas pautas sociais, ambientais, identitárias e especialmente aquelas relativas aos direitos humanos e à cidadania.

Vale ressaltar que a Constituição de 1988 foi promulgada ainda em um ambiente mundial polarizado entre o modelo socialista, representado pela União das Repúblicas Socialistas Soviéticas, e pelo mundo capitalista, que tinha como principal expoente os Estados Unidos da América.

O esforço de redesenhar o aparelho do Estado, buscando a profissionalização do serviço público, baseada na meritocracia e na gestão por resultados, decorre da crise do Estado, iniciada nos anos 1970 e aprofundada nos anos 1980.

Segundo Draibe e Henrique (1998), essa crise demonstrou um certo esgotamento do modelo desenvolvimentista, baseado nas ideias keynesianas, que prevaleceu por várias décadas como alternativa capitalista para enfrentar os devastadores efeitos econômicos e sociais provocados pela crise de 1929.

Segundo Bresser-Pereira (1998, p.49), os principais desafios desse redesenho foram: a) a delimitação do tamanho do Estado; b) a redefinição do papel regulador do Estado; c) a recuperação da capacidade administrativa-financeira e d) o aumento da governabilidade.

A delimitação do tamanho do Estado se traduziu no esforço do governo para viabilizar o processo de privatizações de vários segmentos econômicos nos quais atuavam empresas estatais, dentre elas aquelas que participavam das atividades econômicas da exploração de petróleo e gás natural. Nesse contexto de mudanças na ordem econômica, são aprovadas uma série de emendas à Constituição de 1988, que alteraram significativamente o conteúdo da Constituição Econômica Brasileira.

A análise do conteúdo das Emendas Constitucionais nº 05/1995, 06/1995 e nº 09/1995 é fundamental para a compreensão dos novos paradigmas que irão nortear a indústria do gás natural a partir dessas mudanças e da edição de outras normas delas decorrentes. As referidas emendas modificaram o papel do Estado na atividade econômica de exploração do petróleo e gás, até então reconhecidas como estratégicas para o desenvolvimento nacional. Portanto, essas atividades eram exercidas com exclusividade pela Petrobras e outras estatais subsidiárias que atuavam em toda a cadeia.

Na década de 1990 prevaleceu no Brasil a opção pela construção do Estado mínimo. Após sete anos da promulgação da Constituição Federal de 1988, em um ambiente no qual as políticas neoliberais predominavam na orientação macroeconômica, as Emendas Constitucionais nº 05, nº 06 e nº 09 entraram em vigor no ano de 1995.

Segundo Bresser-Pereira (1998), esse ambiente foi extremamente favorável para implementação de mudanças na concepção de Estado e na sua relação com o mercado, buscando reduzir a sua participação na atividade econômica. O Estado passaria a ter o papel meramente regulatório e de coordenação para assegurar a concorrência e a função de garantidor do cumprimento dos contratos e do direito de propriedade.

A Emenda Constitucional (EC) número 05/95 alterou o §2º do artigo 25 da Constituição Federal, mantendo o monopólio dos Estados para exploração dos serviços de distribuição de gás natural, porém suprimiu a parte do texto que somente permitia a exploração direta ou por meio de estatal. O texto original dispunha:

§2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão à empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado. (Brasil, 1988).

O novo texto dispõe:

§2º 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. (Brasil, 1995a).

A EC nº 05/95 não teve outro propósito além de permitir aos estados da Federação o direito de privatizar os serviços locais de gás canalizado. A mudança restringiu-se a excluir os termos “empresa estatal” e “com exclusividade de distribuição”, além de vedar a regulamentação por meio de medida provisória.

Os Estados adotaram modelos diversos no desenho de outorgas e competências para a exploração dos serviços locais. Rio de Janeiro e São Paulo, após a edição da EC nº 05/95, privatizaram suas companhias estaduais que exploravam os serviços locais de gás canalizado. Outros Estados outorgaram e/ou permaneceram com a atividade explorada através de sociedades de economia mista.

Como já afirmado anteriormente, a Gaspetro, antes do desinvestimento no segmento de distribuição, teve participação societária em 19 companhias distribuidoras estaduais, conforme demonstra a Figura 1.

A Emenda Constitucional número 06/95 permitiu que o capital estrangeiro pudesse participar das atividades de pesquisa e lavra das riquezas minerais do subsolo, desde que constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sua sede e administração no país, além de incluir as empresas estrangeiras de pequeno porte no rol daquelas beneficiárias de tratamento favorecido. Tal medida permitiu a participação de grandes e pequenas empresas estrangeiras na indústria da exploração das atividades de petróleo e gás natural no Brasil.

Figura 1 - Quadro Societário das Companhias Distribuidoras de Gás Natural



Fonte: Nozaki *et al.* (2021).

Outra mudança importante ocorreu através da Emenda Constitucional 09/1995, que deu nova redação ao artigo 177, permitindo à União contratar empresas privadas para exercer as atividades de pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos; refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; importação e exportação de produtos e derivados; e transporte marítimo ou através de dutos (Brasil, 1995b).

Embora de forma não direta e imediata, é evidente o papel dessas emendas constitucionais na inauguração da abertura do mercado de petróleo e gás natural. Pois, mesmo com a vigência das emendas, foi necessária a regulamentação infraconstitucional e reestruturação regulatória com vistas a disciplinar esse novo desenho institucional.

2.4 A LEGISLAÇÃO INFRACONSTITUCIONAL

À medida que a análise do texto constitucional evidencia a orientação econômica geral, as demais normas legais detalham as regras e políticas públicas a serem desenvolvidas para alcançar os objetivos traçados pela orientação política emanada do comando constitucional. Sem essa análise mais minuciosa, torna-se difícil entender como o processo de abertura foi ocorrendo ao longo do tempo.

2.4.1 O Decreto-Lei 395 de 29 de abril de 1938 e a criação do Conselho Nacional do Petróleo

A Constituição de 1937, também conhecida como Constituição Polaca, foi extremamente contaminada pelo ambiente fascista que imperava em países como Alemanha, Itália, Portugal, Polônia, entre outros. Portanto, boa parte da legislação infraconstitucional era editada através de Decretos-Leis.

Não foi diferente em relação ao petróleo, uma vez que o Decreto-Lei 395 de 29 de abril de 1938 criou o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), regulamentou de forma específica o petróleo, declarou de utilidade pública as atividades relacionadas e incorporou todas as jazidas ao patrimônio nacional, alegando que até aquela data ninguém havia manifestado ao poder público o interesse na exploração de jazidas conhecidas. Também nacionalizou a indústria do refino de petróleo importado ou de produção nacional, limitando a participação de capital estrangeiro nas empresas que atuavam no setor. É importante salientar que em nenhum momento tal diploma legal menciona o gás natural.

Na verdade, o Decreto-Lei 395/1938 nada mais fez do que regulamentar o artigo 144 da Constituição Federal de 1937, que dispunha:

A lei regulará a nacionalização progressiva das minas, jazidas minerais e quedas d'água ou outras fontes de energia, assim como das indústrias consideradas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar da Nação (BRASIL, 1938).

Entretanto, o referido diploma legal concretizou a nacionalização das riquezas minerais, não de forma progressiva, como dispunha a Constituição Federal de 1937, mas, ao contrário, a fez de forma plena, imediata e integral.

2.4.2 A Lei Federal 2004/53 e a criação da PETROBRAS

Em 1953, ainda sob forte influência das políticas desenvolvimentistas e do reconhecimento do papel do Estado para o desenvolvimento econômico nacional, a Lei Federal nº 2004/53 determinou o monopólio da União sobre a pesquisa, lavra de jazidas, refino e transporte marítimo de petróleo e gás natural.

Conforme relata Neri (2010), a aprovação dessa lei foi precedida de uma grande campanha nacional que teve o seguinte slogan: “O Petróleo é Nosso!”. Ela era baseada na ideia de que as riquezas nacionais deveriam ser utilizadas para financiar o desenvolvimento nacional. Essa campanha teve um grande apelo de massas e encontrou eco na figura de Getúlio Vargas.

O referido diploma legal dispôs sobre a Política Nacional de Petróleo, estabeleceu as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), vinculado diretamente à Presidência da República, e autorizou a União a criar a Petrobras.

A mencionada lei reafirmou o monopólio sobre o petróleo, dispondo que o exercício desse monopólio caberia ao CNP e à Petrobras. Detalhou como seria a constituição e funcionamento da estatal. Porém, em razão da pouca importância dada ao gás natural à época, o termo é mencionado no artigo 10 de forma bem superficial ao relacionar a permissão de exploração de jazidas como componente do patrimônio da empresa e nas partes do texto que disciplinam a participação financeira dos estados e municípios. Porém fica evidente que a preocupação maior do legislador está relacionada à exploração do petróleo.

Essa Lei viabilizou o exercício do monopólio da União através da Petrobras. Desde então, a complexa cadeia produtiva do gás natural foi explorada quase exclusivamente pela petrolífera, até a promulgação da Constituição Federal de 1988, que instituiu o monopólio dos Estados e Distrito Federal (DF) para explorar diretamente ou através de estatal os serviços de distribuição de gás canalizado. Porém, como já mencionado anteriormente, a quebra do monopólio e exclusividade de exploração por estatal, tanto das atividades desenvolvidas pela Petrobras quanto daquelas delegadas aos estados, ocorreu em meados dos anos 1990.

2.4.3 A Lei Federal 9.478/97 – Lei do Petróleo: criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP)

Em 1997 entrou em vigor a lei 9.478/97, conhecida como “Lei do Petróleo”. Essa legislação teve como objetivo disciplinar as atividades da indústria do petróleo e gás natural, regulamentando o conteúdo da Emenda Constitucional 09/95, que permitiu o exercício dessas atividades através de agentes privados. Ela dispôs sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, instituiu o CNPE e criou a ANP, que passou a ser o órgão regulador dos segmentos de petróleo e gás natural.

Conforme afirma Duque Dutra (2019), ao analisar a implementação das agências regulatórias na América Latina:

Incluídas nas reformas estruturais, elas foram um dos pilares das propostas de cunho neoliberal no início da década de 1990. Finalmente, as agências trouxeram a modernização da administração pública, com a profissionalização do corpo de servidores, e conduziram a abertura da infraestrutura ao capital internacional (Dutra, 2019).

Observe que no Brasil, no que se refere à indústria do petróleo e gás natural, a lei que materializa a abertura do mercado é a mesma que cria a estrutura regulatória, fato que representou um enorme desafio para a recém-criada ANP.

Conforme relatório da ANP (2019), a lei 9.478/97 disciplina as atividades de toda a cadeia produtiva do petróleo e gás até o surgimento da Lei Federal nº 11.909/2009, que passa a regulamentar especificamente as atividades relativas ao transporte, tratamento, processamento, liquefação, regaseificação, estocagem e comercialização do gás natural em todo território nacional, ampliando as atribuições da ANP.

Ainda segundo a ANP (2018, p. 6), a reforma na indústria de gás natural no Brasil, através do Art. 65 da Lei nº 9.478/1997, exigiu da Petrobras não apenas a separação contábil da atividade monopólica da cadeia (o transporte), mas também a separação jurídica, quando determinou que a estatal constituísse uma empresa subsidiária para construir e operar os dutos de transporte do energético. No entanto, a exigência de separação das atividades da cadeia não foi completa, uma vez que não foram estabelecidos limites na participação de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia do gás natural.

Art. 65. A Petrobras deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e

embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas (Brasil, 1997).

Pela primeira vez uma legislação tratou do gás natural de forma detalhada, colocando a necessidade da utilização do gás natural no Capítulo I, que arrolava os Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional, fazendo incluir no seu inciso VI, como princípio e objetivo, incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural. Além disso, dividiu atribuições entre a ANP, uma autarquia com atribuições regulatórias e fiscalizatórias, e o CNPE, conselho vinculado ao Presidente da República e presidido pelo ministro das Minas e Energia, que passou a ter a atribuição de propor ao gestor da nação a implementação de políticas públicas visando o desenvolvimento energético do país.

É necessário reconhecer que o gás natural recebeu tratamento destacado, embora somente tenha sido promovido a uma legislação específica no ano de 2009.

2.4.4 A Lei Federal nº 11.909/2009 - Lei do Gás: primeira regulamentação do gás natural dissociada do Petróleo

Finalmente, com a entrada em vigor da Lei nº 11.909/2009, conhecida como a “Lei do Gás”, o gás natural ganhou uma legislação específica visando organizar as atividades de toda a sua cadeia. Enquanto a legislação anterior cuidou de especificar as atribuições do CNPE e da ANP, a nova legislação dispôs sobre transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural. O legislador procurou definir de forma clara cada atividade e cada agente, instituindo, em seu artigo 3º, §1º, como regra geral, o regime de concessão para operação de dutos de transporte. Esse se constituiu em um dos principais pontos de mudança implementado através da nova Lei do Gás.

Conforme relata a ANP (2018, p. 6), a referida norma estendeu aos demais agentes da indústria tratamento semelhante ao conferido à Petrobras (Art. 3º, §3º), quando determinou que o exercício do transporte do gás natural é exclusivo de empresas transportadoras de combustíveis e que podem também exercer a atividade de estocagem de gás natural, mas mantendo contabilidade separada. Manteve a concepção na busca de assegurar a distinção entre os ambientes monopolísticos e os concorrenciais, adotando medida de precaução, permitindo que os novos agentes atuantes no setor de transporte também pudessem atuar no setor de estocagem, mas

separando as contabilidades para assegurar transparência nos custos de cada atividade, evitando o subsídio cruzado.

A aprovação da EC nº 09 e das Leis nº 9.478/97 e 11.909/2009 não foram suficientes para alcançar o objetivo de assegurar a separação das atividades monopolísticas e concorrenciais, porém, sem a aprovação dos seus conteúdos não seria possível viabilizar o atual processo de desverticalização na indústria do gás natural.

Embora a Lei do Gás tenha introduzido uma série de novos agentes na cadeia da indústria do gás natural, tornando-a ainda mais complexa, as atividades de transporte e distribuição continuaram a ser desenvolvidas por um único agente, por se constituírem em uma espécie de monopólio natural.

O esforço do legislador e da atuação regulatória ocorre no sentido de assegurar um ambiente concorrencial nas demais atividades que se somam à cadeia, a exemplo das atividades de produção, importação, comercialização, entre outras, e aperfeiçoar a regulação dos monopólios naturais (transporte e distribuição).

Segundo ANP (2018, p. 8), apresenta-se como fundamental tanto a regulação destas atividades, principalmente no que diz respeito à determinação das tarifas relacionadas à movimentação do produto, quanto o livre acesso às instalações, a fim de evitar que o monopolista utilize de sua rede para impedir ou dificultar a entrada de novos agentes nas atividades potencialmente concorrenciais da cadeia de valor de gás natural.

A prova maior de que a legislação não deu conta de assegurar o processo de desverticalização foi o surgimento do Termo de Cessação de Conduta (TCC), assinado pelo Cade e pela Petrobras no mês de junho de 2019.

Não obstante reconheçam-se os avanços trazidos à baila com a Lei do Gás, é notória a preocupação do legislador em disciplinar o segmento de transporte. Observe que em 34 (trinta e quatro) dos 60 (sessenta) artigos que a compõem são dedicados ao assunto transporte mais da metade. Enquanto apenas 4 (quatro) artigos são dedicados à distribuição.

2.4.5 O Pré-Sal e as mudanças na Legislação

A descoberta do pré-sal levou o governo federal a estabelecer critérios para exploração dessa grande reserva de petróleo e gás. Em curto espaço de tempo entraram em vigor três leis federais que guardam relação direta com a exploração do petróleo e gás natural do pré-sal.

A primeira delas foi a Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o direito de exercer as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos nas bacias do pré-sal. Tal fato teve como justificativa os anos de investimento em pesquisa e inovação realizados pela estatal, tornando-a a principal responsável pela descoberta dessas reservas.

A lei autorizou expressamente a dispensa de licitação para áreas não concedidas, porém, também fez consignar, se tratar de cessão onerosa (art. 1º). Estabeleceu que o contrato de cessão onerosa deveria ser firmado no prazo de 12 meses e deveria produzir efeitos até a exploração de quantidade de barris a serem consignados no próprio contrato, não podendo exceder 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris.

Nesse período houve uma orientação diferente daquela que prevaleceu durante a década de 1990. Embora não houvesse ambiente para revogar as medidas liberalizantes, o governo cuidou de barrar novos processos de desestatização e buscou retomar o protagonismo estatal em segmentos estratégicos da economia.

A segunda lei foi a 12.304/2010, que autorizou o governo federal a criar, na forma de sociedade anônima, uma nova estatal denominada Empresa Brasileira de Administração do Petróleo e Gás Natural S.A. (Pré-Sal Petróleo S.A.) ou (PPSA).

Em novembro de 2022 a estatal completou nove anos de atuação. A empresa atua na gestão dos contratos de partilha de produção, gestão da comercialização de petróleo e gás natural decorrentes do sistema de partilha, além de representar a União nos acordos de individualização da produção.

O diretor-presidente da estatal, Eduardo Gerk, afirmou que a empresa faturou até outubro de 2022 R\$ 3,6 bilhões, e estimou fechar o ano com uma arrecadação aproximada de R\$ 4,3 bilhões (Brasil, 2023).

Consultado o Relatório de Administração da estatal, observou-se um desempenho superior ao projetado. Em 2022, a estatal comercializou R\$ 4,68 bilhões

de petróleo e R\$ 31,43 milhões de gás natural, perfazendo um total de receitas de R\$ 4,71 bilhões para a União. Comparado ao resultado de 2021, cuja arrecadação total foi de R\$ 1,22 bilhão, representa um aumento de 285%. A previsão era uma comercialização de R\$ 4,3 bilhões e um crescimento de 260% em relação ao ano de 2021.

