



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
BACHARELADO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

MARCOS ARAÚJO LEWENKOPF

O PAPEL DO GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA:
UM FOCO NO CASO BRASILEIRO

RIO DE JANEIRO

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

MARCOS ARAÚJO LEWENKOPF

**O PAPEL DO GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA:
UM FOCO NO CASO BRASILEIRO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Economia da Universidade Federal de Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Professor Dr. Nicholas Miller
Treat

Rio de Janeiro

2021

CIP - Catalogação na Publicação

AM321p Araújo Lewenkopf, Marcos
O PAPEL DO GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA:
UM FOCO NO CASO BRASILEIRO / Marcos Araújo
Lewenkopf. -- Rio de Janeiro, 2021.
49 f.

Orientador: Nicholas Miller Trebat.
Trabalho de conclusão de curso (graduação) -
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto
de Economia, Bacharel em Ciências Econômicas, 2021.

1. Transição energética. 2. Gás Natural. 3.
Brasil. 4. Segurança energética. I. Miller Trebat,
Nicholas, orient. II. Título.

MARCOS ARAÚJO LEWENKOPF

O PAPEL DO GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: UM FOCO NO CASO
BRASILEIRO

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Instituto de Economia da Universidade Federal do
Rio de Janeiro, como requisito para a obtenção do
título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Rio de Janeiro, 12/20/2021.

NICHOLAS MILLER TREBAT - Presidente
Professor Dr. do Instituto de Economia da UFRJ

SIMONE FIORITTI SILVA
Professora Dra. do Instituto de Economia da UFRJ

NUMA MAZAT
Professor Dr. do Instituto de Economia da UFRJ

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer, em primeiro lugar, ao meu orientador. Obrigado pela paciência, pela atenção e sobretudo pela sua dedicação durante essa orientação excepcionalmente remota em tempos pandêmicos. Os seus comentários e apoio ao longo desse processo foram essenciais para a finalização desse trabalho.

Quero agradecer também à minha mãe, que me deu empurrões e abraços sempre que necessários para focar no texto, ao meu pai, pelas incansáveis conversas e revisões que giraram em torno dessa monografia e à minha irmã e família por sempre estarem abertos a me escutar e acolher. Amo vocês.

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade do autor.

RESUMO

Esta monografia analisa o papel que o gás natural deve assumir no Brasil frente à transição energética mundial para matrizes menos intensivas em carbono. Diante do cenário nacional, é levado em conta a recente mudança na legislação que envolve a cadeia de valor do gás natural, a “Nova Lei do Gás”, e as movimentações da Petrobras nos últimos períodos. Ao longo do trabalho analisa-se o gás como substituto de fontes fósseis de queima com maior emissão de CO₂, além do seu papel de complementariedade às fontes renováveis intermitentes. Através de uma pesquisa bibliográfica serão apresentados argumentos favoráveis e contrários a essa movimentação no Brasil. Por fim apresentamos o papel fundamental que o BNDES terá que representar para viabilizar a mudança estrutural no setor de gás natural nacional.

Palavras-chave: Gás natural; combustível fóssil; segurança energética; intermitência; Pré-Sal; Petrobras; BNDES; financiamento.

ABSTRACT

This work analyses the role that natural gas must assume in Brazil in the face of the global energy transition towards a low-carbon energy matrix. Given the national scenario, we take in account the recent change in legislation involving the natural gas value chain, the “New Gas Law”, and Petrobras' recent unbundling movements. Throughout the work, we analyse the role of gas as a substitute for fossil burning sources with higher CO₂ emissions, in addition to its complementary role to intermittent renewable sources. Through a bibliographical research, this work presents a series of arguments, for and against, future roles for natural gas, exploring how it will take place nationally. Finally, we present the fundamental part that the BNDES will have to play in enabling structural change in the national natural gas sector.

Key Words: Natural Gas; fossil fuels; energy security; intermittence; Pre-Salt; Petrobras; BNDES; financing.

LISTA DE GRÁFICOS

Figura 1 – Desenho institucional setor energia Brasileiro.....	22
Figura 2 – Mapa dos gasodutos de transporte no Brasil	23
Figura 3 – Produção de gás natural por concessionária.....	28
Figura 4 – A Matriz Elétrica Brasileira.....	39
Figura 5 – O Consumo de Energia nos Transportes.....	40

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
CAPÍTULO 2 – Questões técnicas relacionadas ao uso do gás natural na matriz de energia	13
2.1 – Gás natural para garantir a segurança energética da rede elétrica	13
2.2 – Gás natural como alternativa mais limpa e o dilema do metano	16
CAPÍTULO 3 – Implicações do uso do gás natural na matriz energética brasileira.....	21
3.1 A cadeia do gás natural e o aparato regulatório brasileiro	21
3.2. Gás natural substituindo derivados de petróleo e carvão e mitigando insegurança das fontes intermitentes	33
CONCLUSÃO.....	41
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	44

1. INTRODUÇÃO

O setor de energia passa mundialmente hoje por uma série de desafios, tanto para atender demandas crescentes de energia, quanto para desenvolver novas soluções eficientes para os consumidores. Vive-se um cenário de constante crescimento de demanda e surgimento de tecnologias emergentes onde a pauta do desenvolvimento sustentável toma agora corpo e forma. Nesse contexto, o gás natural (GN) assume uma relevância cada vez maior na composição da matriz energética internacional, como também no desenvolvimento dos sistemas energéticos de baixo carbono, por preencher requisitos como segurança e estabilidade no suprimento energético e apresentar emissões de gases efeito estufa¹ (GEE) inferiores aos seus substitutos como carvão e petróleo (EPE, 2016). Essa monografia irá analisar e discutir o papel do gás natural como combustível de transição para uma matriz energética mais limpa.

Energia e poder sempre estiveram intimamente relacionadas, tanto que em inglês a mesma palavra, “*power*” é usada para ambos. Isso não é mera coincidência, ao longo da história da humanidade diversas guerras foram e são travadas ao redor das fontes energéticas. Justifica-se, portanto, que para produzir uma análise do setor é preciso considerar aspectos não só técnicos como também econômicos, políticos e geográficos. Na história recente, observamos também o protagonismo de um novo aspecto, o ambiental. A busca pela sustentabilidade ganha espaço internacional na discussão de planejamento energético principalmente no início dos anos noventa. Há eventos importantes a partir dos anos setenta, mas podemos destacar os mais relevantes como a primeira conferência Climática Mundial em 1979 e o Relatório Brandt a respeito da camada de ozônio e gases de efeito estufa em 1980. Além desses, outros marcos importantes são a conferência de Viena em 1985, o protocolo de Montreal, e em 1988 o Programa Ambiental das Nações Unidas junto da Organização Meteorológica Mundial criam o IPCC (do inglês, *Intergovernmental Panel of Climate Change*) para investigar o risco de mudanças climáticas induzidas por efeito humano. Para discutir os resultados desses estudos e responder às recomendações do IPCC, em 1992 ocorreu a conferência climática do Rio de Janeiro, conhecida nacionalmente como “Rio 92”. Nessa conferência, é desenvolvido o conceito de “responsabilidade diferenciada” no qual países desenvolvidos teriam maiores responsabilidades e exerceriam um papel protagonista no combate às mudanças climáticas. Em 1997, é assinado o protocolo de Kyoto que tenta implementar os acordos da conferência de

¹ Gases Efeito Estufa (GEE) ou do inglês Green House Gases (GHG)

1992. Para um histórico aprofundado do assunto, veja Zillman (2009). Não é até 2015, com o Acordo de Paris, que se observa uma mudança realmente relevante e formalizada em escala mundial na postura climática até então adotada.

O Acordo de Paris em 2015 é um marco na luta ambientalista. Ele impõe limites internacionais ao aumento da temperatura média global a níveis 2°C acima dos níveis pré-industriais e o prosseguimento de esforços para limitar preferencialmente o aumento da temperatura a 1,5°C. Além disso, o acordo também atribui papéis claros aos países em desenvolvimento no combate ao aquecimento global. As mudanças ainda são muito discretas, segundo dados de 2019 ao segmentar o consumo mundial primário de energia observa-se que 84,3% da energia global é provida por combustíveis fósseis, enquanto 15,7% por fontes de baixo carbono. Nos anos 2000, os combustíveis fósseis representavam 86,1%. Por último, temos em 2021 a COP 26 que busca acelerar as determinações do Acordo de Paris e é considerada a última chance de reversão dos efeitos climáticos, buscando acelerar o comprometimento dos países com os acordos estabelecidos de redução de emissões.

Frente aos grandes desafios colocados aos governos e empresas para reduzir emissões e corresponder à crescente demanda energética dos consumidores, o gás natural surge como alternativa principal das discussões energéticas por possibilitar tanto o “*Back-up*” de fontes de renováveis intermitentes, quanto auxiliar na redução das emissões de carbono (na forma de dióxido de carbono, CO₂) na atmosfera. A Agência Internacional de Energia (IEA) projeta crescimento da produção do GN na faixa de 25% entre 2014 e 2040. O setor energético é o maior utilizador de gás natural de acordo com o Annual Energy Overview de 2014 que projeta 33% de consumo incremental de gás natural no setor energético, principalmente com usinas geradoras a gás substituindo plantas já antigas de carvão no final de sua vida útil.

A cadeia do gás natural é composta por três grandes segmentos, sendo eles o montante ou *upstream*, o *midstream*, e o jusante, ou *downstream*. Cada um deles concentra um número de atividades específicas da cadeia produtiva. O primeiro, o montante, é composto por duas atividades chaves, a Exploração e Produção (E&P), onde investiga-se a existência e potencial do gás seguida pela sua extração; e o Processamento, onde o gás é transformado da sua forma natural para outra que possa ser transportada para o destino final. Em seguida, no *midstream*, é onde ocorre o transporte, estocagem, liquefação, e regaseificação do produto, além, se for o caso, da exportação ou importação do commodity. Por fim, o jusante, ou *downstream* engloba a comercialização e distribuição do gás natural já processado e pronto para o consumo final, já que o gás natural transportado nos gasodutos após o processamento é mantido sobre pressão

consideravelmente elevada. É importante notar que, dependendo do tipo de gás que está sendo produzido e a localização das jazidas, alguns procedimentos dentro de cada um desses elos da cadeia podem eventualmente ser necessários.

É necessário citar a recente revolução advinda do gás de xisto nos Estados Unidos. Essa inovação é um dos principais fatores por trás do despontar do Gás Natural na discussão internacional. O alto potencial de produção norte americano faz projeções de baixos preços futuros do insumo. Essas projeções causam especulação sobre o gás destronando o carvão como fonte principal de consumo primário dos EUA e combustível fóssil mais poluente (Cohen, 2013). Os preços baixos dessa extração tornam possível o processamento de gás natural para gás natural liquefeito (GNL) a preços competitivos, possibilitando a exportação. Por outro lado, esse cenário de preços levanta a bandeira de atenção para a redução da competitividade das energias provenientes de fontes renováveis.

No Brasil, o desenho da matriz energética, isso é, a matriz por fontes de energia primárias, diverge das tendências internacionais atuais. A energia primária são as fontes oriundas da natureza, em sua forma direta, como o petróleo, o gás natural, o xisto, o carvão mineral, os resíduos vegetais e animais, a energia solar e a eólica e os produtos da cana-de-açúcar, como o caldo de cana, o melão e o bagaço (COPEL, 2021). O país ainda é muito dependente de fontes fósseis (principalmente Petróleo e Gás), até 2019 mais de 50% do consumo primário era advindo dessas fontes (BP, 2020). Vale lembrar que a média global desse índice é de 15,68% no mesmo período (IEA, 2020). Apesar do alto consumo primário de energias “suja”, ao focar o olhar na matriz elétrica essa proporção se altera. A oferta nacional de energia elétrica é suprida majoritariamente por geração hidrelétrica (65,2%). Além disso, observa-se um rápido crescimento das fontes de baixo carbono como geração por placas solares, biocombustível e eólica no nordeste do país. Na matriz elétrica o gás representa apenas 8,3%.

O gás natural exerce um papel fundamental tanto no consumo primário em geral, quanto na matriz elétrica. Segundo dados da British Petroleum (BP), em 2019 o GN é o segundo combustível fóssil mais representativo no consumo de energia brasileira com 10,39%, em primeiro lugar temos o Petróleo com 38,14% e em terceiro, o carvão 5,29% (BP, 2019). Após uma série de tentativas de viabilizar um mercado competitivo de gás natural dentro do Brasil, a lei que estava em discussão desde 2013 foi sancionada no início de 2021. Com a nova Lei do Gás, o país entra em um período de transição. A lei de incentivo ao uso do gás na matriz simplifica a construção de gasodutos e facilita as negociações para acesso a infraestruturas essenciais (MME, 2021). Trata-se de um marco importante pois torna possível

a expansão massiva do uso do gás natural no Brasil, que hoje conta com uma rede de transporte limitada. O país ainda é muito dependente do petróleo que é mais poluente que o gás natural e muito menos eficiente.

