

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**CENÁRIO ENERGÉTICO DE GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES
BRASILEIRAS : ADVERSIDADES E POTENCIAL DE PRODUÇÃO E
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Alexandre Akira Shibao Galvão

Orientador: Prof. Dr. André Oliveira Sawakuchi
Coorientador: José Fernando de Freitas

MONOGRAFIA DE TRABALHO DE FORMATURA
(TF- 2021/01)

São Paulo 2021

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**CENÁRIO ENERGÉTICO DE GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES
BRASILEIRAS : ADVERSIDADES E POTENCIAL DE PRODUÇÃO E
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

MONOGRAFIA DE TRABALHO DE FORMATURA
(TF- 2021/01)

Alexandre Akira Shibao Galvão

Prof. Dr. André Oliveira Sawakuchi

José Fernando de Freitas

*Há mais mistérios entre o céu e a terra do
que supõe nossa vã filosofia.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente à minha família pelo apoio durante a graduação. Minha avó Helena e avô Yoshio por todo seu carinho na minha criação. Meus pais, Mayara, madrinha Madalena por seus momentos de conversa e sabedoria passada, e meu irmão por todo apoio, proporcionando as condições para que eu conseguisse realizar a graduação.

Agradeço aos meus orientadores, por todo conhecimento adquirido, durante a realização deste trabalho e por toda ajuda prestada neste ano. Sendo ambos figuras que respeito muito e servem de inspiração para seguir no setor de petróleo e gás, na área acadêmica ou no mercado de trabalho.

Agradeço a todos os professores, monitores, técnicos e funcionários do Instituto que ao longo desses anos tornaram possível esse momento.

Por fim, mas não menos importante, agradeço aos meus amigos que essa vida geológica proporcionou (Sarjeta, Bulcake, Jádeu, Miçanga e Calypso, entre tantos outros que compartilho memórias afetivas durante o curso).

Com a companhia de todos vocês, a graduação e os campos não seriam tão especiais como foram!

RESUMO

O gás natural sempre foi visto como um subproduto na indústria de petróleo no Brasil, fato que mudou com o tempo, dado sua aplicabilidade na geração de energia elétrica. Quanto ao mercado de gás natural, as bacias terrestres sempre foram vistas em segundo plano em relação ao gás natural extraído no pré-sal ou em qualquer campo localizado em áreas oceânicas. Este fato ocorre pela baixa produção nos campos terrestres, além da ausência de grandes reservas. Além disso, o Brasil se encontra diante da transição energética, processo que ocorre mundialmente. O Brasil é considerado um país que tem uma das matrizes elétricas mais limpas dado o longo emprego da geração de energia por intermédio de hidrelétricas. Mesmo diante desta vantagem, o principal problema atual se dá na produtividade na maioria das usinas hidrelétricas diante de um cenário de mudanças climáticas, cujas projeções apontam diminuições pluviométricas nas bacias hidrográficas que os grandes empreendimentos hidrelétricos estão presentes. Logo a matriz elétrica irá se reconfigurar diante deste processo de modo que assegure a demanda atual e futura de energia no país. Pensando neste cenário, muitos especialistas apontam o gás natural como combustível transicional entre as fontes de energia fósseis com maiores emissões de gases de efeito estufa e as renováveis, com menos emissões.

Neste trabalho, busca-se entender: I. Os motivos que levam o gás natural de reservas terrestres ser visto de forma marginalizada em detrimento do gás natural originário de reservas em áreas marinhas; II. Os empecilhos para o desenvolvimento do gás de reservas terrestres no mercado de energia; III. Quais problemas estruturais o gás natural terrestre enfrenta em âmbito econômico, regulatório, legislativo ou de infraestrutura. Isto visa compreender a participação do gás natural na matriz energética brasileira e sua importância futura diante do cenário de transição energética e segurança na geração de energia elétrica.

Palavras-chaves: gás natural terrestre, setor de energia, transição energética, geração de energia termelétrica, segurança energética, reserva de gás natural e panorama do gás natural terrestre

ABSTRACT

Natural gas has always been seen as a by-product in the oil industry in Brazil, a fact that has changed over time given its applicability in electric power generation. As for the natural gas market, its land basins have always been seen in the background when compared to natural gas extracted in the pre-salt layer or in any field located in ocean areas. This is due to its low onshore fields, in addition to the absence of large reserves, besides the fact Brazil is facing a process of energy transition that is taking place worldwide. Brazil is Considered a country that has one of the cleanest energy matrices given the long use of energy generation through hydroelectric plants. Even in view of this advantage, the main current problem is in productivity in most hydroelectric plants in a scenario of climate change, whose projections point to rainfall reductions in the hydrographic basins in which large hydroelectric projects are present. Soon, the electric matrix will be reconfigured in the face of this process so as to ensure the current and future energy demand in the country. Considering this scenario, many experts point to natural gas as a transitional fuel between fossil energy sources with higher emissions of greenhouse gases and renewable ones, with less emissions.

In this work, we seek to understand: I. The reasons why natural gas from land reserves is seen as marginalized in detriment to natural gas originating from reserves in marine areas; II. The obstacles to the development of onshore gas reserves in the energy market; III. What structural problems does terrestrial natural gas face in the economic, regulatory, legislative or infrastructure scope. This aims to understand the participation of natural gas in the Brazilian energy matrix and its future importance in the context of energy transition and security in electricity generation.

Keywords: terrestrial natural gas, energy sector, energy transition, energy safety, thermoelectric power generation, natural gas reserve and terrestrial natural gas panorama

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	8
2. JUSTIFICATIVA	10
3. OBJETIVOS	11
4. MATERIAIS E MÉTODOS	13
5. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	14
5.1. O setor energético brasileiro	14
5.2. Geração de energia termelétrica a gás natural	18
5.3. Gás terrestre no Brasil	20
5.4. Infraestrutura de processamento e distribuição de gás no Brasil.	23
5.5. Aspectos econômicos do gás natural no setor de energia no Brasil	26
5.6. Transição energética no Brasil	34
5.7. Reservas de gás terrestre conhecidas e novas fronteiras exploratórias	36
5.7.1 Campos maduros e marginais	40
5.8. Legislação brasileira do setor de gás natural terrestre	42
6. DISCUSSÃO	45
7. CONCLUSÕES	49
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50
 Anexo A	 53

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Gráfico do panorama do setor de gás natural terrestre e áreas que integram o mesmo.	12
Figura 2. Ano das publicações empregadas na confecção deste trabalho.	13
Figura 3. Matriz energética brasileira	15
Figura 4. Evolução da matriz energética mundial de 1980 a 2012.	15
Figura 5. Mapa do SIN no Brasil.	16
Figura 6. Comparação entre a quantidade de eletricidade gerada (GWh) ajustada pela linha de base e o aumento estimado da capacidade instalada no SIN. Onde: “Combustíveis” corresponde ao diesel	17
Figura 7. Capacidade instalada de geração de energia através de termelétricas.	18
Figura 8. Mapa de distribuição de termelétricas no Brasil.	19
Figura 9. Gráfico sobre a composição da oferta de gás natural no Brasil em 2015	20
Figura 10. Produção de gás natural no Brasil	21
Figura 11. Mapa de áreas em concessão em ambientes terrestres	22
Figura 12. Gráfico de produção de gás natural terrestre de 2019 a 2021 por estado brasileiro.	22
Figura 13. Gráfico de produção de gás natural terrestre de 2019 a 2021 por bacia sedimentar.	23
Figura 14. Cadeia de gás natural.	24
Figura 15. Capacidade de processamento de gás natural ao longo de 2012 a 2020 e as principais UPGN	25
Figura 16. Mapa da malha de gasodutos no país e futuros projetos.	26
Figura 17. Tabela com a evolução do preço do gás natural dos anos de 2011 a 2020	27
Figura 18. Operadores no setor de gás terrestre brasileiro.	27
Figura 19. Variação na tributação do gás natural por estados brasileiros.	31
Figura 20. Consumo de gás natural por setor e projeções para os anos de 2022 e 2027.	32
Figura 21. Previsão da produção bruta de gás natural de 2020 a 2030.	33
Figura 22. Evolução na produção de gás natural na terra e no mar de 2011 a 2020	33
Figura 23. Ilustração sobre reserva e recurso	37
Figura 24. Evolução das reservas totais e provadas de gás natural terrestre.	38
Figura 25. Evolução nas descobertas de gás natural em terra e mar de 2011 a 2020	39
Figura 26. Mapa das principais bacias sedimentares terrestres e a presença de gás ou petróleo nelas	40
Figura 27. Produção de petróleo e gás em campos marginais	41
Figura 28. Composição da carga tributária em cima da comercialização do gás natural	46
Figura 29. Gráfico de evolução na produção de gás natural no campo de Azulão.	47
Figura 30. Gráfico de evolução na produção de gás natural no campo de Mossoró	47
ANEXOS:	
A) Mapas de bacias sedimentares terrestres com maior perspectiva de gás natural.	53

1.INTRODUÇÃO

A importância do setor de energia elétrica para o desenvolvimento socioeconômico de um país é fundamental. Não há como se imaginar um país desenvolvido sem acesso adequado à energia elétrica. Além disso, é notável que a matriz elétrica deve ser diversificada e limpa em termos das emissões de gases de efeito estufa. Dentre as limitações do país, sejam elas quanto às reservas de recursos energéticos, no caso das reservas de gás natural, ou fatores geográficos que facilitam a geração de energia renovável, tais como por hidrelétricas ou parques eólicos e solares, visando um abastecimento contínuo que assegure a segurança energética. Neste contexto, a utilização de políticas públicas de incentivo à produção e utilização de gás natural e outros recursos energéticos podem levar a uma maior diversificação da matriz elétrica brasileira.

O emprego do gás natural na geração de energia elétrica sempre teve um papel secundário no Brasil, sendo utilizado principalmente nos períodos de seca quando a geração de energia hidrelétrica se encontra em baixa.

A participação do gás natural na matriz elétrica brasileira não apresenta expansão relevante desde a última década. De acordo com Danilow et al., (2017), mesmo com aumento na disponibilidade de gás natural no país, apenas 35% da capacidade de produção de energia via termelétrica a gás natural foi vendida nos leilões de energia. Um dos pontos destacados pelo estudo é a necessidade de comprovação de capacidade de produção de longo prazo por meio da demonstração da existência de novas reservas de gás natural. Consequentemente, isto implicaria em um fornecimento contínuo do recurso no mercado, assegurando aos principais operadores de energia o emprego do gás natural nas termelétricas presentes no país.

Em relação ao mercado de gás, este é dividido em dois grandes segmentos: o terrestre (*onshore*) e no mar (*offshore*). Cada um possuindo suas próprias características, o segmento *offshore* é de maior complexidade e requer tecnologias mais avançadas para prospecção e produção do recurso natural. Em contrapartida, o segmento *onshore* é mais simples e os custos de implementação para extração são bem menores. No caso brasileiro, as atividades terrestres têm pequena expressão frente às atividades realizadas no mar. Este fato que se dá por diversos motivos, de acordo com o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), descrito por Lima et al. (2020). Esta situação persistiu mesmo com a quebra de monopólio da exploração de produção de petróleo e gás natural da Petrobras, oriunda da lei N°9478 de 1997, juntamente com a criação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

No cenário brasileiro ainda persiste uma grande influência, por parte da Petrobras, no setor de óleo e gás (O&G), empresa de capital misto no qual a união é o maior acionista. Sendo assim, toda atividade de exploração e produção de O&G ainda se encontra majoritariamente na mão de um único operador. Desde a descoberta das reservas de petróleo e gás no pré-sal da Bacia de Santos em 2007, o setor *onshore* brasileiro se viu em segundo plano com falta de investimentos e interesse por parte das empresas.

O mercado de gás natural tem uma expressão de cerca de 10% na matriz elétrica, no qual apenas 0,2% desse total é de origem terrestre. Porém, em relação às prováveis e possíveis reservas no *onshore* o mesmo se encontra com petróleo (5%) e gás (12%) correspondem ao total de reservas no país (Maia et al. 2017).

Quando se trata da transição energética, o movimento global acerca da transformação das matrizes energéticas, em direção a fontes menos poluentes e renováveis. O emprego do gás natural como uma ponte entre as fontes mais poluidoras de origem fóssil (petróleo e carvão) e as fontes denominadas “verdes”, como por exemplo as energias solar e eólica.

Logo, o papel do gás natural em suprir a demanda mundial de energia, dada a abundância e natureza menos poluente deste recurso. Sendo assim, reservas mais antigas que eram consideradas de baixa viabilidade econômica, podem possivelmente ter um retorno nas atividades de exploração.

Por exemplo, reservas não convencionais hoje em dia já são exploradas (Lima et al., 2020). Sendo assim, mesmo com uma perspectiva otimista no setor, há diversos empecilhos para que ocorra esse crescimento de forma natural, como uma escolha política em auxiliar o crescimento deste recurso no setor elétrico. Seja com relação à expansão da malha de gasodutos, fomento à abertura do mercado de energia, além do incentivo ao crescimento das atividades que integram os setores de exploração, produção e logística no mundo de O & G. Temas que necessitam de um debate mais aprofundado sobre o futuro do gás natural terrestre no Brasil.

Logo, o principal problema que norteia este projeto é como o gás natural terrestre irá se adaptar no período de transição energética brasileiro. Qual o papel e potencial do gás natural terrestre no mercado de energia brasileiro e quais são as adversidades estruturais e históricas que dificultam o crescimento desta fonte na matriz energética brasileira? Estas questões motivaram a realização deste trabalho.

Seja nos aspectos econômicos, legislativos e até em relação as reservas já exploradas que se encontram abandonadas por exemplo dos campos marginais ou no caso de reservas não mensuradas e sem atividade de exploração, sustentando uma futura demanda de energia e assegurando o Brasil no fornecimento de energia elétrica, face ao um cenário no qual há uma possível queda na geração de energia hidrelétrica, fonte

predominante na matriz elétrica brasileira é vulnerável à mudança climática.

2.JUSTIFICATIVA

A importância deste trabalho se dá primeiramente na premissa a cerca de dois eventos separados, mas correlatos no cenário de energia no Brasil, e como eles se relacionam com um terceiro ponto referente à indústria de O&G no Brasil, com foco no gás natural terrestre. Os eventos no caso são a transição energética e a diminuição da produtividade elétrica das hidrelétricas, sendo o terceiro referente ao papel do gás natural na matriz elétrica e sua futura importância.

O primeiro evento remete-se à transição energética, sendo um dos temas das pautas atuais e de grande relevância no cenário político mundial. Particularmente, o trabalho abrange a transição do setor elétrico para uma matriz de energia mais limpa, com menores emissões de gases do efeito estufa (GEE), principalmente de dióxido de carbono (CO_2) e metano (CH_4), os quais contemplam as emissões de carbono. Isto envolve a substituição de fontes geradoras não renováveis com maiores emissões de GEE, como termelétricas a óleo e a carvão. Este processo de transformação de uma matriz elétrica pautada em fontes não renováveis, com o objetivo de descarbonização, envolve profundas e complexas mudanças de cunho técnico, social, cultural, político e econômico (Castro et al., 2019).

Juntamente com a discussão acerca da diminuição da produtividade das usinas hidrelétricas no Brasil devido às mudanças climáticas acompanhadas de intensos períodos de seca combinados com a diminuição da captação pluviométrica nas bacias hidrográficas, pois o fornecimento de energia elétrica pode se tornar crítico pela sua participação majoritária na matriz elétrica brasileira. Isto gera certa insegurança e vulnerabilidade na produção de energia. Destacam-se aspectos de grande sazonalidade e variação hidrológica ao longo do ano. Um levantamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima que a participação hídrica na capacidade instalada deve cair do patamar de 60%, em 2018 (equivalente a 94 GW), para cerca de 51%, até meados de 2027 (103 GW) (Souza et al., 2020).

Em relação ao gás natural, tocante à transição energética, é considerado o combustível que desempenha essa ponte entre fontes não renováveis e mais poluidoras e fontes renováveis. De acordo com Souza et al. (2020) e muitos outros especialistas no setor. O gás natural terá um aumento em seu consumo e na participação na matriz elétrica do Brasil, impulsionado pelo processo de transição energética que o mundo se encontra. O consumo de gás natural no Brasil teve crescimento de 24% em 10 anos, passando de 2958 bilhões de m^3 em 2007 para 3670,4 bilhões m^3 em 2017 (Bubele 2018). Logo, a escolha do

tema de pesquisa é motivada pelo uso da parcela do gás terrestre da produção nacional e sua importância no desenvolvimento local de regiões mais afastadas da malha elétrica integrada do país ou de infraestrutura de gasodutos. Sendo assim, o objetivo deste trabalho é discutir o panorama energético que o Brasil irá enfrentar nas próximas décadas e sobre o potencial do setor de O&G para suprir a nova demanda de gás natural, com foco para as reservas terrestres.

3.OBJETIVOS

O objetivo central deste trabalho é fornecer um panorama presente e futuro do uso de gás natural terrestre para geração de energia elétrica no Brasil. Procura-se atrelar diversas áreas correlatas do setor, tais como setor de infraestrutura, reservas de gás terrestre, aspectos legislativos e econômicos

O objetivo principal mencionado é dividido nos seguintes objetivos específicos:

I. Analisar a geração termelétrica a gás no Brasil, apresentando dados de capacidade de geração e futura demanda deste recurso energético, de modo que viabilize a segurança energética brasileira.

II. Descrever a matriz elétrica brasileira, diante de um cenário de aumento do consumo energético e transição energética em um país em desenvolvimento.

III. Apresentar dados de produção de gás natural em reservas terrestres e infraestrutura de transporte atual por intermédio de gasodutos ou transporte rodoviário.

IV. Analisar a legislação vigente e apontar pontos de melhora para maior articulação e crescimento do setor de gás terrestre.

V. Análise econômica do setor de gás terrestre, identificando oportunidades e problemas que impedem seu desenvolvimento.

VI. Pontuar problemas referentes ao desenvolvimento de campos maduros e marginais e possíveis horizontes de produção, visando campos que não se encontram em produção.

VII. Apresentar possíveis soluções para expansão do setor de gás terrestre no Brasil.

Por fim, o produto principal deste trabalho é identificar os benefícios ou desvantagens do emprego do gás natural na matriz elétrica brasileira e propor uma avaliação para a expansão do gás terrestre na matriz energética e elétrica do Brasil. Em função disso, visa-se detalhar os problemas enfrentados para desenvolver as reservas terrestres brasileiras de gás natural.

