



ano 4
número 28
ISSN 2595-8232

Título | A geopolítica do petróleo e do gás natural antes e durante a pandemia da Covid-19: disputas entre Estados Nacionais?

**Autor | Rodrigo Pimentel Ferreira Leão¹
José Sérgio Gabrielli de Azevedo²**

Palavras-chave | Oferta, Demanda, Preços e Indústria de Petróleo e Gás Natural

Abril de 2021

¹ Coordenador-técnico do Ineep e pesquisador do Núcleo de Estudos Conjunturais (NEC) da Universidade Federal da Bahia.

² Professor aposentado da Universidade Federal da Bahia, pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e ex-presidente da Petrobras.



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2021.

ISSN 2595-8232

1. Introdução

A pandemia de Covid-19 afetou de forma estrutural praticamente todos os setores da economia global. Com a indústria de petróleo e gás natural não foi diferente. A redução do uso de meios de transporte e a redução da atividade econômica provocaram uma queda histórica no consumo de petróleo. Esse processo tem reorganizado a estrutura produtiva global de petróleo e gás natural.

Todavia, é um equívoco imaginar que as mudanças estruturais nesse segmento se iniciaram no período da pandemia. Na verdade, as tensões geopolíticas, as disputas entre os grandes produtores e consumidores de petróleo e gás natural, assim como das empresas privadas e estatais marcaram a história dessa indústria. Isso também ocorreu ao longo da última década.

Nesse período, ocorreram várias transformações entre os ofertantes e demandantes de petróleo e de gás natural. A ascensão americana como grande ofertante, o crescimento do consumo chinês, a entrada de novos produtores de gás natural foram alguns dos exemplos de mudanças importantes. Isso obrigou os ofertantes e demandantes tradicionais a reagirem buscando preservar sua influência na indústria global de energia por meio do controle sobre produção e preço.

Esse texto visa apresentar tais mudanças no quadriênio anterior e durante a pandemia. O objetivo é apontar como elas refletem e impulsionam uma disputa geopolítica entre Estados Nacionais que buscam controlar a oferta, o consumo e o preço do petróleo e do gás natural.

Além dessa introdução, o texto está organizado em mais três seções. A segunda seção discute, em quatro subseções, as mudanças na oferta, na demanda e nos preços do petróleo e do gás natural entre 2016 e 2019. A terceira seção apresenta uma análise sobre a transformação dessas mesmas variáveis em 2020, quando a pandemia de Covid-19 afetou praticamente o mundo todo. A quarta seção traz as considerações finais abordando como todas essas mudanças em termos de oferta, demanda e preços se relacionam, em última instância, a um jogo geopolítico entre diferentes Estados Nacionais.

2. Geopolítica do petróleo e do gás no quadriênio pré-pandemia (2016-2019)

A revolução da produção de petróleo e gás dos Estados Unidos têm reorganizado a geopolítica da energia nos últimos cinco anos. Com o crescimento exponencial da extração do *tight oil* e do *shale gas*, o país ganhou maior autonomia

no fornecimento de energia e, ao mesmo tempo, mais capacidade de influenciar nas decisões-chave da indústria de petróleo e gás natural.

Junto ao crescimento da produção americana, os últimos anos também observaram uma lenta reconfiguração da distribuição da produção de petróleo no mundo. Os países do continente americano aliados dos Estados Unidos (Brasil, Canadá e Colômbia, principalmente) ganharam força em detrimento dos países da Opep, principalmente da Venezuela e do Irã.

No que concerne ao segmento de gás natural, a expansão da indústria de gás natural liquefeito (GNL) também aumentou o protagonismo americano na geopolítica de energia. A expansão da infraestrutura de GNL, associada à expansão da infraestrutura de regaseificação, permitiu que grandes produtores de gás natural, como os Estados Unidos, elevassem suas exportações para países distantes geograficamente, como na Europa e na Ásia. Com isso, os americanos passaram a disputar mercados que eram dominados principalmente pela Rússia.

Com a entrada dos Estados Unidos e de novos produtores, os grandes demandantes de petróleo e de gás natural, principalmente na Ásia e na Europa – regiões cuja produção historicamente não é capaz de atender sua demanda –, viram seu poder de barganha crescer nos últimos anos. Tais nações puderam diversificar suas importações e tiveram melhores condições de mercado para acessar o petróleo e o gás natural na forma liquefeita. No caso da Ásia, houve a formação de uma indústria de gás regional, envolvendo países próximos como Rússia e Austrália, que estão se tornando grandes fornecedores para o continente, em especial a China. E, na Europa, ocorreu a entrada do gás natural americano vendido sob a forma liquefeita.