Esta monografia analisa os diversos aspectos envolvidos no debate em torno do gás natural como combustível de transição para uma matriz energética de baixo carbono. Discute-se também o papel que o Gás Natural pode assumir na transição energética de baixo carbono, tanto para sanar o problema da intermitência quanto substituir o carvão a curto e médio prazo no Brasil. O trabalho está dividido em duas partes além da conclusão.

No capítulo 2, discute-se o papel complementar do gás natural auxiliando a geração energética de fontes renováveis, e a substituição gradual de fontes fósseis que liberam mais CO₂ na queima na matriz energética pelo gás natural, combustível de combustão mais limpa.

No capítulo 3, analisamos os impactos da nova legislação nacional sobre o mercado de gás natural, pousando a atenção sob duas óticas: a da substituição do carvão e dos óleos combustíveis na matriz energética primária e em seguida do papel do gás como garantidor de confiabilidade do sistema elétrico. Além disso, introduzimos o debate em torno do desmonte da Petrobras nesse mercado e as possíveis consequências advindas dessa postura de desinvestimento da estatal.

O último capítulo compõe a conclusão, onde é apontada a importância da participação de investimentos públicos para a aceleração do uso do gás natural sugerindo caminhos de como transpassar principais barreiras da adoção do gás natural. Além disso, coloco questões que ainda devem ser aprofundadas em futuras discussões, principalmente envolvendo o quesito ambiental.

CAPÍTULO 2 – Questões técnicas relacionadas ao uso do Gás Natural na matriz de energia

A migração da composição de matriz energética mundial, onde há hoje um predomínio de fontes fósseis, para uma de composta por fontes mais limpas e renováveis é quase consensual. Em contraste, o prazo e o percurso dessa transição são assuntos de grande controvérsia entre pesquisadores e autores e políticos que atuam nesse campo.

O termo sustentabilidade, definido em pela Organização das Nações Unidas em 1987, significa “atender as necessidades do presente sem comprometer a possibilidade das gerações futuras de atenderem as suas próprias” (ONU, 1987, p. 51). Isso é, gerir recursos naturais disponíveis e limitados no planeta de forma responsável, sem botar em risco ou causar danos às gerações que terão que fazer uso no futuro. No contexto energético, visando a sustentabilidade, a transição se enquadra tangido a redução de emissões de gases poluentes. Há dois argumentos fortes para justificar o papel de liderança que o gás natural assume nessa discussão: 1) a segurança energética diante da intermitência das fontes renováveis, na qual pode atuar na ponta com rápido despacho; 2) o gás natural como a melhor opção para limpar a matriz a curto e médio prazo, frente a atual reduzida maturidade das tecnologias de fontes renováveis (SAFARI, 2019)

No que segue, vou discutir os conceitos mais importantes englobando o primeiro ponto de forma a explicar como o gás natural se encaixa na pauta, em seguida vou abordar o ponto número dois.

2.1 – Gás natural para garantir a segurança energética da rede elétrica

Para entender o papel do gás na segurança energética ao introduzirmos fontes renováveis nas matrizes mundiais, é necessário entender que fontes são essas; como se caracteriza sua geração; e qual o grau de maturidade das tecnologias envolvidas na produção dessa energia. Alguns estudos caracterizam o gás natural como combustível seguro e confiável quando referem-se ao seu potencial papel de transição. (SAFARI et. al., 2019; ZHANG, 2016)

De modo a garantir a segurança energética de uma rede é necessário ter consistência energética na matriz. Ao destrinchar o termo consistência energética, é possível identificar três pontos chave para análise: (a) Intermitência; (b) Flexibilidade; e (c) Demanda instantânea

máxima/“Pico de carga” (GOOYERT e GURSAN, 2021). De acordo com a Aneel, uma fonte de energia “intermitente” é caracterizada pela seguinte definição: “Recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original.” (ANEEL, 2012). Isso significa que a intermitência se refere à característica das fontes renováveis de gerar energia em quantidades e frequências variáveis. Existem diversas fontes de energia renováveis, essencialmente elas que geram energia a partir de fontes naturais, como o sol (solar), o vento (eólico), o oceano (marítimo), os rios e barragens (hidrelétricas), o calor interno da Terra (geotérmico), entre outras. No entanto, por serem fontes naturais, também significa que elas são afetadas por ciclos ambientais, sazonais e diários que podem limitar seu uso ou eficiência. Como tal, a energia renovável nem sempre produz energia de forma consistente, a todos os momentos ou mesmo conforme o planejado. Isso é chamado de “intermitência”. Ao falarmos de hidroelétricas, não podemos definir nem prever com completa exatidão os regimes hídricos. No Brasil vemos reflexo disso nas crises de energia de 2001 e 2002, e atualmente, em 2021, nos baixos níveis de reservatórios. No caso da energia solar, não podemos contar com o mesmo nível de insolação todos os dias, menos ainda durante o dia inteiro, e a energia eólica depende de quando há vento, e assim por diante. Essa característica estocástica afeta principalmente a operação da rede de sistemas de energia elétrica onde falha o quesito de previsibilidade ao operador. Apesar de não ser o foco nesse trabalho, vale mencionar que a geografia também é um ponto chave quando tratamos de fontes e recursos renováveis na geração energética. A localização desses recursos é adicionada à intermitência como variável importante na operação dos sistemas. A maior dependência sistêmica de fontes renováveis intermitentes potencializa o risco de instabilidade no sistema elétrico, fazendo-se necessário harmonizar toda a fase de geração da cadeia energética e sua operação (AZEVEDO, 2015). O gás natural pode sanar essa intermitência por ser uma fonte armazenável. Esse fator torna seu papel passível de tornar-se crucial na otimização da composição do consumo energético a curto e médio prazo. Esse gás pode ser o instrumento que possibilita lidar com e expandir a participação das renováveis na matriz mundial.

O possível aumento do risco de instabilidade e o caráter estocástico das fontes renováveis refletem a falta de flexibilidade dessas fontes para a matriz energética. A flexibilidade refere-se à capacidade de aumentar ou diminuir a produção de energia sob demanda. As usinas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis são limitadas à disponibilidade do recurso natural em questão. Essa disponibilidade fica em risco, por exemplo, quando a demanda ultrapassa a oferta, que pode acontecer em momentos de pico de demanda,

ou quando há escassez do recurso, mesmo que a planta tenha uma capacidade de geração que exceda a demanda. Nesses momentos, essa diferença pode ser preenchida pelo gás natural, que assumiria o papel de geração flexível. Fontes fósseis como o gás natural são mais facilmente acionáveis. Ele queima muito rapidamente, atingindo suas temperaturas de pico mais rápido que petróleo ou carvão mineral. Desta forma, o gás pode compensar rapidamente a demanda das usinas renováveis. É importante lembrar que assim como pode ser ligado e introduzido na matriz rapidamente, o gás também pode ser retirado e desligado quase que imediatamente para evitar queima adicional supérflua.

Existem fontes que atuam na base e outras que atuam na ponta². Como foi discutido anteriormente, o gás natural pode compensar os problemas estruturais da operação dos sistemas relativos à intermitência podendo ser armazenado por meio de diferentes soluções, a custos não impeditivos à operação. Além disso, por ser rapidamente acionável, também preenche o requisito da flexibilidade. Por meio dos pontos expostos acima, vemos que o gás natural sana o problema da geração em picos de demanda. Durante um certo período de tempo, seja um dia, uma semana ou mês, o sistema operador da rede prevê a demanda de energia. Acontece que existem fatores externos que podem fazer essa demanda mudar e descolar da prevista. Dias muito quentes e outros eventos nacionais, como jogos do Brasil na Copa do Mundo ou finais de campeonatos, causam picos significativos de demanda por energia. Para suprir essa demanda “nova” e evitar acidentes na rede, é necessário contar com plantas de geração que atuem na ponta. Essas plantas devem se manter desligadas na maior parte do tempo somente aguardando para operar quando necessário. Elas precisam ser flexíveis e confiáveis. Não faria sentido, por exemplo, manter plantas de usinas de energia renovável, intrinsecamente estocásticas em sua geração, como plantas reservas para momentos de pico. Tal opção apenas aumentaria as incertezas. O gás natural pode assumir de forma mais segura o papel complementar às fontes de caráter inflexível (renováveis).

² A depender do tipo de combustível e da tecnologia de geração, elas podem cumprir diferentes papéis, tais como atuar na geração contínua, denominada geração de base, na geração complementar a fontes renováveis ou no atendimento às demandas de ponta (EPE, 2021).

2.2 – Gás Natural como alternativa mais limpa e o dilema do Metano

Além da proposta do gás natural como interventor nas falhas de geração das renováveis, também existe a discussão do seu papel para auxiliar a redução de emissão dos gases de efeito estufa. Para adentrar nesse assunto, temos que entender que a geração energética das usinas térmicas consiste na conversão da energia química presente nos combustíveis em energia térmica, por meio de um processo de combustão (a queima do combustível em uma caldeira). Por sua vez, esta energia térmica (calor) será convertida em trabalho diretamente para uma máquina térmica. (IEMA, 2016)

A queima do Gás Natural libera menos dióxido de carbono (CO_2) que a de outras fontes fósseis como petróleo e principalmente o carvão. O carvão mineral é a segunda maior fonte de consumo primário no mundo, segundo o *BP Statistical Review* de 2020. No mundo, 33,06% do consumo energético é de petróleo, seguido por carvão com 27,04% e gás natural, 24,23%; os números são correspondentes ao ano de 2019. Nessa seção, irei abordar a relação do aumento consumo primário do gás natural; em seguida, a discussão sobre o benefício para a limpeza da matriz energética quando existe a troca de outras fontes fósseis principalmente do carvão para o gás; e por fim as vantagens econômicas a médio prazo da adoção do gás.

Em anos recentes, observou-se uma redução da demanda por carvão nos países da OCDE, que vem sendo substituído por gás natural e renováveis. Comparado com outros combustíveis de origem fóssil, o gás natural apresenta um alto potencial de redução das emissões de CO_2 , devido a sua composição específica de carbono de 15.3 Kg/GJ, ou seja cada GJ (Giga Joule) de energia gerada corresponde a 15,3kg de carbono. Ele é uma opção mais limpa quando comparado aos tipos de carvão mineral, como coque com 25,8 Kg/GJ e carvão não coque 26,2 Kg/GJ, assim como em relação ao petróleo 20 Kg/GJ. Além disso, o fator de emissão de dióxido de carbono do gás natural é de 56 Kg/GJ também é mais baixo que Coque (94,6 Kg/GJ), lignito (101 Kg/GJ) e óleo diesel (74,1 Kg/GJ). (IPCC, 2014).

O gás pode ser introduzido na geração energia em termelétricas de forma a reduzir emissões. Há três tipos de usinas térmicas, a que opera em ciclo de Rankine (vapor), de ciclo Brayton (Aberto), e a de Ciclo Combinado (uma combinação das primeiras duas tecnologias). O primeiro opera com vapor onde a caldeira transforma água em vapor que faz uma turbina girar, a rotação da

turbina acoplada a um gerador que vai transformar esse movimento em eletricidade ou usá-lo como energia térmica. Já a de Ciclo Aberto, funciona a base de gás que é injetado em uma câmara de combustão e adicionado ao ar que vem de um compressor, a mistura desses gases é direcionada para movimentar a turbina. Por fim a geração de ciclo combinado é a união entre os dois últimos, essa junção é vantajosa devido pois a temperatura dos gases de exaustão do ciclo aberto (cerca de 500°C) está na mesma faixa da temperatura de entrada do ciclo a vapor. Para a combinação de ambos os ciclos, utiliza-se como elemento de junção uma caldeira que recupera o calor, que vai aproveitar a energia dos gases de exaustão da turbina a gás (ciclo aberto) para gerar o vapor necessário no ciclo a vapor. (IEMA, 2016) Operando em ciclo combinado, essas usinas a gás são responsáveis por, em média, metade das emissões de uma planta, também, operando ciclo combinado, mas movida a carvão.

Há também vantagens no uso do gás nesse tipo de geração, como melhoria de 55%-65% na eficiência térmica comparada com a mesma planta para carvão assim gerando mais e emitindo menos carbono (SAFARI et al, 2019). Outra vantagem da usina de ciclo combinado a gás é que ela pode ser implantada perto dos grandes centros de distribuição e consumo de energia, desde que sigam procedimentos e normas ambientais da região. Isso traz vantagens como menores perdas energéticas na transmissão e reduzidos riscos de descontinuidade nas linhas de transmissão (COPEL, 2016). O gás também pode auxiliar na agricultura, como na geração de energia para irrigação, no processo para manter grãos secos e aquecimento. No entanto, é importante frisar que ainda está longe de atingir a mesma eficiência que outros combustíveis derivados do petróleo como diesel e gasolina no setor de transporte.