A outra lei que compõe o rol de normas relacionadas ao pré-sal é a 12.351 de 22 de dezembro de 2010. Essa norma inaugurou a forma de exploração do petróleo, do gás natural e outros hidrocarbonetos em áreas do pré-sal e em áreas consideradas estratégicas sob o regime de partilha de produção. Ela manteve a possibilidade de contratação direta com a Petrobras por meio de dispensa de licitação. Nessa modalidade, os demais interessados teriam que se submeter a processo licitatório organizado pela ANP, sendo que a fase exploratória correria por conta e risco da empresa contratada pela União. Na fase de produção, caso se confirme a viabilidade econômica, esses custos devem ser reavidos na forma de “custo em óleo” e o “excedente em óleo”, repartidos entre a contratada e a União. Daí a funcionalidade da PPSA, com o propósito de gerenciar esses contratos de partilha e comercializar o petróleo e gás natural recebidos pela União.

Esse diploma legal também cria o Fundo Social do Pré-Sal (art. 47), destinado ao financiamento do desenvolvimento social e regional na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente e mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Em relação a essa lei, é importante destacar que o legislador aproveitou as disposições transitórias para fazer inserir dispositivo estranho à matéria, que se tornou bastante significativo para o entendimento do objeto desta pesquisa:

Art. 65. O Poder Executivo estabelecerá políticas e medidas específicas visando ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. (Brasil, 2010).

Esse dispositivo vai servir de lastro jurídico para a criação do Reate e implementação de políticas públicas que irão incentivar a produção *onshore*, decisiva para a diversificação de fornecedores no estado da Bahia.

2.4.6 A Lei Federal 14.134/2021 – Nova Lei do Gás: abertura do mercado de gás natural

Embora a Lei 14.134, de 08 de abril de 2021, conhecida como “Nova Lei do Gás”, não tenha influenciado no *start* do processo de abertura do mercado objeto do presente estudo, é importante a sua análise pois o seu conteúdo irá consolidar todo o esforço empreendido até então para a configuração do novo mercado de gás. Ela revogou completamente a Lei 11.909/2009 e alterou as Leis de números 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999. A Nova Lei do Gás sistematizou a legislação infraconstitucional que disciplina a indústria do gás natural, inclusive revogando completamente a antiga Lei do Gás que entrou em vigor no ano de 2009.

Entre as principais mudanças está a alteração do regime de contratação de operadores dos dutos de transporte, substituindo o sistema de concessão pelo de autorização. O legislador entendeu que a simplificação no modelo de contratação tenderá a ampliar os investimentos e construção de novos dutos necessários à interiorização e ampliação do mercado.

A concessão é regulamentada pela Lei nº 8.987/95 e ocorre por meio de licitação, na modalidade concorrência, cujos critérios estão elencados no art. 15 da referida legislação. Já a autorização pode ser contratada mediante chamada pública, caso haja mais de um interessado na operação, conforme estabelecido no art. 4º, parágrafos da Nova Lei do Gás, cabendo à ANP estabelecer, após consulta pública, os rendimentos máximos a serem auferidos pelo operador, bem como estabelecer os critérios para o reajuste das tarifas.

Se por um lado a autorização se constitui em um processo mais ágil e menos burocrático, a concessão oferece maior estabilidade contratual, pois são materializadas por meio de contratos de longo prazo, antecedidos de um processo licitatório do qual as regras contratuais decorrem. Por se tratar de uma indústria de rede, requer investimentos elevados que carecem de um tempo maior para sua amortização. A autorização não confere ao agente privado a mesma segurança jurídica decorrente da concessão, o que pode representar um risco para a desejada expansão da malha.

O §1º do artigo 5º estabeleceu a proibição de uma mesma empresa atuar em toda a cadeia da indústria do gás natural. O legislador buscou modificar a realidade do mercado, uma vez que a Petrobras atuava em toda a cadeia, chegando a dominar

100% da importação e processamento e cerca de 80% da produção, além de estar presente nas cadeias de transporte e distribuição (Agência Brasil, 2021).

§1º É vedada relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação, nos termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, 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 (Brasil, 2021).

Outra grande inovação introduzida pela nova legislação foi aquela insculpida no artigo 28 e parágrafos, assegurando o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados na utilização dos gasodutos de escoamento da produção, nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e terminais de gás natural liquefeito (GNL). O §2º do mesmo artigo prevê a elaboração de um código de conduta com participação do proprietário das instalações e dos terceiros interessados, devendo observar as boas práticas da indústria e as normas da ANP.

O artigo 2º do mesmo diploma legal obriga o proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de GNL a disponibilizar, em meio eletrônico, as informações sobre as características das instalações, serviços, capacidade disponível, dados históricos referentes aos contratos celebrados, informando inclusive as partes, os prazos e quantidades envolvidas, remetendo a forma para a ANP - Lei 14.134/2021 (Brasil, 2021).

Todas essas medidas adotadas visam coibir a possibilidade da formação de um novo processo de verticalização ocorrido anteriormente por meio da Petrobras, pois vários agentes privados passaram a atuar nas diversas etapas da indústria do gás natural. A Nova Lei do Gás regulamenta detalhadamente as atividades de transporte, buscando eliminar qualquer possibilidade de que empresas, consórcios ou agentes que atuam nesse setor possam atuar também nas áreas concorrenciais e na distribuição.

Ainda na esteira das mudanças implementadas na área de transporte, o legislador optou pela modalidade contratual de entrada e saída para os contratos de transporte. Essa inovação acompanha a modalidade contratual que prevalece na maioria dos países que possuem um mercado dinâmico, permitindo contratos de *swap* de gás, porém, ainda não foi superado o imbróglio tributário relativo ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), que incide sobre a movimentação física do gás natural.

A Nova Lei do Gás, em seu artigo 17 e parágrafos, determinou que os carregadores constituirão um conselho de usuários, objetivando monitorar o desempenho e eficiência operacional, bem como os investimentos dos transportadores. O §1º estabelece que a composição do referido conselho deve assegurar a representatividade de todos os potenciais usuários do sistema composto por produtores, autoprodutores, importadores, autoimportadores, comercializadoras, distribuidoras, consumidores livres e membros independentes, sendo a estrutura de governança submetida à aprovação da ANP.

A legislação também inovou ao criar os gestores de área de mercado de capacidade. O qual, segundo o art. 3º, inciso XXVII, passa a ser o agente, regulado e fiscalizado pela ANP, responsável pela coordenação da operação dos transportadores na respectiva área de mercado de capacidade. Ele deverá requisitar as informações necessárias para que o conselho de usuários cumpra a sua função, conforme o §2º do artigo 17.

A figura do gestor de área de mercado passa a assumir grandes responsabilidades na gestão integrada dos serviços, atuando sempre em conjunto com a ANP na busca de assegurar publicidade, transparência, segurança, eficiência e democratização do acesso das partes interessadas aos serviços de transporte. O artigo 15 da Nova Lei do Gás elenca uma série de atribuições e responsabilidades desse novo agente. Dentre tais atribuições está a responsabilidade de submeter o plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural à aprovação da ANP, cujo objetivo será o atendimento à demanda no sistema de transporte, a diversificação de fontes de gás natural e a segurança do suprimento pelo prazo de 10 anos (inciso III e §3º do artigo 15).

Outro problema enfrentado pela nova legislação foi assegurar o compartilhamento do uso das estruturas de processamento, escoamento e terminais de GNL. Tal medida possui certo grau de complexidade operacional, especialmente quando se trata do compartilhamento dos terminais de GNL, que envolvem aspectos técnicos, tributários e alfandegários, mas sua implementação, mesmo de forma ainda não integral, tem viabilizado a diversidade de agentes no segmento de produção e comercialização de gás natural, o que irá refletir diretamente na experiência da Bahia.

A mudança mais significativa introduzida pela Lei 14.134/2021 no setor de distribuição foi a vedação dos executivos ou representantes legais de empresas ou consórcios, que atuam nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção,

importação, carregamento e comercialização, de terem acesso a informações concorrencialmente sensíveis ou exercerem o poder para designar, ou o direito a voto para eleger, membros da diretoria comercial, de suprimento ou representante legal de distribuidora de gás canalizado. Tal vedação está prevista no artigo 30, *caput* da Nova Lei do Gás, sendo que o §1º do mesmo artigo estabelece o prazo de três anos para a adequação.

A Nova Lei do Gás, obedecendo o disposto no artigo 25, §2º, da Constituição Federal, que atribui aos Estados e Distrito Federal (DF) a competência para explorar diretamente ou mediante concessão os serviços locais de gás canalizados, reservou à legislação estadual a responsabilidade de disciplinar os serviços de movimentação de gás canalizado para atender os consumidores livres.

Alguns estados já haviam regulamentado essa atividade através de lei ou de Resolução da Agência Reguladora local. Foi o caso da Bahia, instituída inicialmente através da Resolução Agerba nº 23, de 16 de abril de 2020, que autorizou a instituição e regulamentou a nova modalidade de serviço de distribuição, denominada Serviço de Movimentação de Gás Canalizado (SMGC), estabelecendo as condições da sua prestação no estado. A Resolução 23 foi substituída pela Resolução Agerba nº 14, de 28 de abril de 2021, que se encontra em vigor até a presente data.

A regulamentação que autorizou a Bahiagás a prestar os serviços de movimentação de gás natural, na prática instituiu a figura do consumidor livre no estado, à medida que possibilitou que empresas consumidoras de gás natural pudessem adquirir o suprimento de qualquer fornecedor, contratando os serviços da distribuidora para movimentar o gás dos pontos de entrega para as plantas do consumidor livre.

A Nova Lei do Gás prevê a criação da entidade administradora do mercado de gás natural, que passa a ter como tarefa administrá-lo mediante acordo de cooperação técnica com a ANP (art. 3º, inciso XIX). Portanto, além da figura do gestor de área de mercado de capacidade, voltado para a gestão do setor de transporte, a lei prevê o agente voltado para a gestão do mercado de gás natural.

Além dos setores voltados para a produção e transporte, outros como importação, exportação e distribuição são importantes quando se fala em mercado de gás natural. O agente de mercado, mesmo respaldado por acordo de cooperação com a ANP, jamais poderia interferir em assuntos da alçada da regulação local. Por essa razão, o legislador fez constar no parágrafo único do artigo 32 a ressalva da

obrigatoriedade desse agente atender à regulação e obter autorização de outros órgãos competentes, no caso dos serviços locais de gás canalizado, as agências reguladoras dos estados.

O artigo 33 estabelece como competência da ANP o acompanhamento do funcionamento do mercado de gás natural, inclusive com adoção de mecanismos de estímulo à eficiência, competitividade e redução da concentração na oferta, numa clara intervenção para estimular a concorrência e a multiplicidade de agentes.

Entre as medidas elencadas no §1º do artigo 33 estão:

- a) Medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de transporte, de escoamento da produção e de processamento;
- b) Venda compulsória de parte dos volumes de comercializadores que detenham elevada participação no mercado, mediante leilão com preço inicial, quantidade e duração definidos pela ANP;
- c) Restrição à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, exceto em situações técnica e operacionais que possam comprometer a produção de petróleo. O §2º condiciona a ANP a ouvir previamente o órgão competente do Sistema de Defesa da Concorrência antes da adoção das medidas elencadas no parágrafo 1º.

Os críticos à Nova Lei do Gás afirmam que a legislação priorizou tratar da importação de gás natural, deixando de cuidar de forma mais detalhada de políticas de incentivo à produção nacional.

Já os críticos do novo marco regulatório afirmam que ele facilita a importação de gás e a privatização da Petrobras, ao reduzir sua presença no mercado. Além disso, argumentam que o setor privado não terá interesse em investir na interiorização da rede de gasodutos para áreas menos rentáveis, o que é necessário para ampliar o acesso ao combustível no país (Agência Brasil, 2021).

Os defensores da nova legislação acreditam que essa desconcentração aumentará a competição e os investimentos da iniciativa privada, propiciando a redução nos preços do gás natural.

O anúncio do relator da Nova Lei do Gás, Laércio Oliveira, à época deputado federal do Partido Progressista (PP), atualmente senador eleito pelo estado de

Sergipe, de que está elaborando um Projeto de Lei (PL) visando reduzir a reinjeção e estimular investimentos na infraestrutura de escoamento do gás natural para o mercado, demonstra a existência de uma grande lacuna não preenchida pela nova legislação.

Uma das propostas levantadas pelo parlamentar sergipano é reduzir as participações governamentais (como *royalties* e participações especiais) cobradas dos produtores, como contrapartida pelo aumento da oferta de gás aos consumidores (Ramalho; Fafá, 2022).

Na mesma esteira, Magda Chambriard (2021), em artigo que analisa o papel da Petrobras no processo de desverticalização da cadeia do gás natural, elenca quatro problemas que não vislumbra serem superados com a entrada em vigor da Nova Lei do Gás.

No escopo dessas discussões, segue o inconformismo: (i) com reinjeções da ordem de mais de 40% do gás nacional produzido enquanto aumentam as importações, (ii) com a falta de mobilização para construção da infraestrutura necessária para o escoamento do gás das plataformas para a costa, (iii) com a existência de gargalos logísticos que dificultam o comércio do gás produzido no Sudeste, tanto na região Nordeste quanto na região Sul, (iv) com a persistente falta de livre acesso de terceiros às instalações essenciais. (Chambriard, 2021).

Das quatro situações a que ela se refere como inconformismos, o problema dos volumes elevados de reinjeção de gás, que deixam de ser monetizados para favorecer a produção de petróleo, e a falta de mobilização para a construção da infraestrutura, voltada para o escoamento do gás do pré-sal para a costa, são justamente os dois pontos que o relator da Nova Lei do Gás pretende enfrentar por meio de um novo projeto de lei. As duas outras questões abordadas de forma cirúrgica por Chambriard, gargalos logísticos e falta de acesso de terceiros às instalações essenciais, foram contempladas pela Nova Lei do Gás e estão sendo enfrentadas pela ANP.

É possível afirmar que o redesenho do mercado de gás natural, fruto de longo processo de mudanças na legislação infraconstitucional, proporcionou um grau de amadurecimento da regulamentação jurídica dessa importante indústria para o desenvolvimento nacional e baiano, embora, conforme explicitado anteriormente, ainda existam lacunas que requerem um aperfeiçoamento legislativo e uma atuação regulatória necessários para a superação dessas dificuldades.

O processo de privatização no segmento de transporte não implicou em ampliação de investimentos no processo de interiorização do gás natural. De igual

modo, ainda não houve sinalização de investimentos nas estruturas de escoamento e processamento do gás *offshore*, especialmente do gás do pré-sal.

3 O PAPEL DO GÁS NATURAL NO PROCESSO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Não seria consistente analisar a temática da abertura do mercado de gás, na perspectiva da ampliação do seu uso, sem considerar a existência, importância e atualidade da temática da transição energética no contexto das mudanças climáticas.

O grau de complexidade envolve questões ambientais, econômicas, tecnológicas e geopolíticas que impactam nas decisões governamentais, conforme se pode verificar no caso da decisão do Parlamento Europeu sobre gás natural e energia nuclear. Daí a importância de dedicar esse capítulo a uma sintética análise sobre a transição energética.

O debate que tem ocorrido sobre o papel do gás natural no processo da transição energética ganhou ainda mais relevância em razão dos enormes desafios internacionais para assegurar o controle da temperatura do planeta, na busca pela mitigação do processo de mudança climática que tem como causa o aumento desenfreado das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Estudos publicados pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) (1996, 2019) apontam que as principais emissões de GEE envolvem o dióxido de carbono (CO₂), por meio de aplicação de calcário em solos agrícolas, emissões de metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), óxidos de nitrogênio (NO_x) e monóxido de carbono, (CO) pela decomposição de matéria orgânica no solo e queima de resíduos agrícolas, além de emissões da queima de combustíveis fósseis nas maquinarias, transporte das matérias-primas e equipamentos de cultivo.

Trata-se de uma complexa equação que envolve, de um lado, a necessidade de banir o uso do gás natural em razão da sua origem fóssil e da contribuição dessa fonte de energia para a crise climática cada vez mais crítica, e do outro, a necessidade de encontrar caminhos para atender à crescente demanda energética global. A dificuldade para resolver essa equação consiste no fato das fontes renováveis, no estágio em que se encontram, ainda não demonstrarem capacidade de atender, de forma imediata, à demanda global por energia. É justamente na busca da solução dessa equação que surge a defesa da transição energética que admite o uso de energias não renováveis menos poluentes, sem descuidar do objetivo central de zerar o seu uso.

Goldemberg e Lucon (2007) defendem o banimento imediato do uso de todo e qualquer combustível de origem fóssil, argumentando que a gravidade da crise

climática não permite qualquer flexibilização em relação ao assunto. Eles alegam que o desenvolvimento tecnológico acumulado e a viabilidade econômica para suprir a demanda energética global a partir da produção de energias verdes e renováveis são uma realidade. Já existem experiências exitosas nas modalidades eólica, solar, hidrogênio verde, entre outras menos conhecidas. Portanto, diante dessa realidade, não existiria espaço para tergiversação ou abertura de exceção para o uso do gás natural ou qualquer outro energético de origem fóssil.

Já Braga (2015) e Santos *et al.* (2007), defensores do uso do gás natural como energético de transição, argumentam que, justamente por se tratar de um processo de transição e não de ruptura, existe espaço para o uso de energéticos de origem fóssil com comprovados índices de emissão de GEE menores do que outros combustíveis como carvão, petróleo e derivados.

As limitações tecnológicas que envolvem as dificuldades de armazenamento da energia de fontes eólica e solar, bem como a sazonalidade da sua produção, não invalidam, mas dificultam que essas modalidades de produção consigam suprir a crescente demanda. Tais limitações reforçam os argumentos daqueles que defendem o uso do gás natural como instrumento fundamental para garantir segurança energética no processo de transição.

Uma das alternativas apresentadas é a utilização da energia eólica e solar para produção do hidrogênio verde, uma vez que, em razão das suas características, teria algumas vantagens em relação ao armazenamento e transporte. Porém, deve-se atentar para a necessidade do uso de água na produção de hidrogênio, considerando o uso racional dos recursos hídricos, como elemento ambientalmente relevante. Já o hidrogênio cinza utiliza energia elétrica produzida por fonte não renovável, o que precisa ser considerado na avaliação de custo-benefício econômico e ambiental.