Esses movimentos modificaram os fluxos de comércio, a distribuição da oferta, o peso dos países consumidores e os preços do petróleo e do gás natural. A ascensão dos Estados Unidos e dos países no seu entorno elevou as tensões econômicas com os tradicionais produtores de petróleo, principalmente a Arábia Saudita, e de gás natural, em especial a Rússia. Essas tensões se estenderam ao campo político por meio de sanções impostas pelos Estados Unidos a grandes produtores, como Rússia, Venezuela e Irã.

Essa seção discute essas mudanças no período anterior à crise do coronavírus de 2019 (Covid-19) que, do nosso ponto de vista, podem ser entendidas a partir dos movimentos de oferta, demanda e preços da indústria de petróleo e gás natural. Na primeira subseção, apresenta-se uma análise sobre a reorganização da oferta de petróleo no quadriênio anterior à pandemia. Na segunda subseção, o mesmo exercício é realizado, mas para o setor de gás natural.

Na terceira subseção, analisa-se os movimentos geopolíticos da demanda de petróleo e de gás natural. E, por fim, na quarta e última subseção, trata-se das mudanças no preço do petróleo e do gás natural no período pré-pandemia que, de certa forma, responde à reorganização na oferta e demanda dos dois produtos.

2.1. A reorganização da oferta de petróleo

Desde 2016, o crescimento da produção de petróleo foi puxado pelos Estados Unidos e, em menor escala, por outros países do continente americano, em especial Brasil e Canadá. Em contrapartida, no mesmo período, as nações da Opep viram sua produção cair.

Como mostra a Tabela 1, a produção de petróleo conjunta de Canadá e Estados Unidos aumentou de 17,00 milhões de barris por dia (b/d) em 2016 para 22,70 milhões de b/d em 2019, um crescimento de 33,5%. Somente nos Estados Unidos, de 2016 e 2019, o aumento foi de 4,70 milhões de b/d, saltando de 12,35 milhões de b/d para 17,05 milhões de b/d. No mesmo período, a produção do Brasil e da Colômbia, que foi de 3,48 mb/d em 2016, chegou a 3,76 em 2019, uma expansão de 8,2% (BP, 2020).

Tabela 1 – Produção de petróleo por grupos de países (2016-2019). Em mil barris por dia e %.

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
Principais produtores não-Opep					
Estados Unidos e Canadá	17.004	18.172	20.861	22.695	33,5%
Rússia e Cazaquistão	12.924	13.093	13.365	13.471	4,2%
China e Malásia	4.725	4.564	4.505	4.486	-5,1%
Brasil and Colômbia	3.477	3.575	3.544	3.762	8,2%
Noruega e Grã-Bretanha	3.006	2.970	2.937	2.848	-5,2%
Total	41.136	42.374	45.212	47.263	14,9%
Principais produtores Opep					
Oriente Médio 6+	30.533	30.238	30.556	29.023	-4,9%
África 4+	5.634	6.110	6.202	6.240	10,8%
Venezuela	2.347	2.096	1.475	918	-60,9%
Total	38.513	38.444	38.232	36.181	-6,1%
Outras nações	12.423	11.980	11.810	11.748	-5,4%
Mundo	92.072	92.798	95.254	95.192	3,4%

Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Incep.

Notas: Oriente Médio 6+ é composto pela Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Iraque, Irã e Catar; e África 4+ é composta pela Argélia, Angola, Líbia e Nigéria.

Em outro sentido, os mercados mais importantes do Oriente Médio (Arábia Saudita, Catar, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Irã e Iraque) tiveram uma queda de 4,9% da produção, de 2016 a 2019, decrescendo de 30,53 milhões de b/d para 29,02 milhões de b/d. Entre os países do Oriente Médio, a baixa performance do Irã foi a que mais chamou a atenção. A produção iraniana caiu cerca de 1 milhão de b/d entre 2016 e 2019. Mais brutal foi a retração da produção venezuelana que saiu de 2,35 milhões de b/d, em 2016, para 920 mil b/d em 2019 (BP, 2020).

Por conta dessas variações, os principais países fora da Opep aumentaram sua produção em mais de 6 milhões de b/d, entre 2016 e 2019, enquanto os maiores mercados da Opep tiveram uma queda na produção de 2,5 milhões de b/d no mesmo período.