A discussão sobre o potencial do gás natural na redução das emissões de gases de efeito estufa diverge entre estudos. Como foi mostrado acima, ele é, de fato, menos poluente que outros combustíveis fósseis em relação a emissões de gás carbônico, e essa vantagem fica ainda mais evidente quando comparada às emissões do carvão. No entanto, ao passo que o gás natural tem uma queima mais limpa, ainda existe uma variabilidade relevante nas emissões estimadas na cadeia do gás natural (extração, processamento, transmissão e distribuição). Em particular, há uma séria preocupação em torno da fuga de metano (CH₄) durante a extração do gás natural. Classificamos a “fuga de metano”, ou taxa de vazamento, como o percentual estimado de emissões de metano sobre a produção total de gás natural. As principais fontes antropogênicas de emissão do metano são oriundas da cadeia de valor de combustíveis fósseis, a extração, a produção e a distribuição, ou seja, essa fuga pode ocorrer em qualquer um dos passos na cadeia de valor. Uma vez liberado na atmosfera, o CH₄ permanece por um período relativamente curto

de anos antes de degradar-se, comparado com o CO₂ que é quimicamente menos reativo e mantém-se por até centenas de anos. Apesar disso, possui um potencial de aquecimento 60 vezes maior que o CO₂, além da alta capacidade de absorção radiação infravermelha (calor) que fica em torno de 23 vezes mais que a do dióxido de carbono (CO₂) (USP, 2006). É possível entender o dilema ao observar que o metano contribui com 70% da composição do gás natural e é um gás de efeito estufa com alto potencial de aquecimento global, classificado pela ONU como segundo maior contribuinte após o CO₂. Tendo em vista o curto espaço de tempo de permanência do metano na atmosfera e o seu potencial destrutivo, concluímos que uma redução nas emissões de metano acarretam em uma melhora imediata do potencial aquecimento global. Logo, para se atingir as metas estipuladas pelo Acordo de Paris de 2015 (veja introdução acima), é necessário mitigar essas emissões. Vale lembrar que a fuga de metano na geração durante a cadeia do gás natural não é intencional por ser desvantajoso para as empresas do setor, assim é de interesse melhorar as tecnologias de controle desses vazamentos (LENOX e KAPLAN, 2016). Atualmente estão sendo desenvolvidas tecnologias cada vez mais eficientes e acessíveis do ponto de vista de custos, como aviões, drones, satélites para o monitoramento desses vazamentos de metano ao longo da cadeia do GN. Mesmo sabendo dessas variáveis, ainda não existem métodos completamente consistentes de quantificação dessas emissões (SAFARI et al, 2019).

Vale destacar que estudos recentes mostram taxas decrescentes de emissões de metano e CO₂ na extração do gás natural. A maior parte desses estudos é conduzida nos Estados Unidos (EUA), devido principalmente à descoberta e expansão do gás de xisto ou gás não convencional (SAFARI et al, 2019). Lenox e Kaplan (2016) apontam que com a evolução de novas tecnologias e métodos, as emissões de CO₂ têm declinado em nas cadeias de geração *upstream*. Nesse ponto, surge a maior parte das divergências entre estudos. Atualmente não existe um consenso de qual a taxa de vazamento de metano máxima para que as emissões do gás natural sejam consideradas mais danosas ao meio ambiente que as de dióxido de carbono do carvão. Estudos como de Heath et al. (2014) ou de Howarth (2014) apontam diferentes taxas de fuga entre a extração do gás natural convencional e o gás não convencional³. Essas taxas podem

³ Normalmente é utilizado o termo “gás não convencional” quando nos referimos ao Xisto.

De acordo com a Nota Técnica de 2010 da ANP: “Gás não-convencional pode ser considerado todo gás natural que é mais difícil e menos atrativo, economicamente, de ser extraído, conceito este que varia no tempo e de reservatório para reservatório. O conceito de gás natural não-convencional não é preciso, pois o gás que fora outrora assim considerado, pode vir a tornar-se convencional através de novos processos e técnicas.

variar entre 0.66% até 6.2% para produções não convencionais e 0.53% até 4.7% para os convencionais nos EUA segundo dados da National Renewable Energy Laboratory (NREL), o laboratório do departamento de energia dos EUA. Bush e Gimon (2014) chamam atenção para outro fator relevante à análise do impacto do gás, o recorte temporal. Eles mostram que, dada uma emissão de 2%-4% de metano, a substituição do carvão pelo gás natural pode ser significativa no longo prazo nas reduções de emissões de CO₂. Existem estudos que mostram que, em um cenário de 20 anos, o movimento da substituição do carvão só deixaria de valer a pena, colocando na balança as taxas de emissão de carbono, se a taxa de vazamento de metano na extração do gás natural atingir uma taxa de 7% (JIANG et al, 2014). Em contraste, comparando a geração de energia elétrica a partir do gás à geração a partir do carvão, apontam que essa taxa seria de 3,2%. Isto é, no pior cenário, se a taxa de vazamento de metano na extração do gás natural for superior a 3,2%, a produção de energia elétrica a partir do gás natural torna-se mais danosa para o meio ambiente do que a geração elétrica a partir do carvão (ALVAREZ; et al., 2012)

Há estudos que mostram que a taxa média de emissão de metano advindo da cadeia do gás natural não seria tão alta se não houvesse “super emissores” regionais. São caracterizados como “super emissores” produtores específicos e regionais que apresentam taxas de vazamento muito mais altas que a média dos outros produtores. Brandt et al. (2014) demonstram que as emissões de gás de xisto na cadeia do gás nos EUA, levando em conta super emissores, não seria suficiente para negar os benefícios do gás natural para o sistema e o meio ambiente.

Supondo haver um impacto positivo do gás natural no montante das emissões de CO₂, há uma linha de pesquisa que avalia o impacto de substituir as usinas de geração de carvão por usinas a gás. Esses estudos investigam se utilizá-lo como combustível de transição geraria uma redução real nas emissões de dióxido de carbono. Ao criar mecanismos para a expansão do gás natural, aumentando oferta e infraestrutura, é possível e esperado que por consequência se diminuam os custos desse recurso. A pesquisa avalia se essa expansão e redução de custos iria expandir o consumo de energia elétrica em geral ao invés de somente possibilitar a transição. Dessa forma, a redução das emissões seria limitada ou até insignificante (LENOX e KAPLAN 2016, apud HUNTINGTON, 2013; JISEA, 2016; SHEARER et al, 2014; MCJEON et al., 2014; NEWELL e RAIMI, 2014).

Esse capítulo resume os argumentos que propõem que o gás natural pode atuar tanto na transição das plantas de carvão, quanto como combustível de ponta intervindo diretamente na intermitência das, ainda em desenvolvimento, fontes renováveis. Apesar disso, ainda existe

uma discussão em torno dos reais benefícios climáticos da transição do carvão para o gás natural e a liberação de metano na atmosfera, um dos gases efeito estufa mais danosos. Há indícios de que tecnologias de controle de vazamento de metano têm diminuído as taxas de fuga na cadeia do gás natural tanto para o gás convencional quanto o não convencional (xisto). Com isso, a expectativa é de que esse problema seja satisfatoriamente resolvido nos próximos anos. Nessa perspectiva faz-se necessário analisar os custos da transição, agente de financiamento e outros aspectos envolvidos. No próximo capítulo vou explorar a regulação, estruturas de mercado e agentes envolvidos na transição de fontes fósseis para o gás natural no cenário brasileiro.

CAPÍTULO 3 – Implicações do uso do gás natural na matriz energética brasileira

O presente capítulo está organizado em duas partes. A primeira parte descreve as principais características da indústria do gás natural e caracteriza o cenário brasileiro e suas particularidades. Com base nisso, buscamos entender o papel da Petrobras e da nova lei do gás impactam o gás natural na matriz energética brasileira. Na segunda parte, será discutida a entrada do gás natural no lugar de outros combustíveis fósseis como o petróleo e derivados e principalmente o carvão, além da sua entrada como fonte que mantém a segurança energética das fontes intermitentes na matriz elétrica.

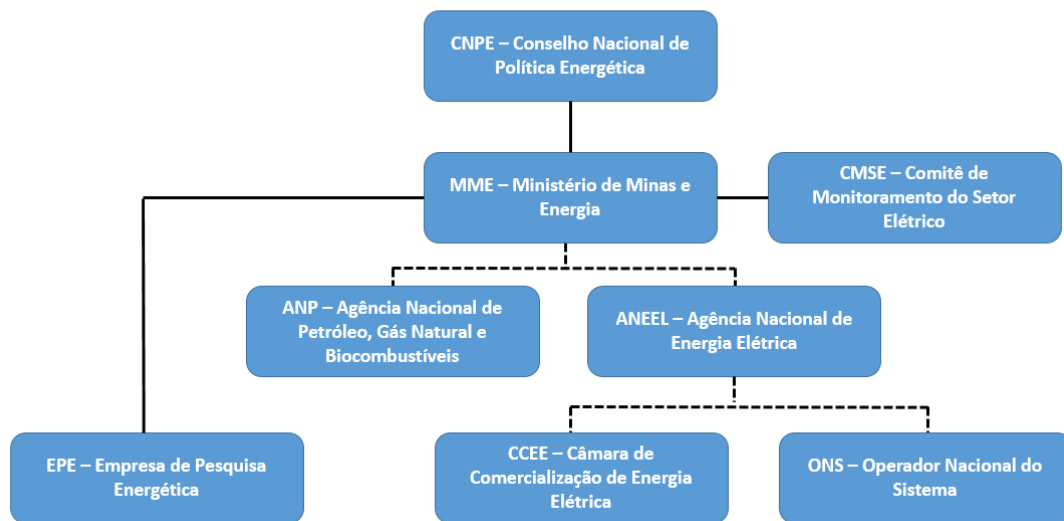
3.1 A cadeia do gás natural e o aparato regulatório brasileiro

Antes de avaliar o espaço para o gás natural em um cenário de transição energética é importante delinear o aparato regulatório brasileiro atual.

No Brasil, a estrutura regulatória do Setor Elétrico desde a exploração à entrega final do gás natural, seja ela em forma de energia elétrica ou gás processado, é composta por diversas instituições governamentais. No âmbito governamental federal, temos o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energias (MME) e o Comitê de Monitoramento do Setor Energético (CMSE). O MME, órgão regido pela Lei nº 10.683/2003 e pelo Decreto nº 9.675/2019, tem como principal competência elaborar políticas nacionais voltadas às suas áreas de atuação (mineração ou produção de energia). Quando descemos para o nível regulatório, identificamos a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), uma autarquia federal vinculada ao MME responsável pela execução da política nacional sobre para o energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), também uma autarquia sob regime especial responsável por controlar e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica. Além deles, temos a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ligada diretamente ao MME, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no país, além do planejamento da operação dos sistemas isolados. O principal papel do ONS é garantir a segurança do contínuo suprimento de energia elétrica. Ademais, existe a Câmara de Comercialização de Energia

Elétrica (CCEE), que atua como operadora do mercado de energia brasileiro. Dentre suas principais atividades está a contabilização de operações de compras e vendas de energia elétrica apurando mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os montantes efetivamente gerados ou consumidos pelos agentes de mercado (CCEE). Ambos, ONS e CCEE, são subordinados à regulação da ANEEL.