Outra barreira levantada é a econômica, uma vez que é comum existir um prazo de maturação para que as novas tecnologias se tornem economicamente viáveis, pois investidores privados dificilmente investem em negócios sem a garantia de retorno financeiro. Nesse caso, um caminho possível para enfrentar o problema é a adoção de subsídios, investimentos públicos diretos ou outras políticas públicas que tornem o negócio economicamente viável.

É imprescindível a ampliação de investimentos em infraestrutura para assegurar que novos modelos de produção de energia limpa possam alcançar êxito. No Brasil, na fase de implantação da produção de energia eólica, surgiram falhas e

até mesmo ausência de redes de transmissão para deslocar a energia produzida até os locais de consumo.

Obras de infraestrutura têm um custo elevado, no caso do Brasil, são evidentes as dificuldades financeiras do Estado para custear tais investimentos. De igual modo, a iniciativa privada costuma ser conservadora com projetos dessa natureza, cujo retorno não seja imediato e não haja segurança jurídica e estabilidade para assegurar o retorno financeiro do investimento.

Ribeiro e Leal (2022) analisam a atual crise energética nos Estados Unidos (EUA) e na Ásia e seu rebatimento na Europa. É notório o grau de complexidade e o tamanho do desafio para alcançar as metas climáticas sem comprometer o abastecimento energético, principalmente nos invernos mais rigorosos, quando o uso de energia residencial para aquecimento é fundamental para a sobrevivência em alguns países europeus. O artigo também analisou as oscilações de consumo energético nos períodos de confinamento e abertura durante o enfrentamento da pandemia de Covid-19, e mais recentemente os impactos decorrentes da guerra da Rússia com a Ucrânia, fatos que impactaram e impactam diretamente o equilíbrio relacionado à oferta, demanda e preço (Ribeiro; Leal, 2022).

Goldemberg e Lucon (2007) apresentam quatro desafios para acelerar o processo de utilização das energias renováveis:

- 1) vencer as resistências dos mercados e eliminar os subsídios às fontes não-renováveis (fósseis e nuclear); 2) subvencionar a entrada de novas tecnologias, reduzindo seus custos; 3) estabelecer políticas mandatórias e progressivas para sua introdução; 4) disseminar as tecnologias para que os países em desenvolvimento as incorporem mais rapidamente sem ter de passar por estágios intermediários e mais poluentes (efeito *leapfrogging*) (Goldemberg; Lucon, 2007, p.14).

Contraditoriamente, embora sob fortes protestos de ambientalistas, o Parlamento Europeu aprovou, no dia 6 de julho de 2022, a inclusão do gás natural e da energia nuclear como energias verdes ou renováveis. O principal argumento apresentado pelos defensores da medida foi a necessidade de que a transição das energias fósseis para as renováveis ocorra com a máxima segurança energética possível. Essa decisão foi fortemente influenciada pelo contexto da pandemia de Covid-19 e ganhou força após o início da guerra entre Rússia e Ucrânia. Já os ambientalistas contrários argumentam que essa decisão irá atrasar a transição

energética que prevê a meta de uma economia com carbono zero até o ano de 2050 (Deccache, 2022).

A Agência Internacional de Energia (IEA), em seu Relatório Revisão Global de Energia: Emissões de CO₂ em 2021, apresenta dados extremamente contraditórios que refletem a complexidade desta temática. O ano de 2021 foi marcado pela retomada do crescimento econômico global e o consequente crescimento da emissão de GEE, chegando ao nível mais elevado de emissões registrado. Um aumento de 6% da emissão global de CO₂ proveniente da combustão de energia e processos industriais, em relação a 2020, elevou as emissões para 36,3 gigatoneladas (Gt). Diferentemente das emissões produzidas em 2020, que, por conta dos reflexos da pandemia, reduziu em 5,2%. As emissões aumentaram quase 2,1 Gt em relação aos níveis de 2020. Isso coloca 2021 acima de 2010 como o maior aumento ano a ano nas emissões de CO₂ relacionadas à energia em termos absolutos. A recuperação em 2021 mais do que reverteu o declínio induzido pela pandemia nas emissões de 1,9 Gt experimentado em 2020. As emissões de CO₂ em 2021 aumentaram para cerca de 180 megatoneladas (Mt) acima do nível pré-pandêmico de 2019 (IEA, 2022a).

Embora os investimentos governamentais em energias renováveis tenham crescido substancialmente no período pós-pandêmico, alcançando a cifra de US\$ 1,251 bilhão, essas aplicações se mostraram insuficientes para frear o crescimento das emissões de GEE (IEA, 2022c). O ano de 2021 foi marcado pelo crescimento dos investimentos em energias renováveis, mas ele também revela um grande crescimento do uso de carvão.

O uso global de carvão deve aumentar 1,2% em 2022, ultrapassando 8 bilhões de toneladas em um único ano pela primeira vez e superando o recorde anterior estabelecido em 2013, de acordo com o Coal 2022, último relatório anual de mercado da AIE sobre o setor (IEA, 2022b).

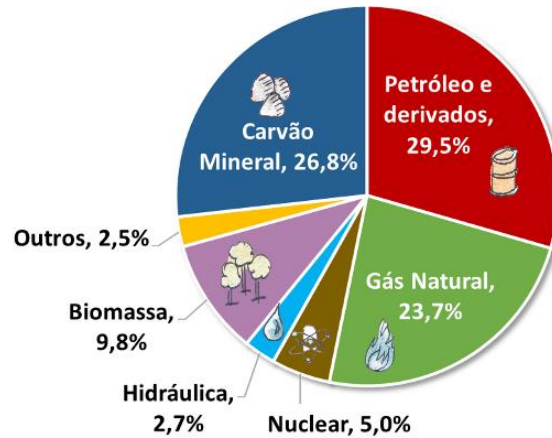
O relatório da *International Energy Agency* (IEA, 2022c) acrescenta que o consumo de carvão deverá permanecer nesse nível até 2025, consolidando-se como a maior fonte de emissão de CO₂ do sistema global de energia.

A crise sanitária de covid-19 retraiu a atividade econômica em 2020, no entanto a atividade econômica deu sinais de recuperação nos anos de 2021 e 2022. Outro fato que tem influenciado o mercado de energia é a guerra entre Rússia e Ucrânia, que levou os países europeus dependentes do gás natural Russo a utilizarem outros energéticos, inclusive o carvão (IEA, 2022c).

A Figura 2 demonstra que o carvão mineral, o petróleo e derivados, juntos, representaram 56,3% de toda a energia consumida globalmente no ano de 2020. Se

for somado a eles o gás natural, corresponderá a 80% de toda a energia consumida no mundo.

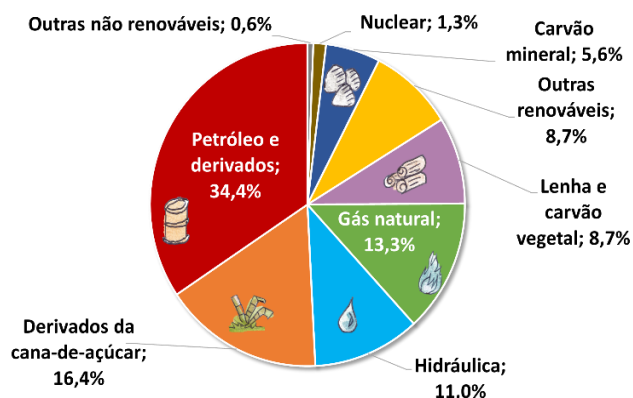
Figura 2 - Matriz energética mundial



Fonte: MME (2023).

A Figura 3 demonstra que a composição energética brasileira é muito diferente da composição global representada pela Figura 2. A soma dos percentuais do petróleo, derivados e carvão representa 40% do consumo energético brasileiro. Somando a eles o percentual do gás natural, o Brasil alcançou 53,3% de uso de fontes não renováveis em 2020, portanto, 26,7% a menos que o consumo global.

Figura 3 - Matriz energética brasileira



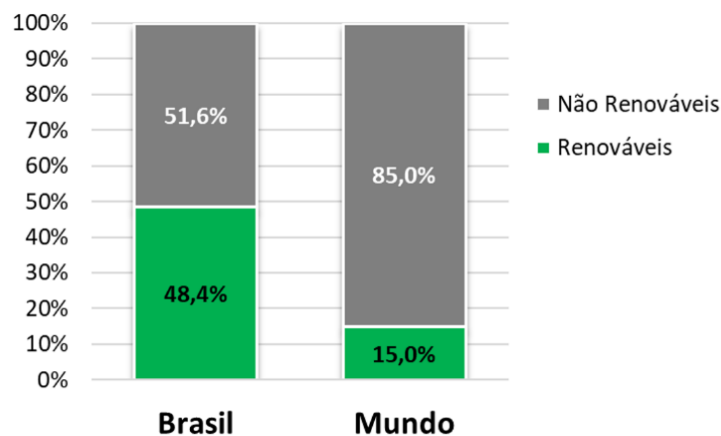
Fonte: EPE – MME (2023).

Comparando os percentuais de uso do gás natural, percebe-se que o seu consumo no Brasil, em relação ao consumo global, teve um percentual 10,4% menor, o que demonstra espaço para crescimento do seu uso em substituição ao petróleo,

seus derivados e carvão. Embora tenha um percentual de uso muito baixo comparativamente ao uso global, 13,3% (Brasil) contra 23,7% (mundo), o gás natural pode ter o seu uso ampliado não apenas no setor industrial, como também nos sistemas de transporte de pessoas e mercadorias, na forma de gás natural veicular (GNV) ou o gás natural liquefeito (GNL) como substituto do óleo diesel e da gasolina.

O Brasil já possui, como demonstra a Figura 4, uma matriz energética muito mais avançada no uso das fontes renováveis do que a matriz energética global. O principal problema brasileiro está concentrado no desmatamento, no controle dos incêndios florestais, nas atividades agrícolas insustentáveis e no sistema de transportes.

Figura 4 - Quadro comparativo de fontes energéticas Brasil e Mundo



Fonte: EPE – MME (2023).

Comparando a participação do gás natural na matriz mundial e brasileira, é possível identificar a existência de um espaço a ser ocupado pelo gás natural em substituição a outras fontes não renováveis mais poluentes, além do desenvolvimento de tecnologias para produção do biogás.

Portanto, além da substituição mencionada, deve-se considerar a necessidade de incrementação na oferta de energia e a tendência de substituição do gás natural convencional pelo biogás e hidrogênio verde. Por essa razão, é importante salientar que os investimentos em infraestrutura para transporte e distribuição de gás natural poderão atender às necessidades futuras de transporte e distribuição do biometano, hidrogênio verde e outros gases renováveis.

Portanto, além do gás natural ser um instrumento importante no processo de transição energética, existe outra transição em curso no mundo. Trata-se da tendência de substituição do energético por um gás natural renovável, cuja infraestrutura pode ser compartilhada de forma imediata, como acontece no estado do Ceará, que consegue injetar o biometano produzido em Caucaia na rede de distribuição.

Conforme relata a Abegás, a experiência de Caucaia consiste no processamento do biogás gerado pela decomposição de resíduos orgânicos dispostos no aterro sanitário, que recebe os resíduos recolhidos em Fortaleza. O processo de tratamento ocorre através da separação do metano do CO₂ e remoção de contaminantes. Após esse processo de tratamento, o biogás é injetado na rede da distribuidora local, sendo misturado com o gás natural convencional (ABEGÁS, 2023).

Portanto, a utilização do gás natural como instrumento garantidor de uma maior segurança energética na transição em direção ao processo de descarbonização, associado à transição para o uso do gás natural renovável, corrobora com a importância da presente pesquisa no sentido de contribuir para a estruturação de uma estratégia nacional de transição energética que considere o uso racional das fontes de energia disponíveis no país.

4 ASPECTOS DECISIVOS PARA O INÍCIO DO PROCESSO DE ABERTURA DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO ESTADO DA BAHIA

Neste capítulo serão apresentados os aspectos relativos às mudanças regulatórias, legislativas e administrativas, bem como políticas públicas que, de alguma forma, contribuíram para o início da abertura do mercado de gás natural na Bahia. A análise sistemática desse processo irá demonstrar a importância do conjunto de ações e iniciativas que vão desde o ingresso de novos agentes na cadeia às políticas implementadas a nível local, sejam elas de caráter jurídico-regulatório, administrativo ou atos de gestão inovadores adotados pela Companhia Distribuidora Local (CDL).

4.1 A QUEBRA DO MONOPÓLIO E O INGRESSO DE NOVOS AGENTES NA CADEIA DE PRODUÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Numa análise histórica sobre a visão do Estado em relação à forma da sua participação na atividade econômica, sobretudo no que se refere à exploração das riquezas minerais e energéticas, observa-se dois momentos importantes para compreensão das mudanças: 1. O processo iniciado na década de 1930 teve como premissa o reconhecimento da importância estratégica das riquezas do subsolo, separando-as da propriedade do solo, nacionalizando-as e estatizando a sua exploração, o que também prevaleceu na indústria do petróleo e gás natural, resultando na criação da Petrobras em 1953. 2. No início da década de 1990 ocorreu uma mudança de paradigma em relação à forma do Estado se relacionar com a atividade econômica, inclusive na exploração dos monopólios das riquezas minerais e do petróleo e gás natural. Esse processo de cunho neoliberal também resultou na quebra da exclusividade de exploração de petróleo e gás até então reservada à Petrobras.

Barbosa (2011) analisa se a flexibilização do monopólio do setor de petróleo e gás no Brasil implicou em maior competitividade de mercado no período de 1997 a 2002. Nesse trabalho a autora conclui que houve

[...] aumento na produção brasileira de petróleo, de derivados e de gás natural; elevação das importações e das exportações de petróleo e de derivados; aumento na importação de gás natural; diminuição da dependência externa de petróleo; liberalização dos preços dos derivados de petróleo em janeiro de 2002. Entretanto, apesar das pressões competitivas e

das mudanças institucionais vigentes que buscam a introdução da concorrência, a Petrobras ainda mantém elevadas barreiras à entrada (Barbosa, 2011).

Ou seja, as barreiras criadas pela Petrobras dificultavam o ingresso de novos agentes no mercado de petróleo e gás natural. Situação que vem sendo enfrentada nos últimos anos através de mudanças legislativas e atos administrativos como o TCC Cade-Petrobras¹.

O TCC Cade-Petrobras é um termo de cessação de conduta decorrente do processo administrativo instaurado e processado pelo Cade através de uma provocação da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), que apontou que a empresa estaria adotando práticas anticoncorrenciais no segmento de gás natural, utilizando da condição de proprietária das estruturas de escoamento, processamento e transporte para dificultar o ingresso de novos agentes na cadeia.

Por sua vez, não se pode olvidar que foi a Lei do Petróleo a responsável por estabelecer as condições de forma mais detalhada, inclusive com a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), para disciplinar a contratação de agentes privados que passaram a atuar de forma independente nas atividades da indústria do petróleo e gás natural.

A criação da ANP decorre do processo de abertura, obedecendo ao receituário que o Estado deveria se afastar da condição de agente direto das atividades econômicas, se responsabilizando pelos processos de fiscalização e regulação.

Certamente merece uma análise acurada, uma vez que, não fosse esse processo de quebra de monopólio, mesmo que houvesse interesse e realização de chamadas públicas por parte da CDL baiana, dificilmente haveria um ambiente diverso de produtores em âmbito nacional com interesse e condições de se apresentar como supridores para atender ao mercado, inclusive o baiano.

A década de 1980 foi marcada pela descoberta do campo de Campos, no Rio de Janeiro e Espírito Santo, que mudou a percepção nacional sobre as possibilidades da ampliação da monetização do gás natural. Já a década de 1990 foi marcada pelo processo de quebra do monopólio do petróleo e gás natural e pelo desenvolvimento do mercado de gás nos estados propiciado pela criação das CDLs, permitida pela

¹ A flexibilização do monopólio no setor de petróleo e gás do Brasil: uma análise dos efeitos sobre a competitividade de mercado de 1997 a 2002 (Barbosa, 2011).

Constituição Federal de 1988, que atribuiu aos estados da Federação o monopólio para executar os serviços de distribuição de gás canalizado.

Nesse ambiente, os agentes que compunham o mercado de gás natural se movimentaram para que a indústria desse energético pudesse ter uma legislação própria, separada das normas que regulamentavam a indústria do petróleo. Esse movimento propicia a aprovação e entrada em vigor da Lei 11.909/2009, a Lei do Gás.

Essa lei deu início ao movimento que vem se consolidando nos tempos atuais, através de programas como Gás para Crescer, Reate e Novo Mercado de Gás, e que resultou na aprovação da Nova Lei do Gás.

Dentre as inovações implementadas pela Lei do Gás, destacam-se três aspectos considerados importantes para a presente análise: 1) a introdução de novos agentes na cadeia; 2) a separação das atividades potencialmente concorrenciais das atividades potencialmente monopolistas; 3) a definição do papel da regulação nacional e das regulações dos estados.

Figuras como autoimportador, autoprodutor, consumidor livre, entre outras, impactaram o funcionamento da cadeia. O processo de separação das atividades trouxe sérias implicações para os grandes *players* atuantes no mercado brasileiro, especialmente a Petrobras, que passou a concentrar suas atividades na produção de gás natural, privatizando duas das empresas que administram os três maiores dutos de transporte (Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), Nova Transportadora do Sudeste (NTS)), sendo que o processo de privatização da Transportadora de Gás Bolívia-Brasil S.A. (TGB), até o momento (agosto de 2023), não foi concluído. Ademais, a Petrobras também desfez da sua participação nas CDLs, desinvestindo os ativos da Gaspetro nas distribuidoras locais.

Segundo Gonçalves (2010), a legislação não foi capaz de resolver o imbróglio relacionado ao duplo grau de regulação, em que cabe à ANP a fiscalização das atividades de exploração, produção e transporte, cabendo aos Estados e DF a regulação das atividades de distribuição do gás canalizado. O problema é a existência de vários pontos de interseção entre as atribuições da União e Estados que a referida legislação não deu conta de deixar nítido os limites regulatórios de cada ente.