Essa trajetória fez com que os países fora da Opep aumentassem sua participação na produção global de petróleo. Como mostra a Tabela 2, nos quatro anos analisados, a expansão da participação dos Estados Unidos e do Canadá foi da ordem 5,4 pontos percentuais. Em 2016, a participação dos dois países anglo-saxões foi de 18,5% e, em 2019, foi de 23,8%. Os dois maiores produtores da Eurásia tiveram um pequeno aumento da sua contribuição na produção global de petróleo, saindo de 14,0% em 2016 para 14,2% em 2019. Os dois países sul-americanos também seguiram o mesmo caminho. A participação de Brasil e Colômbia na produção global se elevou de 3,8% para 4,0%, no mesmo período.

Tabela 2 – Participação dos produtores de petróleo por grupos de países (2016-2019). Em %

	2016	2017	2018	2019
Principais produtores não-Opep				
Estados Unidos e Canadá	18,5%	19,6%	21,9%	23,8%
Rússia e Cazaquistão	14,0%	14,1%	14,0%	14,2%
China e Malásia	5,1%	4,9%	4,7%	4,7%
Brasil and Colômbia	3,8%	3,9%	3,7%	4,0%
Noruega e Grã-Bretanha	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%
Total	44,7%	45,7%	47,5%	49,6%
Principais produtores Opep				
Oriente Médio 6+	33,2%	32,6%	32,1%	30,5%
África 4+	6,1%	6,6%	6,5%	6,6%
Venezuela	2,5%	2,3%	1,5%	1,0%

Total	41,8%	41,4%	40,1%	38,0%
Outras nações	13,5%	12,9%	12,4%	12,3%
Mundo	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Inep.

Notas: Oriente Médio 6+ é composto pela Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Iraque, Irã e Catar; e África 4+ é composta pela Argélia, Angola, Líbia e Nigéria.

Os maiores produtores da Opep viram sua participação decrescer de 41,8% em 2016 para 38,0% em 2019. Os membros do Oriente Médio, que detinham 33,2% da produção global em 2016, passaram a ter somente 30,5% em 2019. A participação da Venezuela que era de 2,5% caiu para 1,0% no mesmo período. O único grupo que elevou a participação na produção global de petróleo foi o dos países africanos, que saltou de 6,1% em 2016 para 6,6% em 2019 (BP, 2020).

A revolução da produção americana esteve associada, em grande medida, ao desenvolvimento da indústria de petróleo não convencional (*shale gas* e do *tight oil*). Entre 2010 e 2019, do crescimento de 9,49 milhões de b/d o petróleo não convencional contribuiu com cerca 8,0 milhões de b/d, o que representou algo em torno 85%.

A atual posição americana no mercado de *shale gas* e de *tight oil*, principalmente, foi resultado de um longo processo de inovação tecnológica e investimentos³ que combinaram atuação não apenas do setor privado, como também do Estado americano.

Na realidade, desde a criação do Departamento de Energia dos Estados Unidos (Department of Energy – DOE) no final dos anos 1970, que surgiu com o objetivo de centralizar o planejamento e na autossuficiência energética americana, houve um crescimento das inovações e investimentos no setor de energia. Junto à criação do DOE, o Ato de Segurança Energética (em 1980) lançou medidas e programas de incentivos à eficiência energética, conservação energética e combustíveis alternativos. Nesse período, foram desenvolvidas 139 novas fontes de energia alternativas ou não convencionais, dentre elas o *shale gas* e o *tight oil*.

³ As técnicas de *fracking* eram conhecidas, com o desenvolvimento tecnológico avançando nos poços multidirecionais, completação inteligente e utilização de polímeros. Os investimentos foram possíveis pelas baixas taxas de juros disponíveis no mercado americano. Além do mais, há de se considerar que os reservatórios não convencionais estão próximos à infraestrutura de transporte com capacidade ociosa e a indústria de bens e serviços do setor é muito flexível, com capacidade de atendimento as flutuações da perfuração e completação de poços e com boas relações com o mercado financeiro de baixas taxas de juros.

No entanto, como mostrou a recente dissertação de mestrado de Gabriela Boff, a expansão significativa da produção ocorreu somente nos anos 2000, em primeiro lugar, em função do envolvimento da Devon Energy na exploração do *shale gas*.

Foi só em 2001, que Larry Nichols, o CEO da Devon Energy, uma empresa de Oklahoma, notou um aumento repentino no suprimento de gás da região de Barnett. Mitchell havia desvendado a técnica ideal de extração do *shale gas*. Em 2002, a Mitchell Energy foi vendida para a Devon Energy por US\$ 3,5 bilhões. A Devon Energy era bem capacitada na técnica de perfuração horizontal, desenvolvida na década de 1980 a partir de uma joint venture 141 entre o DOE e a Devon. (...) a perfuração horizontal permitiu que o *shale gas* fosse produzido em volumes significativos (BOFF, 2017, p. 140).