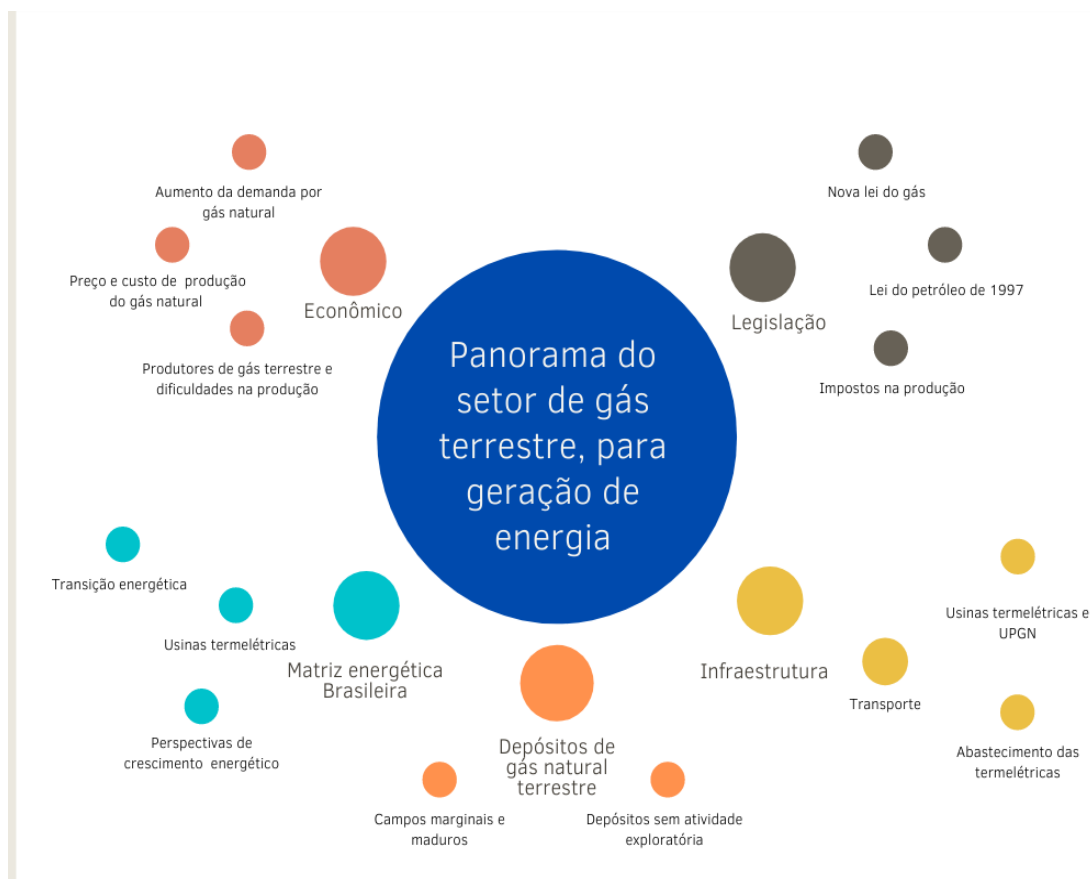


Figura 1 : Gráfico do panorama do setor de gás natural terrestre e áreas

que integram o mesmo. Tamanho dos círculos representam o grau de importância de cada segmento do setor, círculos de uma mesma cor representam temas pertencentes a um mesmo ramo ou correlatos.

4.MATERIAIS E MÉTODOS

A abordagem escolhida para elaboração e desenvolvimento deste trabalho foi uma vasta revisão bibliográfica e pesquisa em diversos bancos de dados ou sites de acesso público ou por intermédio de assinatura (periódicos de acessos restritos) pela Universidade de São Paulo e CAPES. Observou-se certa discrepância entre a quantidade de trabalhos na área de óleo e gás no *onshore* em relação ao ramo *offshore*, pela importância econômica e diferença de escala entre os dois setores. Isto dificultou a pesquisa que necessitou de palavras-chave mais abrangentes para encontrar conteúdos referentes ao setor de gás natural terrestre no Brasil.

As principais bases de informações científicas foram: *Science direct*, um dos maiores portais para pesquisa de artigos científicos e periódicos CAPES. Ambos sites levaram a um conjunto de artigos e capítulos de livros publicados em revistas científicas. Também foi acessado o repositório de teses e dissertações da USP, no qual buscou-se trabalhos acadêmicos sobre os temas de interesse. Em relação aos dados do setor, foi consultada uma variedade de sites e publicações de algumas instituições dos setores de gás ou eletricidade, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), Fundação Getúlio Vargas energia (FGV energia), a Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e publicações do REATE.

O trabalho da análise bibliográfica consistiu na leitura de 37 artigos e 4 livros. A maioria dos trabalhos mais recentes foram de aos dados empregados e as publicações mais antigas geralmente se referiram ao embasamento técnico (Figura 2).

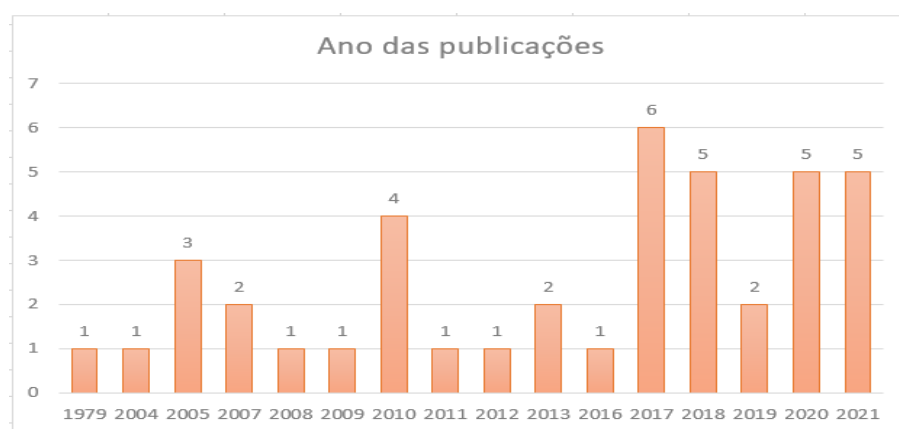


Figura 2. Ano das publicações empregadas na confecção deste trabalho.

Um debate atual é o crescimento do consumo de energia elétrica nos próximos anos e a participação do gás natural no suprimento desta demanda. Logo, para aprofundar no entendimento desta questão, realizou-se vasta análise bibliográfica em diversos campos do conhecimento e análise sistematizada do setor de gás natural no Brasil. Fatores econômicos, políticos, logísticos e geológicos são abordados, considerando as bacias sedimentares com baixo nível exploratório, mas com possibilidade de presença de reservas de gás natural. Sendo assim, a pesquisa bibliográfica e a sistematização de informações são as partes mais importantes do trabalho.

5.REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

5.1. O setor energético brasileiro

A matriz elétrica é composta por todas as fontes que geram eletricidade, enquanto a matriz energética, que inclui também outras formas de energia, tais como a queima de combustíveis no setor de transportes e para produção de calor utilizado em processos industriais. A matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, já que as fontes renováveis correspondem em cerca de 80% do total interno na geração de eletricidade (Reichert e Souza. 2021).

Porém, mesmo com a inclusão de fontes renováveis majoritariamente em sua matriz, propicia um aumento da instabilidade no sistema elétrico, porque essas fontes são afetadas diretamente pela variabilidade climática e pela mudança climática. Muitos países têm uma estratégia para compensar esta instabilidade com geração de fontes não renováveis, como combustíveis fósseis e energia nuclear. No caso brasileiro, a eletricidade gerada por termelétricas, por fontes variadas, tais como biomassa, nuclear, carvão, óleo combustível e gás natural ou biogás. A geração térmica ainda é necessária para atender a demanda principalmente, em períodos de seca, quando a pluviosidade não atende às demandas geradas (Reichert & Souza, 2021).

A matriz elétrica brasileira é pouco diversa, considerada como hidrotérmica. Porém, é considerada das mais limpas pela porcentagem majoritária do emprego de hidrelétricas (65%) na geração de energia (Domingues et al., 2018). Destaca-se que a vulnerabilidade no emprego da geração por hidrelétricas se encontra no aumento de períodos de seca, cada vez mais frequentes e intensos nas áreas das bacias de drenagem que sustentam as grandes hidrelétricas no Brasil, se tornando um agravante no emprego do recurso hídrico para geração de eletricidade.

Porém, mesmo sendo uma fonte de energia renovável, não é isenta de impactos socioambientais, mesmo sendo restrita geograficamente a áreas com grandes bacias hidrográficas com volume de água, tendo sua vazão variando ao longo do ano pelo regime de chuvas na região na qual está inserida. A participação de energia de fontes verdes como solar e eólica é uma parcela muito pequena do mercado, de acordo com Domingues et al. (2018) e ilustrado pelas figuras 3 (Matos et al. (2021)) e 4, apresentando a composição da matriz elétrica do ano de 2021 no Brasil e a mundial entre de 1980 a 2021, ambas retiradas da agência internacional de energia .

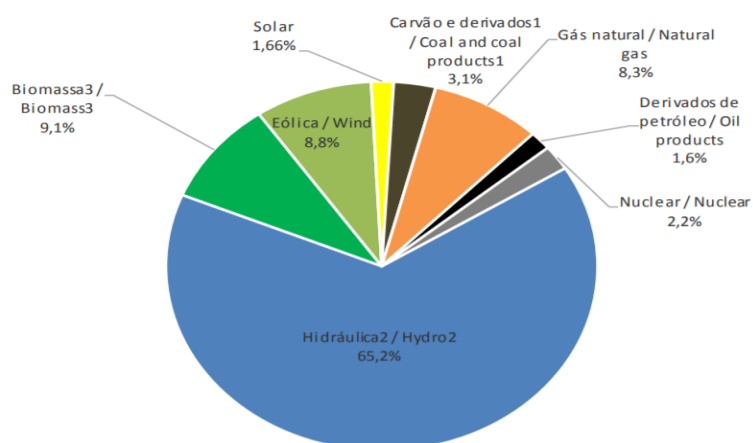


Figura 3. Matriz elétrica brasileira retirada de Matos et al. (2021)

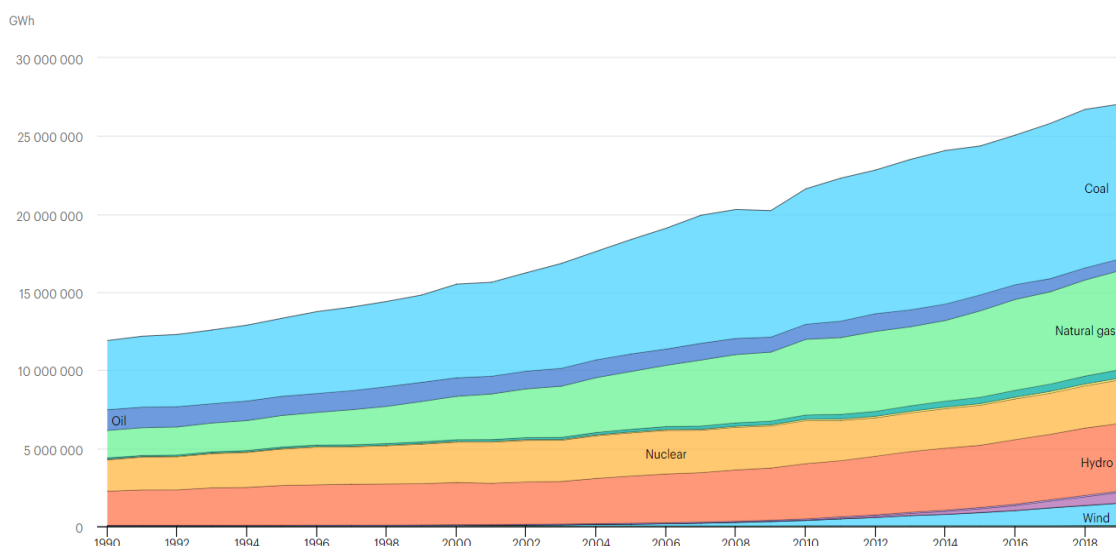


Figura 4. Evolução da matriz elétrica mundial de 1980 a 2012. Fonte: IEA.

Quanto aos passivos ambientais ocasionados na geração de eletricidade hidrelétrica, um estudo recente de Bertassoli et al. (2021) sobre a usina hidrelétrica de Belo Monte, localizada no norte do país, no rio Xingu, demonstra aumento das emissões de gases do

efeito estufa como CH₄ e CO₂, principalmente nas regiões que foram alagadas para geração de energia, passivos nos quais geralmente não são levantados acerca das hidroelétricas no Brasil.

A distribuição de energia no país é feita por intermédio de uma malha de energia de interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, a qual permite a transferência de energia entre subsistemas e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias (ONS, 2016). Com essa interconexão tem-se o Sistema Interligado Nacional (SIN) (figura 5), que é composto por todo o sistema de transmissão brasileiro, exceto por algumas localidades que são abastecidas por sistemas isolados, principalmente na parte norte do país.

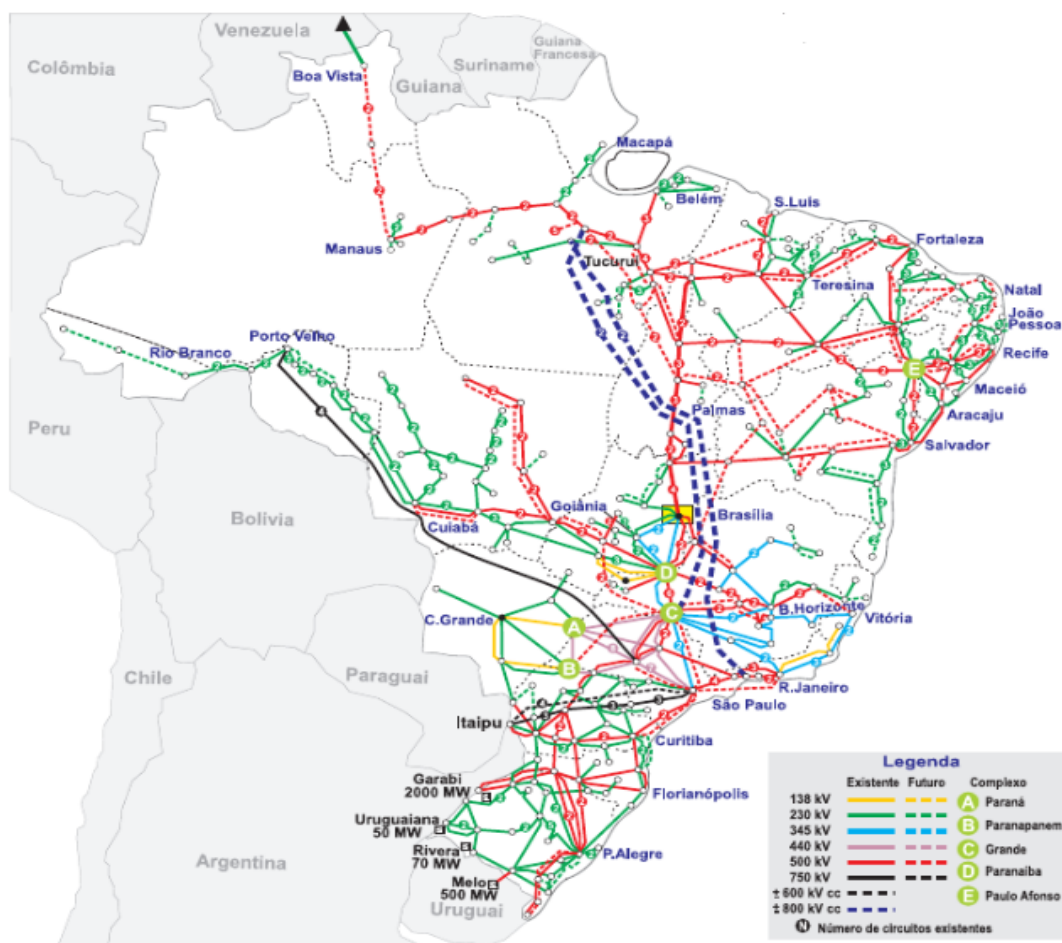


Figura 5. Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN) no Brasil (ONS, 2016)

A geração de energia no Brasil, de acordo com a Agência nacional de energia elétrica (Aneel), possui desde o ano de 2021 capacidade instalada é 180 gigawatts com 283 gigawatts de potência outorgada, na qual é considerada no ato da outorga, mas que não reflete a energia gerada atualmente. Demonstrando as evoluções das principais

fontes elétricas e suas capacidades instaladas e reais, exposto por Rierchart e Souza (2021), ilustrando na figura 6, com dados retirados da Aneel.

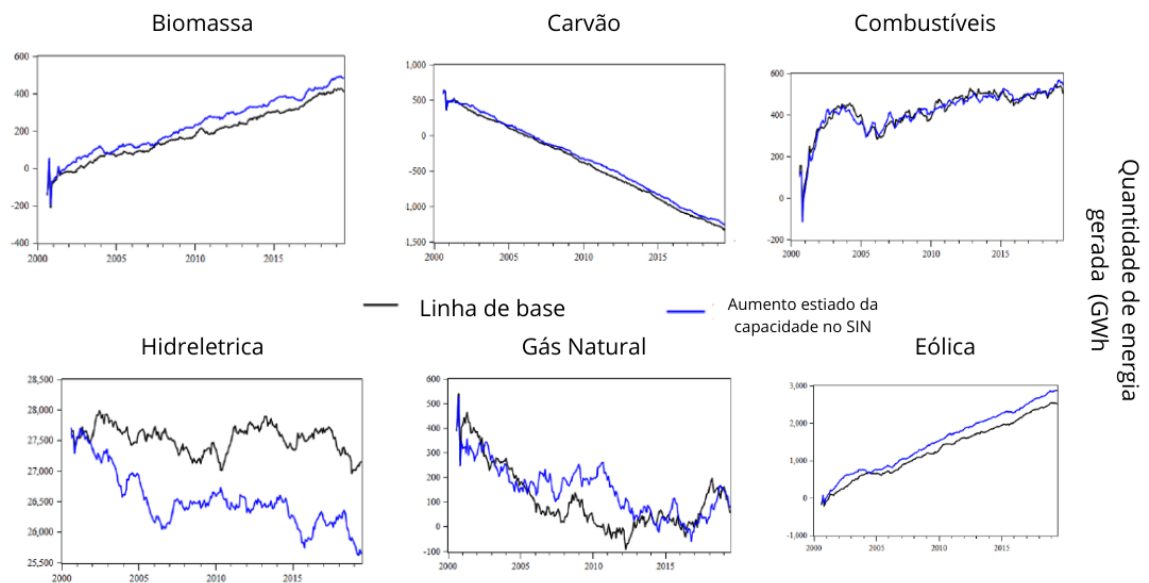


Figura 6. Comparação entre a capacidade de eletricidade gerada (GWh) ajustada pela linha de base e o aumento estimado da capacidade instalada no SIN. Onde: “Combustíveis” corresponde ao diesel, retirado de Rierchart e Souza (2021)

De acordo com as figuras 6 e 5, percebem-se duas grandes características do setor elétrico brasileiro: a concentração de infraestrutura na parte mais densamente povoada do país, focando-se principalmente na costa brasileira e a ausência de infraestrutura na parte norte do país, principalmente no estado de Manaus. A variação na geração de energia elétrica de 2000 a 2020, quando houve um aumento principalmente das energias renováveis, como eólica, biomassa e solar, com exceção das termelétricas base em combustível fóssil, demonstrando certa contradição em relação a afirmativa de que a matriz energética brasileira está se tornando mais limpa com a entrada das fontes mais renovável com baixas emissões de gases do efeito estufa (GEE). Em contrapartida houve uma perda na capacidade de geração nas fontes hidrelétrica, termelétricas movidas por gás natural e carvão. Segundo Paim et al., (2019), uma matriz elétrica diversificada é o caminho para se obter uma segurança no fornecimento de energia nacional.