A dicotomia das responsabilidades legislativas e regulatórias sobre a IGN brasileira tem gerado conflitos de competência entre a União e os Estados brasileiros, sobretudo devido à inexistência de uma fronteira bem delimitada entre as atividades de transporte e distribuição (Gonçalves, 2010, p. 66).

Com a descoberta do pré-sal, o governo federal se movimentou no sentido de organizar a forma de exploração dessa grande fonte de riqueza. Foram três iniciativas que culminaram em diplomas legais:

- a) A lei que autorizou a outorga onerosa à Petrobras para explorar campos do pré sal;
- b) A lei que instituiu o sistema de partilha e criou o fundo social do pré-sal;
- c) A lei que autorizou a criação da estatal para gerenciar os contratos de partilha e comercializar os produtos adquiridos pela União nessa nova modalidade de contratação.

As medidas de desestatização da Petrobras a levou a concentrar seus esforços na produção do pré-sal. Porém, sobretudo em relação à cadeia dos combustíveis líquidos, os efeitos deletérios dos desinvestimentos nas refinarias têm emergido em forma de preços exorbitantes, especialmente na Bahia.

Dados da ANP, publicados no site Brasil de Fato, em março de 2022, atestam que a gasolina comum na Bahia custava 15% acima do preço médio nacional, e 7,5% acima dos preços praticados no Rio Grande do Norte, segundo estado com preços mais elevados. Os dados apontam que 95% dos combustíveis são produzidos na Refinaria Landulpho Alves (RLAM), alvo do desinvestimento da Petrobras (Konchinski, 2022).

A partir da Emenda Constitucional nº 09/1995, a legislação foi alvo de várias mudanças no regramento da indústria do gás natural. A própria mudança constitucional, a Lei do Petróleo e a Lei do Gás foram moldando a nova conformação do funcionamento dessa complexa cadeia, abrindo caminho para um profundo processo de mudança do papel do Estado brasileiro, que aos poucos foi reduzindo a sua participação direta na atividade econômica, passando a atuar de forma mais forte e organizada na fiscalização e regulação do setor.

Foi justamente esse amadurecimento regulatório que implicou a adoção das políticas públicas e ações administrativas que são analisadas no decorrer deste trabalho.

4.2 GÁS PARA CRESCER

Lançado pelo governo federal em junho de 2016, o programa Gás para Crescer, segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), teve como objetivo “propor medidas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás, tendo em vista a redução da participação da Petrobras” (Brasil, 2023).

Tal objetivo decorre do raciocínio de que os desinvestimentos planejados pela Petrobras, por si só, não seriam suficientes para atrair novos agentes econômicos a investir na indústria do gás natural, diversificar o setor e, via de consequência, aumentar a competição, como pretendiam os *stakeholders*. O setor carecia da implementação de mudanças no arcabouço normativo que propiciassem uma maior segurança jurídica capaz de atrair investimentos privados, estabelecer regras diferenciadas entre os contratos *onshore* e *offshore*.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022), com a correta implementação dessas medidas jurídico-normativas, o setor de gás natural poderia alcançar investimentos da ordem de R\$ 50 bilhões até o ano de 2030, podendo triplicar o mercado de gás brasileiro (Brasil, 2023). Por tal razão, seria necessária a implementação de uma regulação capaz de acelerar o processo de desinvestimento da Petrobras e, ao mesmo tempo, mitigar os riscos regulatórios, removendo os entraves para atração de capital privado, inclusive internacionais, interessados em investir no setor (Brasil, 2023).

Porém, o que ocorreu foi o aumento no preço dos combustíveis, inclusive do gás natural, justamente no momento da entrada em vigor da Nova Lei do Gás. Esse fato demonstra que a simples sinalização para abertura do mercado seria insuficiente para propiciar a queda dos preços do gás natural. As mudanças econômicas decorrentes da pandemia de covid-19, juntamente com a guerra da Rússia contra a Ucrânia e a forma de precificação do gás natural com base na variação do dólar e do *brent*, proporcionaram um efeito contrário ao esperado.

A visão apresentada pelo programa projetava para o setor de gás natural um futuro mercado que contemplasse a diversidade de agentes, liquidez e competitividade, acesso à informação e boas práticas, tudo isso numa perspectiva de contribuição para o desenvolvimento nacional.

Segundo Chambriard (2021), o monopólio da Petrobras em áreas concebidas como concorrenciais (produção, comercialização e importação), associado ao

controle da estatal nos segmentos entendidos como monopólios naturais (transporte e distribuição), não permitia que o mercado se desenvolvesse, pois continha o ingresso de novos agentes na cadeia, barrando a concorrência e impedindo a redução dos preços do gás natural

O núcleo operacional, composto pelo MME, ANP e EPE, que formulou o documento inicial, tinha como alvo reduzir a participação da Petrobras na cadeia da indústria do gás natural. Embora esse núcleo expressasse uma visão fortemente influenciada pelas ideias neoliberais que norteavam o governo à época, é importante salientar que o documento foi submetido à consulta pública nº 20/2016 e teve a participação de diversos segmentos da sociedade interessados no tema.

Em relação ao segmento de distribuição, o documento desafia os estados federados, os órgãos regulatórios e as CDLs a buscarem a modicidade tarifária e transparência na formação de preços e tarifas, bem como o livre acesso de consumidores livres e produtores às redes de distribuição. O relatório aponta para a necessidade de aperfeiçoamento regulatório nos estados, no sentido de viabilizar a atuação de figuras como consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores, previstos na Lei do Gás (11.909/2009), mas que não encontravam respaldo nas regulações dos estados e na atuação das CDLs, que até então atuavam como distribuidoras para atender ao mercado cativo. Posteriormente, ver-se-á aqui que o estado da Bahia já vinha trilhando esse caminho, que foi fortalecido a partir de 2020 (Brasil, 2023).

A observação principal é que a falta de uniformidade regulatória nos estados gerava dúvidas, insegurança e sensação de risco, reduzindo a atratividade de agentes e, via de consequência, a competitividade da cadeia. Identificou-se, à época, que, em algumas unidades da Federação, sequer existiam agências reguladoras, algo inadmissível para o bom funcionamento, transparência, boas práticas, entre outros atributos inerentes à prática regulatória internacional. Sem agências fortes, independentes e com um corpo técnico qualificado, é impossível o cumprimento do papel regulador estatal.

Outro aspecto apontado é a crítica à participação dos Estados na composição societárias das CDLs (Brasil, 2023). O documento afirma que para enfrentar os problemas identificados e estimular o desenvolvimento do mercado nacional de gás, todos os estados da Federação deveriam buscar: a) o aperfeiçoamento das estruturas de regulação e marco regulatório; b) a adoção de boas práticas regulatórias; c) e

estrutura que leve à expansão do mercado de gás natural pela iniciativa privada ao menor custo possível.

A última recomendação não encontrou muito eco, sobretudo nos estados do Nordeste, onde os mercados ainda não se encontram tão maduros quanto os mercados centenários de São Paulo e Rio de Janeiro. A presença estatal na Bahiagás, por exemplo, tem sido decisiva para estimular a ampliação de investimentos e interiorização do gás em território estadual, demonstrando que, em determinadas situações, a presença do Estado se mostra estratégica para o desenvolvimento de algumas atividades econômicas, como no caso da Bahia.

O documento sinaliza para a necessidade de as distribuidoras adequarem suas estruturas de gestão e operacional à nova realidade, uma vez que a sinalização da Petrobras em reduzir a participação nos segmentos de transporte e distribuição iria abrir espaço para o ingresso de novos agentes com os quais as CDLs tenderiam a firmar contratos. Daí a necessidade de melhor preparar suas equipes para lidar com os eventuais riscos decorrentes dessa pluralidade de agentes, contratos e a complexidade decorrente do novo desenho.

Conforme consta no Relatório da Administração da Bahiagás (Bahia, 2022), após ampliar o número de contratos de suprimento, cada um com suas peculiaridades e prazos diversos de vigência, a companhia resolveu criar uma área responsável pela condução desses contratos, buscando justamente estabelecer uma gestão mais eficaz dos riscos contratuais e operacionais decorrentes da nova realidade.

No segmento de comercialização, o documento aponta que, embora a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) tenha instituído a concorrência no setor energético, alguns fatores impediam que isso ocorresse de fato no segmento comercial de petróleo e gás natural. A primeira questão observada é que os agentes que adquiriram o direito de produzir e importar o gás natural encontraram obstáculos para comercializar o energético produzido ou importado, quer seja pelo monopólio da Petrobras, em relação aos ativos de transporte (dutos e terminais), ou pela exclusiva propriedade das UPGNs e dutos de escoamento. Portanto, à época, todos os produtores de gás natural acabavam vendendo o produto à estatal, uma vez que ela não estava obrigada a permitir acesso às suas estruturas de transporte, escoamento e processamento.

Outro problema identificado no documento de análise do programa Gás para Crescer foi o fato da estatal indicar, através da Gaspetro, os diretores técnico e

comercial (DTC) de 20 distribuidoras. Uma das principais atribuições do DTC é negociar a contratação de suprimentos. Identificou-se a existência do *self-dealing* nos processos de contratação de suprimento de algumas distribuidoras nas quais a Gaspetro/Petrobras indicava o diretor responsável pela contratação de suprimento e, na prática, o único fornecedor era a própria Petrobras.

Outra questão relevante apontada é a formação de um oligopsônio na compra de gás no atacado:

A Petrobras, por meio das participações da Gaspetro e da BR Distribuidora, com direito a indicar os diretores comerciais em 20 (vinte) distribuidoras; a Shell, como acionista com o mesmo poder na Comgás; a Gas Natural Fenosa, como acionista da CEG, CEG Rio2 e da São Paulo Sul; a Cemig, como controladora da Gasmig; e Furnas, como compradora do único contrato de um consumidor livre em vigor no Brasil (Brasil, 2023).

Para enfrentar o problema, o documento sugere a vedação da participação de agentes que atuam no *upstream* na formação societária de distribuidoras, buscando enfrentar o que identifica como prática anticoncorrencial. De igual modo sugere a criação de uma plataforma na qual as demandas e local de entrega fossem publicizados, estabelecendo uma concorrência comercial e uma relação bilateral entre as partes. Tal iniciativa implicaria em uma maior liquidez e, à luz da experiência internacional, o estabelecimento de contratos mais flexíveis.

Embora o programa Gás para Crescer não tenha atingido plenamente seu objetivo de construir um consenso nacional em torno de uma nova legislação que pudesse dar conta do propósito de instituir o desenho de um novo mercado de gás natural, abriu caminho para a implementação dessas políticas.

O movimento lançado em meados de 2016 teve como consequência prática a publicação da Resolução do CNPE nº 10, de 14 de dezembro de 2016, que estabeleceu as diretrizes estratégicas para implementação do novo mercado de gás natural e criou o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural. Já na sua ementa, o documento estabelece que, embora o comitê tenha como objetivo propor medidas que assegurem a transição gradual e segura do setor, deveria avaliar a possibilidade de acelerar a transição para o novo mercado de gás natural.

Dentre as sete premissas elencadas no art. 1º, que nortearam as diretrizes estratégicas, destacam-se a III e a VI, que estabelecem a diversidade de agentes e a promoção da competição da oferta de gás natural, respectivamente. Essas premissas norteiam as 19 diretrizes estratégicas que irão orientar o desenho do novo mercado

de gás natural, bem como o esforço governamental empreendido para sua implantação. Inclusive, a maioria dos dispositivos presentes na resolução foram recepcionados pela Nova Lei do Gás.

O conjunto das diretrizes elencadas no artigo 2º da resolução converge para o caminho da abertura do mercado, visando promover o ingresso de novos agentes em toda a cadeia. Tais diretrizes vão desde a remoção das barreiras econômicas e regulatórias impostas às atividades de exploração e produção de gás natural à separação das atividades potencialmente concorrenciais (produção e comercialização do energético) das atividades monopolísticas (transporte e distribuição). Também sinalizam para as mudanças no setor de transporte que foram consolidadas na Nova Lei do Gás, sugerindo a implementação de um novo modelo de gestão, de contratação dos operadores e da instituição do modelo de entrada e saída.

Outro aspecto relevante incluído entre as diretrizes foi a necessidade de acesso não discriminatório de terceiros às estruturas de escoamento e processamento de gás natural.

É importante registrar o contexto político em que ocorreram esses debates, uma vez que, em 31 de agosto de 2016, após um tumultuado e contestado processo que aprovou o impeachment da presidenta Dilma Rousseff, o então vice-presidente Michel Temer assumiu a Presidência da República e governou até dezembro de 2018. As dificuldades políticas do governo federal à época não permitiram a aprovação do novo marco legal, contudo, não o impediu de avançar em pontos considerados importantes pelo programa Gás para Crescer. Através do Decreto Presidencial 9.616, de 17 de dezembro de 2018, que regulamentou a Lei 11.909/09, alterando o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, ofereceu à ANP uma possibilidade de atuação mais ofensiva no sentido da abertura do mercado.

O referido decreto, entre outras questões, inovou ao criar conceitos e estabelecer ações, entre os quais: a) o conceito de Sistema de Transporte de Gás Natural, possibilitando uma nova regulação do transporte, permitindo a tarifação por sistema ao invés de tarifação por gasoduto, conceito que possibilitou a introdução do modelo tarifário de entrada e saída; b) o acesso negociado de terceiros à infraestrutura de gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e instalações de regaseificação, remetendo para a ANP a responsabilidade de estabelecer as diretrizes para esse acesso; c) comando para que a ANP e MME negociassem com os estados da Federação a harmonização da regulação estadual,

principalmente no que tange à criação das condições para o efetivo funcionamento das atividades do consumidor livre.

4.3 PROGRAMA DE REVITALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES - REATE - E A RETOMADA DA PRODUÇÃO *ONSHORE* NA BAHIA

Em 27 de janeiro de 2017 foi criado o grupo de trabalho que teve o desafio de fazer um diagnóstico e apresentar soluções para o desenvolvimento do segmento de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás em terra. Em 12 de dezembro de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética, através da resolução CNPE nº 27, instituiu o comitê para revitalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres.

A Resolução CNPE nº 05/2020 revisou a resolução nº 27/2019 e fez incluir no artigo 3º, inciso III, como competência do Comitê Executivo, a promoção de fóruns de discussão estaduais, intitulado Mesa Reate, com o objetivo de articular o encaminhamento dos assuntos relativos aos objetivos do Reate 2020 com órgãos públicos e privados pertinentes.

Dentre os problemas elencados estava a dificuldade de cumprimento do comando legal previsto no artigo 65 da Lei nº 12.351 de 2010, que prevê:

Art. 65. O Poder Executivo estabelecerá política e medidas específicas visando ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (Brasil, 2010).

Os desinvestimentos da Petrobras, os leilões organizados pela ANP, as medidas adotadas a partir da identificação dos entraves e a distribuição de atribuições entre os atores que compunham a Mesa Reate foram fundamentais para possibilitar o êxito da retomada da produção *onshore* baiana.

Os objetivos estratégicos apresentados pelo MME foram: a) revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres no território nacional; b) estimular o desenvolvimento local e regional; e c) aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

Para alcançar tais objetivos, foram delineadas três dimensões que estavam no horizonte das ações previstas no Reate: a) Políticas Governamentais, b) Regulação e

c) Comercialização/Infraestrutura. Elas se alinham aos resultados a serem alcançados pelo MME, que constam do seu Planejamento Estratégico 2017-2021: a) aproveitamento dos recursos energéticos e minerais de forma sustentável; b) ambiente de confiança, inovação e competitividade para os setores de energia e mineração; e c) aprimoramento do planejamento e do monitoramento setorial.

Na Bahia, a estratégia dos Fóruns da Mesa Reate reuniu os *stakeholders* buscando identificar entraves, dividindo responsabilidades de tratamento de cada desafio identificado para retomar a produção *onshore* no estado. Temas como licenciamento ambiental, mercado, logística, regulação, bens e serviços e dados técnicos foram postos em debate, derivando vários desafios como: a) renovação das licenças ambientais vencidas – nesse caso específico, o Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) apresentou suas limitações, se comprometendo a agilizar a análise dos processos; b) aumento da demanda de gás natural *onshore* – caso em que a Bahiagás se comprometeu a estudar a possibilidade de atendimento a postos de combustíveis via GNC e GNL produzidos nos polos do Recôncavo Baiano, contratando consultoria para desenvolver o projeto Corredores Azuis, que tratou de analisar o potencial de uso do GNV na perspectiva de assegurar mais autonomia aos veículos ao longo das principais rodovias que cortam o estado; c) acesso dos produtores às estruturas de escoamento e transporte – desafio que já era alvo de ajustes entre a Petrobras, a TAG e a ANP, fruto de imposição do Decreto 9.616/2018 e do TCC Cade-Petrobras; d) celeridade no processo de arrendamento do Terminal de Regaseificação da Bahia (TRBA) – após uma tentativa frustrada, a Petrobras finalmente concluiu o arrendamento à *Excelerate Energy* em 28 de setembro de 2021, celebrando contrato com validade até dezembro de 2023; g) redução da assimetria entre compradores e vendedores de petróleo e gás natural – tal desafio seria enfrentado de forma mais efetiva à medida que ocorresse a consolidação do mercado concorrencial; h) manutenção, gestão e disponibilização de todo o acervo de dados de rochas das bacias sedimentares – desafio que contou com a disponibilidade do Senai Cimatec em assumir a condição de fiel depositário das amostras; i) revisão dos critérios para exigência do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGI); j) fomentar a cadeia de fornecimento de bens e serviços locais; l) desenvolver o segmento de armazenamento de gás natural – desafio que resultou na

identificação pela EPE e MME de nove áreas na Bahia com possibilidade de utilização como depósitos naturais para armazenamento de gás natural.