Em segundo lugar, a generalização do uso das tecnologias do fracking e poços horizontais nos últimos dez anos, as condições de superfícies nos Estados Unidos – existência de gasodutos com capacidade adicional –, bem como a indústria de suprimento de equipamentos e serviços para perfuração, perfilagem e completação de poços altamente flexível também foram responsáveis por esta explosão do *shale gas*.

De fato, a revolução do petróleo não convencional foi uma extensão do uso das técnicas empregadas (*fracking* e perfuração horizontal) no início dos anos 2000. “O forte crescimento da produção de gás que ficou evidente a partir de 2008 sinalizou que aquela tecnologia poderia ser viável também em reservatórios petrolíferos” (ROSS, 2019, p. 91).

O avanço intensivo da indústria de petróleo não convencional, principalmente no Texas, na Pennsylvania, em Ohio e na Louisiana⁴, atendia aos interesses de política energética americana. Essas regiões usufruíram da existência de uma indústria altamente flexível no fornecimento de equipamentos, serviços e insumos para a perfuração e completação e a existência de infraestrutura de transporte ociosa e passível de ser utilizada pelos reservatórios em regiões próximas. Aproveitando-se dessas vantagens e da mão-de-obra existente, aspectos como baixa regulação ambiental e apoio à inovação tecnológica foram assegurados pelo governo americano para estimular a nova fronteira exploratória, como assevera Ross (2019):

[...] a capacidade ociosa e a maior disponibilidade de mão-de-obra predominantes na economia americana nos anos pós-crise financeira também

⁴ Esses quatro estados produziram, de 2016 a 2018, cerca de três quartos (74,8%) do americano. Os maiores produtores foram o Texas e a Pennsylvania com uma participação, respectivamente, de 28,8% e 28,6%, segundo informações da Agência de Informação de Energia dos Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration – EIA).

contribuíram para a rápida expansão da produção de petróleo e gás. Essa observação, contudo, não pode estar desconectada da vasta demanda disponível para ser atendida preferencialmente por fontes domésticas, já que é objetivo explícito da política energética americana favorecer a oferta interna em detrimento à externa. Em outras palavras, estabeleceu-se uma tendência de substituição de importações resultante de uma combinação de fatores: mudança técnica (inovação), circunstâncias macroeconômicas (juros e salários baixos), regulação ambiental frouxa e sustentação política (ROSS, 2019, p. 92).

O crescimento exponencial do petróleo não convencional fez com que a administração do presidente Barack Obama (2009-2017) reconhecesse, no documento *Blueprint for a Secure Energy Future* em 2011, que esse produto teria um papel central na produção doméstica de energia, levando inclusive a perspectiva de autossuficiência energética no país. Em 2019, os Estados Unidos se aproximaram desse objetivo, uma vez que a produção já rompeu a barreira dos 17 milhões de b/d e o consumo se situou em 19,40 milhões de b/d.

De acordo com o World Oil Outlook da Opep de 2019, o boom do petróleo não convencional deve levar a produção americana diária dos Estados Unidos a uma enorme quantidade de 20 milhões de b/d em cinco anos. Esse fenômeno foi um tanto inesperado não somente na indústria global de petróleo, como nos próprios Estados Unidos (DEFTERIOS, 2019). A expansão da produção de não convencionais permitiu a crescente independência energética americana, criando uma revitalização do mercado de trabalho no cinturão de petróleo e gás.

Embora, em 2019, os Estados Unidos tivessem adquirido 9,09 milhões de b/d de petróleo do exterior, Defterios (2019) afirmou que os americanos estavam se tornando cada vez menos dependentes de suprimentos estrangeiros. Além disso, o país tem conseguido reduzir a dependência das importações dos países da Opep em razão da expansão de petróleo dos países do continente americano.