5.2 Termelétricas na geração de energia

O emprego e a alta demanda das termelétricas sempre se dá em períodos de clima mais secas com baixa pluviosidade e menor vazão nas bacias hidrográficas brasileiras como já foi mencionado, quanto às centrais termelétricas, como descrito por Campos (2017), o gás natural em sua maioria localizam-se próxima aos centros de consumo, o que reduz os gastos com transmissão de energia, além de tantas outras vantagens competitivas para o mercado elétrico, como menor complexidade na instalação e menor tempo para início da operação uma usina termelétrica a gás frente a outros tipos de usinas termelétricas.

As térmicas a gás natural classificam-se em ciclo aberto e ciclo combinado (Combined Cycle Gas Turbine – CCGT), de acordo com Branco (2005), as de ciclo aberto utilizam somente turbinas a gás natural na geração de energia. Os gases formados da exaustão da turbina são lançados na atmosfera. Assim, o nível de eficiência é baixo.

O ciclo combinado, como sugere o próprio nome, é formado pela combinação do ciclo aberto com turbina a gás e ciclo aberto a vapor. Com a turbina a vapor é possível recuperar o calor dos gases de exaustão das turbinas a gás. Esse ciclo aumenta a produção de energia.

A capacidade instalada e as principais usinas termelétricas responsáveis por produzir energia no Brasil, se encontram ilustradas na figura 7 e na figura 8, onde é apresentado a distribuição geográfica de todas as usinas termelétricas.

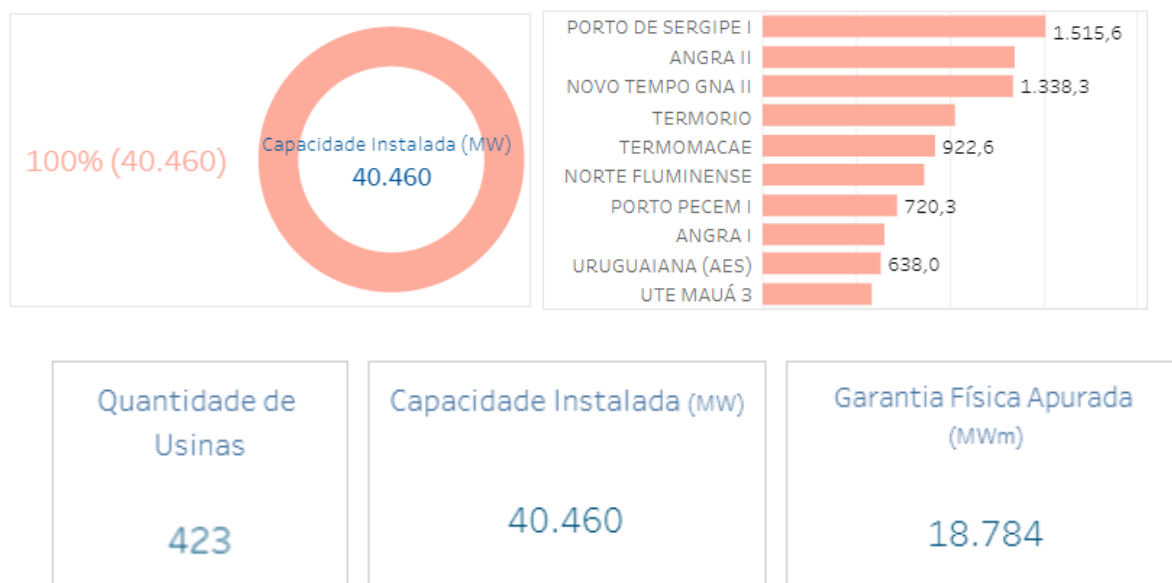


Figura 7. Capacidade instalada de geração de energia por meio de termelétricas. Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

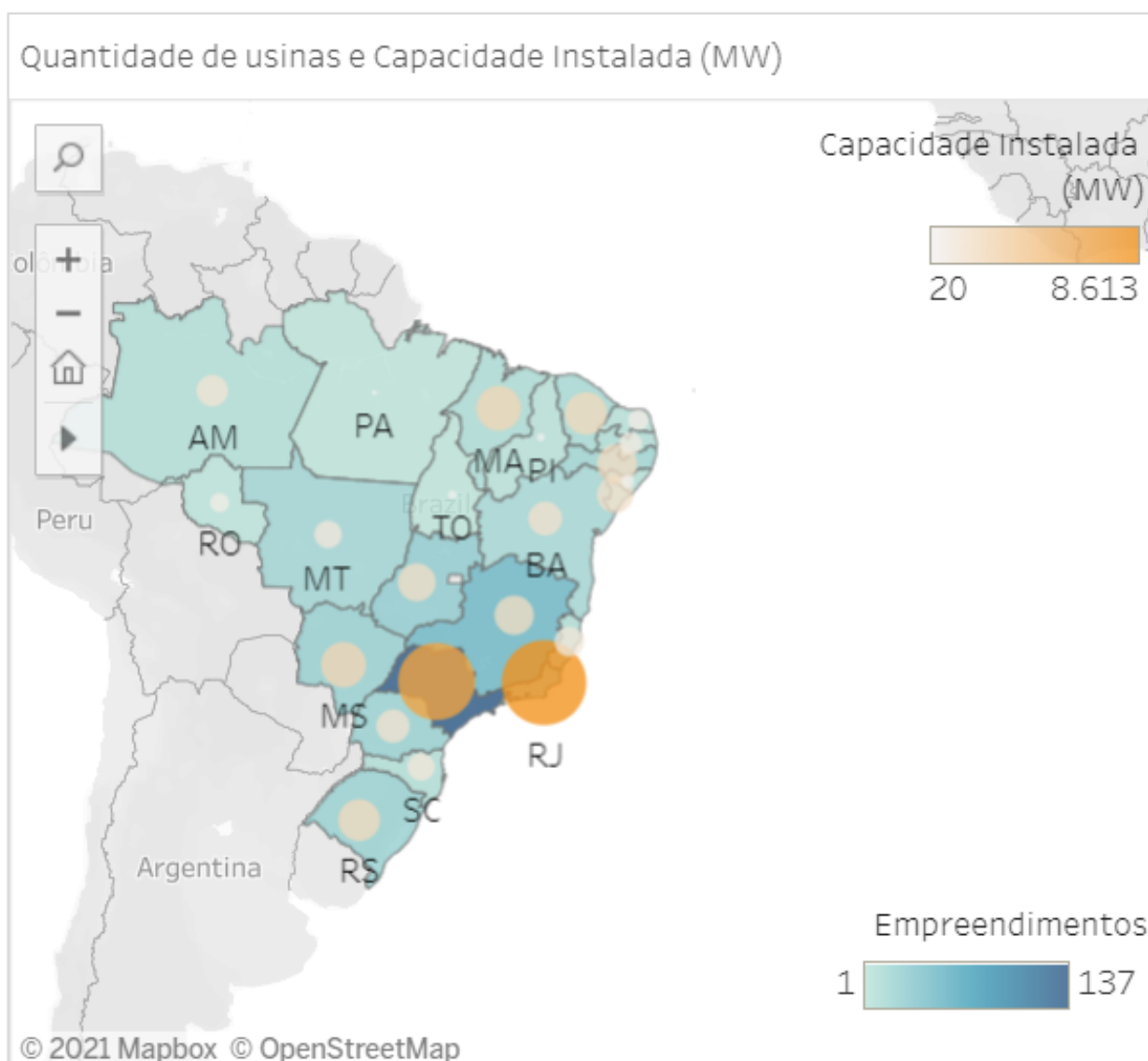


Figura 8. Mapa de distribuição de termelétricas no Brasil. Fonte : Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Em relação ao segmento termelétrico a gás , existem atualmente 166 térmicas movidas a gás natural outorgadas com potência instalada de 12.008 MW, das quais a Petrobrás é proprietária de 53% da potência instalada de termelétricas a gás natural, dados retirados do instituto acende Brasil (IAB). O emprego do gás natural na matriz elétrica brasileira não apresentou uma expansão relevante na última década. Mesmo com o aumento da disponibilidade do recurso energético no país (Danilow et al., 2017).

A geração termelétrica à base gás natural é um elemento essencial para a expansão de ambos os mercados de energia elétrica e de gás no Brasil. Além disso, em um cenário de transição, para forte penetração de fontes renováveis intermitentes, o gás natural será o combustível fóssil que fará a ponte para viabilizar a segurança do suprimento. (Matos et al., 2017)

A oferta de gás natural no Brasil deriva de principalmente 4 fontes: produção nacional, importação por gasodutos de países como a Argentina, Bolívia e importação e outros países (Figura 9).

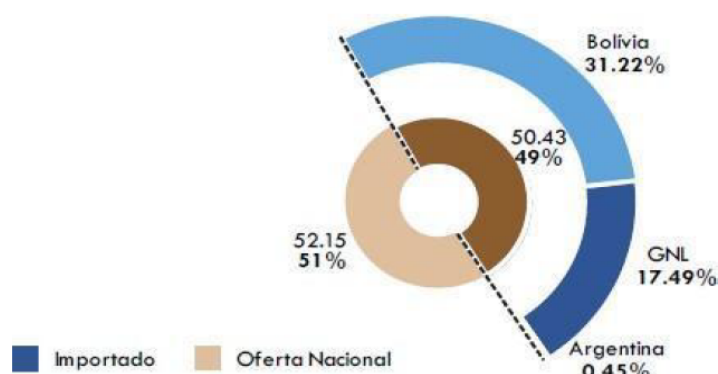


Figura 9: Gráfico sobre a composição da oferta de gás natural no Brasil em 2015 (Danilow et al., 2017).

O cenário e a crescente oferta de gás natural, ambos nacionais e importados, mostram que as termelétricas a gás natural tornaram-se uma boa opção para diversificar o sistema de abastecimento elétrico. (Fernandes et al., 2008). Considerando a importância do gás natural como suprimento para geração termelétrica, com uma participação com cerca 8,3 % (figura 3) na matriz elétrica nacional. Mais aspectos em relação à infraestrutura, transporte e a produção do gás natural até as centrais termelétricas serão descritos na seção (5.4 Infraestrutura do setor de gás natural).

5.3 Gás terrestre no Brasil

A cadeia de valor de gás natural compreende as atividades que visam acrescentar o valor ao gás, inicialmente contido no reservatório, para que chegue ao consumidor pronto para ser usado. Essas atividades são agrupadas em três categorias: o upstream, midstream e downstream, dependendo das atividades relativas à exploração, produção e processamento para o primeiro caso, transporte e estocagem para o segundo e para o terceiro, as atividades ligadas à distribuição e venda ao consumidor final.

Gás de originário de ambiente terrestre é maioria no mundo, sendo o oposto do caso brasileiro, o segmento *onshore* tem a produção terrestre correspondente em torno de 70% do total ao redor do globo, de acordo com Montero et al., (2017). No Brasil, o avanço da indústria petrolífera se deu da terra para o mar e neste último mantém o

maior foco e os maiores investimentos. O modelo monopolista, vigente até a Lei do Petróleo de 1997, foi fundamental para a continuação desse ambiente pouco explorado.

A produção de gás natural, é majoritariamente encontrado como gás associado ao petróleo no Brasil. Apenas nos estados do Maranhão e do Amazonas, as reservas de gás natural não estão associadas a acumulações de petróleo (Montera et al., 2017).

Logo, a produção de gás está fortemente interligada com a indústria do petróleo e parte do gás extraído é reinjetado no reservatório para obter maior taxa de recuperação de óleo (Montera et al. 2017). Conforme dados apresentados por Oddone et al. (2018), a exploração de gás no Brasil até o ano de 2017 é predominantemente do pré-sal, sendo apenas 8% oriundo de poços terrestres a figura 10 compara os dois setores e sua produção nos dois de 2008 até 2017.

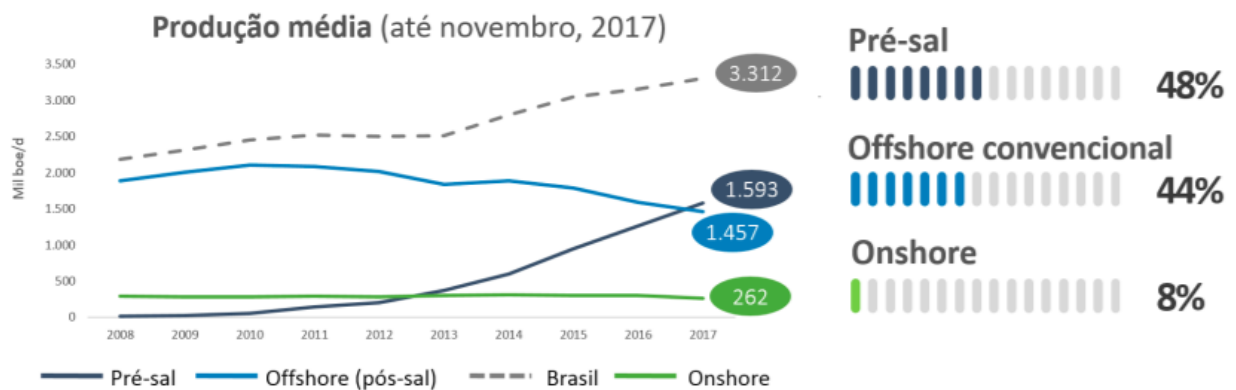


Figura 10. Produção de gás natural no Brasil (Oddone et al. 2018).

Atualmente, existem 193 blocos e 304 campos exploratórios terrestres sob concessão no Brasil, dos quais 75% se encontram na região Nordeste. (Montera et al., 2020) e ilustrado pela Figura 11.

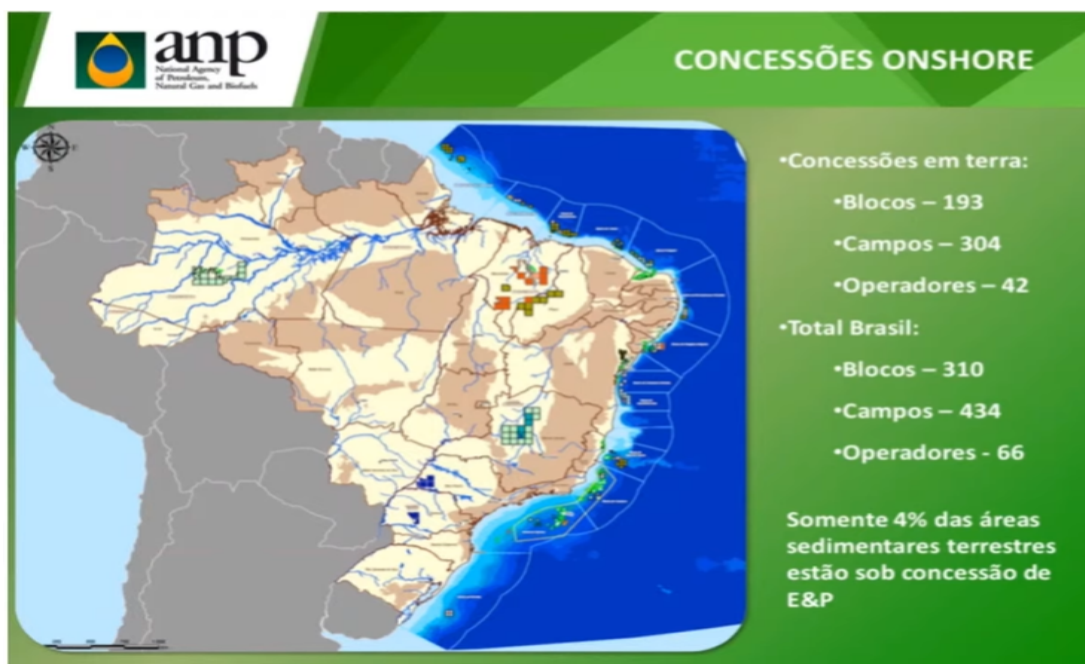


Figura 11. Mapa de áreas em concessão em ambientes terrestres (Monteira et al., 2017)

A partir dos dados apresentados por Montera et al. (2017), nota-se que há 117 blocos e 130 campos de gás natural para ser ofertado e apenas 4% em área terrestre está com alguma atividade de exploração e produção (figura 10). Isto demonstra potencial de expansão inexplorado por parte dos operadores de gás natural em cerca de 60% para os blocos e 41 % para os campos de gás natural. Quanto à produção de gás natural, a própria ANP disponibiliza dados referentes à produção terrestre com diversas aplicações, a qual foi retirado figuras 12 e 13 que retratam a produção por estado e por bacia sedimentar, respectivamente.

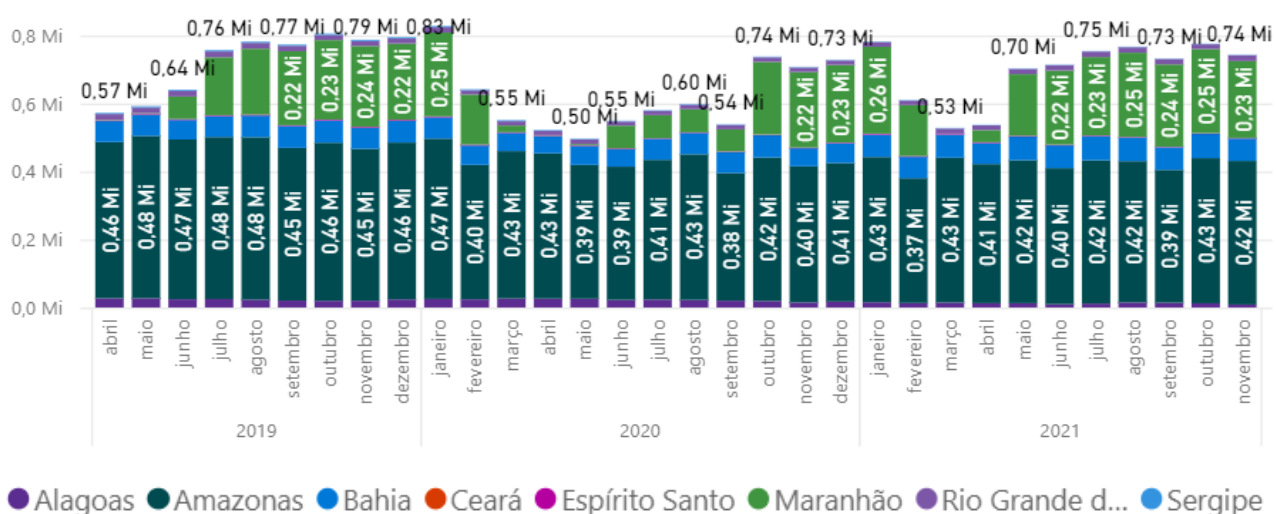


Figura 12. Gráfico de produção de gás natural terrestre de 2019 a 2021 por estado brasileiro (Milhões de metros cúbicos). Fonte: ANP.