Embora nem todos os problemas diagnosticados e desafios apresentados tenham sido completamente resolvidos, pode-se aqui afirmar que a forma de governança e enfrentamento dialogado dos assuntos pautados na Mesa Reate propiciou um ambiente favorável ao desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural *onshore* na Bahia (Coelho, 2020). A Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás também se mostrou otimista com esse processo de desinvestimento da Petrobras no *onshore*, inclusive, afirmando a existência de um aumento significativo no número de associados (ABPIP, 2021).

O Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae, 2022), no relatório que avalia as oportunidades de negócios no segmento de produção de óleo e gás *onshore*, destaca as oportunidades que surgiram com o advento do programa de desinvestimento da Petrobras, reunindo 14 polos de produção, que incluem 128 campos de produção de petróleo e gás natural em terra nos estados brasileiros do Rio Grande do Norte, Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Santa Catarina e Paraná. O conjunto desses campos produziu, na média do ano de 2021, cerca de 86.110 barris de óleo e 3.100.000 m³/dia de gás natural.

Estudos da ANP (2023b) apontam claramente as mudanças ocorridas no segmento. O número de empresas atuando no *onshore* brasileiro cresceu 48% entre 2016 e 2023, saltando de 37 para 55 empresas atuando no setor. São 155 blocos exploratórios dos quais apenas um é explorado pela Petrobras.

4.4 O PAPEL DA BAHIAGÁS E A UTILIZAÇÃO DE CHAMADAS PÚBLICAS PARA AQUISIÇÃO DE SUPRIMENTO NA BAHIA

Em 13 de dezembro de 1989 entrou em vigor a Lei Estadual número 5.555/89, que autoriza o Poder Executivo da Bahia a criar a Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás. Vinculada à então Secretaria Estadual de Minas e Energia, a lei atribuiu competência à futura empresa para:

[...] promover a produção, aquisição, armazenamento, transporte, transmissão, distribuição e comercialização de gás combustível e de subprodutos e derivados, observando-se a legislação federal pertinente e de acordo com a evolução tecnológica, o desenvolvimento econômico e as

necessidades sociais, integrando-se com as demais fontes de energia (Bahia, 1989).

Embora criada em 1989, a Bahiagás somente entrou em operação no ano de 1994, passando a fornecer 1,012 milhão de metros cúbicos por dia aos 12 clientes até então atendidos pela Petrobras, que contava apenas com 53 quilômetros de dutos. Isso correspondia basicamente ao atendimento ao Polo Petroquímico de Camaçari.

A estrutura existente era operada diretamente pela Petrobras, que passou a ser sócia da Bahiagás através da sua subsidiária Gaspetro, que tinha igual participação em outras 17 CDLs, cuja composição societária, geralmente, abrigava mais um sócio privado.

Após 10 anos de operação, em 2003 a empresa alcançou um volume médio de gás natural comercializado de 3.817 milhões de m³ por dia. Isso foi possível em razão da diversidade no fornecimento ao setor industrial, além da diversificação do uso em geral – combustível, cogeração, matéria-prima, petroquímica, redutor siderúrgico, usinas térmicas, automotivo, comercial e residencial (Bahiagás, 2022).

A estatal baiana foi pioneira ao assinar, no ano de 2007, o primeiro contrato de suprimento com produtor independente (Consórcio ERG). Embora com um volume simbólico, esse contrato representou a possibilidade de mirar novos horizontes no sentido da diversificação do portfólio. A empresa persistiu na busca da diversificação, inovando ao ser a primeira CDL do país a realizar, no ano de 2017, o instrumento de chamada pública para selecionar propostas de fornecedores a serem contratados.

Segundo o Relatório da Administração da Bahiagás (Bahia, 2022), naquele ano a empresa ampliou a sua diversificação, chegando a adquirir 90% de todo suprimento de gás natural contratado de vários fornecedores, sendo apenas 10% adquirido do fornecedor tradicional. Além desse processo de diversificação em curso, a companhia operou três contratos com consumidores livres, cujo volume total movimentado foi quase igual ao volume distribuído no mercado cativo.

A Bahiagás, atualmente, executa a construção do maior gasoduto de distribuição do país, o Projeto Gás Sudoeste, para atender ao mercado situado na referida região do estado, especialmente o segmento de mineração nos municípios de Maracás e Brumado.

A Bahia foi pioneira e inovadora ao inaugurar a prática de chamadas públicas para contratação de fornecedores, além de ser o primeiro estado brasileiro onde uma CDL contrata com produtor independente. Conforme demonstrado no quadro 1, é

evidente o esforço da Companhia de Gás da Bahia no sentido de diversificar os agentes fornecedores de gás natural.

Quadro 1 - Chamadas Públicas de Supridores da Bahiagás

	2017	2018-2019	2020	2021	2022
Formato/Participação	Própria	Coordenada CDLs do NE	Própria	Coordenada c/ Algás e Pbgás	Própria
Ofertantes	7	4	7	9	4
Contrato celebrado	1 (Alvopetro)	1 (Petrobras)	1 (Petrobras)	4 (Equinor, Galp, Petrobras e Shell)	1 (Equinor)
Volume firme (mil m³/dia)	150	3.750	3.240	2.540	200

Fonte: Companhia de Gás da Bahia (2023).

Em 2017 a Bahiagás realizou a primeira chamada pública que contou com sete participantes e resultou na contratação da Alvopetro, que passou a fornecer 150 mil metros cúbicos por dia. Entre 2018 e 2019, pela primeira vez na história, foi realizada uma chamada coordenada com participação simultânea de todas as CDLs da região Nordeste do Brasil. Foram quatro ofertantes, sendo que a Petrobras foi a única a contratar 3.750.000 de metros cúbicos por dia. Em 2020 a Bahiagás voltou a realizar uma chamada pública, que contou com sete participantes e resultou na contratação da Petrobras para fornecer 3.240.000 de metros cúbicos por dia.

No entanto, somente nas chamadas públicas realizadas em 2021 e 2022 é que, de fato, ocorreram mudanças significativas. Em 2021 foi realizada uma chamada coordenada juntamente com a Gás de Alagoas S.A. (Algás) e a Companhia Paraibana de Gás (PBGás), que contou com a participação de nove agentes interessados, resultando na contratação da Petrobras e de três novos agentes (Equinor, Galp e Shell), somando 2.540.000 de metros cúbicos por dia. Em 2022, através de uma chamada própria, participaram quatro agentes, resultando em novo contrato com a Equinor para fornecer 200.000 metros cúbicos por dia.

O quadro 2 demonstra a diversidade dos agentes que passaram a compor o portfólio de supridores que fornecem gás natural à Bahiagás. São doze contratos registrados na ANP com variados prazos de vigência que vão de 2023 a 2033, com igual variação de volumes contratados e regras contratuais que englobam contratos firmes, flexíveis e redução de penalidades.

Quadro 2 - Contratos de Suprimentos

CONTRATOS	SUPRIDORES
L.P. 2018.00173.01.01.01-00	Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural
L.P. 2021.00.223.01.07.01-00	Eagle Exploração e Produção de Petróleo e Gás LTDA
C.P. 2021.00.250.01.01.01-00	Equinor Energy do Brasil LTDA
L.P. 2021.00.253.05.01.01-00	Shell Energy do Brasil Gás LTDA
L.P. 2021.00.254.01.01.01-00	Petrorrecôncavo S.A.; SPA Miranga S.A. e Potiguar E&P S.A.
L.P. 2021.00.258.01.01.01-00	Petróleo Brasileiro S.A
L.P. 2021.00.266.01.01.01-00	Origem Energia Alagoas S.A.
L.P. 2021.00.271.05.01.01-00	Galp Energia Brasil S.A.
L.P. 2022.00.286.01.01.01-00	3 R Candeias S.A. e 3R Rio Ventura S.A.
L.P. 2022.00.287.03.01.01-00	Petrorrecôncavo S.A.; SPA Miranga S.A. e Potiguar E&P S.A.
L.P. 2022.00.351.05.01.01-00	Equinor Energy do Brasil LTDA
C.P. 2022.00.326.03.01.01-00	3 R Candeias S.A. e 3R Rio Ventura S.A.

Fonte: ANP (2020).

O texto do Relatório da Administração da Bahiagás (Bahia, 2022) dimensiona a consolidação da diversificação de fornecedores e a importância da produção *onshore* para o desempenho:

Finalizamos o ano de 2022 com 13 contratos em diversas modalidades de fornecimento de gás (Firme, Interruptível e Put) e 10 Suprimentos (Offshore: Shell, Equinor, Galp; Onshore: PetroReconcavo, Origem Alagoas, Origem Tucano, Alvopetro, Consórcio ERG e CDGN; Diversas Origens: Petrobras). Diante desse novo cenário de suprimento e das mudanças relativas ao processo de abertura de mercado de gás, a área responsável pelo suprimento de gás foi reestruturada, a fim de aumentar o foco na garantia da oferta de gás natural com competitividade.

Esse fato exigiu que a Companhia criasse uma área de gestão responsável por gerenciar o portfólio, aproveitando as oportunidades e reduzindo os riscos contratuais. A alta gestão da Bahiagás tem demonstrado otimismo com os resultados da diversificação de portfólio de fornecedores e a retomada da produção de petróleo e gás *onshore*. A previsão é de que a combinação desses dois fatores crie condições favoráveis ao desenvolvimento do estado, tornando o preço da molécula mais competitivo e gerando novos negócios e empregos na cadeia de produção de óleo e gás (Bahiagás, 2021).

4.5 A INSTITUIÇÃO DO SERVIÇO DE MOVIMENTAÇÃO DE GÁS NATURAL E CRIAÇÃO DA FIGURA DO CONSUMIDOR LIVRE NO ESTADO DA BAHIA

A Resolução nº 23, de 16 de abril de 2020, autorizou a instituição e regulamentou a modalidade de Serviço de Movimentação de Gás Canalizado (SMGC), criando as condições para instituição do mercado livre no estado da Bahia. Um ano depois o texto foi aperfeiçoado pela Resolução Agerba nº 14, de 28 de abril 2021, que revogou completamente a resolução anterior.

O artigo 1º, §2º, elenca e define uma série de agentes, conceitos técnicos e operacionais utilizados no decorrer do texto para prestar maior clareza de como funcionaria o novo serviço. Termos como mercado livre, mercado cativo ou regulado, consumidor cativo, consumidor livre, consumidor parcialmente livre, custo evitado, autoprodutor, autoimportador e usuário livre são inovações implementadas para tornar viável a abertura do mercado e a liberdade do consumidor e usuário livre em escolher seus supridores.

A entrada em vigor dessa resolução e as subsequentes Resoluções da Agerba de nº 05, de 21 de janeiro de 2021, que aprovou o modelo de contrato, e a de nº 17, de 19 de abril de 2022, que aprovou a Tarifa de Movimentação de Gás Natural (TMov) para os serviços locais de movimentação no segmento fertilizante, permitiu que o estado da Bahia firmasse o seu primeiro contrato com consumidor livre. O Grupo Unigel, que venceu o processo licitatório para arrendamento da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (Fafen-BA), contratou diretamente com fornecedores um gás a preço competitivo, viabilizando a operação da fábrica que se encontrava desativada há dois anos, passando a demandar à Bahiagás o serviço de movimentação recém-criado.

A Agerba aprovou mais uma resolução autorizando uma tarifa específica para atender ao segmento industrial de refinarias, possibilitando o atendimento à Refinaria Landolfo Alves (RLAM) e à Termobahia, arrematadas pelo Grupo Acelem através de contratos na modalidade SMGC.

A Resolução 14/2021 trouxe poucas alterações na resolução anterior (23/2020). Uma das mais significativas é a criação de uma nova figura, o consumidor parcialmente livre, conforme inciso XIX do art. 1º:

XIX - Consumidor parcialmente livre: consumidor livre que exerce a opção de contratar parte das necessidades de gás com a distribuidora local, nas mesmas condições reguladas aplicáveis a consumidores cativos, incluindo tarifas e prazos e outra parte de gás de qualquer agente Produtor, Importador ou Comercializador do mercado livre (Bahia, 2021).

Essa alteração permitiu que consumidores livres pudessem contratar parte do gás necessário à sua operação na modalidade de contrato de distribuição, com as mesmas regras aplicadas ao consumidor cativo. De igual modo, o consumidor cativo que decidisse migrar para o mercado livre poderia negociar a permanência parcial no cativo. A resolução colocou como condições a disponibilidade de gás por parte da distribuidora e a não oneração dos consumidores cativos.

A regulação cria o gênero usuário livre, que comporta as espécies consumidor livre, autoprodutor e autoimportador. Assim, possibilita que o agente construa a estrutura necessária para operação, desde que negociado com a CDL, passando a operação para ela, mediante indenização do investimento previamente aprovado pela distribuidora. O §1º do art. 1º estabelece a exclusividade da CDL em sua área de concessão para prestar os SMGC, portanto, mesmo que o autoprodutor ou autoimportador venha a construir os dutos, esses equipamentos somente poderão ser operados pela CDL.

O artigo 2º estabelece algumas condições para que o usuário/consumidor possa contratar pela modalidade SMGC, entre elas: i) a consumação mínima mensal de 300 mil m³ por unidade operacional, sem restrição de consumação diária; ii) a regularidade junto à ANP, em caso de autoprodutor ou autoimportador; iii) o cumprimento das regras estabelecidas na resolução, e, optando por essa modalidade, assinar o contrato de SMGC com a CDL.

O artigo 15 da resolução estabelece as regras e condições para que o usuário livre possa migrar para o mercado cativo. A preocupação central da agência foi a de não prejudicar os consumidores que, por razões técnicas ou limitação normativa, decidiram permanecer no mercado cativo, pois a eles não poderiam ser imputados os riscos típicos do mercado livre.

O documento também regula aspectos operacionais como balanço energético, ponto de entrega, ponto de recepção, perdas de gás e outros que não guardam relação com o objeto desta pesquisa.

4.6 O TERMO DE CESSAÇÃO DE CONDUTA ENTRE O CADE E A PETROBRAS

Através do TCC, a Petrobras acabou assumindo vários compromissos, dentre os quais destaca-se a alienação das suas participações societárias nas três empresas de transporte por dutos: a Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG).

Outro compromisso assumido foi alienar a sua participação acionária indireta em companhias distribuidoras, seja alienando suas ações na própria Gaspetro, seja buscando a alienação da participação da subsidiária nas companhias, respeitados os termos dos respectivos acordos de acionistas.

Importante salientar que na Bahia e em outros estados do Nordeste o poder concedente optou por exercer o direito de preferência, pois entendeu que as ações estavam subvalorizadas e poderiam causar um prejuízo ao poder público.

Os compromissos acima dialogam com o processo de desverticalização da cadeia da indústria de produção de gás natural, à medida que afasta completamente a possibilidade de participação simultânea da estatal nos serviços de transporte e distribuição. Com o advento da Lei 11.909/2009, as empresas concessionárias da operação dos dutos de transporte estão restritas à atividade na cadeia, podendo apenas atuar cumulativamente no segmento de estocagem de gás, desde que mantenha a contabilidade separada.

A Petrobras também se comprometeu a permitir o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás natural, às unidades de processamento de gás natural – UPGNs e a arrendar o Terminal de Regaseificação da Bahia, certame vencido pela *Excelerate Energy* em 28 de setembro de 2021, cuja validade do contrato é dezembro de 2023. Esse compromisso tem como objetivo permitir a abertura do mercado baiano para o ingresso de GNL importado, buscando agregar competitividade ao mesmo.

As medidas adotadas buscaram propiciar o processo de desverticalização da cadeia do gás natural, que, até então, tinha participação ativa e decisiva da Petrobras em todas as suas etapas. Além de concluir o processo de arrendamento do TRBA, a estatal concluiu a alienação da sua participação na TAG e NTS. De igual modo,

concluiu o processo de alienação das ações da Gaspetro nas companhias, deixando de participar do segmento de distribuição.

A Petrobras fez um balanço positivo do cumprimento dos compromissos firmados junto ao Cade através do TCC, que teve alguns impactos diretos no negócio do gás natural na Bahia, como: a) o serviço de transporte passou a ser prestado pela empresa francesa Engie, que logrou êxito na licitação sobre o direito de operação da linha de transporte da TAG; b) o TRBA passou a ser operado pela *Excelerate Energy*; c) com o desinvestimento nas distribuidoras, a Petrobras/Gaspetro deixaram de ter direito à indicação do diretor técnico e comercial da Bahiagás; d) com a assinatura de contratos de compartilhamento de estrutura de escoamento e processamento (e/ou contratos de *swap*, como é o caso do Polo Catu, , assinados em 31 de dezembro de 2021 com a PetroReconcavo, relativos ao gás oriundo dos Polos Remanso e Miranga, e com a Origem, em 1º de janeiro de 2022, relativo ao gás proveniente do Polo Tucano Sul), foi fortalecida a produção do *onshore* baiano (Petrobras, 2023).

Registre-se também a formalização de outros contratos de *swap* na mesma modalidade, objetivando antecipar as condições de atuação dessas empresas nesta modalidade até a conclusão dos processos de compartilhamento da infraestrutura de escoamento e processamento. São os casos do Polo Bacia de Santos (UTGCAB) - com contratos celebrados com Shell, Petrogal e Repsol em 23 de dezembro de 2021, relativos ao gás do pré-sal da Bacia de Santos – e o Polo Bacia de Campos (UTGCAB) – com contrato celebrado com a Equinor em 31 de dezembro de 2021, para o gás oriundo de Roncador, na Bacia de Campos.

A estatal esclarece que:

Os contratos de *swap* têm caráter transitório e promovem a antecipação do acesso às infraestruturas necessárias, dado que a Petrobras processa o gás produzido que, após esta etapa, é readquirido pelas empresas, permitindo que as próprias possam acessar diretamente o transporte e o mercado de gás natural a partir de 01/01/2022 (Petrobras, 2023).

É válido registrar que os supramencionados contratos de *swap* contribuíram para que PetroReconcavo, Shell e Origem pudessem contratar fornecimento de gás natural com a Bahiagás. Desse modo, elas passaram a fazer parte do rol de supridores do portfólio da companhia baiana.