Figura 1 - Desenho institucional setor energia Brasileiro



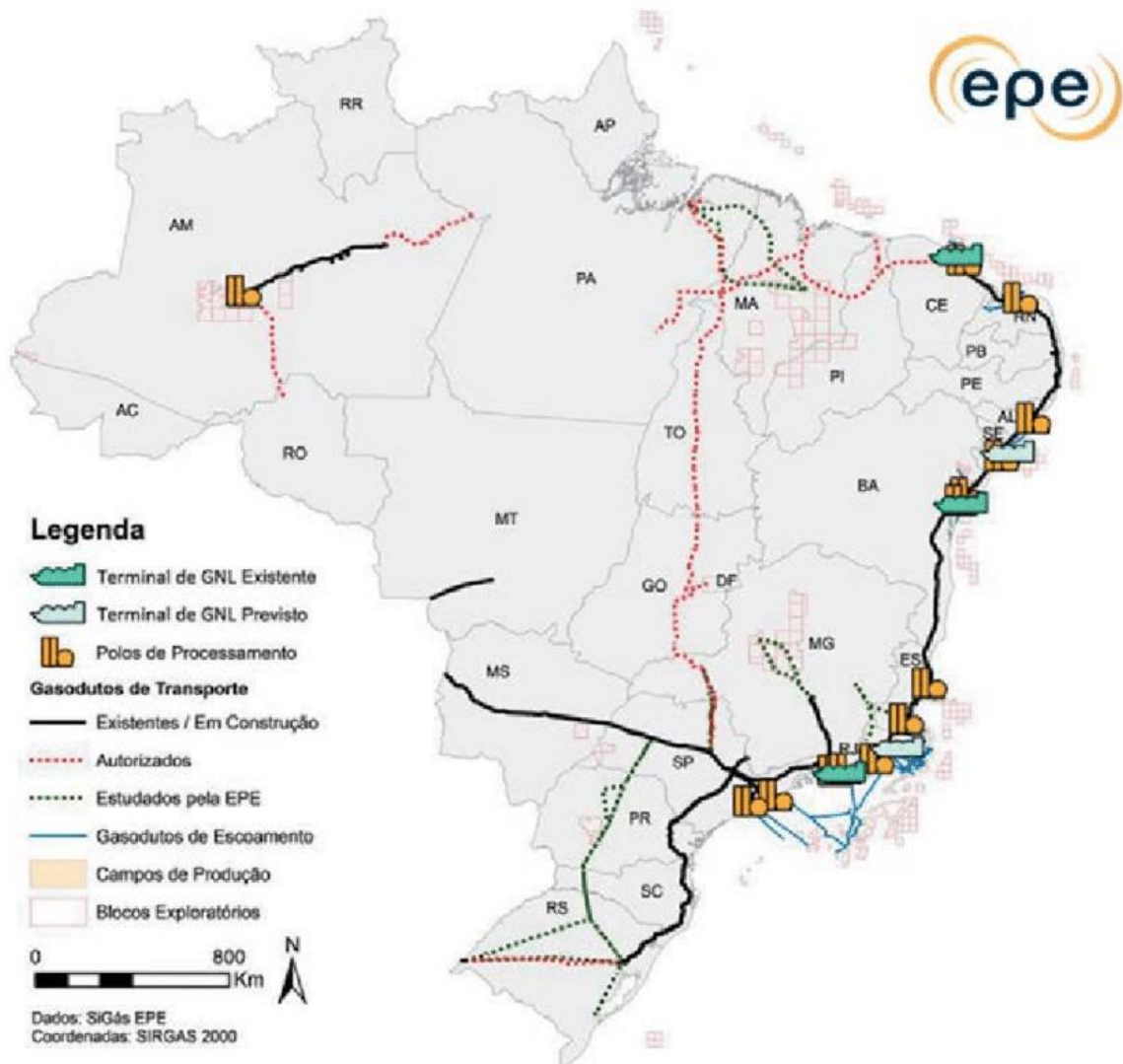
Fonte: Elaboração própria

A cadeia produtiva do gás natural segue um fluxo específico. Em resumo, o gás natural (GN) ao ser produzido (seja importado ou produzido nacionalmente) é processado para depois ser transportado até às *city gates*, o conjunto de instalações que engloba o processo de passagem do gás da transportadora para etapa de distribuição, onde é entregue à concessionária estadual e distribuído para consumo final. Os elos de transporte e distribuição da cadeia são considerados monopólios naturais, enquanto considera-se que os outros segmentos possibilitam a competição entre agentes. Estima-se que de 50% a 70% do custo final do gás natural (não incluindo a cobrança de impostos) é associado aos custos do primeiro grupo (transporte e distribuição). (ALMEIDA; FERRARO, 2013)

A malha de gasodutos no Brasil tem 45 mil quilômetros de extensão. Essa extensão divide-se em dois tipos de gasodutos, o de transporte e o de distribuição. Os dutos de transporte são aqueles que levam o gás natural desde as unidades de processamento até às instalações de estocagem. Esses também podem levar o gás diretamente para grandes consumidores como

indústria pesada ou térmicas e até às *city gates* de concessionários estaduais de distribuição. Já a malha de distribuição é composta pelos dutos que recebem o gás natural no ponto de entrega (*city gate*) e levam-no aos consumidores finais. Ao olhar especificamente para os dutos que podem fazer o transporte do gás natural esse número se reduz a 9,5 mil quilômetros altamente concentrados na região costeira do Brasil. Os outros 35,5 mil quilômetros são malha de distribuição do gás, que abastecem as grandes cidades (CBIE, 2019)

Figura 2 - Mapa dos gasodutos de transporte no Brasil



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2017

Podemos usar como objeto de comparação a Argentina para melhor compreender o tamanho da nossa rede de gasodutos. O gás natural é a principal fonte de energia da Argentina

representando 58% da matriz energética primária. O país conta com uma malha de transporte de cerca de 16 mil km que cortam a extensão do território de norte a sul e seu interior. A malha de distribuição é de cerca de 146 mil km (EPE, 2020).

Os 9,5 mil km da rede de transporte brasileira são operados por cinco empresas distintas. A Transportadora Associada de Gás (TAG), a Nova Transportadora do Sudeste (NTS), a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), a Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB) e a Gás Ocidente. A TAG tem a maior extensão dos gasodutos com cerca de 4,5 mil km indo de Pecém (CE) até a Baía de Guanabara (RJ). Até pouco tempo a Petrobras era detentora da maior parte da infraestrutura de transporte do país. No entanto, com os planos de desmonte desse braço da Petrobras, a empresa vendeu 90% de sua participação da NTS para um consórcio liderado pelo grupo Brookfield, do Canadá, em 2017, além de completar a venda de 100% da TAG para a Engie, empresa francesa, em 2021. A Petrobras busca também se desfazer de sua participação nas outras empresas de transporte como a Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG), da qual detém 51%, e a Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB), onde é detentora de 25%. Isso vem da assinatura do Termo de Compromisso de Cessação (TCC) da Petrobras com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), o qual vamos abordar em mais detalhes a frente. Ao olharmos para a malha de distribuição, a realidade não é muito diferente. A Petrobras por meio da Gaspetro retinha participação em diversas distribuidoras somando 10 mil km de malha de gasodutos. Porém, com as determinações do CADE, se comprometeu com a venda da participação até o final de 2021 em sua totalidade.

As discussões em torno do gás natural englobam as esferas política, econômica, geográfica e ambiental. No caso do Brasil, desde a descoberta do Pré-Sal⁴ com o campo de Tupi (atualmente campo de Lula) em 2008, a região foi marcada por intensa exploração. A partir disso, é descoberta uma grande área petrolífera de 800 km de extensão e 200 km de largura no subsolo oceânico ao longo da extensão dos cinco estados: Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo. A exploração efetiva do Pré-Sal começa em 2010 e atualmente (primeiro trimestre de 2020) já atinge as marcas de 65% da produção total da Petrobras, com

⁴ O Pré-Sal é um termo que pode ser entendido como nome próprio e refere-se a um conjunto de rochas nas porções marinhas do litoral brasileiro com potencial para a geração e acúmulo de petróleo e gás natural. Essas rochas estão localizadas abaixo de camadas de sal, podendo atingir mais de 7 mil metros de profundidade abaixo do nível do mar. É um prisma de 800km de extensão por 200km de largura ocupando desde o litoral de Santa Catarina até o Espírito Santo.

seus 77 poços⁵. Os campos do Pré-Sal apresentam uma elevada razão gás-óleo (RGO) nos seus reservatórios. A exploração do Pré-Sal resulta hoje em uma situação de baixíssimas importações de petróleo e gás, ainda que o país ainda seja dependente da importação de óleo diesel para suprir suas demandas de produtos derivados (BEN, 2020).

Naturalmente, tem-se uma movimentação para viabilizar um mercado de gás natural mais competitivo (FERRARO, 2012). O gás associado do petróleo (maior parcela do Pré-Sal) traz inerentemente consigo duas questões complicadoras à sua produção. A primeira é o seu transporte até o continente e a sua separação dos outros produtos da jazida. O mercado de gás natural brasileiro é muito específico por tratar principalmente da extração de jazidas em alto mar (83,9% da produção nacional em 2020). Esse fator torna a extração muito custosa. Faz-se necessário a instalação de infraestrutura específica, como gasodutos abaixo de uma profunda lâmina d'água e/ou centrais de processamento em alto-mar para o escoamento desse gás.

A segunda questão inerente a esse gás ser associado ao petróleo é ele apresentar em média altos níveis de contaminação por dióxido de carbono CO₂ (característica específica do gás do Pré-Sal). Como consequência, há uma demanda de um investimento adicional na sua separação (BNDES, 2015). Traçando um breve histórico, com a descoberta de reservas de petróleo e gás natural do Pré-Sal, é estabelecido o marco regulatório incidindo diretamente na cadeia do gás. Promulgada em 2009, a Lei 11.909, conhecida como a “Lei do Gás”, institui normas para a cadeia do gás natural (exploração, transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação) e comercialização de gás natural. Em 2016, há uma mobilização para modernizar a indústria do gás natural no Brasil com a iniciativa do “Gás para Crescer”, que promove diretamente mudanças legais e regulatórias, além de favorecer a contratação do gás nos leilões de térmicas. Vemos, também, nesse período o início de uma mobilização por parte da Petrobras em reduzir seus investimentos no setor de gás natural se reposicionando estrategicamente, por exemplo com a venda de 49% da Gaspetro um ano antes, em 2015. A iniciativa não causa uma reformulação da Lei do Gás. Nesse intervalo, a ANP ganha protagonismo no processo regulatório com a publicação de três notas técnicas sinalizando sua visão em prol do aumento de competitividade do mercado (ANP, 2018).

Além dessas mobilizações, desde 2013 tem sido debatida no congresso nacional uma nova proposta de Lei do Gás que busca implementar reformas para induzir um ambiente mais competitivo no setor. Ela ganha mais notoriedade nos anos mais recentes tornando-se grande

⁵ Ao passo que existem atualmente 4108 poços de produção de petróleo e gás no pós-sal.

pauta de discussões. Aprovada em 2021, tornou-se vigente a Nova Lei do Gás nº 14.134. A Confederação Nacional da Indústria (CNI) aponta que a nova lei pode gerar um aumento de R\$ 60 bilhões por ano em investimentos no setor e gerar cerca de 4,3 milhões de empregos nos próximos anos. Com objetivo de alavancar essas mudanças, seria necessário a criação de mecanismos que tragam investimentos e um ambiente saudável para novos entrantes no mercado de gás natural que discutiremos a seguir.

A Nova Lei do Gás:

“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 nºs 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.”

É possível destrinchar a nova lei em quatro pontos de mudança relevantes:

1. Fim da dinâmica de concessão para início do uso de autorização;
2. Aumento ao acesso às estruturas;
3. Independência e autonomia;
4. Sistema de saída e entrada.

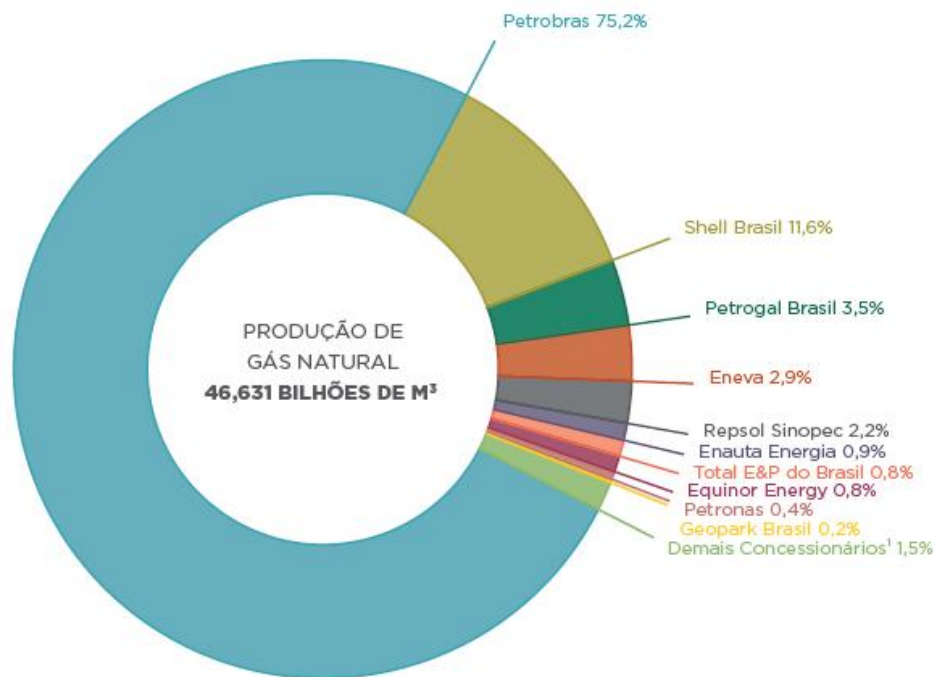
Com ela, a fim de tornar mais rápidos e desburocratizar os processos envolvidos na atividade de transporte de gás natural, passa a valer o regime de autorização ao invés do anterior de concessão. São abrangidas as atividades de construção, ampliação, operação e manutenção das instalações (MME, 2021). A grande vantagem da autorização é que ela não ocorre por meio de licitação. No seu novo formato, cabe à ANP a concessão dessas autorizações mediante regras pré-estabelecidas por meio de chamada pública. Além disso, a nova lei, diferentemente de sua antecessora, garante o acesso negociado e não discriminatório de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural, e aos terminais de gás natural liquefeito. Outro aspecto importante garantido pela nova lei do gás é que o transportador deve construir, ampliar, operar e manter os gasodutos de transporte com independência e autonomia em relação aos agentes que exerçam atividades concorrenciais da indústria de gás natural. Com o objetivo de garantir isso, a lei proíbe a existência de relação

societária direta ou indireta de controle ou de coligação, entre transportadores e empresas ou consórcios de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, e produção. Trata-se de uma formação livre de um monopólio, em uma indústria onde a estrutura de custos e investimentos incentiva isso em certos elos da cadeia. A frente, veremos como a verticalização pode atuar a favor ou contra a estrutura de custos do setor de gás natural.