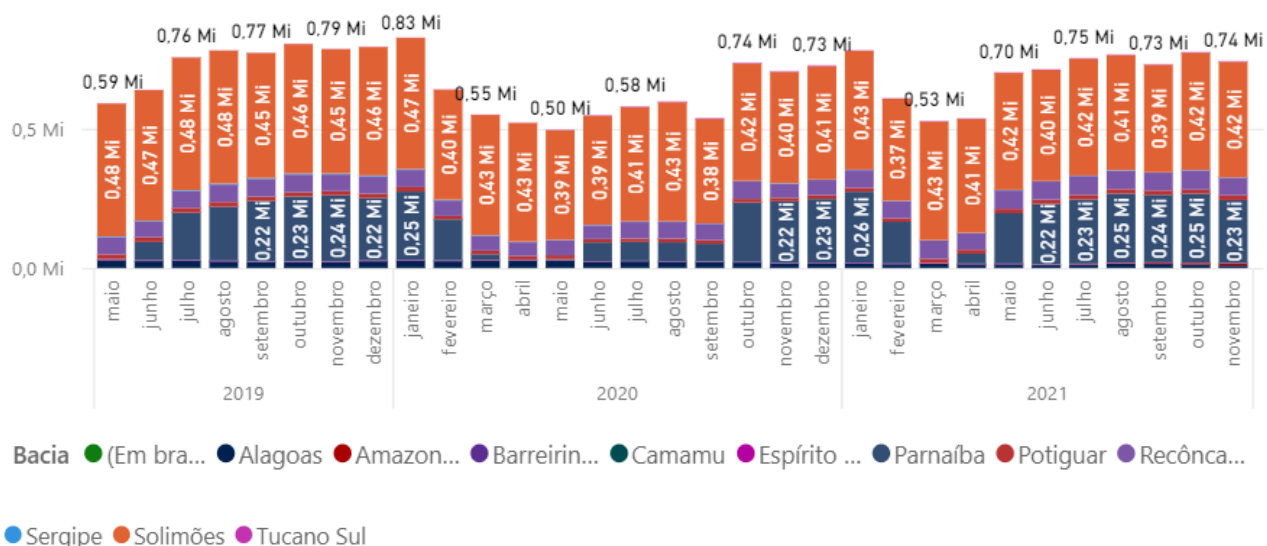


Figura 13. Gráfico de produção de gás natural terrestre de 2019 a 2021 por bacia sedimentar (Milhões de metros cúbicos). Fonte: ANP.

Nota-se um domínio da produção de gás natural terrestre no norte e nordeste do país, sendo os estados de Amazonas e Maranhão os maiores produtores e as bacias mais produtivas são as do Solimões e Parnaíba, respectivamente. De acordo com anuário da ANP de 2021, descrito por Silva et al, (2021), o Brasil se situou na 30^a posição no *ranking* mundial de produtores de gás natural, com produção de 23,9 bilhões de metros cúbicos (0,6% do total mundial), com decréscimo de 7,1%.

5.4 Infraestrutura de processamento e distribuição de gás no Brasil.

A cadeia de produção do gás, de acordo com Volpe (2017), inicia-se passando o gás retirado do reservatório geológico por vasos separadores, que são equipamentos projetados para retirar a água, hidrocarbonetos que estiverem em estado líquido e as partículas sólidas, como pó, produtos de corrosão e outras impurezas (vide o esquema apresentado na Figura 14).

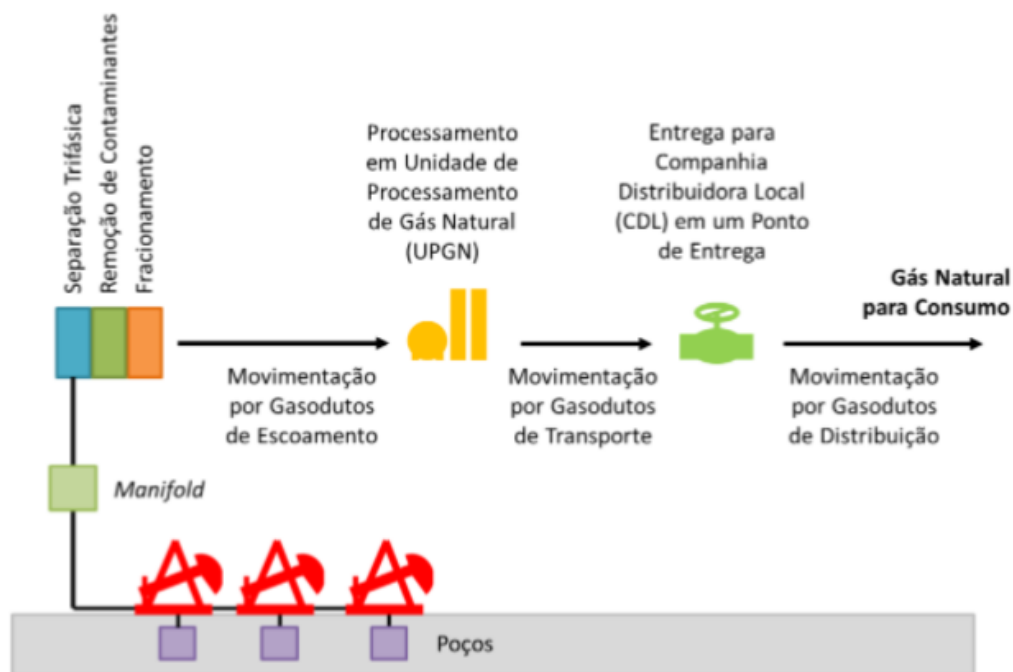


Figura 14. Cadeia de gás natural. Fonte: Souza et al., 2020.

Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) é uma instalação industrial que realiza a separação das frações pesadas (propano e mais pesados) existentes no gás natural, do metano e do etanol, gerando: (I) o gás seco, que contém principalmente metano e etano; (II) o Líquido de Gás Natural (LGN), contendo propano e butano, que formam o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP); e (III) a gasolina natural (C5+). Existem 17 unidades de processamento de gás natural (UPGNs) no Brasil (Campos et al., 2017). Na divisão por região, tem-se, há uma na Região Norte, sete na Região Nordeste e mais seis na Região Sudeste, conforme observado na tabela abaixo. Apesar de ter uma UPGN a mais, a capacidade de processamento de gás natural é três vezes maior no Sudeste do que no Nordeste.

(Volpe. 2017 e Silva et al., 2021)

Em 2020, o gás natural foi processado em 17 polos produtores, que juntos somavam 107,7 milhões de m³/dia de capacidade nominal representado pela figura 15. O volume total processado no ano foi de 21,2 bilhões de m³ (58 milhões de m³/dia), correspondente a 53,8% da capacidade total instalada das UPGN em operação.

POLOS PRODUTORES	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (MIL M ³ /DIA) ¹									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTAL	90.396	90.396	90.396	96.390	95.350	95.650	95.650	95.650	107.210	107.710
Urucu	9.706	9.706	9.706	12.200	12.200	12.200	12.200	12.200	12.200	12.200
Lubnor	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Guamarê	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700
Pilar	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Atalaia	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Candeias	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900
Santiago ²	4.400	4.400	4.400	1.900	1.900	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Estação Vandemir Ferreira	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Cacimbas	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	18.100	18.100
Sul Capixaba	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Reduc	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Cabiúnas	17.240	17.240	17.240	17.240	16.200	15.900	15.900	15.900	25.160	25.160
RPBC	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.500	2.500
Caraguatatuba	14.000	14.000	14.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Alvopetro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500

Figura 15. Capacidade de processamento de gás natural ao longo de 2012 a 2020 e as principais UPGN presente no país. Fonte : Silva et al., 2021.

Em relação à quantidade de poços de perfuração ativos localizadas no setor terrestre Brasileiro, de acordo com o boletim mensal da ANP, existem cerca de 5988, a maioria localizada na Bacia do Solimões em 2020, sendo 79 em terra (58,5% do total, com queda de 44,4% em relação ao ano anterior) (Silva et al. 2021). Quanto ao transporte deste gás natural e realizado por intermédio de gasodutos e após a destinação, seja ela industrial ou elétrica, encaminhada posteriormente para a rede de transmissão brasileira, como observado na figura 4, é robusta na Região Sudeste, no entanto, o sistema interligado ainda é fraco em alguns pontos. Ainda existem restrições de capacidade de transmissão que limitam a possibilidade de fluxo de eletricidade entre regiões.

A rede brasileira de transporte de gás natural é distribuída principalmente ao longo do litoral Atlântico oceânico, com ramificações no eixo Centro-Oeste, passando pelo Brasil-Bolívia. De acordo com Souza et al. (2020); a malha de gasodutos brasileira completa tem cerca de 45 mil km (ilustrado pela figura 16). Porém, existem diferenças nos tipos de dutos. A malha dutoviária para transporte de gás natural é de 9,5 mil km. Esses são gasodutos que realizam o transporte do gás natural desde as unidades de processamento de gás natural, as UPGN, até às instalações de estocagem. Esses dutos podem levar a molécula de gás diretamente também para grandes consumidores, como indústria pesada ou térmicas, ou finalmente aos pontos de entrega de concessionários estaduais de distribuição.

Já a malha de distribuição é de 35,5 mil km – mais que o triplo da extensão da malha de transporte. São estes dutos que recebem o gás natural no ponto de entrega aos consumidores finais, completando a cadeia do gás. Essa infraestrutura pertence aos concessionários estaduais de distribuição.

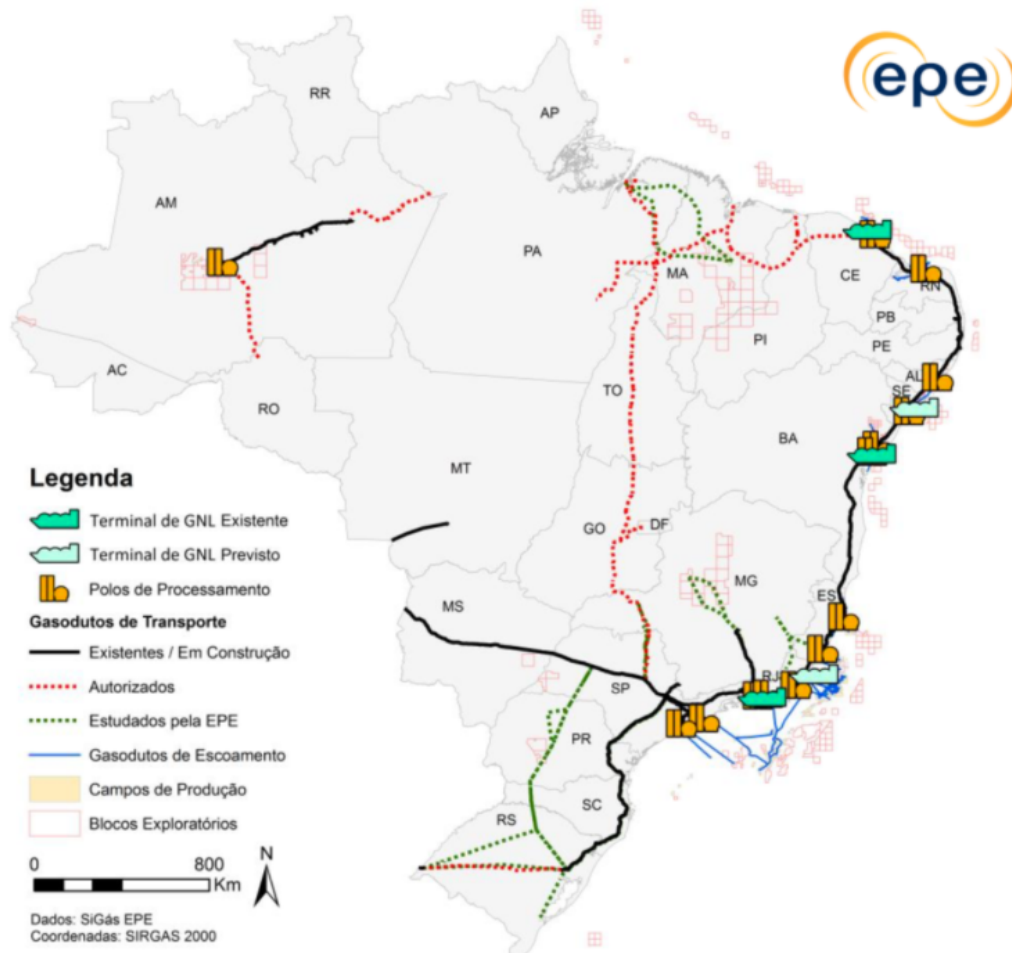


Figura 16. Mapa da malha de gasodutos no país e futuros projetos. Fonte: Souza et al. (2020)

5.5 Aspectos econômicos do gás natural no setor de geração de energia no Brasil

Nesta seção busca-se retratar a economia envolvida do gás natural, desde a comercialização do ativo, variação do preço, tipos de agentes econômicos que operam no setor, taxa para os produtores e as barreiras e problemas econômicos que cercam os mesmos e dificultam o crescimento financeiro e qual o ponto que o ativo em questão se torna mais atrativo para os operadores do setor terrestre de gás natural.

A indústria do gás natural com seus diversos segmentos (produção, importação, exportação, processamento, transporte, estocagem, comercialização e distribuição) é uma indústria de rede (pode-se definir indústria de rede como aquela que depende da implantação de redes ou malhas para que seja possível tanto o transporte quanto a

distribuição dos seus respectivos produtos) de acordo com centro brasileiro de infraestrutura (CBIE).

De acordo com a figura 17, apresenta os dados referentes à evolução do preço do gás natural nos anos 2011 a 2020 e a variação dos preços dependendo dos estados na qual é comercializado o ativo.

UNIDADES DA FEDERAÇÃO	PREÇOS MÉDIOS DE REFERÊNCIA DO GÁS NATURAL									
	R\$/MIL M ³									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
BRASIL	463,15	417,61	500,37	578,89	453,88	588,78	538,53	651,23	567,45	478,93
Alagoas	399,48	326,15	420,03	529,09	493,41	473,29	529,18	541,17	526,14	433,65
Amazonas	458,71	420,08	442,78	529,81	445,09	490,88	638,60	750,94	626,14	516,81
Bahia	406,78	385,52	446,56	520,79	470,84	479,96	543,14	585,91	584,13	535,19
Ceará	583,78	544,38	627,32	713,36	519,95	542,74	654,44	818,07	712,06	667,75
Espírito Santo	352,97	327,03	442,55	565,04	464,47	494,91	594,46	774,28	639,83	551,35
Maranhão	-	-	298,57	386,88	335,23	290,68	342,97	396,52	395,17	381,97
Paraná	-	-	444,13	526,19	411,71	304,54	322,11	446,36	426,61	440,98
Rio de Janeiro	529,16	475,78	583,56	669,24	484,45	366,99	452,16	558,32	540,50	488,46
Rio Grande do Norte	505,59	468,75	570,22	587,14	546,97	389,80	458,16	548,44	516,46	553,46
São Paulo	458,56	342,61	483,02	619,53	374,19	269,19	318,76	377,45	404,37	386,76
Sergipe	481,23	437,87	528,09	632,02	491,32	384,80	469,25	577,12	584,54	599,43

Figura 17. Tabela com a evolução do preço do gás natural dos anos de 2011 a 2020. Fonte: Silva et al., 2021 (anuário da ANP).

O mercado brasileiro de gás natural é relativamente novo, apresentando ainda forte concentração vertical e monopólio na oferta do insumo. Em relação aos principais operadores na exploração do gás natural terrestre no Brasil (figura 18) são consideradas empresas de pequeno e médio porte.

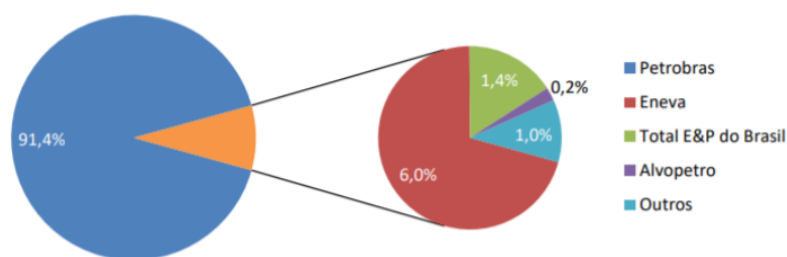


Figura 18. Operadores no setor de gás terrestre brasileiro. Fonte : EPE (2021).

Porém esta descrição não condiz com a realidade no que se enquadra uma empresa de pequeno a médio porte. Portanto a própria ANP, lançou uma resolução específica para essas definições (resolução ANP nº 32, de 5.6.2014 - DOU).

II - Empresa de Pequeno Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador C¹¹ ou D pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que,

ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a 1.000 boe/d (mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior.

III - Empresa de Médio Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador B¹² ou C pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a 10.000boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior.

IV - Média Anualizada: é a produção acumulada de barris de óleo equivalente no ano dividida pelo número de dias deste mesmo ano.

Parágrafo único. Será necessariamente considerada como Empresa de Pequeno Porte a empresa que tiver qualificação como operador C e produção inferior a 1.000 boe/d de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior.

De acordo com Batista (2016), o interesse desses operadores considerados independentes, pois são empresas com foco na produção e estão ausentes nos setores de geração elétrica e logística (refino e transporte), se dá pois as áreas inativas contendo acumulações marginais licitadas pela ANP, na qual a atuação dessas empresas, são aquelas áreas que estão aquém do interesse econômico das grandes empresas petroleiras. São áreas com volumes de produção muito pequenos que não justificam o interesse das grandes empresas, mas são boas oportunidades de negócios para as empresas independentes. Ainda é descrito por Neto (2005), estas empresas de pequeno e médio porte como já foi citado estão ausentes do ciclo completo do petróleo ou gás natural integrado, logo como não estão presentes em toda a cadeia da indústria, operam com custos mais baixos, têm perfil de risco diferenciado.