4.7 CARACTERÍSTICAS, INFRAESTRUTURA E OUTROS ASPECTOS RELEVANTES

A Bahia possui uma história de pioneirismo na descoberta e na exploração comercial de petróleo e gás natural no país. A formação geológica do estado possui características peculiares, tanto no que se refere a reservatórios *offshore* e *onshore* quanto na produção de gás associado e não associado ao petróleo.

Em dezembro de 2018, a Federação das Indústrias do Estado da Bahia (Fieb) publicou no formato de relatório técnico um documento intitulado “Indústria de Petróleo e Gás da Bahia: Características, Perspectivas e Desafios”. O documento resgata aspectos históricos da indústria do petróleo e gás no estado, além de um diagnóstico da situação à época, apresentando algumas questões que apareceram na Mesa Reate 2020.

Dentre os desafios são elencados:

- a) Capacidade de comercialização da produção de óleo e gás de produtores independentes;
- b) Questões ambientais;
- c) Desenvolvimento de fornecedores;
- d) Acesso aos dados disponíveis dos campos maduros;
- e) Desenvolvimento do mercado de gás natural na Bahia.

O estado da Bahia possui grande diversidade geológica. Característica que, de igual modo, representa uma grande diversidade de riquezas naturais, que vão desde os recursos minerais no Sudoeste e na Chapada Diamantina à presença de petróleo e gás natural *onshore*, nas bacias localizadas no Recôncavo e na Ilha de Itaparica, e *offshore*, no campo de Manati, na região do Baixo Sul, Baía de Camamu.

Embora as reservas no estado tenham perdido importância em razão de outras bem mais volumosas, como a Bacia de Campos, na década de 1980, e as do pré-sal, por volta de 2007, existe uma vantagem fundamental que é o profundo conhecimento geológico e do potencial de exploração econômica dessas reservas. Outro benefício é o relativo baixo custo de produção, principalmente da produção em terra, que tem um grande significado para a movimentação da economia local.

Um aspecto importante a ser considerado na análise das ações perpetradas pelos *stakeholders* foi o papel dos órgãos estatais baianos e da companhia

distribuidora local no sentido de desenvolver o mercado de gás natural da Bahia. O Governo do Estado, na condição de acionista majoritário, desafiou a companhia a desenvolver projetos inovadores que implicasse em modernização, diversificação e interiorização do uso do gás natural. O novo portfólio da Bahiagás conta com 12 contratos de suprimento disponíveis, cujas informações estão disponíveis no site da ANP (2020).

A partir do ano de 2010, o estado passou a contar com o gasoduto de transporte que liga parte da produção do Sudeste à malha do Nordeste. O Gasoduto de Integração Sudeste-Nordeste (Gasene), cujo trecho que liga Caçimbas, Espírito Santo (ES) a Catu (BA), com 954 km de extensão, possibilitou que o processo de interiorização ocorresse de forma célere. Destaque-se a capacidade técnica e agilidade da companhia, que ligou o primeiro cliente no município de Itabuna (um posto de combustível) no mesmo dia da inauguração da Estação de Transferência de Custódia (ETC).

O Gasene possibilitou à Bahiagás fornecer gás natural nas regiões Sul e Extremo Sul, incorporando à sua carteira de clientes as indústrias de celulose Suzano e Veracel, localizadas nos municípios de Mucurí e Eunápolis, respectivamente. De igual modo, passou a atender às indústrias alimentícias e têxtil no município de Itabuna e à indústria de alimentos em Ilhéus. Esta ação também possibilitou a concepção do projeto Gás Sudoeste, que se encontra em execução e tem como foco atender ao segmento de mineração localizado nos municípios de Maracás e Brumado.

O gasoduto terá extensão de 306 km, percorrendo 12 municípios, e deverá gerar impacto direto em 15 municípios da Bahia, com investimento inicial de R\$ 435 milhões. Esse movimento de interiorização é o mais significativo por duas razões: pelo tamanho do empreendimento e por alcançar territórios mais distantes do litoral baiano.

A Bahia possui uma relevante infraestrutura que a coloca numa posição de *hub* de gás. Além da produção *offshore* proveniente do Campo de Manati, situado no litoral do município de Camamu, o estado possui uma das mais expressivas produções *onshore*, especialmente na região do Recôncavo.

Além da produção local, o estado possui um mercado que reflete no posicionamento da sua companhia distribuidora (terceira colocada no ranking nacional em volume distribuído), sendo superada apenas pelas centenárias distribuidoras do Rio de Janeiro e São Paulo.

A Bahia conta com a malha de dutos da TAG, que se tornou mais robusta a partir da inauguração do Gasene, em 2010, possibilitando o suprimento de gás natural produzido na região Sudeste para atender às demandas dos nordestinos. O estado conta também com a presença do Terminal de Regaseificação do Estado da Bahia (TRBA), permitindo a importação do energético na forma de gás natural liquefeito (GNL).

Outrossim, conta com a presença de grandes consumidores, seja na modalidade de contrato de distribuição ou de movimentação do gás adquirido pelos consumidores livres. A importância da indústria química e petroquímica no Polo de Camaçari e das indústrias que utilizam o gás como matéria prima revela a força do mercado na Região Metropolitana de Salvador (RMS). A Brasken, líder no ramo petroquímico; o Grupo Unigel, que, além de atuar nas suas unidades operacionais tradicionais, opera a Fafen, arrendada à Petrobras; juntamente com o grupo Acelen, hoje no comando da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e da Termobahia; demonstram a robustez desse mercado na RMS. As indústrias de celulose no interior, o beneficiamento do cacau no Extremo Sul e a indústria têxtil no Sul revelam as possibilidades de expansão industrial, além do mercado comercial, residencial e veicular igualmente fortalecidos.

Além da força representada pelos segmentos da indústria química, petroquímica, fertilizantes e térmica na região metropolitana, dos seguimentos de celulose, têxtil e de alimentos no Sul e Extremo Sul, através do projeto Gás Sudoeste, a Bahiagás busca atender a outros grandes clientes no segmento mineração. Empresas como Vanádio Maracás, Xilolite, Ibar e Magnesita deverão substituir outras fontes de energia mais poluentes, como o óleo combustível, pelo gás natural, consolidando o processo de interiorização.

4.8 MUDANÇAS RECENTES NA POLÍTICA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Em 17 de maio de 2023, o Conselho Nacional de Política Energética publicou a Resolução nº 01/2023, cuja ementa “institui o Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar para elaboração de estudos visando à promoção do melhor aproveitamento do gás natural produzido no Brasil.”

O grupo de trabalho tem como objetivos formular propostas visando:

- a) O aumento da oferta de gás natural da União no mercado doméstico;
- b) Reduzir os volumes reinjetados, melhorando o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional;
- c) Aumentar a disponibilidade para a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, petroquímica e outros setores produtivos, reduzindo a dependência externa de insumos estratégicos;
- d) Integração do gás natural à estratégia de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam soluções de baixo carbono como a produção de biogás/biometano e hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e captura de carbono.

O grupo, composto por nove ministérios, além do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), ANP, EPE e Pré-Sal Petróleo S.A., já nasce com a indicação de estudar algumas medidas visando o cumprimento dos objetivos:

- a) Implementação da permuta (*swap*) do óleo da União por gás natural, para atendimento dos objetivos do programa;
- b) Desenvolvimento de política de precificação de longo prazo do gás natural da União que leve em consideração os preços da molécula e dos produtos e energia obtidos a partir do gás natural;
- c) Implementação do reconhecimento como custo em óleo, pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA); do acesso, da construção, da operação e manutenção de estruturas de escoamento e processamento do gás natural dos contratos de partilha de produção, como medida de incentivo ao aumento da oferta no mercado nacional;
- d) outras medidas de incentivo à construção da infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás natural.

Observa-se que os desafios indicados pelo CNPE ao recém-criado grupo de trabalho propõem o enfrentamento das lacunas apresentadas pela autora Magda Chambriard, quando se insurge contra os altos níveis de reinjeção e pela insuficiência de investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento e transporte. Por outro lado, a medida reconhece o papel do gás natural como instrumento estratégico para a transição energética e sua sinergia com o biogás e o hidrogênio verde, conforme foi sugerido neste trabalho como parte da estratégia de construção de um plano nacional de transição energética.

Por outro lado, a direção da Petrobras se movimenta no sentido de rever os termos do TCC, buscando assegurar a continuidade da participação da estatal na gestão da TGB e a revisão das metas de desinvestimento nas refinarias. Portanto, será necessário continuar acompanhando a evolução desse processo para verificar as mudanças de rumo e os efeitos no mercado de gás natural.

5 ANÁLISE E DISCUSSÕES

Importante reconhecer que o presente trabalho se utilizou de uma análise interdisciplinar, lançando mão de uma abordagem histórica da legislação pertinente e buscando analisar a implementação de políticas públicas e a aplicação de normas jurídicas no âmbito de atividade econômica da indústria do gás natural, estratégica para o desenvolvimento econômico nacional e baiano.

Identificou-se uma forte influência neoliberal, construindo consensos em torno das mudanças até então implementadas na indústria do gás natural. Os defensores desse movimento apostam na ampliação da competição nos setores de produção, comercialização, importação e exportação, através do ingresso de novos agentes, bem como na necessidade de desestatização dos monopólios de transporte e distribuição.

A Nova Lei do Gás foi fruto de um grande debate nacional do qual participaram vários agentes de diversos segmentos que atuam na complexa cadeia, como representantes de produtores independentes, grandes clientes, indústria petroquímica, indústria de vidros, setor de transporte e distribuição. O Estado mediou esse debate entre as partes interessadas e construiu, junto com o Poder Legislativo, o texto aprovado, sancionado e publicado, observado o consenso possível.

A construção desse consenso somente não prosperou em relação à desestatização das companhias distribuidoras, pois, embora tenha induzido e incentivado os estados a privatizarem a sua participação, o governo federal não encontrou eco, esbarrando na resistência dos governos estaduais, especialmente do Nordeste, que se ampararam na competência constitucional dos estados e do DF para organizar os serviços de distribuição, conforme art. 225 da Constituição Federal.

Os dados e informações cotejados ao longo do desenvolvimento do trabalho conduzem a algumas constatações:

- a) Que está em curso um processo de abertura do mercado de gás no Brasil e na Bahia;
- b) Que esse processo é fruto de uma mudança de concepção sobre a atuação estatal na economia que ocorreu a partir da década de 1990;

- c) Que foi realizada, a partir de 1995, uma série de mudanças no ordenamento jurídico, inclusive na ordem constitucional, objetivando permitir o desenho de um ambiente competitivo na indústria do petróleo e gás natural;
- d) De igual forma, foram elaboradas políticas públicas e adotadas medidas administrativas na consecução de alcançar os objetivos de abertura do mercado de gás natural;
- e) Entre 2020 e 2022, no estado da Bahia, ocorreu uma rápida mudança que possibilitou a diversificação de agentes, a ampliação significativa do número de fornecedores de gás natural à companhia distribuidora local e o surgimento da figura do consumidor livre.

Por uma questão didática, esta pesquisa dividiu os eventos que contribuíram para a presente análise em algumas categorias. São elas: eventos remotos e eventos atuais. Serão considerados eventos remotos aqueles que ocorreram em tempos pretéritos, mas que sem a ocorrência deles ou de outro semelhante não seria possível o desenvolvimento do fenômeno na forma e condição que ocorreu. Por outro lado, serão considerados eventos atuais aqueles ocorridos recentemente e que tiveram relação com o fenômeno.

Outra categoria aqui adotada diz respeito à natureza do evento, considerando se tratar de ato normativo ou ato administrativo. Sendo considerado ato normativo todo e qualquer regramento, incluso emendas constitucionais, leis, resoluções, decretos e portarias. Ato administrativo são os atos de natureza não normativa, a exemplo de processos administrativos, licitatórios, emissão de licenças, entre outros.

A última categoria a ser considerada é relativa aos efeitos do ato sobre o fenômeno. Dividir-se-á em duas categorias compostas por efeitos diretos ou indiretos. Efeitos diretos se referem a atos normativos ou administrativos que influenciaram diretamente o objeto (mercado de gás natural da Bahia), e os indiretos a aqueles que, mesmo não endereçados diretamente ao objeto, de algum modo incidiram sobre ele, contribuindo para a ocorrência do fenômeno (abertura do mercado baiano).

Pode-se aqui considerar a EC nº 09/1995 e a Lei Federal 9.478/1997, além dos decretos e resoluções delas decorrentes, como eventos remotos que, embora não

tenham atuado diretamente sobre o objeto, de alguma forma contribuíram decisivamente para a construção do ambiente no qual o fenômeno aconteceu.

A título de exemplo, pode-se considerar o TCC Cade-Petrobras como um evento atual, na forma de ato administrativo, que, mesmo não tendo sido endereçado diretamente ao objeto, causou efeitos indiretos que contribuíram para o acontecimento do fenômeno. A Resolução Agerba nº 14/2021 pode ser caracterizada como um evento atual, de natureza normativa e de efeito direto, pois teve o propósito específico de contribuir para a abertura do mercado baiano. Por sua vez, as chamadas públicas realizadas pela CDL podem ser caracterizadas como evento atual, de natureza administrativa e efeito direto sob o objeto.

Identificou-se que a vigência da EC 09/95 e da Lei do Petróleo (9.478/97) implicaram a quebra do monopólio caracterizado pela exclusividade da Petrobras na exploração de algumas atividades atinentes à indústria do petróleo e gás natural. Por sua vez, a Emenda Constitucional nº 06/95 revogou o artigo 171 da Constituição, que definia “empresas brasileiras” e “empresas brasileiras de capital nacional”. Tal dispositivo oferecia tratamento diferenciado às empresas brasileiras de capital nacional em relação às empresas internacionais ou empresas brasileiras com presença de capital internacional. A emenda também alterou o §1º do artigo 176 que reservava aos brasileiros ou empresa brasileira de capital nacional a autorização ou concessão da União para explorar a pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica. Portanto, além da retirada da exclusividade da Petrobras, propiciada pela EC 09/95 e da Lei do Petróleo, a EC 06/95 possibilitou que empresas estrangeiras pudessem atuar no setor, desde que criassem filiais no país, constituídas sob as leis brasileiras.

Esses eventos remotos, qualificados como atos normativos, materializaram, de forma indireta, o primeiro movimento *sine qua non* para que o fenômeno estudado ocorresse. Sem a referida mudança legislativa, certamente não haveria outros agentes atuando no *upstream* da cadeia de petróleo e gás natural. Portanto, não se poderia falar em abertura de mercado ou diversificação de fornecedores. O que reforça esse argumento é que, mesmo sendo realizadas diversas vezes pela Bahiagás, as chamadas públicas somente alcançaram efeito prático em 2021.

Analisando o conteúdo das Resoluções 23/2020 e 14/2021 da Agerba, pode-se afirmar que o órgão foi além do enunciado na ementa:

Autoriza a instituição e regulamenta a modalidade de serviço de Distribuição de Gás intitulada Serviço de Movimentação de Gás Canalizado (SMGC), assim como estabelece as condições gerais da sua prestação no Estado da Bahia (Bahia, 2020).

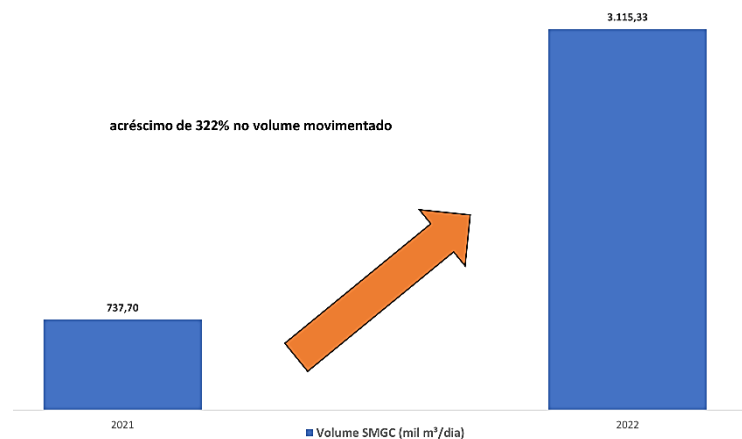
A ementa anuncia a instituição e regulamentação dos serviços de distribuição de gás canalizado na modalidade de serviço de movimentação, mas vai além à medida que cria as figuras do consumidor livre e outros agentes, regulamentando, na prática, o funcionamento do mercado livre no estado.

O artigo 4º deixa clara a liberdade que o consumidor e usuários livres passam a ter para escolher o fornecedor do gás natural a ser adquirido:

Art. 4º- O gás a ser consumido pelos Consumidores Livres poderá ser fornecido por agentes Produtores, Autoprodutores, Importadores, Autoimportadores e Comercializadores ou, excepcionalmente, pela Concessionária, desde que haja a disponibilidade e que não onere o Mercado Cativo (Bahia, 2020).

As regras contidas na Resolução Agerba 14/2021, juntamente com a aprovação do modelo de contrato e da tarifa a ser praticada, contribuíram para viabilizar a operação da Fafen, arrendada pelo Grupo Unigel, que foi o primeiro consumidor livre a contratar os serviços de movimentação com a Bahiagás.

Figura 5 - Chamada Pública e Portfólio Bahiagás



Fonte: Companhia de Gás da Bahia (2023).

Em seguida, a Bahiagás firmou contratos dessa modalidade para movimentar gás adquirido para utilização na Termobahia e na RLAM. Para compreender a importância desses contratos, basta comparar o volume movimentado por dia com o volume distribuído também diariamente pela Bahiagás. Fafen, RLAM e Termobahia movimentam em torno de 3.700.000 m³/dia e a Bahiagás distribuiu em torno de 3.800.000 m³/dia para o mercado cativo.

A Figura 5 representa o grande salto no volume movimentado pela Bahiagás do início da operação em 2021 para o ano subsequente.