O último ponto a destacar diz respeito a uma novidade não antes presente de forma alguma na antiga legislação. A nova lei determina que a malha de transporte de gás natural poderá ser organizada em sistemas. Assim, o regime de contratação de capacidade se divide em entrada e saída, as quais poderão ser contratadas independentemente uma das outras. Tal regime possibilita a situações onde uma empresa opera a entrada do gás natural de um gasoduto e uma outra empresa opera a saída desse mesmo gasoduto, criando assim ainda mais possibilidades de concorrência no mercado. O problema identificado a partir dessa nova possibilidade é a falta de harmonização das regulações estaduais e federal (GOMES, 2021). Isso é importante de forma a evitar conflitos entre regulações estaduais e as do novo marco. A nova lei aborda as movimentações no transporte, porém a distribuição ainda está a cargo do estado, de forma que se faz necessário sinergia entre ambas.

A nova legislação que tange o gás natural chega em um momento turbulento no setor. Um dos maiores desafios para a indústria de gás atualmente é gerar investimentos no *upstream* de forma a possibilitar o escoamento do gás associado ao petróleo. Por ser uma indústria de rede, contém várias complexidades que provém da interdependência entre elos da cadeia. No Brasil essa indústria é altamente concentrada, com a Petrobras em 2020 sendo a concessionária responsável por 75,2% da produção de gás natural total. Como operadora, a produção da Petrobras respondeu neste ano por 95,1% de toda produção do gás (ANP, 2021, p. 76).

Figura 3 - Produção de gás natural por concessionária



Fonte: Anuário ANP 2021. p.83.

Além de responsável pela maior parte da produção, a estatal até pouco tempo também concentrava grande parte da infraestrutura de escoamento do gás para as unidades de processamento, estando presente no transporte, nas distribuidoras e na importação do gás via o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL)⁶ e a importação de (onde a estatal é dona de estações de regaseificação), além da importação de gás natural liquefeito (GNL) que hoje vem dos EUA. A empresa estatal foi historicamente importante para fomentar esse mercado no Brasil, mas hoje, é discutido se ainda faz sentido mobilizar e manter investimentos da Petrobras no mercado de gás ou se o desinvestimento no setor é o melhor caminho para um mercado mais competitivo e preços mais baixos de gás natural. Muitos entendem que o modelo verticalizado de atuação da estatal (presente em todos os elos da cadeia produtiva de gás natural) não faz sentido atualmente, pois traz riscos e custos, tanto para a Petrobras quanto para novos entrantes. A Petrobras tem um papel quase monopolista no setor de produção do gás, sendo até recentemente detentora da infraestrutura de escoamento do gás. No entanto com a Nova Lei do gás e o

⁶ O gás escoado através do GASBOL é proveniente da Bolívia, cuja importação é fruto do contrato assinado entre a Petrobras e o governo boliviano em 1996 que de 1999 até 2019 estabeleceu um volume de importação de 30 milhões metros cúbicos por dia.

compromisso assinado de Termo de Compromisso de Cessação (TCC) em julho de 2019, com o CADE órgão que atua visando garantir a defesa da concorrência nos mercados, a estatal se comprometeu a desinvestir em todo o setor de transportes e distribuição tornando-se apenas atuante no elo de E&P.

Por ser empresa monopolista e verticalizada além de estatal, a Petrobras é obrigada a arcar com a grande maioria dos custos para a instalação de infraestrutura especializada para a comercialização do gás. É de interesse para a empresa dividir esses custos e como consequência os riscos associados a eles, isso é o investimento em um mercado ainda relativamente incipiente. A infraestrutura para o escoamento da produção de gás natural é custosa e a própria produção do gás compete muitas vezes com a produção do petróleo nos campos associados. Assim, arcar completamente com os custos desse investimento traz riscos altos para a empresa investidora.

A nova Lei do Gás entra no cenário de condição para a retomada de investimentos no setor. A reforma legislativa traz segurança jurídica e reformula o modelo historicamente monopolístico amplo da Petrobras. A estatal deixa de ser ampla fornecedora e dessa forma, abre-se espaço para novos entrantes e investimentos, possibilitando aumentar a competição no mercado e conseqüentemente redução dos preços da molécula do gás.

Por outro lado, podemos enxergar o desmantelamento dos investimentos da Petrobras no setor de gás natural como algo negativo em alguns pontos chave. Em primeiro lugar, a Petrobras como empresa estatal de óleo e gás, exerce um importante papel estratégico não só econômico com a geração de empregos, ou tecnológico com os seus investimentos em pesquisa e desenvolvimento, mas principalmente na autonomia do país em relação à segurança energética. A Petrobras é um importante elo federal garantidor de energia. Devido a sua dimensão nacional, ela exerce grande impacto no preço dos combustíveis. Assim, pode servir como mecanismo político e econômico nacional no que permite ao governo atuar diretamente em um mercado de energia e transporte (altamente estratégicos para o país).

Além disso, podemos criticar diretamente a Nova Lei do Gás e as mais recentes movimentações nacionais em torno desse mercado. A nova lei busca aumentar a segurança para a entrada de novos agentes no mercado de gás natural e a competitividade de preços no consumo final. Ela faz isso facilitando o acesso desses agentes às infraestruturas do gás, em um cenário onde produtores terão mais garantias de conseguir escoar sua produção, e indústrias terão mais liberdade de comprar o gás. Porém, a partir da atual movimentação da Petrobras, percebe-se um desinvestimento da empresa em suas instalações já existentes. A estatal vende parte das suas estruturas de transporte e distribuição, garante abrir acesso às suas estruturas de

escoamento para terceiros, e se compromete a reduzir sua compra de gás. Esse movimento faz parte de um plano de ação da Petrobras visando reduzir sua atuação somente ao setor de E&P da cadeia do gás. Essas medidas são tomadas de modo a atender o Termo de Compromisso de Cessação (TCC). O acordo firmado prevê a alienação de ativos da Petrobras vinculados no setor de transporte, como a venda da NTS da TAG e da TBG, e distribuição (encerrar sua participação acionária indireta em companhias distribuidoras), assim como venda de 8 das 13 refinarias (ficando agora concentrada apenas nos centros RJ/SP) e centros de industrialização do gás. A estatal se comprometeu com o cumprimento desses termos até dezembro de 2021.

Ademais, há discussões em torno do desinvestimento da Petrobras, mas pouca clareza de como isso vai afetar os preços na cadeia do gás. Podemos entender que a intensificação da exploração, pois ao aumentar-se significativamente a oferta do gás, tem efeito de redução de preços. Todavia, é importante considerar que, pela forma em que foi instituída, a nova lei estimula novos entrantes em diferentes elos da cadeia produtiva. Esses novos atores econômicos impõem margens de lucro próprias e podem acabar encarecendo o produto final, mesmo com a ocorrência de intensificação da exploração (aumento de oferta). Nozaki (2021), aponta para a existência de casos internacionais de sucesso onde empresas estatais atuam em rede na cadeia do gás. Na Rússia, maior fornecedora de gás da Europa, vemos uma grande estatal verticalizada atuando em todos os elos de forma a mitigar custos e riscos. Nos EUA, mesmo com o mercado aberto, existe um arcabouço legislativo que incentiva o controle nacional dos ativos de petróleo e gás e permite um controle estatal denso. Nozaki ainda adiciona que, até o momento no Brasil, quem garantiu o desenvolvimento das infraestruturas do gás natural foi a Petrobras e que são justamente esses esforços públicos que induzem o investimento privado. Especula-se que, sem o esforço da Petrobras ou de alguma instituição como o BNDES, torna-se improvável que venha a acontecer investimentos privados em infraestrutura na escala necessária para ampliar o papel do gás na matriz energética brasileira.

Tornamos ao questionamento da validade de desmonte da estrutura verticalizada da Petrobras: antes das movimentações mais recentes, anteriores ao termo de conduta assinado junto ao CADE em 2019, tínhamos a estatal Petrobras atuando em larga escala tanto na exploração e produção do gás quanto no refino e no transporte (quase monopolisticamente) e distribuição. Agora, vemos a mesma se afastando dessas frentes e concentrando-se na E&P, sob o argumento de aumentar a competição no mercado de forma a baixar preços.

Dois pontos importantes ficam em aberto a partir das estratégias acima, primeiro é importante entender o contexto da desverticalização da estatal. A integração vertical de uma

companhia de óleo e gás busca espalhar o risco da operação da empresa entre diversos elos da cadeia de valor, desde a E&P à comercialização. Os ganhos de cada fase que compõem a integração vertical tendem a flutuar de forma assimétrica, assim, a integração vertical auxilia a empresa a balancear suas operações e se proteger de oscilações intrínsecas de mercado. Por exemplo, quando o preço do petróleo está baixo, as margens do refino e da comercialização ainda são geralmente positivas (AL-MONEEF, 1998). Há, no entanto, também há desvantagens associadas a essa integração, como a perda de eficiência da empresa integrada. Muitos estudos e evidências empíricas mostram que existe um nível ótimo de integração vertical, a partir do qual, os custos da integração ultrapassam os ganhos de escala e os ganhos com a redução do risco. Deseconomias de escala e de escopo são reflexo de uma integração vertical além do ponto ótimo, isso é quando o preço médio por unidade de produção ultrapassa o ganho de volume produzido ou o custo para diversificar a produção ultrapassa os ganhos gerados pela produção do bem internamente, como por exemplo custos administrativos e burocracia gerada (BARRERA-REY, 1995). Outra desvantagem é a existência de custos de oportunidades, ou *trade-off*, do investimento da integração de uma empresa a jusante (*downstream*) da cadeia do gás. Investimentos direcionados ao *downstream* reduzem fundos disponíveis para o investimento em expansão de capacidade produtiva do montante (*upstream*). Isso se dá porque na exploração e produção de óleo e gás em geral, especialmente em regiões de baixo custo de produção, como o Oriente Médio e Venezuela, o custo associado ao *upstream* que é mais baixo que o *downstream*.

A Petrobras é historicamente uma empresa verticalmente integrada. A estatal conta com uma estrutura desde o primeiro elo da cadeia de valor do óleo e gás até o consumo final nas bombas dos postos, apesar de que desde 2019 iniciou a venda das suas participações acionárias na BR distribuidora - que atua neste último elo – finalizando a venda em junho de 2021 se desfazendo dos últimos 37,5% de participação. Atualmente o maior detentor de ações ordinárias é o Fundo Samambaia com 7,95%. Além disso, a empresa também participa em outros mercados como o segmento de transporte, por meio da Transpetro, e o petroquímico, através das empresas Deten e Braskem (apesar de ter iniciado processo de desinvestimento neste último setor; veja EXAME, 2021). Ao mesmo tempo, vemos empresas internacionais de óleo e gás que mantêm sua integração vertical como estratégia competitiva, como a americana, ExxonMobil, que é tanto produtora como atua nas áreas de refino, distribuição, e na indústria química. Exemplos de integração vertical ocorrem inclusive em menor escala nos EUA, onde

temos pequenos produtores que atuam no transporte local e venda final do produto em postos de gasolina próprios.

O segundo ponto a ser elaborado é a questão de uma empresa nacional. Hoje, vemos as maiores empresas de óleo e gás do mundo sendo representadas por grandes empresas nacionais. Ao olharmos para as grandes empresas mundiais, vemos exemplos na China com a Petrochina e a Sinopec, ou a Rússia com a Gazprom e a Rosneft, todas grandes empresas estatais ou parcialmente estatais que frequentemente atuam como braços estratégicos dos seus respectivos governos. Temos, também, a antiga Statoil, atual Equinor, que atua internacionalmente nos segmentos de óleo e gás e energias renováveis e que tem como principal acionista o governo da Noruega, com 67% da participação acionária (EQUINOR, 2021). A Equinor é uma forte empresa nacional que busca investir em inovação em diversas frentes e elos da cadeia de valor.