Segundo Zamith (2005), campos produtores pertencentes a grandes empresas e em fase declinante possuem forte tendência a serem transferidos para empresas pequenas e médias, visto que as grandes empresas dão preferência a projetos com maiores potenciais econômicos. Os volumes declinantes da produção, em geral, se tornam inviáveis para a estrutura das grandes empresas petroleiras, surgindo oportunidades de criação de empresas locais, que incentivam a economia regional, gerando um pólo de dinamismo econômico.

Em relação ao regime tributário aplicado aos pequenos e médios produtores,

Passeggi (2010) nota-se que há uma imprecisão conceitual que constitui entrave a estes produtores, não há uma diferença tributária no setor terrestres e no setor além da costa (*offshore*), mesmo com as diferenças técnicas, infraestruturais e na própria comercialização do ativo. Segundo o autor, ao se analisar os principais tributos incidentes (*royalties*, imposto de renda, contribuição social, PIS e COFINS), a carga tributária é a mesma para as diversas classes de produtores, sejam pequenas, médias ou grandes empresas.

Nos últimos editais, em relação à parcela de *royalties*, a ANP aplicou o percentual mínimo permitido por lei de 5% até 10%, previsto na lei 9.487 do petróleo de 1997 e descrito a seguir.

- 1) Alíquota dos *royalties* do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%.
- 2) A produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo.
- 3) O preço de referência destes hidrocarbonetos no mês, como determinam os artigos 7º e 8º do Decreto nº 2.705/1998, que regulamentou a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo).

Onde:

$$\text{Royalties} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da Produção}$$

$$\text{Valor da produção} = V_{\text{Petróleo}} \times P_{\text{Petróleo}} + V_{\text{gn}} \times P_{\text{gn}}$$

Royalties = valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$
Alíquota = percentual previsto no contrato de concessão do campo

- $V_{\text{petróleo}}$ = volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m^3 .
- $P_{\text{petróleo}}$ = é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em $\text{R\$/m}^3$.
- V_{gn} = volume da produção de gás natural do campo no mês de apuração, em m^3 .
- P_{gn} = preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em $\text{R\$/m}^3$

Os concessionários de campos marginais e maduros estão sujeitos ao pagamento de *royalties* com uma alíquota de 5%, e são repassados aos entes da federação da seguinte forma:

- 70% Estados produtores
- 20% Municípios produtores
- 10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

Zamith e Santos (2007) entendem que as pequenas e médias empresas possuem capacidade limitada de investimentos, e são impossibilitadas de assumirem os grandes riscos inerentes à atividade de maior rentabilidade característica da exploração em novas fronteiras exploratórias. Tais empresas de portes pequeno e médio possuem característica de alocar seus recursos onde há menores riscos exploratórios e onde necessitam investimentos mais modestos. Os contrapontos de se correr menores riscos são justamente as menores rentabilidades desses campos. E é justamente pela baixa atratividade de produção que as pequenas e médias empresas são atraídas pelos campos maduros, por se já ter certeza da presença de óleo ou gás nos campos.

Ainda há quatro grandes problemas descritos por Zamith e Santos(2005) e Campos et al.(2017), referentes às dificuldades desses operadores no setor terrestre.

1. Comentado também por Campos et al. (2017), o gigantismo da estatal e o peso da mão do governo por trás dela são alguns dos fatores que outras empresas levam em consideração antes de tentar disputar o mercado. Isso acabou dificultando a entrada de novos fornecedores de gasolina no país ao longo dos anos. O resultado é um mercado com pouca concorrência, que, se por um lado, dá um controle mais estratégico ao governo sobre uma indústria que é chave, por outro, expõe os consumidores aos riscos de baixa qualidade e preços altos, típicos dos grandes monopólios. No refino, porém, quase ninguém apareceu. Das 17 refinarias existentes hoje no país, 13 são da Petrobras e só quatro são de concorrentes privadas: Manguinhos, Univen, Riograndense e Dax Oil. Mas a capacidade delas é minúscula. Juntas, produzem menos de 5% do total da gasolina nacional.

2. O número de transações no setor de gás natural terrestre é muito baixa em relação ao setor do mar, logo a dificuldade de consolidação de um mercado paralelo no setor de prestação de serviços é complicado. As empresas prestadoras de serviços são voltadas para o segmento além da costa, com projetos de maior escala, com contratos mais rentáveis e equipamentos de maior complexidade. Problemas encontrados na alocação desses equipamentos para perfuração são custos muito elevados para essas operadoras terrestres. Uma defasagem no setor de extração terrestre e dificulta a inserção de novos agentes, pela falta de incentivos governamentais, como a extinta Lei São Valentim. (Zamith e Santos. 2005)

3. De acordo com Montera et al. (2017), a exigência de comprovação de toda dimensão da reserva de gás natural, por todo o período do contrato preliminar do combustível no processo de habilitação de térmicas aos leilões de energia. Esses eventos evidenciam o descompasso entre a regulação do setor elétrico e as características da indústria de gás no atual estágio de desenvolvimento deste setor no Brasil. Este fato decorre da premissa de assegurar o fornecimento de gás para geração elétrica uma vez que em meados de 2004 e 2006 os eventos de falta de gás natural para geração impactaram fortemente o setor elétrico. Porém repassar esse custo total de uma vez ao produtor de gás natural em relação ao mapeamento de suas reservas, seja por levantamento geológico e geofísico, é um custo muito elevado para as empresas.

4. Outro ponto é a alta tributação e variação do tributo por estado na comercialização do gás natural. Um estudo realizado pela Firjan em 2013 demonstra bem essa variação (figura 19). Esta variação dificulta as ações de um mesmo agente em mais de um estado e dificulta os custos de operação no geral.

Estado	Tarifa Média (US\$/MMBtu)
Paraná	19,32
Rio Grande do Sul	19,21
São Paulo	17,80
Ceará	17,73
Pernambuco	17,68
Alagoas	17,56
Santa Catarina	17,15
Paraíba	17,11
Sergipe	16,80
Minas Gerais	16,48
Rio de Janeiro	16,40
Mato Grosso do Sul	16,35
Bahia	15,75
Espírito Santo	15,14
Rio Grande do Norte	14,02
Brasil	17,14

Figura 19. Variação na tributação do gás natural por estados brasileiros. Fonte: FIRJAN com dados da Gasnet.

Os principais destinos do gás natural de acordo com documento anual da EPE, na qual realiza projeções até o ano de 2027, o PDE 2027, geralmente o commodity é destinado para as termelétricas, demanda doméstica de energia, petroquímica e indústrias de fertilizantes. O setor industrial segue sendo o maior consumidor, respondendo por 50,8% do consumo final de GN. No balanço de gás natural brasileiro, o

abastecimento interno, ou oferta interna, corresponde à soma das importações e da produção interna, descontada dos ajustes, queima do flare, perdas, reinjeção e exportações (ilustrado pela figura 20).

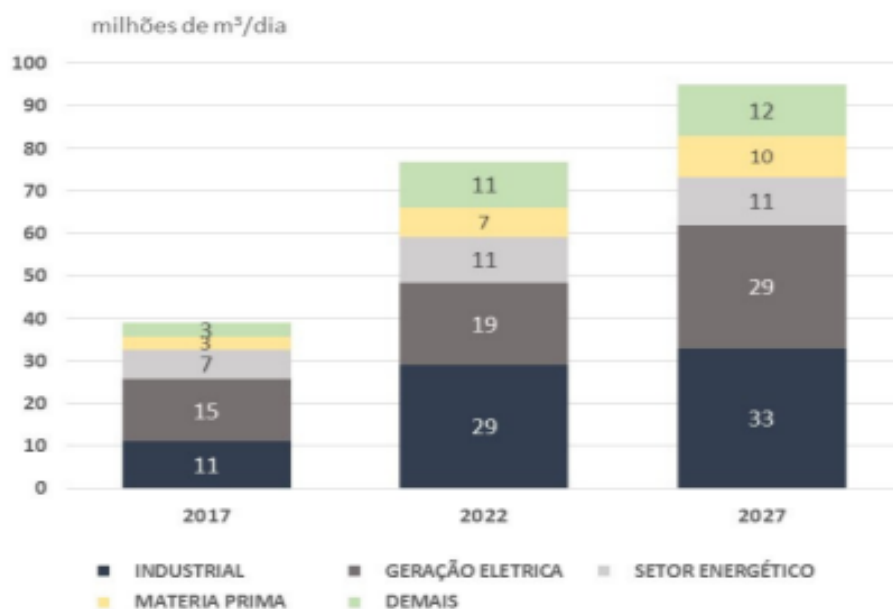


Figura 20. Consumo de gás natural por setor e projeções para os anos de 2022 e 2027.
Fonte: PDE 2027.

A versão mais recente do PDE 2027 (EPE, 2021) apresenta uma previsão onde a taxa de crescimento anual da demanda agregada para o período 2017-2027 é de 8,3% ao ano até 2030 (figura 21 e 22). Este aumento projetado demonstra a relevância do planejamento estratégico, a fim de evitar a escassez de abastecimento, com base em fontes de energia confiáveis e não intermitentes como a solar, eólica e hidroelétrica.

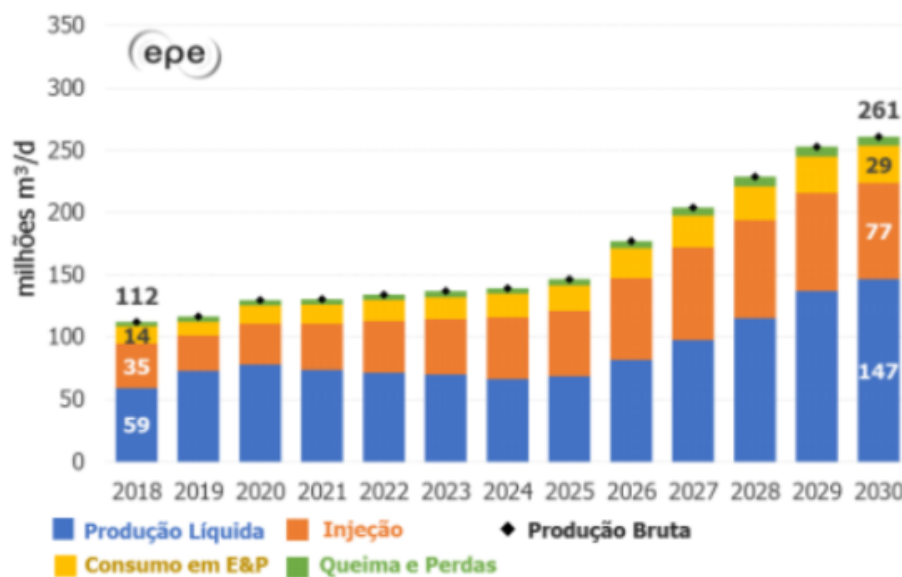


Figura 21. Previsão da produção bruta de gás natural de 2020 a 2030. Fonte : PDE 2027.

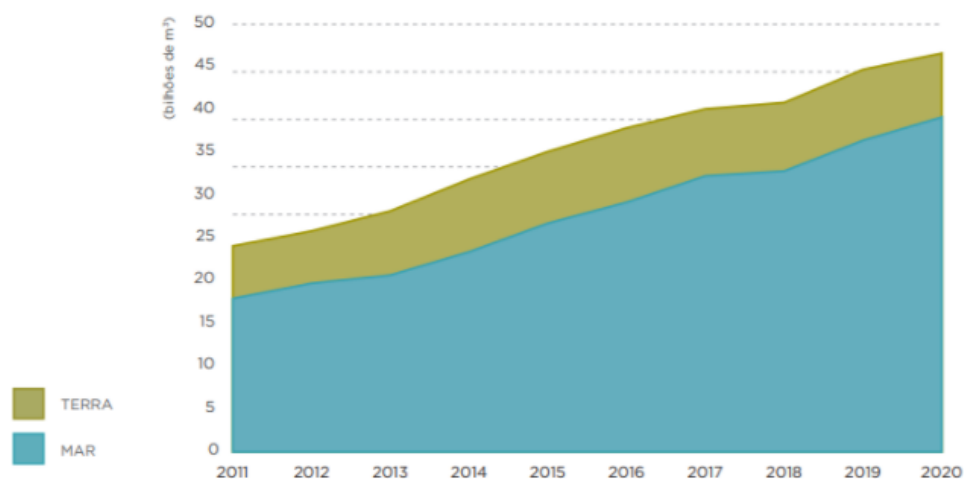


Figura 22. Evolução na produção de gás natural na terra e no mar de 2011 a 2020. Fonte : Silva et al., 2021 (Anuário da ANP).

Logo é apresentado um cenário otimista por parte do crescimento do setor energético brasileiro e do consumo de gás natural. Ocorre um possível aumento nos níveis de preços viáveis do gás natural, sendo capaz de cobrir os custos do gás ofertado e garantir o investimento em novos projetos por parte dos operadores.

Um ponto que merece ser enfatizado é a infraestrutura de transporte de gás natural que exige grandes investimentos de capital fixo, custo de transporte de gás em longas distâncias é, para uma mesma quantidade de energia, entre sete e dez vezes mais caro que óleo ou carvão (Bubele. 2018).

De acordo com Matos e Almeida (2021), a indústria brasileira de gás natural vive um período de reestruturação regulatória com o intuito de fomentar o mercado e reduzir as implicações negativas da concentração de mercado. A Nova Lei do Gás permite a ampliação de agentes estabelecendo o livre acesso de terceiros às infraestruturas, proibindo a atuação em diferentes elos da cadeia por representantes de empresas de distribuição e transporte e possibilitando a contratação por entrada e saída e a integração da rede de gasodutos. A expectativa é que isso possa, na prática, quebrar barreiras à entrada e gerar incentivos às empresas para investir e competir por ganhos de mercado e preços menores aos consumidores. A oferta e demanda da commodity tem espaço para expansão no Brasil.

Em relação ao crescimento do PIB, o PDE 2027 faz a seguinte afirmação quanto ao cenário futuro, do setor econômico e energético no país :

Espera-se que o PIB per capita brasileiro cresça de maneira que sustente esta possível premissa adotada de realização de reformas, ainda que parciais, que visem a melhorar o ambiente de negócios, permitindo um maior nível de investimentos (que cresce para patamares em torno de 21,5% do PIB no segundo quinquênio do horizonte) e um aumento da produtividade da economia.

Quanto ao consumo final de energia prevê um crescimento com taxa média de 2,3% ao ano entre 2017 e 2027. O consumo per capita crescerá 18% no período total. Mantendo-se a tendência crescente de eletrificação do País. O gás natural, os derivados da cana e o biodiesel também ganharam importância ao longo do período. Os derivados de petróleo mantêm-se como a principal fonte de energia. Espera-se que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 28% a mais que a economia.

5.6 Transição energética no Brasil

A escolha da matriz energética, sempre foi uma decisão política, na qual a sociedade tem parcela fundamental na escolha. Diante do cenário de mudanças climáticas, o debate acerca das matrizes energéticas e suas emissões de gases do efeito estufa, se torna mais importante.

Porém, esse debate é distinto em cada país por diversos motivos, tais como : políticos, presença de recursos naturais, geográficos, capacidade de geração elétrica já instalada etc.

Além de recursos disponíveis, a matriz energética de um país precisa se

adaptar às mudanças do cenário econômico e dos avanços tecnológicos. O gás natural tem potencial de substituir outros recursos energéticos fósseis mais poluentes e mais emissores de gases do efeito estufa (GEE), colocando-se como fonte elétrica que mais cresce neste cenário transicional (Ramos et al., 2020).

Em relação ao processo de transição energética no Brasil, muito se discute sobre o caminho que irá se tomar. A decisão, de acordo com Lawson et al. (2017), esse processo irá em um debate futuro entre a escolha de uma fonte com custos de geração baixo e alta incerteza de produção (hidrelétricas) e uma fonte com custo alto na geração, e confiável, será possivelmente a escolha do país. Na hipótese de uma operação intensiva em geração hídrica seguida de um período de estiagem, pode-se ocorrer um grande déficit de energia e no haverá necessidade do acionamento de térmicas mais caras e mais poluentes, impactando diretamente no custo da energia (Lawson e Pereira et al., 2017).

Um exemplo no qual a inserção de termelétricas a gás natural seria benéfico para população é o caso da cidade de Manaus, pois além de estar isolada de boa parte da rede elétrica (SIN) do país, sua matriz é composta por termelétricas movida a combustíveis fósseis, mais poluentes. Além do alto custo na geração, de energia produz um dos maiores passivos (Frota e Rocha., 2010). Mesmo com a presença de hidrelétricas na região elas não suprem a demanda elétrica na região. Em relação às fontes renováveis menos poluentes como a eólica e a solar, o gás não se demonstra dispensável após a transição energética. Servindo de modo complementar a essas fontes. De acordo com Bubele (2018), em relação à geração solar e eólica que só serão confiáveis se houver outra fonte de energia complementar para auxiliar no atendimento à demanda em momentos de baixa produção, sejam eles fatores climáticos ou sazonais como, pela falta de sol ou ausência de correntes de ventos fortes.

No que se diz respeito ao aspecto ambiental, as termelétricas a gás têm sua vantagem no tempo de implementação e por não produzirem contaminantes, solo, água e atmosfera como os produzidos pela queima de diesel e carvão, (Fernandes et al., 2007).

A demanda elétrica mundial deve ser intensificada não apenas como consequência das mudanças climáticas, como também em razão do crescimento populacional e do aumento do consumo energético, ou seja, alterações na dinâmica na obtenção de energia. Logo, a necessidade de explorar uma gama de recursos naturais de forma variada e o estabelecimento de relações entre as fontes seja condizentes com a realidade de cada país, mesmo com consequências e desafios que envolvem os países em desenvolvimento, como no caso do Brasil. Entender as tendências energéticas de modo que assegure tanto fornecimento de energia, de modo que

viabilize o crescimento econômico, mesmo durante o processo de transição é o ponto fundamental durante a transição energética.

5.7 Reservas de gás terrestre conhecidas e novas fronteiras exploratórias

De acordo com a lei do petróleo de 1997 (lei nº 9478), o gás natural é definido como a porção de petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo nas condições originais de reservatório, e que permanece no estado gasoso em condições normais de temperatura e pressão. Todos os gases (metano, nitrogênio, dióxido de carbono, etc.) constituintes do gás natural são encontrados naturalmente na atmosfera. O gás natural é uma mistura que compreende principalmente hidrocarbonetos. A qual sua composição principal é dada por uma mistura variada de hidrocarbonetos leves, principalmente o metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) e butano (C_4H_{10}), representando no mínimo cerca de 80% do total molar do gás natural (Thomas et al, 2001). Ele é encontrado geralmente em acumulações de rochas porosas no subsolo (terrestre ou marinho), usualmente associado ao petróleo (Santos et al., 2007).