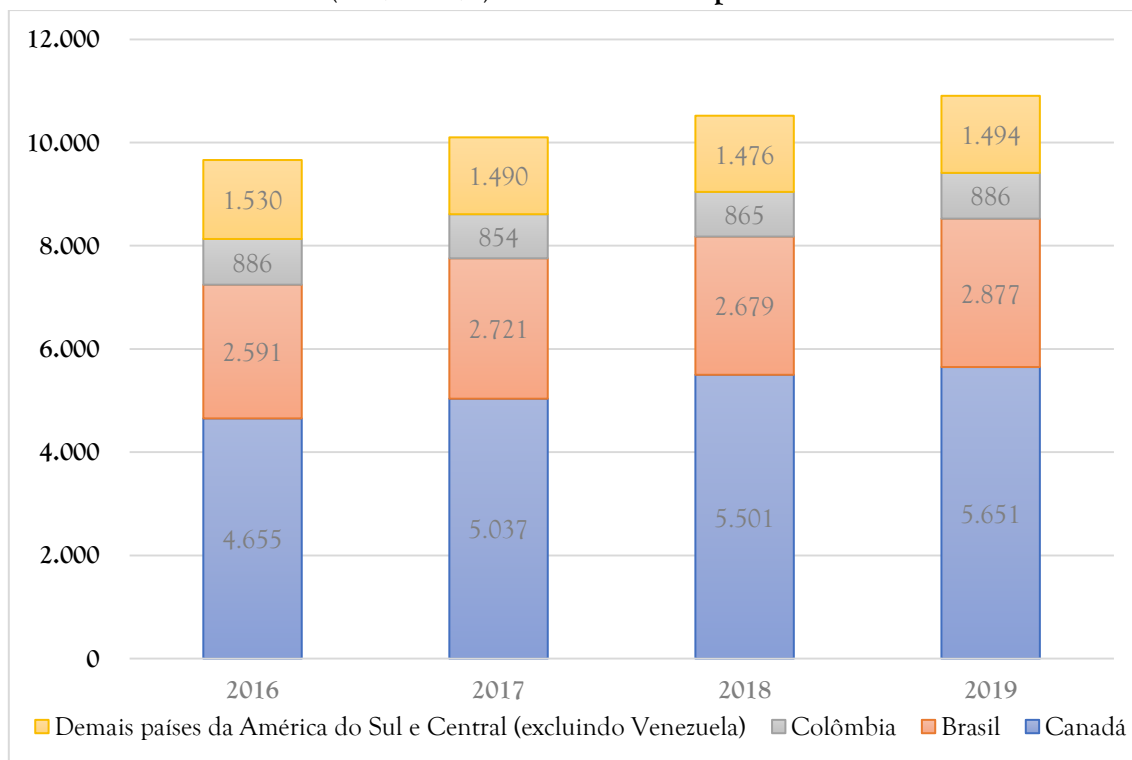
De acordo com os dados da BP, em 2019, a participação de produtores tradicionais, como o Oriente Médio e o Norte da África, foi de apenas 14,3%. Entre esses países, o grande exportador para os Estados Unidos foi a Arábia Saudita com 7,4%. Essa baixa participação foi explicada pela elevada entrada dos produtos oriundos do continente americano. Essa região forneceu 76,7% das importações dos Estados Unidos, sendo que o Canadá foi responsável por 56,1% e a América do Sul e Central por 11,8% em 2019.

Como aponta o Gráfico 1, a produção de petróleo da América do Sul e Central mais o Canadá cresceu 9,66 milhões de b/d para 10,91 milhões de b/d, de 2016 a 2019. Os três grandes produtores (Brasil, Canadá e Colômbia) tiveram um

aumento de 8,13 milhões de b/d para 9,41 milhões de b/d. Como o consumo dessa região, ao longo desse período, manteve-se estável em 7,90 milhões de b/d, o excedente de petróleo disponível para exportação elevou de forma significativa. Em 2016, a diferença entre a produção e o consumo da região era de 1,67 milhão de b/d e, em 2019, de 2,94 milhões de b/d (BP, 2020).

Nesse contexto, Canadá, Brasil e Colômbia se tornaram players importantes da nova geopolítica do petróleo. A ascensão do Canadá esteve muito associada ao crescimento do petróleo das areias betuminosas (*oil sands*). A exemplo do *shale gas* e do *tight oil* americano, a indústria de *oil sands* do Canadá conseguiu avançar em tecnologias de exploração que permitiram a expansão da recuperação desse tipo de petróleo, em especial na última década.

Gráfico 1 – Produção de petróleo no Canadá e na América do Sul e Central (2016-2019). Em mil barris por dia.



Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Incep.

Segundos dados da BP (2020), enquanto de 2000 a 2009, a produção de petróleo canadense cresceu cerca de 500 mil b/d (2,88 milhões de b/d em 2000 e 3,33 milhões b/d em 2009), de 2010 a 2019, o aumento foi de 2,20 (3,48 mb/d em 2010 e 5,65 mb/d em 2019). Dados do Canadian Energy Research Institute, apresentados por Healing (2019), apontam que, em 2018, cerca de 75% da produção canadense era oriunda das reservas de *oil sands*.