Vemos exemplos similares nos EUA, com a existência de grandes empresas de capital estadunidense, e que, apesar de não serem estatais, recebem intervenção e apoio frequentes do governo. Um exemplo recente disso foi a movimentação do governo Biden de vetar investimentos norte-americanos em 59 empresas estratégicas chinesas, entre elas empresas de óleo e gás do setor de energia (SEVASTOPULO, 2021). Os EUA são o segundo maior país pagador de subsídios para o setor de combustíveis fósseis, com 660 bilhões de dólares pagos em 2020, sendo seguido nesta categoria pela Rússia (520 bilhões de dólares), e antecedido pela China, maior pagador de subsídios para este setor (2,2 trilhões de dólares). Já o Brasil pagou 43 bilhões de dólares em subsídios ao setor (IMF, 2021). São movimentações que têm como objetivo o fortalecimento da indústria nacional com empresas nacionais do setor energético.

Outro ponto importante a respeito do mercado brasileiro é a política de preços da Petrobras. Desde 2016, durante o período em que Pedro Parente esteve na presidência da estatal, foi instituída uma política de paridade aos preços internacionais sobre o óleo e seus derivados. Essa decisão abre espaço para o aumento da participação de empresas privadas e entrada de capital estrangeiro no setor. A adoção da paridade desencadeia uma série de efeitos sobre a política econômica e a própria economia nacional. Com a reduzida capacidade de intervenção nos preços, o Brasil se torna mais vulnerável a efeitos macroeconômicos externos. Além disso, o país passa a ter que comprar externamente um bem que poderia ser produzido em solo nacional, já que parte da nossa produção passa a ser direcionada para atender o mercado externo. Cresce a participação de importadores, e na busca por aumento da receita fiscal, o governo federal aumenta as alíquotas tributárias que incidem sobre preços da gasolina e do diesel, que impactam

mais diretamente o consumidor final. Em 2017, por exemplo, a alíquota do PIS//Cofins subiu de 9% para 14%.

Como consequência da paridade internacional de preços e da compra de combustíveis no exterior, o país torna-se mais suscetível a oscilações do mercado financeiro e ataques especulativos (DIEESE, 2018). A dolarização dos preços traz ganhadores e perdedores. Dentre os vencedores estão principalmente os acionistas privados da Petrobras, que ganham diante da forte movimentação especulativa. Por outro lado, o consumidor final sofre com o aumento de preços, e a política macroeconômica do país fica fragilizada, sendo o aumento do preço dos hidrocarbonetos uma das principais razões pela disparada recente da inflação e o baixo crescimento econômico atual.

3.2. Gás natural substituindo derivados de petróleo e carvão e mitigando insegurança das fontes intermitentes

No capítulo 1, foram discutidos os efeitos de uma substituição dos derivados do petróleo e do carvão pelo gás natural como fontes de energia, principalmente, levando em conta o índice de liberação de CO₂ na queima desses combustíveis fósseis. É necessário lembrar das particularidades da matriz energética brasileira, que, diferente da média internacional, não é majoritariamente composta por carvão mineral e tem sua matriz elétrica quase inteiramente renovável (BEN, 2020)

As perspectivas de crescimento da produção líquida de gás natural e da demanda da indústria mostram-se positivas para os próximos anos. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) aponta no plano decenal que a produção de gás natural deverá crescer exponencialmente até 2030, saltando de 59 milhões para 147 milhões de metros cúbicos por dia, sendo estimado que 71 milhões deles venham da camada de Pré-Sal (EPE, 2019). Além dessa estimativa, a EPE também projeta que a demanda por gás natural crescerá 5% ao ano até 2030 (EPE, 2019). A Firjan por exemplo, em estudo mais recente, aponta que a demanda industrial fluminense por gás natural deve duplicar nos próximos cinco anos, saltando de em média 680 mil metros cúbicos/dia para possivelmente 1260 mil metros cúbicos/dia, dependendo do cenário (FIRJAN, 2021). Dessa forma, é necessário avaliar dois pontos para o Brasil: 1) qual o potencial que o gás natural tem de substituir outros combustíveis fósseis, como os mais poluentes carvão mineral, o óleo diesel e o petróleo; e 2) qual o potencial de entrada do gás natural que irá garantir confiabilidade energética para a geração elétrica advinda das fontes renováveis intermitentes.

Abordando o ponto (1), existem alguns candidatos principais para essa substituição pelo gás natural como o carvão mineral e coque, o petróleo e seus derivados (principalmente o diesel). Além dessas fontes, poderíamos inserir na discussão a substituição do carvão vegetal e da lenha, mas esses, por saírem do escopo dos combustíveis fósseis e se enquadrarem a uma dinâmica de uso muito vinculada a uma demanda estrutural socioeconômica acima de tudo, não serão abordados nesse trabalho. Assim, vamos pontuar as principais características desses combustíveis fósseis. Podemos questionar se o aumento da produção de gás natural não estaria apenas aumentando a oferta geral das fontes primárias da matriz energética ao invés de estimular uma substituição de outros combustíveis mais poluentes. Apesar das recentes sinalizações por parte do governo para mitigar as emissões, não há mobilização de recursos ou planejamento claro dessa estratégia que garanta a descontinuidade de políticas que incentivem fontes fósseis mais “sujeiras” que o gás natural.

No Brasil, o uso do gás natural se concentra atualmente na produção industrial e na geração elétrica, enquanto no segmento de transporte vemos que a participação é de somente 2,1%. De acordo com o BEN (Balanço Energético Nacional), publicado pela EPE em 2021, o gás natural tem participação de 11,8% na matriz energética brasileira e 8,3% na elétrica. O uso do gás na atividade industrial se concentra principalmente no ramo farmacêutico, de fertilizantes e no agronegócio. A demanda por gás natural caiu em 13% de 2019 para 2020 principalmente devido ao aumento de preços praticados nos mercados internacionais e nacional. Com o aumento dos preços, a indústria busca fontes alternativas ao gás como o diesel (BEN, 2020). Isso expõe um ponto muito relevante que é: a demanda por gás é muito dependente da sua própria dinâmica de preços, sendo a princípio um combustível substituível. Segundo a Confederação Nacional da Indústria (2019):

O alto preço do gás natural ao consumidor industrial representou um grande revés para o sistema produtivo dos insumos básicos e reduziu de forma muito significativa o potencial de expansão destes setores. Na medida em que o crescimento do PIB implica numa maior demanda de insumos básicos, a falta de competitividade da indústria local resulta em um aumento das importações, com impactos na desestruturação da indústria nacional e na deterioração na balança de pagamento do país.

Outro combustível fóssil relevante é o carvão mineral. Esse é usado principalmente na indústria, mas diferente da matriz mundial onde tem uma importância muito mais relevante (26,9%), no Brasil, sua participação na matriz energética é muito menor (4,9%) (EPE, 2021). Mesmo levando em conta a participação do carvão vegetal e da lenha, considerados usualmente como fontes renováveis, a participação do carvão na nossa matriz sobe para apenas 13,8%, o que não é irrelevante mas é consideravelmente menor que a média mundial. Ao olharmos o

carvão mineral somente sob a ótica da matriz elétrica, a participação, que antes era de 4,9% na matriz energética, assume o patamar ainda mais baixo de 3,1%.

Apesar dessa baixa representatividade geral do carvão na matriz energética, sua participação em setores específicos é significativamente mais expressiva, e em alguns casos, superior ao consumo relativo de gás natural. Um exemplo é no consumo industrial de energia, que em 2020, representou 32,1% do consumo total no Brasil, desses 32,1%, 12,4% vêm da geração a partir do carvão mineral, ao passo que somente 8,8% são advindo do gás natural (BEN, 2020)

Por fim, o petróleo e derivados têm alta relevância na matriz energética brasileira hoje, representando 33,1% do consumo total (BEN, 2020). Apesar de ter baixa importância na matriz elétrica em geral (1,6%) seu uso tanto na indústria quanto no transporte (setor altamente dependente desse combustível fóssil) é bastante robusto tornando-o a principal fonte da matriz energética nacional.

O potencial de substituição de combustíveis fósseis mais poluentes pelo gás natural é alvo de muitas discussões. Os pontos centrais no Brasil são seu uso tanto para substituir o carvão mineral, quanto o do óleo diesel na geração elétrica, no uso industrial e agropecuário. Um último aspecto não menos importante é o potencial de demanda pelo gás natural. A demanda pelo gás, principalmente para substituir outras fontes se movimenta de acordo com seus preços, que quando mais caros reduzem a demanda ao passo de quando mais baratos a elevam. Vemos hoje uma ampla discussão a respeito das próximas movimentações do preço do gás no futuro. Muitos aguardam uma queda nos preços do gás que viria através da nova legislação de gás nacional. Apesar disso, devemos considerar também outro aspecto, a incerteza do mercado diante da situação econômica pouco favorável no Brasil. O aumento da demanda por gás é influenciada pelos preços, mas a demanda total por fontes energéticas é definida pela demanda nacional por energia. Essa, por sua vez, depende do crescimento econômico como um todo.

Voltando o olhar ao carvão mineral e coque, vemos que, apesar da baixa relevância da fonte na matriz, há um alto potencial da sua substituição pelo gás natural, tanto na produção industrial, na qual o carvão tem uma representação relevante, quanto na geração elétrica. O carvão brasileiro é conhecido por ser de baixa qualidade (apresentar um baixo poder calórico e quantidade de cinza elevada) e altos preços se comparado a média mundial já que só é encontrado em áreas restritas e limitadas, além das térmicas a carvão no país serem bastante antigas. Esses fatores tornam o carvão uma fonte pouco adequada para o país. Sua substituição fica dependente da melhora na infraestrutura de transporte e na redução de preços do gás

natural. Levando em conta a redução esperada de preços do gás natural, as indústrias químicas e de papel preveem a possibilidade de substituir em até 80% seu consumo de energia do carvão por gás natural, enquanto na indústria siderúrgica esse volume pode chegar a 50% (CNI, 2019). Apesar de demonstrações por parte do governo federal nos últimos períodos em apoio à instalação de novas térmicas a carvão, outras instituições como o BNDES sinalizam estar contra esse movimento (BORGES, 2021). As termelétricas a carvão mineral atualmente instaladas no país são concentradas principalmente na região sul do Brasil, que detém em torno de 99% das reservas de carvão mineral nacional (MME, 2021). Dessa forma, para viabilizar a substituição do carvão pelo gás é necessário considerar outros aspectos, como a criação de empregos na região, hoje há muitas famílias com renda atrelada à mineração. Ademais, é necessário pensar em como viabilizar o ato de descomissionar ou efetuar a transição das usinas lá existentes para a geração a base de gás natural.

Para mais das questões técnicas a respeito da adoção ou não da substituição do carvão pelo gás natural abordadas acima, existem outras questões políticas e sociais que, apesar de não serem aprofundadas nesse trabalho, devem ser mencionadas. É pontuado que em torno de 99% das reservas de carvão mineral se concentram na região sul do país, logo ao fazer a transição do carvão ao gás natural é importante refletir que muitos empregos serão perdidos. Torna-se imperativo que seja adotada alguma medida para que as famílias sustentadas por esta indústria não sejam deixadas em situações precárias. No entanto, vale lembrar que, assim como empregos serão terminados, outros serão gerados com o aumento da produção e consumo do gás. Uma política de requalificação e realocação seria importante para as regiões economicamente dependentes da produção do carvão. Temos também o ponto de vista político, no qual devemos considerar que os grandes empresários e donos dessa matéria prima formam *lobbies* e são representados politicamente. De modo a ilustrar, recentemente o governo tomou iniciativas a favor do aumento da participação das usinas termelétricas a carvão na matriz elétrica. Como vimos, até o presente momento, encontram resistência por parte de instituições como o BNDES que por definição deveria ser o principal financiador da empreitada (BORGES, 2021).