Em relação a sua gênese, essa mistura de hidrocarbonetos leves e muito semelhante a da formação do petróleo, na qual pequenas frações de organismos marinhos e plantas, que são soterrados sem a presença de oxigênio, juntamente com uma intensa ação bacteriana sobre essas matérias orgânicas em grandes profundidades (Baird e Cann, 2011). Logo pelas condições de altas temperaturas e pressões às quais essas matérias orgânicas foram submetidos juntamente com decorrer do tempo e ação da compactação sobre a matéria orgânica contribuem para sua decomposição posterior para formar hidrocarbonetos líquidos e gasosos (Fioreze et al., 2011).

O arcabouço litológico necessário para preservação, acumulação e formação do depósito, deve ser a presença de uma rocha geradora (materiais orgânicos compactados), para a geração de gás natural, e uma rocha porosa (reservatório) para abrigar o gás gerado e a rocha selante, localizada logo acima para armazenar o gás no reservatório, que é a rocha porosa (Bubele. 2017).

Em relação aos tipos de reservas de gás natural em bacias sedimentares, o gás natural pode ocorrer junto a reservatórios subsuperficiais em formas distintas, de acordo com Schoell (1979) e Bubele (2017):

1) Dissolvido em petróleo (dissolved gas) : Quase todos os reservatórios de petróleo, exceto aqueles classificados como extra pesados ou de betume, produzem

algum gás natural na superfície.

2) Em contato e formando capas gasosas sobre as acumulações de hidrocarbonetos líquidos (associate gás)

3) Na forma do hidrocarboneto dominante (*no associate gas*). Embora sua origem seja tipicamente relacionada à degradação termoquímica de rochas ricas em matéria orgânica (origem termogênica),

4) Reservatório não convencional : A categoria de depósitos não convencionais de gás compreende os depósitos profundos, depósitos de baixa permeabilidade (*tight natural gas*), gás natural de xisto (*shale gas*), metano de carvão (*coalbed methane*), gás de zonas geopressurizadas, hidrato de metano e gás dissolvido na água.

Os termos recursos e reservas de petróleo ou gás natural são fundamentais e bastante confusos. O termo recurso se refere a todos os hidrocarbonetos presentes na crosta terrestre, que tenham sido identificados ou não (Santos e Zanith. 2007).

Nem todos recursos são acessíveis à exploração, devido à falta de tecnologia existente. Dos recursos acessíveis, é preciso identificar os recursos que são possíveis de serem recuperados ou não, pela restrição técnica, isto é, em termos técnicos exigiria muito esforço para retirá-lo, mesmo sendo possível tecnicamente, o que torna inviável economicamente sua extração. Percebe-se, então, que a reserva é um conceito de mérito técnico-econômico.

Portanto, uma reserva pode não ser atraente para uma empresa, mas, ao passo que outras empresas, com custos operacionais mais baixos, ou, ainda, mais eficientes na operação de extração, ela pode se transformar em reserva para esta empresa (Santos e Zanith, 2007) conforme ilustrado pela figura 23.



Figura 23. Ilustração sobre reserva e recursos. Fonte : Rouzant, PIERRE e SANTOS (2011).

Outra definição é proposta por Silva et al. (2021), referente a avaliação de uma reserva

de óleo e gás e seu interesse econômico.

a) Recurso: uma concentração de materiais sólidos, líquidos ou gasosos que ocorre naturalmente no interior ou na superfície da crosta terrestre de tal forma que a extração econômica é usual ou potencialmente viável. Considera-se o volume de óleo e/ou gás, medido nas condições básicas, originado da multiplicação de fatores de recuperação (determinados em estudos de engenharia de reservatórios) pelo volume original proveniente de óleo e/ou gás, descontando-se o volume produzido até a data considerada.

b) Fator de Recuperação: É o índice que mede a eficiência das técnicas utilizadas para o aproveitamento da energia natural contida no reservatório, bem como da energia externa adicional introduzida no reservatório, com a finalidade de produzir certa quantidade de óleo e/ou gás do volume original provado.

c) Volume Original de Óleo e/ou Gás :É o volume de óleo e/ou gás, medido nas condições básicas, originalmente existentes no reservatório.

d) Produção Acumulada de Óleo e/ou Gás : É o volume de óleo e/ou gás, medido nas

condições básicas, produzido no reservatório até a época da avaliação.

Neste trabalho, foca-se em reservatórios convencionais de gás natural, isto é, reservas associadas ou não ao petróleo localizados em bacias terrestres brasileiras.

Em relação a quantidade mensurada de reservas de gás natural terrestres, destaca-se pela figura 24 e 25 a quantidade de reservas provadas e totais entre e a produção dentre o período de 2011 a 2020, demonstrando o descompasso entre o aumento da descoberta de reservas terrestres e a produção nacional de gás natural no país, mesmo com a queda de 2013/2014 nas descobertas d.

Reservas e produção localizadas em terra no Brasil	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	20/19
Reservas provadas de gás natural (milhões de m³)	70.577	72.736	69.711	71.120	70.899	61.865	66.138	69.839	68.081	77.025	13,14%
Reservas totais de gás natural (milhões de m³)	118.524	140.979	116.585	100.998	86.575	76.259	78.742	83.063	83.063	90.926	9,47%
Produção de gás natural (milhões de m³)	6.147	6.122	7.512	8.507	8.388	8.700	78.48	8.013	8.298	7.478	-9,89%

Figura 24. Evolução das reservas totais e provadas de gás natural terrestre. Fonte : Elaboração própria com dados de Silva et al. (2021)

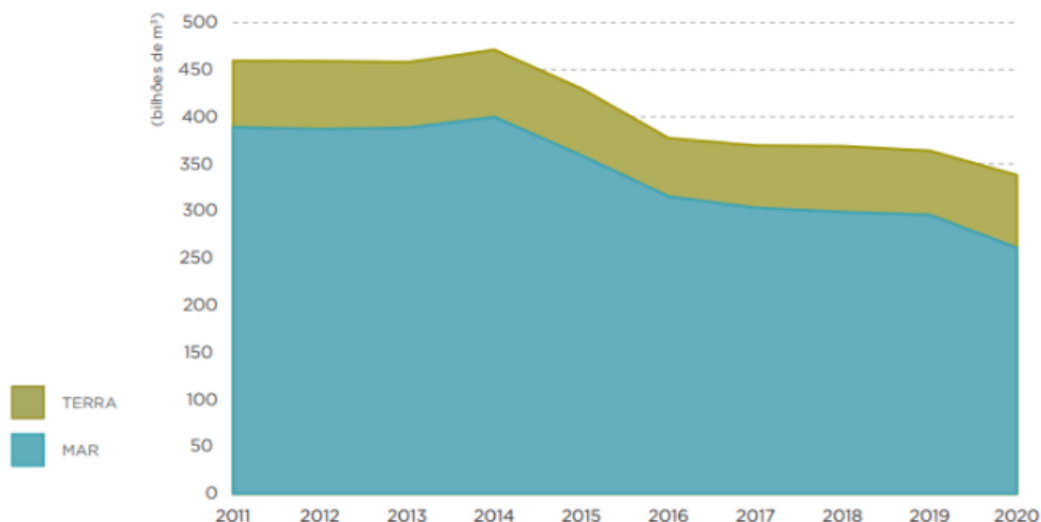


Figura 25. Evolução nas descobertas de gás natural em terra e mar de 2011 a 2020. Fonte : Silva et al. (2021).

Em relação às reservas de gás natural, o conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras é essencial para a expansão contínua da atividade exploratória da indústria do petróleo e gás. Logo, o desenvolvimento da exploração e produção nas bacias sedimentares terrestres brasileiras é promissor, mesmo com suas grandes dimensões, sendo algumas delas consideradas maduras, que já tiveram atividade exploratória e atualmente são inviáveis economicamente. Por outro lado existem muitas bacias sedimentares sem estudos aprofundados, com evidência de gás natural, sendo consideradas de fronteiras exploratórias, tal afirmativa é ilustrada na figura 26. Esta figura demonstra o levantamento feito em todo território nacional em relação às possíveis áreas sedimentares, são 52 bacias sedimentares, localizadas em terra, com maior perspectiva de possuir grandes reservas de gás natural. Estudo publicado pela EPE, por Souza et al., (2012), que mostra o grande potencial das bacias sedimentares.

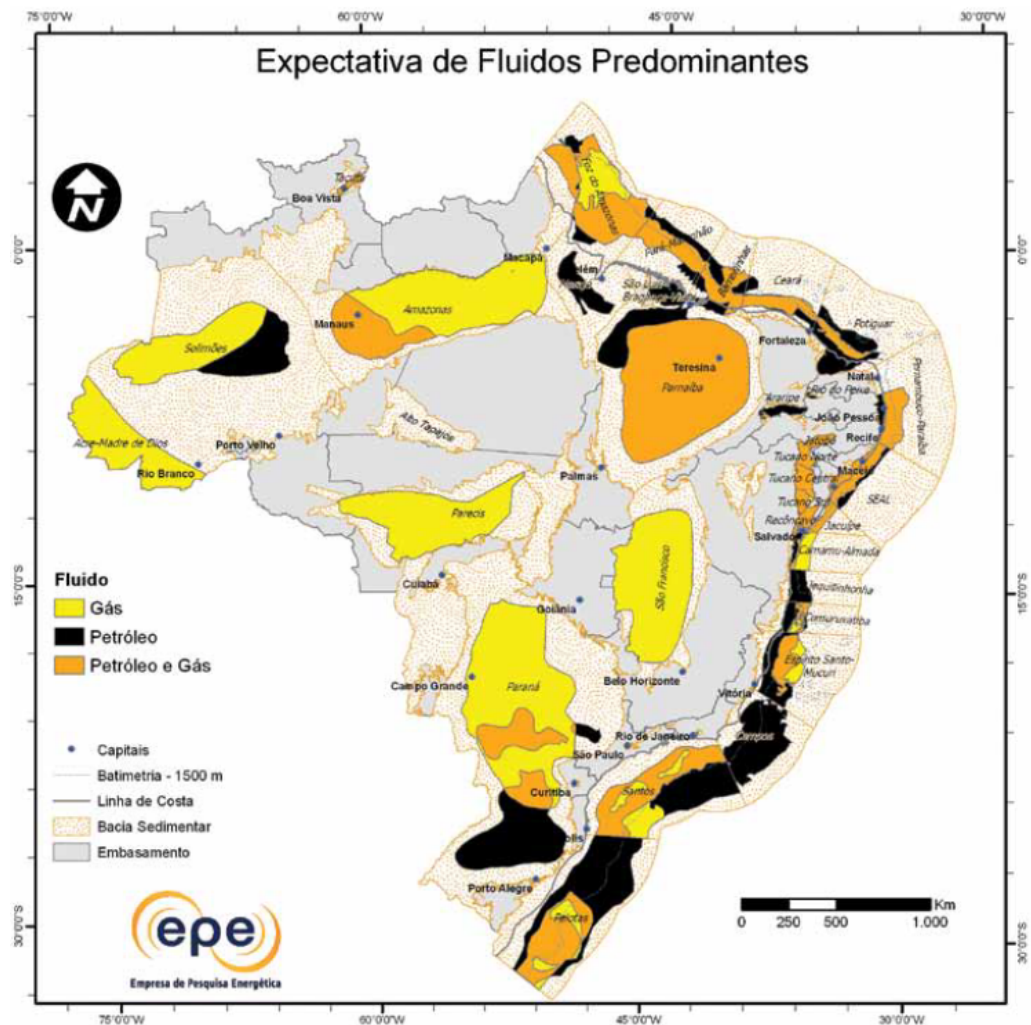


Figura 26. Mapa das principais bacias sedimentares terrestres e a presença de gás ou petróleo nelas. Fonte : Souza et al., 2012.

Em relação às principais áreas de nova fronteira, como classificado por Souza et al. (2012), destaca-se maior potencial para acumulações de gás as seguintes bacias sedimentares: Acre, Solimões, Amazonas, São Francisco e Paraná. O Anexo A, todos os mapas dessas bacias com dados geológicos e suas dimensões.

5.7.1 campos maduros e marginais

Nesta seção busca-se descrever a definição de campos maduros e demonstrar a importância desses reservatórios no setor terrestre, uma vez que a maior parte da produção é alocada no setor terrestre e advento desse tipo de reservatório e os principais operadores operam nestes depósitos seja na extração de petróleo ou gás natural.

Segundo dados da ANP (Agência Nacional de Petróleo) 66% dos campos de

petróleo no Brasil são considerados maduros. Conforme a Resolução ANP no 749/2018, campo maduro é o que possui histórico de produção maior ou igual a 25 anos.

A figura 27 ilustra a vida de um campo de petróleo, que ao entrar na fase de maturação do campo e fim da etapa de produção, este campo é declarado comercialmente não viável pela produtora. É nesta fase que devem ser realizados os leilões de campos marginais para permitir que haja um reinício da produção com a reabilitação do campo.



Figura 27. Produção de petróleo e gás em campos marginais. Fonte :Ferreira (2009).

Em relação a definição do que é um campo maduro Santos e Zamith (2007), afirmam que pode ser o caráter geológico da reserva que inviabiliza a extração, com o tipo de tecnologia disponível no momento, ou em relação ao aspecto econômico quando devido aos preços do gás ou outros fatores se torna economicamente, não rentável para o operador continuar a atividade de exploração no poço.

Batista (2016) afirma que nem todo campo marginal é de fato um campo maduro, todavia ocorre, em muitos casos, que a maturidade de um campo é acompanhada da declaração de campo marginal pela empresa concessionária.

A especificidades dos ativos na exploração e produção em campos maduros terrestres e menor que a especificidade dos ativos de novas fronteiras no mar, dado que quanto maiores as incertezas, sejam elas geológicas ou na prospecção do recurso, acarreta no aumento dos riscos, como já foi citado anteriormente a exposição aos riscos por empresas que atuam em campos maduros é inferior, juntamente com uma rentabilidade inferior.

5.8 Legislação brasileira do setor de gás natural terrestre

Nesta seção busca-se comentar as principais leis que conferem o arcabouço legislativo do setor de gás natural e descrevendo a mudança que a nova lei do gás (Lei Nº 14.134, 08/04/ 2021) trouxe para o setor terrestre, que substitui a lei do gás de 2009 (Lei 11.909).

A primeira legislação que rege o setor de gás natural é a Lei no 9.478/1997 - Lei do Petróleo (em regulamentação à Emenda Constitucional no 9/1995, que quebrou o monopólio da Petrobras), a qual criou o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, com a premissa de assumir a tarefa de estabelecer regras com vistas à criação de um ambiente de mercado mais competitivo e que, conseqüentemente, trouxesse vantagens para o País e, principalmente, para os consumidores, resultando em um ambiente regulatório apropriado. Passando a se constituir no único meio legal no Brasil para a concessão do direito de exercício dessas atividades econômicas do setor de petróleo e gás natural.

De acordo com Lima et al. (2020), a Lei no 12.351, de 2010, estabeleceu em seu Art. 65 a obrigação do poder executivo de “regulamentar a política e medidas específicas visando o aumento da participação das empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no país”, tendo em vista este ser o perfil de empresas que geralmente atuam no setor terrestre brasileiro.

Ainda no caso do abandono de alguma área por parte da empresa que atuava no local, foi instituído o processo de oferta permanente de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, de acordo com artigo 4º da Resolução CNPE no 17/2017, na qual prevê a oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução), de blocos exploratórios ofertados em rodadas anteriores e não arrematados e também dos blocos devolvidos à ANP, sendo a mesma responsável para fomentar a volta de atividades exploratória.

Em relação a nova lei do gás, de acordo com Souza e Reichert (2021), tem como intuito a introdução um marco regulatório direcionado para as atividades específicas do gás natural, tal como tratamento, processamento, transporte, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização. Embora tenha tido como foco o estabelecimento de regras relacionadas com a movimentação e o armazenamento do produto, esta nova Lei manteve inalterados diversos dispositivos da Lei do Petróleo no tocante à exploração e à produção. A importância da implementação desta nova lei se deu pela abertura que a lei do petróleo não cobria e fomentou o monopólio em diversos setores da cadeia produtiva.

Em relação aos principais motivos que cercam a criação da nova lei do gás são :

1. É do interesse público que o mercado de gás natural se modernize, e que seja capaz de responder às demandas do setor produtivo no aspecto energético, com preços que reflitam um mercado aberto e competitivo. A estrutura de mercado, é extremamente verticalizada e altamente concentrada, quando não monopólica, e com agentes que detêm licenças a muito tempo, que impede seu funcionamento eficiente, e os preços resultantes excessivamente elevados.

2. Superar as barreiras, infraestruturais, com a necessidade de alterar a cadeia produtiva e controlados majoritariamente pela Petrobrás. No gás natural, o controle da estatal se estende desde os dutos de escoamento do gás do pré-sal, passando pelas unidades processadoras de gás natural (UPGNs), terminais de regaseificação, transporte, até a distribuição. Já que a importação era realizada quase estritamente pela estatal, a distribuição é feita por empresas inseridas em um mercado altamente concentrado: 4 das 19 distribuidoras detém 83,4% do mercado, atuando em 23 das 27 UFs(Frischtak et al., 2020), o que historicamente permitiu a formação de cartéis regionais e fixação de preços não competitivos.

Portanto a configuração monopólica de mercado em conjuntura com uma legislação caracterizada por omissões, indefinições e indeterminações relativas a todos os elos da cadeia de produção, prejudica fortemente o setor.

A lei prevê a desconcentração do mercado ao não permitir que uma mesma empresa atue em todas as fases, da produção e extração até a distribuição. Outra medida de destaque é a permissão de autorização em vez de concessão para a exploração do transporte de gás natural por empresas privadas (artigo 6º). Mesmo com a separação estrutural importante no modelo regulatório do gás no Brasil. Enquanto as atividades dos segmentos upstream e midstream são reguladas em esfera federal representada pela ANP, a regulação da distribuição de gás canalizado é de competência dos estados.

Essa condição inibe a participação de mais agentes nos leilões e prejudica o processo concorrencial no setor. O compartilhamento das infraestruturas essenciais é consistente com as melhores práticas internacionais direcionadas à abertura do mercado de gás natural, e constitui uma condição necessária para criar um ambiente competitivo no setor.

A nova Lei prevê as garantias legais ao acesso não discriminatório e transparente das estruturas essenciais, definindo a ANP como responsável pela regulação e fiscalização do acesso (mediante a fixação de condições e critérios para a contratação).