Bartolomeu (2014) explica as novas técnicas que permitiram o sucesso da exploração do *oil sands* no Canadá:

Duas recentes tecnologias vieram melhorar o processo de recuperação em termos de redução de custos e conservação dos recursos na extração do betume são: (a) processo de Extração a Vapor (Vapour Extraction Process – Vapex), que injeta solventes vaporizados, tais como propano e butano, para dentro do reservatório, de modo a obrigar à deslocação do betume para o poço de extração. (...); e o (b) Toe-to-Heel-Air-Injection (THAI) que é um novo método utilizado para a recuperação de betume in situ, que consiste na injeção de ar através de um poço vertical, cuja combustão vai provocar o movimento de betume que é bombeado através de um poço horizontal. O método THAI pode ser uma abordagem mais simples, mais barata e um substituto mais eficiente para o sistema SAGD, mas tem a desvantagem de aumentar significativamente as emissões de CO₂ por barril de produção (BARTOLOMEU, 2014, p. 66-67).

Além das novas técnicas de produção, os investimentos em capital na indústria de petróleo e gás apresentaram um grande crescimento, principalmente entre 2009 e 2014. A participação dos gastos em capital nesse segmento subiu de 14,0% para 28,0%. Entre 2014 e 2016, houve uma grande retração desses investimentos em razão da queda do preço do barril do petróleo, mas dali em diante estes voltaram a subir.

De acordo com o mesmo estudo, os gastos em exploração e produção (upstream) se elevaram em 15%, entre 2016 e 2018, saltando de 34,9 bilhões de dólares canadenses para 40,1 bilhões de dólares canadenses. Nos demais segmentos da indústria (midstream e downstream), a expansão foi de 51%, saindo de 7,0 bilhões dólares canadenses para 10,6 bilhões canadenses.

Apesar disso, os investimentos em exploração e produção nas *oil sands*, em 2018, representavam cerca de um terço do realizado em 2014. Com a queda dos preços do barril de petróleo, alguns projetos de *oil sands* se tornaram economicamente inviáveis. De acordo com Cunningham (2018):

O foco crescente no ciclo de investimento de curto prazo liderou o deslocamento do capital canadense para a indústria de *oil sands*. (...) Alguns novos projetos de *oil sands* têm um *breakeven* de US\$ 70 por barril, o que é indiscutivelmente alto até mesmo a longo prazo. Projetos de *steam-assisted gravity drainage* (SAGD) oferecem custos mais reduzidos, mas dada a incerteza em relação aos preços (desde 2018), não é surpresa que os investimentos possam cair significativamente nos próximos anos (CUNNINGHAM, 2018, p. tradução livre).

Mesmo com as dificuldades para execução de projetos num cenário de preços mais baixos, o próprio Cunningham (2018) afirmou que os investimentos realizados até 2014 têm permitido manter a expansão da produção de oil sands. A projeção do autor é que, no início dessa década de 2020, a produção média diária iria subir cerca de 40%. Devido aos perfis de produção dos projetos de oil sands, os níveis de produção não foram afetados, mesmo com a queda de preços. Todavia, se os preços permanecerem em patamares próximos a US\$ 40, a indústria de oil sands deve encontrar dificuldades no médio prazo.

Ademais, um aspecto importante que favorece a permanência dos investimentos da indústria de petróleo e gás do Canadá é a sua importância para abastecer o mercado americano e seu gigantesco volume de reservas.

Sobre o primeiro aspecto, o Canadá investiu enormemente desde 2010 na construção de oleodutos para fornecer petróleo aos Estados Unidos.⁵ Até 2019, existiam cinco oleodutos (Keystone, Express, Trans Mountain, Rangeland/Milk River e Enbridge Mainline) com uma capacidade de exportar quase 3,5 milhões de b/d principalmente para as refinarias do Texas, Missouri e Illinois. A previsão é, até 2025, construir mais quatro oleodutos e aumentar esta capacidade para quase 6 milhões de b/d. Mesmo com as exportações de petróleo de 5,1 milhões de b/d do Canadá, os compradores americanos continuam buscando elevar suas importações dos vizinhos. Por isso, a construção desses novos oleodutos se tornou tão importante para atender os refinadores americanos, assim como para os produtores canadenses (GLOBERMAN; EMES, 2019 e BP, 2020).

Sobre o segundo aspecto, a BP mostra que o Canadá tinha a terceira maior reserva provada de petróleo do mundo (169,8 bilhões de barris), atrás de Venezuela e Arábia Saudita apenas.