O conceito implementado na Bahia via resolução encontrou respaldo na Lei do Gás que, além de criar as figuras do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador através do artigo 46 e parágrafos, previu inclusive a possibilidade desses três agentes construírem as instalações para a movimentação do seu gás natural, caso a distribuidora local não tivesse condições de fazê-lo. Esse conceito, que foi recepcionado *ipsis litteris* pela Nova Lei do Gás (art. 29), é o mesmo que a Agerba utilizou para implantar os Serviços de Movimentação de Gás Natural Canalizado na Bahia.

Ao longo da pesquisa, identifica-se que outros dois eventos foram decisivos para que a Bahiagás pudesse alcançar a atual diversidade de agentes que fornecem o gás natural para atender a clientela cativa da companhia: o Reate e o TCC Cade-Petrobras.

Não foi apenas o ambiente das ideias neoliberais e as decorrentes pressões para abertura do mercado que nortearam os desinvestimentos realizados pela Petrobras. Outro elemento a ser considerado foram os elevados custos de produção que dificultou a sua permanência em algumas operações, a exemplo dos campos maduros e marginais localizados no Recôncavo Baiano e a perspectiva de concentrar os esforços da companhia nas operações dos campos do pré-sal.

O Reate certamente contribuiu para viabilizar a atuação das pequenas e médias empresas no *onshore* baiano, mas esse processo de desinvestimento já estava em curso. Outra ação administrativa fundamental para o sucesso foi a ágil política de leilões realizados pela ANP e dedicação dos *stakeholders* da cadeia, especialmente a Fieb, Senai/Cimatec, ABPIP e Bahiagás, que encontraram o respaldo no Governo do Estado da Bahia (com destaque para a Secretarias de Infraestrutura, Secretaria de Desenvolvimento Econômico e Secretaria de Meio Ambiente) para aperfeiçoar o ambiente institucional com vista à redução dos custos de produção.

Dos 12 contratos de suprimento firmados pela Bahiagás, em sete deles a contratada fornece a molécula produzida em poços *onshore* das bacias do Recôncavo, Tucano e Rio Ventura.

Observa-se através da Figura 7 que até 2019 não existia qualquer contribuição significativa de suprimento do *onshore* baiano no portfólio da Bahiagás. Esse número surgiu com força em 2020, alcançando 10%; em 2021 cresceu mais 1%; e em 2022 já representava 36% de todo gás distribuído/movimentado pela companhia. Inegável a importância da retomada da produção em terra para a economia do estado.

Dentre as políticas públicas denominadas como atos administrativos destacam-se: i) O TCC Cade-Petrobras; ii) a Mesa Reate; iii) as chamadas públicas para contratação de suprimento realizadas pela Bahiagás; iv) o programa Gás para Crescer.

Dentre os atos normativos mais significativos destacam-se: i) a Emenda Constitucional número 09/1995; ii) a Lei do Petróleo (9.478/1997); iii) a Lei do Gás (11.909/2009); iv) as Resoluções do CNPE nº 10, de 14 de dezembro de 2016, nº 27/2019 e a nº 05/2020; v) o Decreto Presidencial 9.616, de 17 de dezembro de 2018; vi) as Resoluções Agerba nº 23, de 16 de abril de 2020, e nº 14, de 28 de abril de 2021.

Outrossim, é de bom alvitre também destacar que a Nova Lei do Gás consolidou todos os conceitos que foram sendo forjados ao longo do tempo através da antiga Lei do Gás, decretos e resoluções provenientes de políticas públicas e programas como o Gás para Crescer e o Novo Mercado de Gás Natural. Embora ela não tenha contribuído diretamente para o processo de abertura de mercado, objeto do presente estudo, ela se apresenta como instrumento fundamental para conferir estabilidade e segurança jurídica necessárias para a consolidação e aperfeiçoamento desse mercado.

O TCC Cade-Petrobras teve papel decisivo no processo de abertura do mercado brasileiro. Foram dois processos, sendo um deles voltado exclusivamente para adoção de medidas de abertura e concorrência na indústria do gás natural.

Além da diversificação de fornecedores, identificou-se aqui outro avanço importante, uma vez que, com a adoção do mercado livre em 2021, a companhia passou a movimentar 737,70 mil metros cúbicos por dia, saltando para 3.115.000 metros cúbicos por dia no ano de 2022. A soma do volume distribuído ao mercado cativo (3.766.236 metros cúbicos por dia) com os 3.115.000 metros cúbicos

movimentados por dia para atender ao mercado livre, no ano de 2022, demonstra que a companhia baiana quase dobrou de tamanho.

Dois achados importantes evidenciam as mudanças ocorridas no ano de 2022, decorrentes da abertura do mercado de gás natural na Bahia: a) a significativa diversificação de fornecedores de gás natural à Bahiagás e b) uma maior eficiência na utilização dos ativos da companhia, que passou a movimentar gás natural para atender ao mercado livre.

O primeiro achado, embora tenha tornado a gestão de portfólio mais complexa em razão da diversidade de contratos de suprimentos que não obedecem a um padrão, pois os preços, volumes, vigência e penalidades são diferentes, permitiu que a Bahiagás exercesse um maior protagonismo nas negociações de preço e condições contratuais, oferecendo ao mercado uma molécula com preço final mais competitivo. Já o segundo revela que, através da criação do mercado livre, praticamente com a mesma infraestrutura existente, a companhia, para atender aos consumidores livres, conseguiu movimentar um volume correspondente a cerca de 83% relativo ao volume distribuído ao mercado cativo. Portanto, um ganho de eficiência na utilização da infraestrutura que compõem os ativos da distribuidora baiana.

Outra informação importante a considerar são os investimentos em execução por parte da Bahiagás, a exemplo do Projeto Gás Sudoeste, que deve entrar em operação até 2025 e já possui um volume inicial prospectado de 460.000 metros cúbicos por dia para atender, especialmente, o segmento da mineração. Além disso, de forma inovadora, dois outros editais encontram-se em fase final de negociação para adquirir biogás e instalar redes remotas a serem supridas pelo GNC e GNL transportados de caminhão ou o próprio biogás produzido no local. Nota-se que o mercado de gás tem muito espaço para crescer na Bahia.

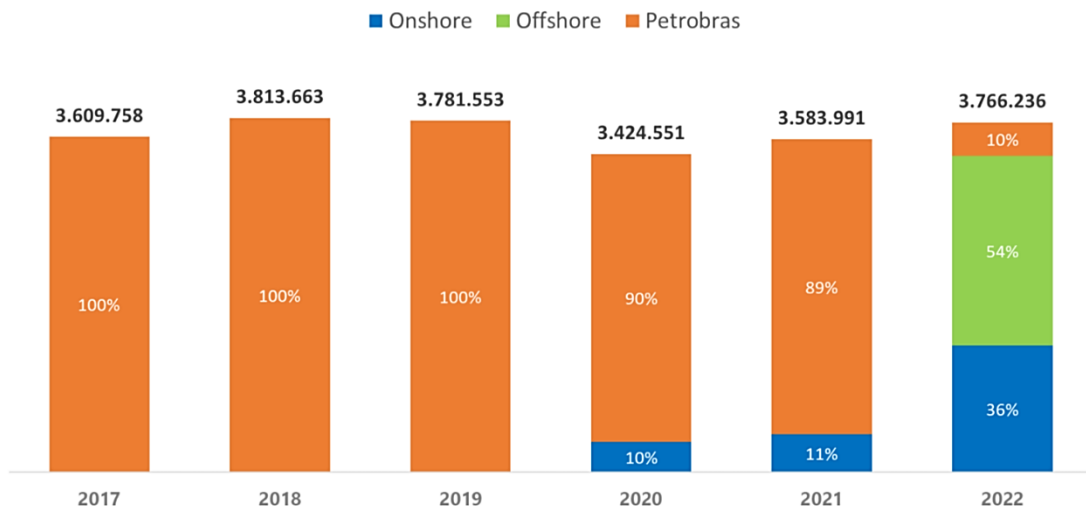
Vale salientar que esse cenário promissor não se deve meramente às políticas públicas e mudanças legislativas e regulatórias oriundas do nível federal de governo. A Bahiagás com a inquietação dos seus dirigentes, que resultou em ações ousadas, inovadoras e desafiadoras, e com o apoio do próprio Governo da Bahia, da Agerba, ABPIP, Fieb, Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) e outros que compõem o rol de *stakeholders* da cadeia de gás natural, criou um ambiente favorável para implementação de mudanças no sentido da abertura do mercado.

A Bahiagás vem realizando chamadas públicas desde o ano de 2017, porém, somente nos anos de 2021 e 2022 foi possível um efetivo ingresso de novos agentes que mudaram significativamente esses números. Nesse sentido, o documento da Petrobras que faz um balanço sobre a efetividade dos compromissos assumidos através do TCC Cade-Petrobras, indica que, de fato, as medidas adotadas para assegurar o acesso de terceiros à infraestrutura de processamento e escoamento, juntamente com os contratos de *swap*, de algum modo contribuíram para esse processo.

Empresas como Shell, beneficiada através de contrato firmado em 1º de outubro de 2020; Equinor, contrato firmado em 31 de dezembro de 2021; Potiguar E&P, subsidiária da PetroReconcavo, com contrato firmado em 16 de novembro de 2021; PetroReconcavo, contrato firmado em 31 de dezembro de 2021; e a 3 R , contrato firmado em 29 de maio de 2022, propiciou a essas empresas uma segurança jurídica para cumprimento dos compromissos contratuais, possibilitando-as firmar contratos de suprimento com a Bahiagás. Todas elas passaram a constar do quadro de contratadas pela Companhia, conforme consta na página da ANP.

A Figura 6 demonstra que nos anos de 2017, 2018 e 2019 a Petrobras fornecia 100% (cem por cento) de todo suprimento contratado pela Bahiagás para atender ao mercado cativo. No ano de 2020 esse percentual diminuiu em razão da retomada da produção *onshore* dos produtores independentes, que passaram a fornecer 10% (dez por cento), conquistando, em seguida, 11% (onze por cento) em 2021. Em 2022 a Petrobras passou a fornecer apenas 10% (dez por cento) do gás adquirido pela Bahiagás.

Figura 6 - Chamada Pública e Portfólio Bahiagás



Fonte: Companhia de Gás da Bahia (2023).

Outra informação importante nesse processo de mudanças, conforme demonstra a Figura 6, é o crescimento do percentual de gás *onshore* no portfólio da Bahiagás. Nos anos de 2017, 2018 e 2019 a produção terrestre praticamente não tinha presença na oferta de gás natural adquirido pela Bahiagás. Em 2020 passou a representar 10% (dez por cento), crescendo para 11 % (onze por cento) em 2021, chegando a 36 % (trinta e seis por cento) em 2022.

É importante salientar que o processo de diversificação de fornecedores não ocorre apenas no estado da Bahia, pois a maioria das companhias distribuidoras, como demonstra o quadro com informações extraídas da página da ANP na internet, de igual modo, conseguiram ampliar o número de fornecedores do suprimento para atender aos seus mercados cativos. Porém, a Bahia se destaca em número de contratos de suprimento, especialmente em razão da produção *onshore* no estado.

Figura 7 - Contratos de Suprimento

Nº	EMPRESAS	CDL- CONTRATOS DE SUPRIMENTO (Fonte: ANP)	Nº	EMPRESAS	CDL- CONTRATOS DE SUPRIMENTO (Fonte: ANP)
01		ALGAS	05		GASMIG
11		BAHIAGAS	02	GBD	GBD
02		CEG	02		MSGAS
06		CEGAS	03		PBGAS
01		CEGRIO	03		POTIGAS
01		CIGAS	07		SCGAS
03		COMGAS	04		SERGAS
05		COMPAGAS	02	SPSUL	SPSUL
03		COPERGAS	06		SULGAS
04		ESGAS			

Fonte: ANP (2023).

5.1 LIMITAÇÕES ENCONTRADAS

Somente em momento posterior será possível analisar as consequências desse fenômeno, principalmente em relação à sua contribuição para a geração de emprego e renda e o desenvolvimento econômico do estado, o que não foi possível fazer neste momento em razão das limitações temporais e efeitos ainda não auferíveis.

O presente trabalho não se propôs a analisar a integridade da política de desinvestimento dos ativos da Petrobras, mas apenas identificar os caminhos, instrumentos jurídicos e políticas públicas utilizados para viabilizar a abertura do mercado de gás natural na Bahia.

De igual modo, a pesquisa não se propôs a avançar na análise sobre a separação da atuação nos segmentos de transporte e distribuição, considerados monopólios naturais, dos segmentos de prospecção, produção, comercialização, importação, considerados concorrenciais a partir das reformas ocorridas na década de 1990.

Embora o raciocínio tenha partido de uma lógica correta, este autor discorda do caminho adotado no sentido de estimular o setor privado a atuar em um ambiente monopolizado, em razão da inexistência de uma tradição regulatória mais consistente no país. Lembre-se que a ANP somente foi criada no ano de 1997.

A criação de uma nova estatal, completamente independente da Petrobras, que tivesse como objetivo atuar no setor de transporte, poderia se constituir em uma alternativa para o setor. Além disso, o estímulo ao aperfeiçoamento das regulações estaduais no setor de distribuição tem demonstrado que o modelo de concessão dos serviços de distribuição operados por empresas de economia mista, e que prevalece na maioria das unidades da Federação, tem contribuído para a implementação de um ambiente concorrencial, demonstrado pelo esforço na diversificação de fornecedores e a instituição do mercado livre, que convive pacificamente com o mercado cativo.

Porém, é importante reconhecer a abertura do mercado nos segmentos considerados concorrenciais como potenciais oportunidades de geração de novos negócios, emprego e renda.

De igual modo, é fundamental destacar a ausência de uma abordagem sobre a política geral de privatizações dos governos de orientação neoliberal, expressas, sobretudo, através do desmantelamento da Petrobras, dos ataques aos sistemas elétrico e bancário estatal, bem como das políticas de desconstrução do sistema nacional de proteção social, a exemplo das reformas trabalhista, sindical e previdenciária, que, pelos seus resultados, demonstram o fracasso da tese do Estado mínimo.

Outro aspecto importante que deixou de ser abordado foi o reflexo da política de preços praticada de 2019 a 2022, que adotou a máxima neoliberal da autorregulação dos preços pelas leis do mercado. Essa política manteve os preços elevados, prejudicando a competitividade empresarial nacional. Foi necessária uma intervenção estatal ocorrida em 2023 para corrigir a distorção na formação de preços dos derivados de petróleo e gás natural, antes orientado pela variação da cotação do dólar e da variação do barril do petróleo/cesta de óleo – *brent*. A lógica adotada está baseada nos custos de produção nacional, uma vez que os salários e os contratos com os prestadores de serviço são pagos em moeda nacional. Apenas uma parcela do gás natural importado via GNL e Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) estaria mais influenciada pelos preços internacionais. A medida vem surtindo efeito na queda dos preços da gasolina, diesel e gás natural.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho buscou identificar, sistematizar e analisar as políticas públicas, normas jurídicas e arcabouço regulatório que contribuíram para o início da abertura do mercado de gás natural na Bahia, especialmente a diversificação do portfólio de fornecedores da companhia distribuidora local, a diversidade de agentes atuando na cadeia e o surgimento das figuras dos consumidores e usuários livres.

Partiu-se do pressuposto de que estaria em curso uma abertura do mercado de gás natural no estado, o que se confirmou ao longo da pesquisa identificando-se que tal processo de abertura se materializa através:

- a) Da instituição do mercado livre, que passou a movimentar um grande volume de gás natural;
- b) Da diversificação de fornecedores, que passaram a produzir e fornecer gás natural à Companhia de Gás da Bahia;
- c) Da recuperação da produção de gás *onshore* no estado, com participação de diversos agentes;
- d) Do acesso dos produtores que atuam no *onshore* e *offshore* às estruturas de escoamento e processamento de petróleo e gás, antes operadas com exclusividade pela Petrobras;
- e) Da diversidade de agentes atuando no setor de transporte e na operação de terminais de GNL.

No primeiro momento, é possível notar alguns ganhos decorrentes dessa abertura, especialmente no que se refere à competitividade do portfólio de fornecedores construído pela Bahiagás, que passou a oferecer aos seus clientes cativos um gás a preços igualmente competitivos, uma vez que em sua operação a companhia repassa o gás a preço de custo, acrescentando apenas a tarifa necessária, aprovada pelo órgão regulatório, para manutenção e ampliação dos dutos de distribuição e para os custos operacionais.

A indústria do gás natural, o sistema de partilha com a criação da PPSA e a exploração de pequenos e médio poços de petróleo e gás foram importantes para dinamizar esse segmento da economia nacional. Porém, no curso da pesquisa, identificou-se gargalos cruciais para que a União e Estado da Bahia possam dar passos mais consistentes no sentido da utilização dessas riquezas a serviço do desenvolvimento local e nacional. Investimentos insuficientes em infraestrutura de escoamento do gás do pré-sal, baixo investimento em dutos de transporte e distribuição visando a interiorização, aperfeiçoamento regulatório nos estados da Federação e o grande volume de reinjeções do gás natural para produção de petróleo são alguns deles.

Outro passo importante, alcançado, sobretudo, a partir do TCC Cade-Petrobras, foi o compartilhamento das estruturas de escoamento e processamento de gás natural, pois não fazia sentido admitir o ingresso de novos agentes na cadeia de produção e não permitir que eles obtivessem as condições para escoar, processar, transportar e comercializar seus produtos.

A principal contribuição deste trabalho foi a sistematização dos elementos que, a partir do ano de 1995, possibilitaram o processo de abertura de mercado que, na Bahia, passou a ganhar contornos mais nítidos a partir de 2020. A análise conjunta das contribuições da legislação, atos regulatórios, políticas públicas e atuação da distribuidora local de forma articulada, buscando identificar dentre essas políticas as mais significativas, contribuirá para que outros trabalhos de pesquisa possam avançar no estudo das consequências desse processo de abertura para o futuro da indústria do gás natural no país, em especial no estado da Bahia, podendo constatar se de fato esse processo contribuirá para o desenvolvimento econômico.