Destaca-se o artigo 7º que reforça certas definições com maior precisão, o

conceito operacional de “gasodutos de transporte”, de forma a impedir que as atividades de transporte e distribuição sejam confundidas e consequentemente tomadas pelos mesmos agentes.

No geral esta lei, tem por objetivo essencial abrir o mercado, a partir da eliminação de gargalos legais e regulatórios nos elos da cadeia produtiva que conformam uma estrutura não competitiva de mercado. Com mudanças normativas, incentivos à competição e eliminação de barreiras à entrada de novos agentes. Permitindo a ampliação do mercado de gás no Brasil, e criando as condições para o aproveitamento com maior racionalidade do potencial das bacias de exploração, não apenas do pré-sal como de bacias terrestres com significativas reservas de gás.

Outro documento que merece ser comentado é a Portaria MME n.º 514/11 alterou a maneira significativa os requisitos estabelecidos pelo setor elétrico em relação aos contratos de suprimento de gás para o mercado termelétrico, incluindo a exigência de comprovação de origem ou caracterização das reservas do gás a ser contratado.

A comprovação tem duas implicações importantes de acordo com Danilow et al. (2017):

1.A implicação refere-se à dificuldade para um produtor de gás natural caracterizar reservas para um período tão longo quanto o dos contratos de expansão, principalmente os do ambiente regulado. Os produtores de petróleo e gás natural realizam investimentos contínuos em exploração de novas reservas, de forma a recompor o declínio natural dos seus campos produtores. No Brasil, enquanto os contratos de gás natural no mercado não-térmico têm duração de 5 anos em geral, os contratos com as térmicas são 3 a 4 vezes mais longos.

2. A necessidade de se comprovar reservas simultaneamente para todos os projetos concorrentes nos leilões de energia. Com os longos prazos envolvidos, somada a obrigatoriedade de cláusula de eficácia do fornecimento no contrato preliminar, é natural esperar que os produtores limitem as negociações junto aos empreendedores termelétricos com interesse nos leilões.

Essa condição inibe a participação de mais agentes nos leilões e prejudica o processo concorrencial no setor.

Quanto à participação governamental sobre a prospecção de recursos naturais de em território nacional de acordo com Zanith e Santos (2007), ficam estabelecidas pela lei do petróleo e foram regulamentadas em 1998 pelo decreto n.º 2705 de 03/08/1998.

No qual está previsto quatro tipos de concessão as seguintes participação governamental

- 1) bônus de assinatura
- 2) royalties
- 3) participação especial
- 4) pagamento pela ocupação ou retenção da área

Em relação ao licenciamento ambiental fica a encargo de cada órgão regulador responsável pelo aspecto ambiental de cada estado, que está situado no empreendimento.

6. DISCUSSÃO

A partir da análise geral e sistematizada do setor de gás terrestre brasileiro e do uso do gás para geração elétrica, buscou-se identificar os principais obstáculos para o crescimento do setor. Nota-se que o cenário futuro de transição energética, juntamente com a perspectiva de redução da geração hidrelétrica devido à diminuição da vazão nas principais bacias hidrográficas brasileiras, onde estão localizados os grandes empreendimentos de geração hidrelétrica do país. Este cenário é agravado pelos impactos socioambientais severos dos empreendimentos com reservatórios de acumulação, de modo que os empreendimentos recentes são do tipo fio d'água, que dependem fortemente do período de chuvas para geração elétrica (Polito 2018). A perspectiva do incremento do gás natural na matriz elétrica brasileira é positiva.

As termelétricas são empregadas para abastecer a demanda elétrica nos períodos de estiagem no país, os quais tendem a se estender ainda mais pela intensificação dos eventos de seca nas grandes bacias de drenagens brasileiras, devido à mudança climática global. Seu papel na segurança elétrica fica cada vez mais evidente. Não só como fonte elétrica de transição entre as fontes com maiores emissões de GEE, como térmicas a diesel ou carvão mineral, mas também para reduzir a vulnerabilidade da geração hidrelétrica. As crises hídricas que ocorreram em 2008 e 2021 demonstram que é necessário o planejamento a longo prazo, sem a necessidade de acionar térmicas mais poluentes pela facilidade de implementação do empreendimento.

Já no que tange a esfera econômica, foi apresentada uma perspectiva também positiva para o setor de gás terrestre, uma vez que os preços do gás natural se encontraram com tendência de alta, dado do levantamento realizado pela EPE, no PDE 2027, demonstram o aumento da demanda elétrica (Figura 21). Mesmo com a baixa nos valores nos anos de 2019/2020 (Figura 24), a tendência do aumento da produção de gás natural apresentada na Figura 22 se mantém como mais realista. Há perspectiva de aumento no preço do gás comercializado, que por consequência atrai novos agentes e investidores para o setor, mesmo com a baixa da produção anual de gás natural no país. Um dos maiores

problemas identificados é o setor de prestação de serviço, dado a classificação da maioria das empresas que atuam no setor de gás terrestre, que são consideradas de pequeno e médio porte, e as empresas de prestação de serviço estão voltadas para as grandes empresas de O&G. Fomentar um fluxo maior e constante no ativo e de alguma maneira fomentar a criação de empresas prestadoras de serviço ou fazer com que as existentes tenham preços de aluguel de equipamento ou prestação de serviços menor, diminuindo os custos de produção.

Outro é a alta carga tributária na comercialização, ao contrário dos demais países do globo, conforme ilustrado pelas figuras 19 e 28.

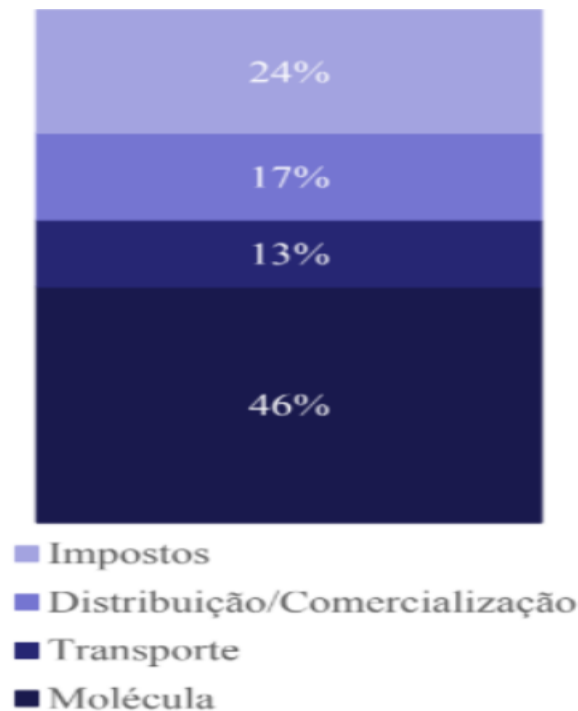


Figura 28. Composição da carga tributária que incide na comercialização do gás natural.
Fonte : Souza et al. (2020).

No tocante às reservas de gás terrestre, nota-se que dentre as bacias sedimentares ainda há novas fronteiras exploratórias de gás natural, tais como as exemplificadas no Anexo A. Mesmo com a diminuição das descobertas de novas reservas de gás natural (Figura 25), há necessidade de novos estudos direcionados para esses recursos.

Em relação aos campos maduros, estes constituem importante *player* de atração de investimento para o país, pois são uma alternativa para diversificar seus operadores, já que empresas de pequeno e médio porte têm muito interesse e capacidade de estender a vida útil desses ativos. Ao entrarem no mercado, estes operadores fomentam o crescimento das economias regionais, gerando empregos e riqueza, e impactam positivamente a economia, além de integrar o Brasil e seus fornecedores nas cadeias produtivas. Um dos maiores problemas que esses campos maduros e marginais enfrentam é o seu abandono ou

aspectos de monopólio que os cercam.

A Petrobras é detentora da maioria dos campos terrestres (Danilow et al., 2017) e com foco nas atividades do pré-sal, os campos se encontram sem atividade produtiva significativa. Podemos exemplificar este ponto com alguns campos produtores que eram da Petrobras e agora estão em posse de outras empresas, demonstrando a evolução na produção desses campos. O caso da Figura 29 refere-se ao campo de Azulão na Bacia do Amazonas, agora pertencente a Eneva, e na Figura 30, apresenta-se o campo Mossoró na Bacia Potiguar, pertencente à Petrorecôncavo.



Figura 29. Gráfico de evolução na produção de gás natural no campo de Azulão. Fonte : ANP



Figura 30. Gráfico de evolução na produção de gás natural no campo de Mossoró. Fonte : ANP.

Estes exemplos demonstram que a saída da Petrobras de campos maduros além de auxiliar no acréscimo da produção regional de gás natural, é benéfica para a

diversificação e crescimento do setor de gás natural. A retirada da Petrobras no setor terrestre brasileiro é mais econômica, pois o retorno financeiro desses campos maduros é muito pequeno perto do retorno financeiro dos campos gigantes do Pré-Sal.

Quanto ao mercado de energia, de acordo com Polito (2018), o processo de modernização e transformação em um mercado de energia livre é fundamental para o país quebrar os monopólios vigentes e assegurar uma maior produção elétrica. Aumentar operadores e consumidores livres é essencial para que essa premissa se realize. Logo, a principal barreira de entrada desses agentes como o requerimento de geração e consumo mínimo devem ter seus limites reduzidos para maior diversificação no setor e consequentemente gerar competição entre eles e preços mais acessíveis para a sociedade.

Quanto ao quadro regulatório brasileiro, a defasagem do arcabouço que rege o setor de gás natural teve grande avanço com a nova lei do gás, aprovada em abril de 2021. Porém, a lei é só o início para auxiliar no crescimento do mercado. A pragmatização do acesso às infraestruturas, outrora pertencentes apenas de uso pela Petrobrás, é um grande passo para as pequenas e médias empresas que desejam comercializar o gás natural e tem dificuldade no acesso à infraestrutura disponível.

Em relação à infraestrutura da cadeia do gás natural e da malha elétrica do Brasil, nota-se como problema a concentração no litoral do país e a ausência de malha de gasodutos ou da rede elétrica no interior do país, principalmente na região norte, que é um mercado com uma demanda reprimida em relação às outras regiões do país (figuras 5 e 16).

De acordo com Fernandes (2007), a região amazônica ainda não foi atingida pelo sistema interconectado e depende de um grupo de sistemas isolados. A região tem uma densidade de consumo relativamente baixa, mas uma demanda reprimida substancial. Os sistemas isolados são fundamentalmente para a geração em termelétricas a óleo combustível. Desta forma, os custos de abastecimento da região são extremamente elevados. Deve ser destacado que apenas 3,4% da capacidade de produção está fora do sistema elétrico interligado nacional.

Portanto, como boa parte da energia elétrica fornecida para a região norte é principalmente oriunda de termelétricas a diesel, se vê grande potencial em substituir este combustível por combustível com menor impacto ambiental. Outro ponto que pode ser ressaltado é a malha reduzida de gasodutos na região, o que acarretaria na dificuldade de abastecimento das termelétricas a gás.

Como foi demonstrado, a bacia do Solimões apresenta grandes reservas de gás e há possibilidade de geração através da tecnologia *Gas to Wire* (GTW), também chamada de *Gas to Power*, que é uma forma de monetizar a produção de gás natural a partir da conversão em eletricidade no local da produção (na boca do poço), seguida da transmissão da energia elétrica diretamente para o mercado de consumo através da rede de

transmissão. No caso da produção terrestre, a energia elétrica produzida pode ser fornecida diretamente aos consumidores, método empregado em muitos poços pela empresa Eneva, uma das maiores produtoras de gás natural terrestre no Brasil (Figura 18).

7.CONCLUSÃO

Conclui-se que há perspectivas de desenvolvimento do mercado de gás natural e da sua crescente penetração na matriz elétrica brasileira considerando um cenário de transição energética e visando a segurança no abastecimento energético do país. O setor de gás terrestre tem papel fundamental para o desenvolvimento energético do país, mesmo com sua produção pouco expressiva frente à produção em áreas marítimas como o Pré-Sal. Soma-se o fato de ser um mercado propício para pequenas e médias empresas se alocarem e atenderem as necessidades locais no setor elétrico ou industrial.

Acredita-se que os aspectos econômicos são atrativos para a entrada de novas empresas ou expansão de empresas já presentes no mercado. Mesmo que a concentração dos campos produtores na Petrobras dificulte a diversificação e competição do setor, há avanços notáveis na legislação para superar esta barreira. Contudo, ainda falta muito para regularizar o setor e deixá-lo mais competitivo, como a regulação uniforme da tributação por estados ou o aspecto de entrada do mercado de energia. Nesse aspecto, a uniformização é positiva para boa parte das empresas do setor.

Conforme se constatou com a pesquisa realizada neste trabalho, é fundamental um ambiente seguro e atrativo aos investimentos em toda a cadeia do gás natural, em particular no segmento de transportes para melhorar a capilaridade da malha de gasodutos e, desse modo, facilitar o escoamento energético a todo o território nacional.

Programas e grupos voltados ao crescimento do setor de gás terrestre devem ser incentivados, como a continuação do programa REATE, iniciativa do Ministério de Minas e Energia, empresas do setor e Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABIP).

Portanto, o Brasil precisa aproveitar o quanto antes o seu potencial de gás natural, visto a transição energética e a insegurança da geração hidrelétrica sob a mudança climática. Áreas de inovação e tecnologia devem ser aplicadas de forma pragmática para acelerar o desenvolvimento de campos maduros ou de fronteiras exploratórias.

É preciso melhorar continuamente o ambiente de negócios no país e estabelecer medidas para atrair capital externo e interno para o setor, visando às multiplicidades de agentes e novas tecnologias, seja por intermédio de ações governamentais ou ações oriundas do setor privado. Com o aumento da demanda por gás natural, o desenvolvimento de atividades de exploração e produção nas bacias terrestres brasileiras é de suma importância.

8.REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acende Brasil : <https://acendebrasil.com.br/>

Aneel : Agência Nacional de Energia Elétrica (BRASIL) :
<https://www.aneel.gov.br/dados/geracao>. (Acessado em dezembro de 2021)

ANP : http://filesrodadas.anp.gov.br/portugues/mapas_de_concessoes.asp (Acessado em dezembro de 2021).

ANP: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ItNzBkMDNhY2IxZTlxliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzIxMyJ>. (Acessado em dezembro de 2021).

ANP (2018), Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás no Brasil
: http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Livreto_Upstream_2018-P.pdf (Acessado em dezembro de 2021).

(CCEE) Câmara de Comercialização de energia elétrica:
<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao> (Acessado em dezembro de 2021).

CBIE : <https://cbie.com.br/> (Acessado em dezembro de 2021).

FIRJAN : O Preço do Gás Natural para a Indústria no Brasil e nos Estados Unidos -
Comparativo de Competitividade :
<https://publicacoes-de-economia/o-preco-do-gas-natural-para-a-industria-no-brasil-e-nos-estados-unidos-comparativo-de-competitividade.htm>

ONS – Operador Nacional do Sistema (National Operator). 2016. <<http://www.ons.org.br>>.

Alkmin, V. A. (2004) O Histórico da Extração e Exploração do Petróleo no Brasil e o Novo Marco Regulatório do Pré-Sal VII Fórum Brasileiro sobre as Agências Reguladoras.

Adriana Fiorotti Campos, Neilton Fidelis da Silva, et al., (2017) A review of Brazilian natural gas industry: Challenges and strategies Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 75,, Pages 1207-1216

- Baird, C. and Cann, M. (2011) Química Ambiental. 4th Edition, Bookman, Porto Alegre.
- Batista P. B. M (2016). Barreiras econômicas na exploração em terra de campos maduros e marginais : o caso da bacia Potiguar. Dissertação de mestrado IEE USP.
- Bertassoli D. Sawakuchi H. Araújo R. Camargo M. Sawakuchi A. Alem V. Perereira T. Krusche A. Bastviken D. Richey J., (2021). How green can Amazon hydropower be? Net carbon emission from the largest hydropower plant in Amazonia. Sciences Advance.
- Branco B. P.(2005).Análise termoeconômica de uma usina termelétrica a gás natural operando em ciclo aberto e em ciclo combinado
- Bret Rouzaut, Jean Pierre , Santos. Petróleo e gás natural: como produzir e a que custo.
- Bubele S., (2018). Panorama da indústria de gás natural no Brasil e no mundo.Dissertação de trabalho de formatura escola politécnica da UFRJ.
- Castro N, Gouvê A. et. al.,(2019). O processo de Transição Energética: Brasil e Dinâmica Internacional.
- Castro N. Péricles A. Fernandes F.. Cardoso R. Souza M ., (2018). Aplicação de uma Função Multi Argumentos para a avaliação da importância econômica das bacias sedimentares brasileira Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- Danilow R. Timponi G. Lima C., (2017). Geração termelétrica de gás natural: comprovação de disponibilidade e aspectos regulatórios. FGV CERI
- Domingues P. Santos R. Costa M. et al. (2018). PNE 2050 Plano nacional de energia. EPE (empresa de pesquisa energética)
- EPE (2018): Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2027).
- E.Fernardes, Oliveira J., et. Al., (2008). Natural-gas-powered thermoelectricity as a reliability factor in the Brazilian electric sector
- Ferreira D. F.(2009). Produção de petróleo e gás em campos marginais. Campinas.
- Fioreze M., Hedlund K., et al., (2013). Gás Natural : potencialidades de utilização no Brasil.
- Frischtak C.R.,Rodrigues A. M, et al., (2020): Uma Análise da Nova Lei do Gás à Luz do Interesse Público. CNI
- Frota W. Rocha B. (2010), Benefits of natural gas introduction in the energy matrix of isolated electrical system in the city of Manaus – state of Amazonas – Brazil. Energy Policy.
- Lawson A. e Pereira G., (2017). Termoelétrica e seu papel na matriz energética brasileira. FGV energia.
- Lima M. L, Cabral C. A.O., et al. (2020) Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

em Áreas Terrestres

Matos R. Soares F. Loureiro M., (2021) Balanço energético nacional 2021.

Empresa de pesquisa energética.

Mato . M.M. V, Almeida E.L.G (2021). A promoção da concorrência na indústria de gás natural no Brasil à luz dos casos internacionais. FGV energia

Mattos A. Makishi A. Coelho C et al.,(2018). Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo. Empresa de pesquisa energética

Miranda A. Schreurs., (2013). rchestrating a Low-Carbon Energy Revolution Without Nuclear: Germany's Response to the Fukushima Nuclear Crisis

Montera F. Bispo H. Junior I. Guazelli R. , (2017). Ambiente onshore de petróleo e gás no Brasil. Firjan

Neto, V. C.(2005) Competências Organizacionais para o Desenvolvimento Estratégico do Negócio de Exploração de Petróleo em Campos Maduros: O Caso Petrorecôncavo S/A.

Paim M, Arthur R. et. al., (2019). Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix. Livro Energy Policy.