Assim como no Canadá, a indústria brasileira passou por grandes transformações nos últimos 15 anos por conta da descoberta da área conhecida como pré-sal. Embora nos últimos três anos, a produção de petróleo no Brasil tenha tido um crescimento mais modesto que a canadense e a americana, o desempenho do pré-sal foi o que chamou a atenção.

Segundo dados da BP, de 2016 a 2019, o petróleo produzido no Brasil saltou de 2,59 milhões de b/d para 2,88 milhões de b/d, uma expansão de 11,0%. O crescimento do pré-sal, por sua vez, foi muito mais significativo (70,0%), saindo de 1,02 milhão de bpd em 2016 para 1,73 milhão de b/d em 2019, de acordo com

⁵ Nesse ponto é importante ressaltar a posição do governo Trump que, ao contrário do governo Obama, apoiou a construção dos gasodutos e oleodutos ligando a região de Athabasca no Canadá ao meio oeste americano. Apesar dos protestos dos ambientalistas e indígenas, a construção foi autorizada possibilitando novos meios de escoamento do petróleo canadense.

o órgão regulador brasileiro (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP).

Além da expansão da produção, o pré-sal emergiu com um potencial de se estabelecer como umas das maiores reservas de petróleo do mundo. Embora as reservas brasileiras em 2019 fossem de somente 12,7 bilhões de barris, um estudo feito pelos professores Cleveland Jones e Hernani Chaves, do Instituto Nacional de Óleo e Gás da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (Uerj), sinaliza para a existência de pelo menos 176 bilhões de barris de recursos não descobertos e recuperáveis de petróleo e gás na área do pré-sal (GANDRA, 2019).

Essa grande quantidade de petróleo recuperável descoberto no pré-sal somente foi possível em virtude (i) de um longo processo evolutivo de desenvolvimento da capacidade tecnológica e geológica da Petrobrás em atividade exploratória em águas profundas; e (ii) de uma aposta política/estratégica que não se subordinou a uma lógica estritamente microeconômica, pois havia enormes obstáculos tecnológicos e financeiros até a Petrobrás encontrar petróleo no segundo poço perfurado no campo de Tupi⁶ (bloco exploratório BM-S-11) (LEÃO; NOZAKI, 2019).

O desafio da descoberta do pré-sal foi enorme em termos financeiros decorrente dos enormes custos de exploração. A Petrobras e seus parceiros no projeto chegaram a desembolsar mais de U\$ 100 milhões no primeiro poço (BM-S-10) na área de Paraty que ainda não havia alcançado o pré-sal. Esse alto custo sem êxito exploratório levou a Chevron a desistir do projeto e vender sua participação no bloco. Mesmo não encontrando petróleo nesse poço - que alcançou a profundidade de 7.600 metros, custou US\$ 240 milhões e possuía um enorme reservatório de gás - a estatal brasileira apostou na continuidade do projeto e perfurou um segundo poço na área de Tupi (BM-S-11), onde a operadora encontrou enormes reservas de petróleo (entre cinco e oito bilhões de barris). Depois disso, novos poços foram perfurados com êxito, novas reservas foram comprovadas e o pré-sal, de uma aposta, tornou-se uma realidade (DIEGUEZ, 2009).

No que tange à questão tecnológica e geológica, a Petrobras conseguiu superar o desafio de perfurar poços com profundidade entre cinco e sete mil metros, sendo que até então a Petrobras tinha alcançado a profundidade máxima de 1.886 metros (que era o recorde mundial), e procurar petróleo em rochas desconhecidas geologicamente com mais de 120 milhões de anos. Isso comprovou

⁶ Anteriormente denominado de campo de Lula. A ANP autorizou a Petrobras a mudar o nome para Tupi devido a uma ação judicial movida no Rio Grande do Sul.

um esforço tecnológico de, pelo menos, uma década para iniciar a exploração da região do pré-sal (LEÃO; NOZAKI, 2019).

Após a superação desses desafios, o pré-sal tornou-se uma das áreas mais cobiçadas em função do seu baixo custo de extração, bem como pelo gigantesco volume de reservas existente. Um estudo da FGV Energia, realizado em 2013, estimava que, nos 30 anos subsequentes, o pré-sal atrairia investimentos da ordem de US\$ 1,7 trilhão. Somente na fase de exploração e desenvolvimento da produção, os investimentos seriam de cerca de US\$ 700 bilhões (NOGUEIRA; ROSA, 2013).