Dois caminhos tornam-se aparentes para o gás, por um lado, a substituição do carvão mineral pelo gás natural demonstra que deveria ser algo a ocorrer naturalmente. As tecnologias para essa transição são conhecidas e difundidas na geração de energia. Por outro lado, a transição do petróleo e seus derivados (principalmente óleo diesel) para o gás, ainda parece estar mais distante. O Diesel tem reduzida relevância na geração industrial e elétrica (Figura 4), mas é principal a fonte no setor de transportes (Figura 5), segmento que apresenta grandes

barreiras de entrada para o gás natural. A partir disso, contempla-se duas possíveis frentes de atuação para o gás natural: a entrada na indústria como fonte de energia térmica ou elétrica e a entrada no setor de transporte. Quando falamos sobre o uso industrial do gás, o principal combustível substituto derivado do petróleo é o diesel. Como fonte de energia, o gás natural assim como quando comparado com outras fontes fósseis apresenta uma queima mais “limpa” que o diesel. O uso de óleos combustíveis tanto no setor industrial, onde representa 1,7% quanto na geração elétrica com 1,6%. Para a geração energética a partir do óleo combustível, tanto para uso industrial quanto elétrico, os maiores empecilhos à transição para o gás são a adaptação da infraestrutura. Exemplos disso são os investimentos necessários para adaptar os modelos de geração e as próprias usinas para a entrada dessa nova fonte. Isso é, as indústrias precisam de uma malha de transporte do gás até suas fábricas, seja por gasodutos ou caminhões (por meio do processamento desse gás em gás natural liquefeito – GNL). Para isso é necessário colocar na balança os custos de se manter no regime atual de uso de óleos combustíveis derivados do petróleo contra os custos de migrar para o gás natural. Essa migração então, só se torna viável com uma redução de preços do gás natural significativa, já que, além da construção de malhas de transporte (dutos ou liquefação do gás para transporte em estradas), também é necessário a adaptação das usinas (HOLANDA, 2021). No Brasil já existem experiências específicas de substituição do óleo diesel por gás natural na indústria como o da Eneva (antiga MPX Energia) em sua área de atuação. A empresa diz que há um potencial de substituição de em torno de 4 milhões de m³/dia apenas na indústria, e pelo menos mais 2 milhões de m³/dia quando olhamos para a geração de energia. Essas demandas seriam supridas pela produção de seu novo campo, o Azulão, na bacia do Amazonas. (EPBR, 2021)

Já no setor de transporte os óleos combustíveis têm a maior importância na matriz nacional. Nesse caso, a entrada do gás natural ainda precisa avançar por uma série de desafios até sua adoção em estágio avançado, mesmo que hoje já seja usada em algumas regiões do país. Hoje o gás natural veicular (GNV) é utilizado em veículos leves e esse uso já é difundido nas grandes capitais costeiras. Há uma discussão relevante sobre sua possível adoção do transporte de cargas, ou seja, em veículos pesados como caminhões e ônibus. Dificuldades antes apontadas como a falta de infraestrutura de transporte para o interior do país são logo introduzidas ao debate. Organizações como a Administração de Informações Energéticas norte-americana (EIA) e a British Petroleum apontam que o principal combustível a ser substituído no setor de transportes é o diesel e que o gás natural pode atuar nesse espaço. (BP, 2020). O óleo diesel no Brasil representa hoje cerca de 44% do consumo energético no setor de transporte. Isso é o

dobro que a gasolina. Além disso, segundo dados da ANP, em 2019 um volume equivalente a 31,8% do diesel utilizado no Brasil foi importado (vindo principalmente da América do Norte). Logo a transição torna-se muito interessante se observada uma diminuição dos preços futuros do gás natural. O futuro aumento da produção de gás natural poderia entrar suprimindo os montantes importados de óleo diesel dentro do setor de transportes. Para a implementação do gás nesse setor, no entanto, ainda há barreiras como: 1) a infraestrutura de transporte concentrada na costa; 2) malha de abastecimento de postos no interior do país; 3) A tecnologia de abastecimento existente não ser adaptada para veículos pesados; 4) frota de veículos pesados ser composta por automóveis a diesel.

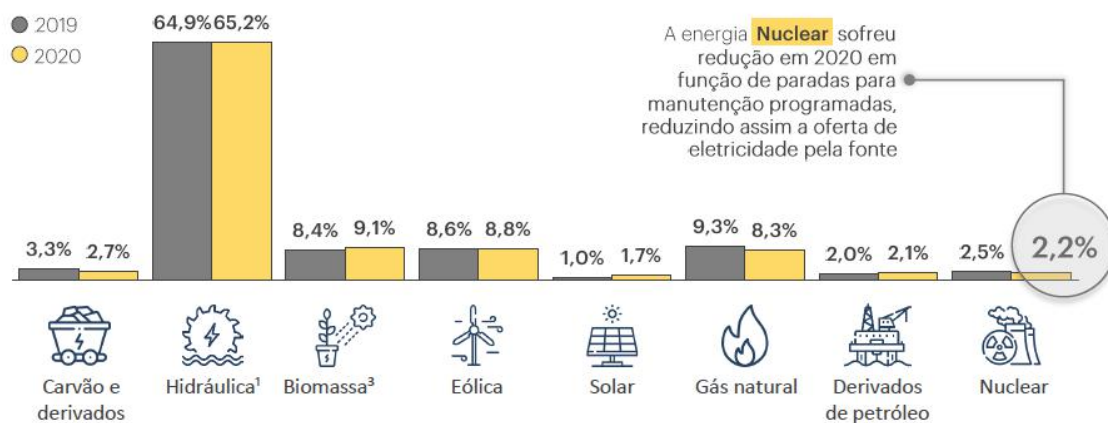
Sem a devida malha de transporte do gás natural para o interior do país, e por consequência a falta de postos com a tecnologia e o produto para abastecer esses veículos, torna-se inviável sua implementação. A tecnologia nos postos de abastecimento existentes adaptados ao gás natural veicular (GNV) ainda são restritas a veículos leves com bombas de bicos menores e compressores menos arrojados. Ademais, a troca da frota de automóveis, principalmente de caminhões, se dá de maneira lenta no país. Ao falar de veículos pesados inclui-se, também, os ônibus. Esses veículos são muito usados nas cidades e podem ser o primeiro passo para uma instalação de frotas movidas a GNV ou até híbridas de GNV e eletricidade. Buscando internacionalmente já é possível identificar casos onde soluções como essa foram implementadas. Paris, por exemplo, fez uma ampla compra de uma nova frota de ônibus para o transporte urbano e dentre eles existem tanto veículos híbridos de gás e elétricos quanto veículos só a gás (DIÁRIO DO TRANSPORTE, 2021)

A seguir, vamos analisar o segundo ponto importante que permeia o papel do gás natural na transição para uma matriz com menos carbono. É necessário avaliar o gás natural como combustível que garantiria a confiabilidade do sistema elétrico no contexto de alta relevância das fontes intermitentes. Como foi abordado no segundo capítulo, o gás natural vem sendo cotado amplamente para ser o combustível que faz a ponte entre a segurança energética e o aumento de renováveis na matriz elétrica mundo afora. Isso se dá por conta de características como o rápido disparo no horário de ponta⁷ e por ser a fonte fóssil com uma queima mais limpa quando comparada a outras fontes como carvão e óleo combustível. Em 2020, 64% da matriz elétrica mundial era composta por combustíveis fósseis, com 38% de carvão mineral, 2,9% petróleo e derivados e 23% por gás natural. Por outro lado, apenas 25,6% eram de renováveis.

⁷ Período do dia em que o consumo de energia elétrica tende a ser mais alto, conseqüentemente o valor da tarifa de energia elétrica e demanda também são mais elevados. Também pode ser chamado de horário de pico.

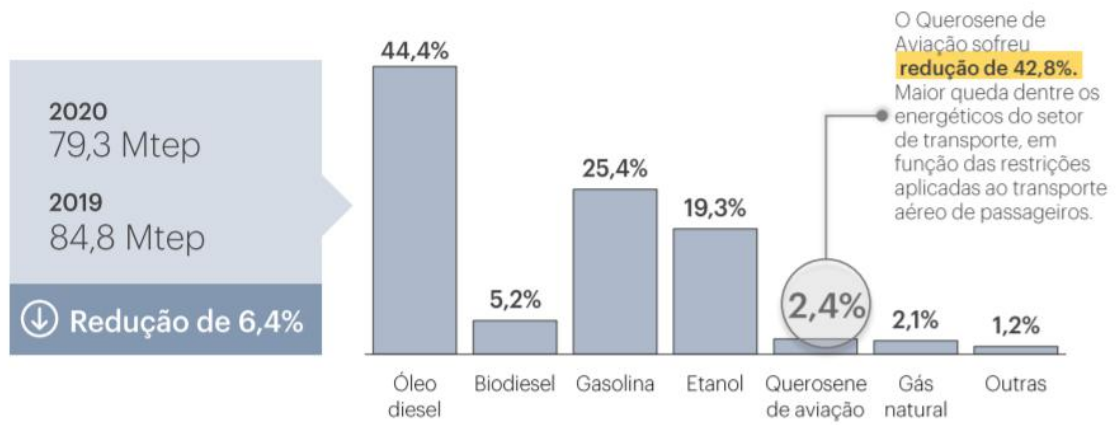
No Brasil, observa-se uma tendência completamente oposta com a contribuição das fontes fósseis atingindo 15,2% do total da matriz elétrica, levando em conta os 2,2% advindos da nuclear. Desses 15,2%, o gás natural é a fonte com maior relevância, tendo um peso de 8,3% nesse portfólio fóssil. O contraste vem das renováveis com 84,8% de participação na geração elétrica, dos quais 65,2% são advindos da geração hidrelétrica (BEN, 2021). A matriz nacional elétrica nacional já é fortemente dependente de fontes intermitentes e hoje com a crise hídrica atual no país é possível perceber acima de tudo como é importante aumentar a confiabilidade do sistema rapidamente. O gás é atualmente um dos caminhos mais cotados a atuar como conciliador da intermitência e garantia de segurança do sistema elétrico, no entanto ainda enfrenta múltiplos desafios para que se torne viável.

Figura 4 - A Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Balanço Energético Nacional, 2021

Figura 5 - O Consumo de Energia nos Transportes



Fonte: Balanço Energético Nacional, 2021

CONCLUSÃO

Antes de tudo, a questão que circunda o gás natural em todas as frentes é a sua infraestrutura de transporte. Para uma atuação ampla como fonte de garantia à intermitência na geração elétrica, ou para avanço do seu uso em outros segmentos como o industrial e de automobilístico, a malha de transporte do gás deve se expandir e atingir uma área maior do território nacional. Mesmo não levando em conta a questão estrutural de transporte, é questionável se o número atual de usinas a gás prontas para gerar essa energia elétrica ou mesmo se a produção atual de gás natural seriam suficientes para garantir esse novo papel que é atribuído ao gás natural (HOLANDA, 2021). É necessário uma uma expansão dessa infraestrutura, mas resta entender de onde viriam os investimentos para tal. Com o rápido avanço das tecnologias voltadas para fontes renováveis, vê-se a janela de oportunidade para a atuação do gás natural no contexto transição se reduzindo. O encurtamento desse período também aumenta, cada vez mais, o risco dos investimentos na estrutura necessária. Isso é, a janela de oportunidade pode se tornar mais curta do que a janela de remuneração dos investimentos para viabilizar a própria atuação do gás natural. A alternativa para essa barreira de mercado seria pensar em novos modelos de negócio para o gás. Investir em centrais de liquefação do gás natural pode sanar muitos dos problemas de interiorização e abastecimento das usinas. O investimento por trás também é significativamente mais baixo do que construção de gasodutos, além de poder ser realizado mais pontualmente com menos necessidade de conglomerados juntando investimentos.

No tocante à questão do financiamento dessas obras, o Brasil conta com mecanismos nacionais como o BNDES, assim como fontes privadas de financiamento. Porém, em um cenário de incerteza econômica nacional e altos preços internacionais do gás natural, é arriscado comprometer-se com investimentos tão altos. O agente que ao investir precisa assumir o risco de ter seus investimentos afundados, levando em conta que o custo da estrutura para o gás demora em torno de dez anos para se pagar (EPE, 2012). É necessário um aparato robusto por parte do governo para garantir que esse investimento não seja tão arriscado. Precisamos entender também o intervalo de tempo que o investimento na infraestrutura de gás se paga, que, dependendo dos cenários de aceleração e crescimento desse mercado, pode variar muito. Com alta incerteza envolvida, fica evidente que os investimentos para estimular a implementação do gás natural teriam de vir, ou ser complementados, pelo governo federal ou uma estatal, através

de subsídios públicos às empresas construtoras ou crédito do BNDES. De 1998 a 2014, o BNDES desembolsou cerca de 23,6 bilhões de reais (valores nominais) para projetos no setor de gás natural, sendo 78% destinado a projetos de transporte e 20% a distribuição (BNDES, p. 427-470, 2015). Atualmente, o investimento federal de tamanha magnitude é algo legalmente inviável de se contemplar devido a medidas legislativas como a PEC do teto de gastos de 2016. Com as recentes movimentações de concentrar os esforços da Petrobras em exploração e produção de hidrocarbonetos, fica claro a falta de interesse que a estatal, sob a atual direção, teria em investir em projetos de geração de infraestrutura de gás natural além de investimentos no *upstream*. Além da Petrobras, outra instituição com porte e robustez para sustentar um investimento tão alto e de longo prazo de retorno seria o BNDES. O banco poderia financiar as empresas que atuam no segmento de gás. O BNDES já vem demonstrando-se claramente inclinado a tornar-se importante agente nas movimentações do mercado de gás natural. Em 2020, lançou o relatório “Gás para o Desenvolvimento”, que busca expor as principais questões e gargalos relevantes para os investimentos na cadeia do gás natural. O relatório também destaca o importante papel que a própria instituição (BNDES) teria no fomento desse modelo de negócio e projetos decorrentes. Por último, o banco firma seu comprometimento pela responsabilidade de elaborar a estrutura financeira e contratual de projetos de gás e financiar ou articular cofinanciamento com outros agentes financeiros. Consequentemente, reafirma seu interesse em tomar parte no processo de desenvolvimento do gás natural nacionalmente (BNDES, 2020).