Passegi, A. V. B. S.(2010). O princípio constitucional da redução das desigualdades regionais e os campos maduro-marginais de petróleo: aspectos regulatórios e fiscais. Natal.

Polito R.(2018) Setor elétrico brasileiro 2012-2018, resiliência ou transição ? Synergia editora.

Ramos K., Mercadante P. Costa H., (2020). Atualização na exploração de gás não convencional no Brasil.

Reichert B. , Souza A. M, (2021) :Interrelationship simulations among Brazilian electric matrix sources

Silva D.C, Souza J.C, Filho P.P.M (2021): Anuário estatístico brasileiro de petróleo e gás natural e biocombustíveis (ANP)

Silva L. S, . Moreira G.,Curzio B. A, (2017). micropollutant Removal from Water by Membrane and Advanced Oxidation Processes.JOURNAL NAME: Journal of Water Resource and Protection, Vol.9 No.5

Santos E. M, M.T.W FAGÁ, et al.,(2007) : Gás natural: a construção de uma nova civilização

Souza M. Oliveira B. Bonelli C. Costa G., (2020). Monetização de gás natural no onshore do Brasil. Empresa de pesquisa energética

Souza A. G et al. (2012). Zoneamento nacional de recursos de óleo e gás. (EPE).

Souza M. Oliveira B. Bonelli C. Costa G., 2020. Monetização de gás natural no onshore do Brasil. Empresa de pesquisa energética

Schoell (1979):The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins

Willimy. M. Frota Brigida R.P Rocha., (2010). Benefits of natural gas introduction in the energy matrix of isolated electrical system in the city of Manaus—state of Amazonas Brazil.

Wilson C. D.Volpe (2017). Um estudo de caso sobre gerenciamento de riscos aplicado à indústria de petróleo em uma estação de pré-tratamento e compressão de gás natural onshore. tese de mestrado POLI USP

Zamith, Edmilson M. Santos(2007) :Atividades onshore no Brasil. Annablume

Zamith. (2005).Nova economia institucional e as atividades de exploração e produção onshore de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil.

ANEXO A.

Fonte : Zoneamento nacional de recursos de óleo e gás. Souza et al. (2012).

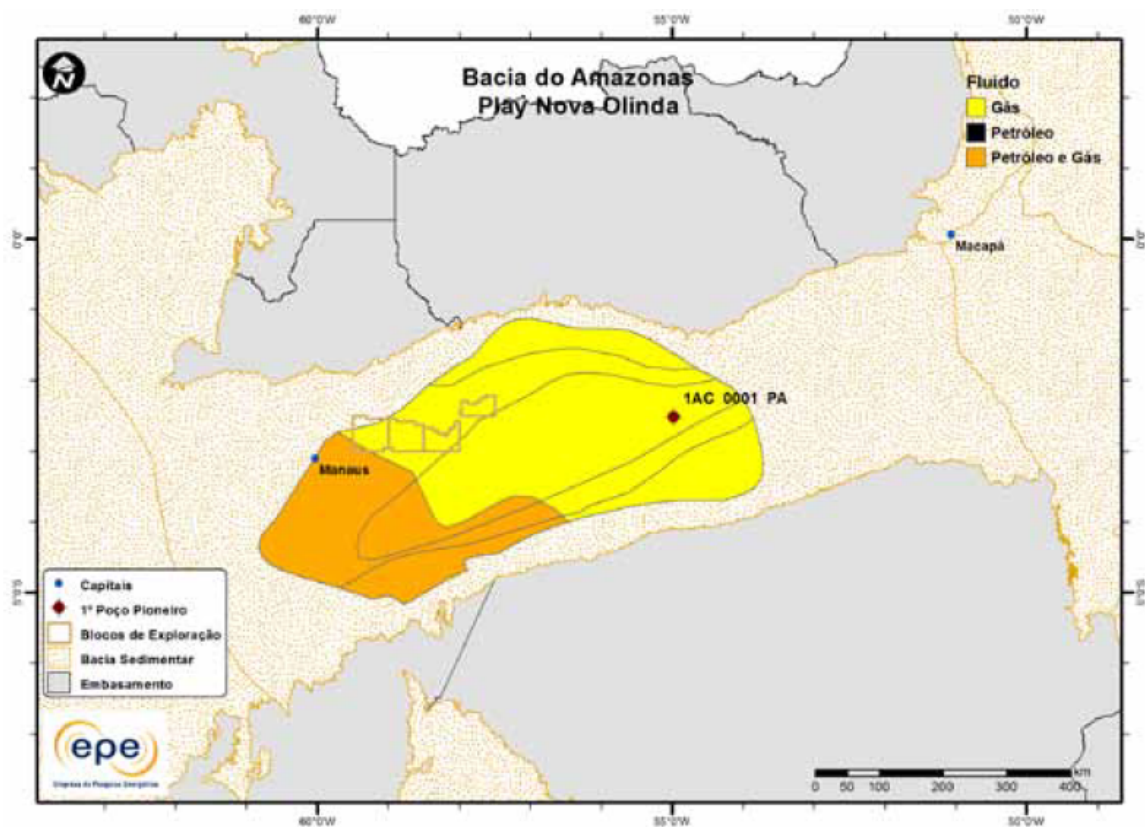


Tabela 3.7 - Informações Geológicas da Bacia do Amazonas		
Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km²)	624.342	
Área da Bacia efetiva (km²)	369.716	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Barreirinha-Nova Olinda (I)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Nova Olinda	Formação Nova Olinda
2	Monte Alegre	Formação Monte Alegre
3	Curiri	Formação Curiri
Recursos Não Convencionais		
Folhelho Gaseífero		

Figura A - Play efetivo Nova Olinda da Bacia do Amazonas. Fonte : Souza et al., 2012 (EPE)

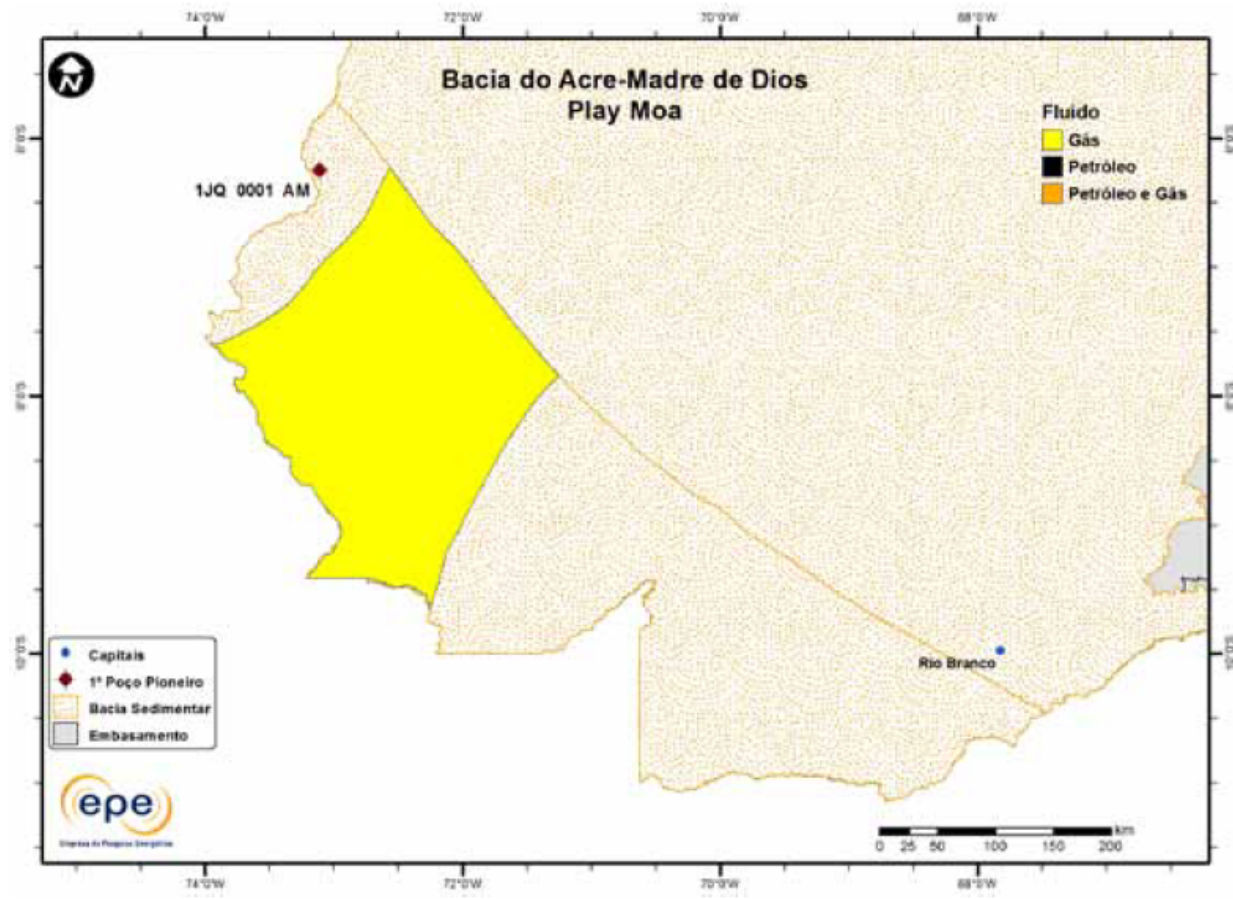


Tabela 3.6 - Atributos do Play Paleozoico – Bacia do Acre-Madre de Dios		
Play		Paleozoico
Carga	Situação Geográfica	terra
	Unidade Litoestratigráfica	Formação inominada
	Unidade Cronoestratigráfica	Devoniano Inferior
	Migração	falhas normais e reversas
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formações Rio do Moura, Cruzeiro do Sul e Apuí
	Unidade Cronoestratigráfica	Carbonífero-Permiano
	Profundidade Média (m)	3.000
	Litologia / Contexto Depositional	arenito, carbonato, conglomerado
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Rio do Moura e Juruá Mirim
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Permiano-Jurássico
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho e evaporito

Figura B.Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Moa da Bacia do Acre-Madre de Dios. Fonte : Souza et al., 2012 (EPE).

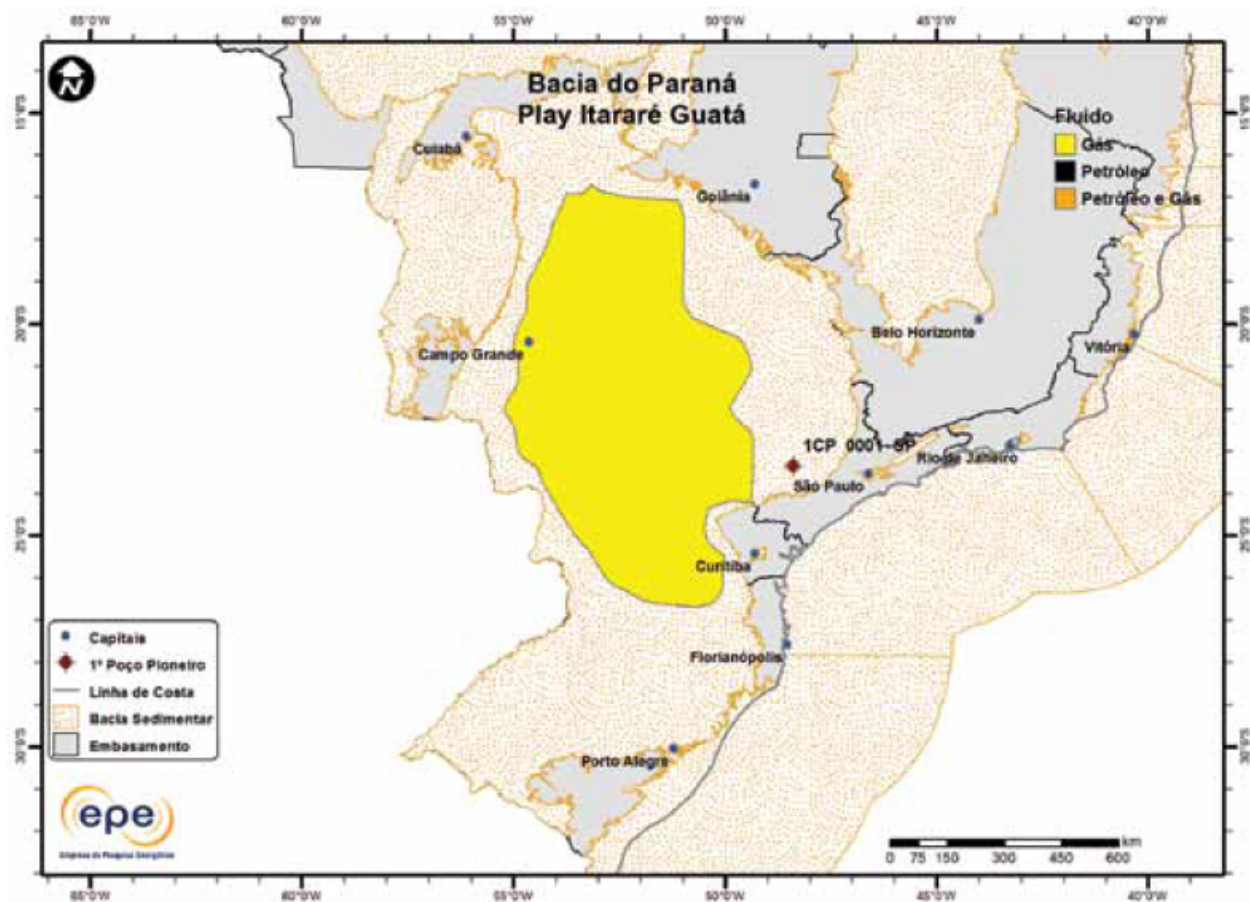


Tabela 3.112 - Atributos do Play Rio Bonito – Bacia do Paraná

Play		
Carga	Situação Geográfica	Rio Bonito terra
	Unidade Litoestratigráfica	Formação Irati
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleozoico Permiano Cisuraliano
	Migração	falhas normais
Reservatório	Unidade Litoestratigráfica	Formação Rio bonito
	Unidade Cronoestratigráfica	Paleozoico Permiano Cisuraliano
	Profundidade Média (m)	2.575
	Litologia / Contexto Depositional	arenito / marinho costeiro
Trapa	Unidade Litoestratigráfica Selante	Formação Palermo
	Unidade Cronoestratigráfica Selante	Paleozoico Permiano
	Tipo de Trapa	mista
	Litologia Selante	folhelho

Figura C - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Itararé Guatá da Bacia do Paraná
Fonte : Souza et al., 2012 (EPE)..

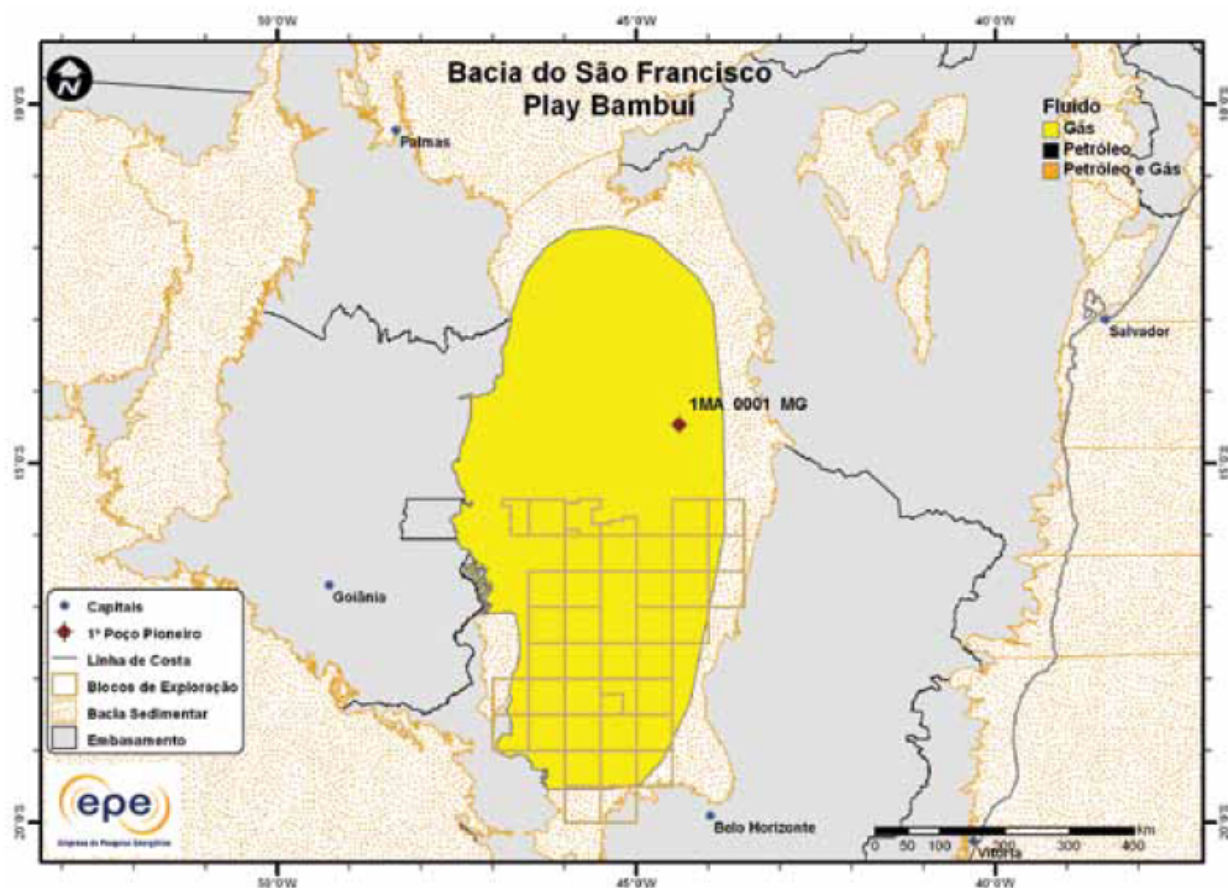


Tabela 3.165 - Informações Geológicas da Bacia do São Francisco

Situação Geográfica	terra	
Área Sedimentar (km ²)	375.352	
Área da Bacia efetiva (km ²)	276.985	
Maturidade Exploratória	Nova Fronteira	
Sistema Petrolífero Principal	Macaúbas/Paranoá-Bambuí (?)	
Plays Exploratórios	Nome do Play	Principal Reservatório
1	Bambuí	Grupo Bambuí
2	Macaúbas/Paranoá	Grupo Macaúbas/Paranoá
Recursos Não Convencionais		
Gás em Formações Fechadas		

Figura D - Tipo de fluido com maior expectativa no play efetivo Bambuí da Bacia do São Francisco.
 Fonte : Souza et al., 2012 (EPE)..