À guisa de sugestão, afirma-se aqui que a pesquisa deve ser retomada em momento posterior para identificar se esse processo inaugural de abertura irá se consolidar, bem como auferir os efeitos positivos e negativos gerados pela abertura do mercado de gás natural, como também verificar se de fato o caminho da desestatização foi o mais correto.

Cabe ainda propor o aperfeiçoamento da legislação pertinente, medidas regulatórias e políticas públicas capazes de aperfeiçoar o funcionamento da indústria do gás natural que, embora com prazo de validade, em razão da transição energética em curso, ainda terá muito a contribuir como fonte de energia e como matéria prima

indispensáveis para o atendimento às demandas de segmentos como indústria, comércio, serviços, geração de energia e transporte.

Emergem das reflexões fruto deste trabalho importantes desafios que necessitam ser enfrentados:

- a) Como conciliar os investimentos necessários para ampliar a participação das energias renováveis com os investimentos de igual modo necessários para escoar, processar e monetizar o gás natural do pré-sal?
- b) Como assegurar os investimentos em infraestrutura necessários à interiorização dos dutos de transporte de gás natural?
- c) Como conciliar os investimentos na exploração do gás natural, assegurando a transição para que essas estruturas possam ser utilizadas para o transporte e distribuição do biogás, do hidrogênio verde e outros renováveis?

Na verdade, o país necessita da construção de um planejamento mais consistente que estruture a transição energética brasileira e que garanta o caminho para a supremacia do uso das energias renováveis, sem desconsiderar a janela de oportunidades em que se constitui o uso do gás natural como principal instrumento de segurança energética. Isso vale, sobretudo, neste momento em que o principal desafio da reconstrução da economia nacional consiste em barrar o processo de desindustrialização em curso, retomando o processo produtivo em contraponto ao rentismo baseado no capital improdutivo, que conta atualmente com a benevolência da política de juros propiciada pela independência do Banco Central.

O trabalho de pesquisa alcançou os objetivos propostos à medida que conseguiu analisar as políticas públicas implementadas a partir de meados da década de 1990, bem como o conjunto de normas jurídicas que entraram em vigor daquele período até os dias atuais, identificando as contribuições mais significativas para a abertura do mercado de gás natural no estado da Bahia.

A estrada é longa, mas as oportunidades não podem ser desperdiçadas. O horizonte é 2050 e ele está logo ali.

REFERÊNCIAS

ABEGÁS - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. **Cegás apresenta experiência de distribuição do gás natural renovável no 5º Seminário Nacional de Resíduos Sólidos**. Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/67314>. Acesso em: 04 ago. 2023.

ABPIP - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE PETRÓLEO E GÁS. **Mais petróleo jorra dos campos maduros**. Publicado em 2021. Disponível em: <https://abpip.org.br/pt/mais-petroleo-jorra-dos-campos-maduros/>. Acesso em: 04 ago. 2023.

AGÊNCIA BRASIL. **Agência Brasil explica as principais mudanças do Marco Legal do Gás**. 2021. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-04/agencia-brasil-explica-principais-mudancas-do-marco-legal-do-gas>. Acesso em: 04 ago. 2023.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **A história do gás natural no Brasil**. 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/institucional/a-historia-do-gas-natural-no-brasil>. Acesso em: 4 nov. 2020.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Publicidade de contratos de compra e venda**. 2020. Disponível em: <http://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/acompanhamento-do-mercado-de-gas-natural/publicidade-de-contratos-de-compra-e-venda>. Acesso em: 04 ago. 2023.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Onshore no Brasil: construindo novos caminhos**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2023/arquivos/2023-04-12-tabita-loureiro-ow.pdf>. Acesso em: 04 ago. 2023.

BAHIA. **Lei nº 5.555 de 13 de dezembro de 1989**. Autoriza a criação da Companhia de Gás da Bahia - Bahiagás e dá outras providências. Disponível em: <https://leisestaduais.com.br/ba/lei-ordinaria-n-5555-1989-bahia-autoriza-a-criacao-da-companhia-de-gas-da-bahia-bahiagas-e-da-outras-providencias> Acesso em: 04 ago. 2023.

BAHIA. **Relatório de Administração da Bahiagás**. 2022. Disponível em: <https://www.bahiagas.com.br/component/k2/item/681-relatorio-da-administracao-2022>. Acesso em: 04 ago. 2023.

BAHIA. Resolução Agerba nº 14, de 28 de abril de 2021. Autoriza a instituição e regulamenta a modalidade de serviço de Distribuição de Gás intitulada Serviço de Movimentação de Gás Canalizado (SMGC), assim como estabelece as condições gerais da sua prestação no Estado da Bahia. **Diário Oficial do Estado da Bahia**, Salvador, 14 maio 2021.

BAHIA. Resolução Agerba nº 23, de 16 de abril de 2020. Autoriza a instituição e regulamenta a modalidade de serviço de Distribuição de Gás intitulada Serviço de Movimentação de Gás Canalizado (SMGC), assim como estabelece as condições gerais da sua prestação no Estado da Bahia. **Diário Oficial do Estado da Bahia**, Salvador, 18 abr. 2020.

BAHIAGÁS. **Bahiagás assina contrato com novos fornecedores de gás natural**. 2021. Disponível em: <https://bahiagas.com.br/noticias/item/597-bahiagas-assina-contrato-com-novos-supridores-de-gas-natural#:~:text=A%20partir%20de%201%C2%BA%20de,partir%20do%20in%C3%ADcio%20do%20ano>. Acesso em: 04 ago. 2023.

BAHIAGÁS. **Gás natural: o energético mais competitivo**. Disponível em: <https://www.bahiagas.com.br/component/k2/item/367-gas-natural-o-energetico-mais-competitivo>. Acesso em: 04 ago. 2023.

BARBOSA, A. da S. A flexibilização do monopólio no setor de petróleo e gás do Brasil: uma análise dos efeitos sobre a competitividade de mercado de 1997 a 2002, **Cadernos de Economia**, v. 15 n. 28: jan./jun. 2011. Disponível em: <https://bell.unochapeco.edu.br/revistas/index.php/rce/issue/view/98>. Acesso em: 04 ago. 2023.

BARDIN, L. **Análise de Conteúdo**. Título original: L'analysy de contenu. Trad. Luís Antero Reto e Augusto Pinheiro. 3. reimp. São Paulo: Edições 70, 2016.

BARROSO, Luís Roberto. **O novo direito constitucional brasileiro**: contribuições para a construção teórica e prática da jurisdição constitucional no Brasil. Belo Horizonte: Fórum, 1998.

BRAGA, J. P. **Gás natural: o energético mais competitivo**. Rio de Janeiro: POD, 2015.

BRASIL. **Anuário Estatístico da ANP**. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2019>. Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. Decreto Lei 395 de 29 de abril de 1938. Declara de utilidade pública e regula a importação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados, no território nacional, e bem assim a indústria da refinação de petróleo importado ou produzido no país, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Seção 1, 29 abr. 1938. p. 8085

BRASIL. **Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021**. Regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Brasília, 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/decreto/D10712.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%2010.712%2C%20DE%202,de%20que%20trata%20o%20art Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. Departamento de Gás Natural – DGN. **Gás para crescer**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer>. Acesso em: 04 ago. 2023.

BRASIL. **Emenda Constitucional nº 5, de 15 de agosto de 1995**. Altera o § 2º do art. 25 da Constituição Federal. 1995a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Emendas/Emc/emc05.htm#art1 Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. **Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995**. Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. 1995b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. **Lei 12.351 de 22 de dezembro de 2010**. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. 2010. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/585348#:~:text=Disp%C3%B5e%20sobre%20a%20explora%C3%A7%C3%A3o%20e,de%206%20de%20agosto%20de> Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. **Lei 14.134/2021, de 08 de abril de 2021**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: https://legislacao.presidencia.gov.br/ficha/?/legisla/legislacao.nsf/Viw_Identificacao/lei%2014.134-2021&OpenDocument Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. **Lei nº 11.909/2009, de 04 de março de 2009**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da constituição federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: <https://legis.senado.leg.br/norma/583534#:~:text=Disp%C3%B5e%20sobre%20as%20atividades%20relativas,1997%3B%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A2ncias>. Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. **Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010**. Autoriza a união a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso i do art. 177 da constituição federal, e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/12276.htm Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. **Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010.** Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12304.htm Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. **Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.** Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Brasília DF, 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14134.htm Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%209.478%2C%20DE%206%20DE%20AGOSTO%20DE%201997&text=Disp%C3%B5e%20sobre%20a%20pol%C3%ADtica%20energ%C3%A9tica,Petr%C3%B3leo%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAsncias. Acesso em: 04 ago. 2023.

BRASIL. **Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.** Dispõe sobre a política nacional do petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a sociedade anônima, e dá outras providências. Disponível em: https://legislacao.presidencia.gov.br/ficha/?/legisla/legislacao.nsf/Viw_Identificacao/lei%202.004-1953&OpenDocument#:~:text=Ementa%3A,PETROBRAS%2C%20E%20DA%20OUTRAS%20PROVIDENCIAS. Acesso em: 04 ago. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). **Pré-Sal Petróleo.** Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/#>. Acesso em: 04 ago. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Empresa de Pesquisa Energética (EPE).** Brasília: 2020. Balanço Energético Nacional 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 04 ago. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Empresa de Pesquisa Energética (EPE).** Plano Nacional de Energia 2031. Brasília: MME, 2022.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Brasil perto de cumprir meta de redução de CO2 em 2020.** 2019. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/informma/item/15650-brasil-perto-de-cumprir-meta-de-redu%C3%A7%C3%A3o-de-co2-em-2020.html>. Acesso em: 4 nov. 2020.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1824.** Brasília, DF: Presidência da República, 1824. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao24.htm. Acesso em: 02 nov. 2022.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1891**. Brasília, DF: Presidência da República, 1891. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao91.htm. Acesso em: 02 nov. 2022.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1934**. Brasília, DF: Presidência da República, 1934. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm. Acesso em: 02 nov. 2022.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1937**. Brasília, DF: Presidência da República, 1937. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao37.htm. Acesso em: 02 nov. 2022.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1946**. Brasília, DF: Presidência da República, 1946. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao46.htm. Acesso em: 02 nov. 2022.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1967**. Brasília, DF: Presidência da República, 1967. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao67.htm. Acesso em: 02 nov. 2022.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1969**. Brasília, DF: Presidência da República, 1969. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao67EMC69.htm. Acesso em: 02 nov. 2022.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília, DF: Presidência da República, 1988. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm. Acesso em: 02 nov. 2022.

BRESSER-PEREIRA, L. C. A reforma do Estado dos anos 90: lógica e mecanismos de controle. **Lua Nova**, São Paulo, n. 45, p. 49-232, 1998.

CARVALHO, W. T.; VENDRAMETTO, O. Nova matriz de gás natural no Brasil: novas fronteiras, estímulo da oferta e desafios. **Exacta American Psychological Association (APA)**, 2022. DOI: <https://doi.org/10.5585/exactaep.2022.20893>.

CHAMBRIARD, M. **Transição energética, efeito do covid-19, aceleração do crescimento**: no Brasil, tudo acaba em logística! 2020. Disponível em: <https://hdl.handle.net/10438/30796> Acesso em: 04 ago. 2023.

CHAMBRIARD, M. **O papel da Petrobras na desverticalização da cadeia do gás natural**. 2021. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/o-papel-da-Petrobras-na-desverticalizacao-da-cadeia-do-gas-natural/>. Acesso em: 04 ago. 2023.

- COELHO, J. M. F. **Mesa Reate 2020 – Bahia**. Brasília: Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2020. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/reate-2020/mesa-reate/mesa-reate-bahia/Fichas_Demanda_MesaReateBA_v7.pdf. Acesso em: 04 ago. 2023.
- DECCACHE, M. União Europeia diz que gás natural e energia nuclear são ‘energias verdes’. **Veja**, São Paulo, jul. 2022. Disponível em: <https://veja.abril.com.br/mundo/uniao-europeia-diz-que-gas-natural-e-energia-nuclear-sao-energias-verdes/>. Acesso em: 04 ago. 2023.
- DRAIBE, S.; HENRIQUE, W. Welfare state, crise e gestão da crise: um balanço da literatura internacional. **RBCS**, São Paulo, v. 3, n. 6, p. 41 - 63, 1988.
- DUARTE, F. C.; PINTO, A. G. de A. V. E. **Direito econômico do petróleo: os royalties do pré-sal e o STF**. **Revista Internacional Consinter de Direito**, Paraná, Brasil, v. 1, n. 1, p. 421–440, 2015. DOI: 10.19135/revista.consinter.00001.20. Disponível em: <https://revistaconsinter.com/index.php/ojs/article/view/393>. Acesso em: 16 abr. 2023.
- DUTRA, L. E. D. **Capital petróleo: a saga da indústria entre guerras, crises e ciclos**. [s. l.]: Editora Garamond Ltda, 2019.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Expansão de Energia**. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2022>. Acesso em: 4 nov. 2022.
- FERREIRA, P. *et al.* Distributed energy resources integration challenges in low-voltage networks: voltage control limitations and risk of cascading, **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 1, p. 82-88, jan. 2013, DOI: 10.1109/TSTE.2012.2201512.
- FONSECA, J. J. S. **Metodologia da pesquisa científica**. Fortaleza: UEC, 2002.
- FOUQUET, R.; PEARSON, P. J. G. Past and prospective energy transitions: Insights from history. **Energy policy**, v. 50, p. 1-7, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.014>. Acesso em: 04 ago. 2023.
- FUKUYAMA, F. **O fim da História e o último homem**. Rio de Janeiro: Rocco, 1992.
- GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008.
- GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energias renováveis: um futuro sustentável. **Revista Usp**, n. 72, p. 6-15, 2007.
- GONÇALVES, G. M. **Indústria brasileira do gás natural: a Lei do Gás e os conflitos legais e regulatórios entre a União Federal e os Estados**. 2010. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) - Universidade Salvador - UNIFACS, Salvador, 2010.
- IEA. **Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021**. 2022a. Global emissions rebound sharply to highest ever level. Disponível em:

<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2>. Acesso em: 04 ago. 2023.

IEA. **The world's coal consumption is set to reach a new high in 2022 as the energy crisis shakes markets**. 2022b. Disponível em: <https://www.iea.org/news/the-world-s-coal-consumption-is-set-to-reach-a-new-high-in-2022-as-the-energy-crisis-shakes-markets>. Acesso em: 04 ago. 2023.

IEA. **Rastreador de gastos com energia do governo**. Licença: CC BY 4.0. 2022c. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/government-energy-spending-tracker-2>. Acesso em: 04 ago. 2023.

IPCC - INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE.

Intergovernmental Panel on Climate Change. Climate change 1995: the science of climate change. In: J. T. Houghton, L. Meira Filho, B. A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, and K. Maskell, editors. The second assessment report of the IPCC: contribution of Working Group I. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 1996.

IPCC - INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Refinement to the 2006**. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. [S.l.], 2019. Overview Chapter.

KONCHINSKI, V. **Bahia tem combustível mais caro do Brasil após privatização de refinaria da Petrobras**. 2022. Disponível em: <https://www.brasildefato.com.br/2022/03/18/bahia-tem-combustivel-mais-carro-do-brasil-apos-privatizacao-de-refinaria-da-petrobras>. Acesso em: 04 ago. 2023.

MAZZUCATO, M. **O Estado empreendedor**. São Paulo: Penguin, 2014.

NERI, S. **A nuvem**: O que ficou do que passou – 50 anos de história. São Paulo: Geração Editorial, 2010.

NOZAKI, W. *et al.* **Riscos de oligopolização privada na venda da Gaspetro para a Compass**. Nota Técnica INEEP. 2021. Disponível em: <https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2021/09/nota-tecnica-gaspetro-compass-vf-12-08-21.pdf>. Acesso em: 04 ago. 2023.

NOZAKI, W. *et al.* **Mercado de gás e nova lei do gás**. Nota Técnica INEEP. 2021. Disponível em: <https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2021/09/nota-tecnica-gaspetro-compass-vf-12-08-21.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2022.

O'CONNOR, P. **Energy transitions. The Frederick S. Pardee Center for the Study of the Longer-Range Future**. Massachusetts: Boston University Pardee House, 2010.

OLIVEIRA, C. B. de. **Desvendando as Normas da ABNT**: referências – legislação em meio eletrônico. Rio de Janeiro: Roma Victor, 2002.

PETROBRAS. **Gás atural**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/gas-natural/>. Acesso em: 04 ago. 2023.

POCRIFKA, D. H.; CARVALHO, A. O êxito do uso do software Atlas TI na pesquisa qualitativa-Uma experiência com análise de conteúdo. **CIAIQ2014**, v. 3, 2014.

RAMALHO, A.; FAFÁ, L. **Estímulo a novos gasodutos offshore pode virar na pauta do Congresso**. 2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/estimulo-a-novos-gasodutos-offshore-pode-virar-na-pauta-do-congresso/>. Acesso em: 04 ago. 2023.

RIBEIRO, J. M. F.; LEAL, C. M. **A atual crise energética** – dos EUA à Ásia, incluindo a União Europeia.2022. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11144/5543>. Acesso em: 04 ago. 2023.

SANTOS, E. M. dos *et al.* Gás natural: a construção de uma nova civilização. **Dossiê Energia, Estud.**, v. 21, n.59, abr. 2007.

SEBRAE - SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS. **Relatório de cenário O & G**. Disponível em: https://sebrae.com.br/Sebrae/Portal%20Sebrae/Arquivos/PetroSupply/PetroSupply_cenario-de-mercado.pdf 2022. Acesso em: 04 ago. 2023.

SOVACOOOL, B. K. How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. **Energy research & social science**, v. 13, p. 202-215, 2016.

VECCHIA, D. D. **Desafios para a consolidação das fontes de energia renováveis não convencionais**: uma análise em três ensaios. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal da Bahia – UFBA, Faculdade de Economia Programa de Pós-graduação em Economia, Salvador, 2019.

VERGARA, S. C. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2000.