Outro ponto que devemos adicionar é de que, para incorporar o gás na matriz elétrica, precisamos repensar os modelos computacionais hoje utilizados para fazer o disparo de energia na ponta. O modelo centralizado pelo ONS hoje busca minimizar os custos da geração de energia nacional, porém surgem críticas como a de que o ONS e a EPE deveriam buscar modelos mais detalhados para uso. O Newave por exemplo, um dos sistemas computacionais atuais, erra ao considerar de modo individual e não agregado cada um dos reservatórios das hidrelétricas por exemplo (AGÊNCIA INFRA, 2021). Com a vinda de uma matriz de maior complexidade, o gás natural não só seria uma fonte a ser acionada quando as renováveis falham, mas sim, como combustível gerido de forma a se garantir que não haja falhas, assim realmente funcionando como agente de segurança energética. Os modelos usados hoje têm sido alvo de muitas críticas com dificuldades de prever corretamente as flutuações advindas das fontes intermitentes. Há muitas discussões a respeito disso, uma das razões orbita na mudança

climática que é principal ator frente às renováveis. A revisão desses sistemas também é importante aos avanços do gás natural.

Por fim, apesar de não abordado no presente trabalho, fica a reflexão de que o investimento na infraestrutura para viabilizar o fortalecimento da atuação do gás natural no Brasil pode gerar um efeito de crowding-out dos investimentos em fontes renováveis e tecnologias carbono neutras. Essa movimentação pode gerar uma lacuna de investimentos e atrasar a implementação das novas fontes renováveis na matriz, do desenvolvimento nacional dessas tecnologias de inovação e atrapalhar o país a cumprir com as metas de redução de emissões do Acordo de Paris (HAUSFATHER, 2015)

Como vimos, o gás natural tem um imenso potencial nacional e o segmento segue rumo ao desenvolvimento nos próximos anos. Ainda existem, no entanto, barreiras a serem transpassadas principalmente no elo do transporte e da distribuição. Esses pontos são relevantes para viabilizar a maior adesão do gás em setores como o industrial, automobilístico e residencial. Ainda, é preciso entender a janela de tempo para o investimento no gás, onde o vemos o combustível sendo pressionado por normas ambientais cada vez mais relevantes na política e economia internacional. Sabemos que o gás tem espaço no cenário de transição, mas para que ele assuma esse papel é necessário que essa movimentação logo se inicie. Com as expectativas das eleições de 2022 e incerteza econômica torna-se difícil prever a que ritmo se dará essa aceleração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório Aneel 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro 2021. ANP, p.76, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021>>. Acesso em: 26/11/2021.

AGÊNCIA EPBR (EPBR). Eneva vê potencial de 18 milhões de m³/dia de gás com substituição de óleo. EPBR, em Combustíveis, Mercado de gás, Setor elétrico, 25/04/2021. Disponível em: <<https://epbr.com.br/eneva-ve-potencial-de-18-milhoes-de-m%C2%B3-dia-de-gas-com-substituicao-oleo/>>. Acesso em: 16/11/2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019. ANP, p. 36, 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2019>>. Acesso em: 17/11/2021.

AGÊNCIA INFRA. Defasado modelo de preços de energia não dá o devido valor a água, dizem especialistas. Agencia Infra, 16/06/2021. Disponível em: <<https://www.agenciainfra.com/blog/defasado-modelo-de-precos-de-energia-nao-da-o-devido-valor-a-agua-dizem-especialistas/>>. Acesso em: 25/11/2021.

ALMEIDA, E. F. D.; FERRARO, M. C. Indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

AL-MONEEF, M. A., Vertical integration strategy of the national oil companies. The Developing Economies, XXXXVI-2, p.203-222, Junho de 1998.

ALVAREZ, R. A., et al. Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. Science, v. 361, p.186–188, 2018

AZEVEDO, G. Análise do impacto da introdução das fontes intermitentes no Setor elétrico brasileiro: estudo de caso da região nordeste. 2015. 109. Dissertação de Mestrado em planejamento energético. COPPE UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). Gás para o desenvolvimento. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2020.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. Balanço Energético Nacional 2020. EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>. Acesso em: 20/11/2021.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). Mercado de gás natural no Brasil: desafios para um novo ciclo de investimentos. BNDES Setorial 42 - Gás Natural, p.427-470. 2015.

BARRERA-REY, F. The Effects of Vertical Integration on oil company performance. Oxford Institute for Energy Studies, WPM 21, Outubro de 1995.

BORGES A. Governo Bolsonaro quer novas térmicas a carvão. Mas BNDES nega financiamento. Jornal Estadão, Economia e Negócios, Outubro de 2021. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,governo-bolsonaro-quer-novas-termicas-a-carvao-mas-bndes-nega-financiamento,70003868221>>. Acesso em: 26/11/2021.

BP ENERGY (BP). Statistical Review of World Energy 2020. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>>. Acesso em: 13/09/2021.

BP ENERGY (BP). Statistical Review of World Energy 2019. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>>. Acesso em: 10/09/2021.

BRANDT, A.R., et al. Methane leaks from North American natural gas systems. *Science*, v. 343, p.733–735, 2014.

BRASIL. Resolução Normativa ANEEL n. 493, de 5 de junho de 2012, Diário Oficial, de 8 jun. 2012, seção 1, p. 103.

BUSCH, C; GIMON, E. Natural Gas versus Coal: Is natural gas better for the climate? *Electricity Journal*. v. 27, ed. 7, setembro de 2014.

COHEN, A. K. The Shale Gas Paradox: Assessing the Impacts of the Shale Gas Revolution on Electricity Markets and Climate Change. Tese doutorado M-RCBG Associate Working Paper No. 14. 2013.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). Conceituação. Copel, 2008. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F0%2F7507b0aba2e082ff0325740f00649745>. Acesso em 07/10/2021.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (COPEL). A Térmica. Janeiro de 2016. Disponível em:

<<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F20CFDA2B13CFECCF032573FD00697DC2>>. Acesso em: 06/10/2021.

CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA (CBIE). Quantos quilômetros de dutos temos no Brasil hoje? CBIE. Disponível em: <<https://cbie.com.br/quantos-quilometros-de-dutos-temos-no-brasil-hoje/>>. 2019. Acesso em: 30/10/2021.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Impactos econômicos da competitividade do gás natural. CNI, 2019. Disponível em: <https://epbr.com.br/wp-content/uploads/2020/06/Estudo-CNI-Impactos_Economicos_Gas.pdf>. Acesso em: 10/11/2021.

DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS (DIEESE). A escalada do preço dos combustíveis e as recentes escolhas da política do setor de petróleo. Nota técnica, nr.194, maio de 2018.

DIÁRIO DO TRANSPORTE. Operadora de transportes públicos de Paris assina contratos para aquisição de 451 ônibus elétricos. Julho, 2021. Disponível em: <<https://diariodotransporte.com.br/2021/07/31/operadora-de-transportes-publicos-de-paris-assina-contratos-para-aquisicao-de-451-onibus-eletricos/>>. Acesso em: 10/11/2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). A Indústria de gás natural na Argentina: panorama, perspectivas e oportunidades para o Brasil. Nota técnica, julho de 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Energia Termelétrica: Gás natural, Biomassa, Carvão, Nuclear, Livro EPE. Rio de Janeiro, 2016, p. 37

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Custo de capital de projetos de transporte de gás natural no Brasil. Nota técnica DEA 21/12, Série Parâmetros Econômicos, p.14, Dezembro de 2012.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Annual Energy Outlook. US EIA, 2014. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=16171>. Acesso em: 09/09/2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo. EPE, Documento de apoio ao PND 2050, Dez. 2018.

EQUINOR. The Norwegian State as Shareholder. Equinor, 2021 Disponível em: <<https://www.equinor.com/en/about-us/corporate-governance/the-norwegian-state-as-shareholder.html>>. Acesso em: 02/12/2021.

ESTIGARRIBA, J. Substituir o petróleo levará ao menos 20 anos, diz pesquisador de Stanford. Exame, 2019. Disponível em: <<https://exame.com/negocios/substituir-o-petroleo-levara-ao-menos-20-anos-diz-pesquisador-de-stanford/>>. Acesso em: 25/11/2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Energia elétrica – fontes. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>>. Acesso em: 08/12/2021.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN). Rio a todo o gás: do gás natural na retomada econômica do Brasil pós-Covid-19. Federação das Indústrias do Rio de Janeiro, Junho 2020.

FERRARO, M. C.; HALLACK, M. The development of natural gas transportation network in Brazil: Recent changes to the gas law and its role in co-ordinating new investments. *Energy Policy* v.50, p. 601–612, 2012.

GÜRSAN, C.; DE GOOYERT, V. The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 138, 2021.

GOMES, I. As perspectivas para o gás natural no Brasil. *Brasil Energia Artigo*, Janeiro de 2021. Disponível em: <<https://editorabrasilenergia.com.br/as-perspectivas-para-o-gas-natural-no-brasil-em-2021/>>. Acesso em: 25/11/2021.

HAUSFATHER, Z. Bounding the climate viability of natural gas as a bridge fuel to displace coal. *Energy Policy* v.86, pg.286-294. 2015

HEATH, G.A., at al. Harmonization of initial estimates of shale gas life cycle greenhouse gas emissions for electric power generation. *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A. (PNAS)*, v.111, Agosto 2014.

HOLANDA, L. (canal EPBR). O papel do gás na transição energética: Diálogos da Transição. Youtube, 28 setembro 2021 Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=3pgd80xs02E&ab_channel=epbr>. Acesso em: 16/10/2021.

HOWARTH, R.W., SANTORO, R.; INGRAFFEA, A. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations: A letter. *Climatic Change*. v .106: p.679–690., Março de 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Energy Subsidies, Tracking the Impact of Fossil-Fuel Subsidies*. IEA, 2021, Disponível em: <<https://www.iea.org/topics/energy-subsidies>>. Acesso em: 26/11/2021.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. *Climate change 2014: synthesis report*, 2014.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE (IEMA). Geração termelétrica e emissões atmosféricas: poluentes e sistemas de controle. Série Termoeletricidade em foco. São Paulo, Novembro de 2016.

JIANG, M., et al. Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas, *Environmental Res. Lett.*, v.6, 2011.

KEMP, C.; RAVIKUMAR, A. P. New Technologies Can Cost Effectively Reduce Oil and Gas Methane Emissions, but Policies Will Require Careful Design natural to Establish Mitigation Equivalence. *ENERGY AND CLIMATE*, 2021.

LENOX, C.; KAPLAN, P. O. Role of natural gas in meeting an electric sector emissions reduction strategy and effects on greenhouse gas emissions. *Energy Economics*, 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Presidente Bolsonaro sanciona Nova Lei do Gás. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/presidente-bolsonaro-sanciona-nova-lei-do-gas>>, Abril de 2021. Acesso em: 13/09/2021

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Detalhamento do programa para uso sustentável do carvão mineral nacional. Portaria MME nº 540, Agosto de 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-publica-detalhamento-do-programa-para-uso-sustentavel-do-carvao-mineral-nacional/programa-para-uso-sustentavel-do-carvao-mineral-nacional.pdf>>. Acesso em: 19/11/2021.

NOZAKI, W. Privatização da Liquigás: defesa da concorrência ou promoção do oligopólio privado? Inep, 1 dez. 2020. Disponível em <:<https://inep.org.br/privatizacao-da-liquigas-defesa-da-concorrenca-ou-promocao-do-oligopolio-privado/>>. Acesso em: 15/11/2021.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS (ONU). Nosso Futuro em Comum. Relatório de Brundtland, 1987. p. 51, ponto 49.

SAFARI, A; et al Natural gas: A transition fuel for sustainable energy system transformation? *Energy Science and Engineering* v.7, pg. 1075-1094., Jun. 2019.

PARRY, IAN, et al. Still not getting energy prices right: a global and country update of fossil fuels subsidies. *International Monetary Fund Working Paper*, v. 21/236, setembro 2021.

SEVASTOPULO, D. Biden veta investimento americano em mais 59 empresas da China. *Washington Financial Times*, Junho/2021. Disponível em:

<<https://www.ft.com/content/91e6fb2a-6385-49b3-83aa-8044374805c4>>. Acesso em: 01/12/2021.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Efeito Estufa. Portal Educação Ambiental e Cidadania (Laboratório de Química Experimental), 2006. Disponível em:<<http://www.usp.br/qambiental/tefeitoestufa.htm>>. Acesso em: 25/9/21.

ZHANG, X.; et. al. Climate benefits of natural gas as a bridge fuel and potential delay of near-zero energy systems. *Applied Energy* v.167, p.317-322, 2016.

ZILLMAN J. W. A history of climate activities. *Bulletin World Climate Conference* Vol. 58 (3), 2009 p.141-150.