Isso permitiu ao Brasil, nos últimos anos, num contexto em que o país aumentou suas importações de derivados de petróleo e reduziu o fator de utilização de suas refinarias⁷, se tornar um exportador líquido de petróleo. De acordo com a ANP, entre 2016 e 2019, as exportações brasileiras de petróleo subiram de 840 mil mb/d para 1,23 milhão de b/d. Com efeito, a participação das exportações no total produzido saltou de 32,2% em 2016 para 42,8% em 2019.

Diferentemente de Canadá e Brasil, a Colômbia não apresentou um grande crescimento da produção e das reservas de petróleo nos últimos anos. Entre 2016 e 2019, as reservas de petróleo se estabilizaram em 2 bilhões de barris e a produção de petróleo ficou próxima a 900 mil b/d (BP, 2020). Aliás, esses valores estão estáveis desde 2011. Apesar disso, o caso colombiano merece atenção por duas razões: (i) a produção colombiana já ultrapassou a venezuelana no final de 2019, tendo maior importância regional e; (ii) há uma projeção de expansão dos investimentos no setor puxada pela maior descoberta de gás natural da história do país e pelas boas perspectivas em petróleo não convencionais.

Em junho de 2019, a Colômbia – aliada dos Estados Unidos na América do Sul – ultrapassou a produção da Venezuela, ao mesmo tempo em que divulgou uma expansão dos investimentos na exploração offshore. O órgão regulador colombiano – *Agencia Nacional de Hidrocarburos* (ANH) – realizou novas concessões de áreas offshore em condições extremamente favoráveis, com o alongamento do prazo para pagamento de impostos de renda e a devolução automática de impostos indiretos. Isso motivou a expansão dos investimentos exploratórios em 11%, entre 2018 e 2019.

⁷ A redução do fator de utilização das refinarias incentivou a entrada de importações de derivados no Brasil. Entre o segundo quadrimestre de 2015 e o terceiro de 2017, a taxa de utilização das refinarias da Petrobras caiu de 94% para 74%. Nesse ínterim, as importações de derivados saltaram de 357,2 mil barris/dia para 536,3 mil barris/dia, uma expansão de 50,1%. Com o menor uso das refinarias e entrada de combustíveis importados, houve um maior excedente de petróleo para ser exportado.

A Reuters (2020) observou que essa tendência deve se confirmar ao final de 2020, uma vez que as projeções indicam um crescimento do investimento na indústria petrolífera da Colômbia de 23% em relação a 2019 (US\$ 4,97 bilhões em 2020 contra US\$ 4,03 bilhões em 2019), disse a Associação Colombiana de Petróleo (ACP) em um relatório. O investimento na produção deve reter a grande maioria do total dos gastos projetados – cerca de US\$ 4,05 bilhões, um aumento de 25% em relação ao ano passado. O investimento é necessário para compensar o declínio natural dos campos de petróleo e gás, cujas reservas caem em média 18% ao ano, disse a ACP. Em 2019, a Colômbia assinou 31 contratos com objetivo de impulsionar seu setor energético (REUTERS, 2020).

Além da expansão dos investimentos, o país tem feito novas descobertas de gás natural offshore, bem como tem verificado um potencial importante em petróleo não convencional. Esses aspectos podem alavancar suas reservas e produção no médio prazo, como mostra uma reportagem da OilPrice (2019):

Em fevereiro de 2017, a Anadarko Petroleum perfurou o poço Gorgon-1 em seu bloco Purple Angel, a uma profundidade de 1835 metros. O poço revelou uma coluna de gás que foi a maior descoberta de seu tipo na história colombiana. O governo estima que as atividades de *fracking* poderiam triplicar as reservas comprovadas de petróleo; no entanto, a resistência das comunidades locais e de grupos ambientais tem prejudicado o progresso da indústria. Embora os resultados preliminares pareçam positivos, resta saber se essas políticas podem ser mantidas ao longo do tempo. María Fernanda Suárez, ministra de Minas e Energia, disse à mídia internacional que a Colômbia poderia aumentar suas reservas de petróleo e gás através do uso do *fracking* de 5,7 anos para o petróleo cru e 11 anos para o gás, para 15 e 30 anos, respectivamente. Ela afirmou que ExxonMobil, Conoco Phillips, Parex e Ecopetrol estão entre aqueles interessados em iniciar esse tipo de operação (OILPRICE, 2019).

Além de Brasil e Colômbia, destaca-se também a posição da produção de petróleo argentina na América do Sul. Embora sua produção esteja num patamar inferior ao da Colômbia e, principalmente, do Brasil, a Argentina tem um imenso potencial produtor por conta dos recursos existentes em Vaca Muerta. Em 2015, a região já era a segunda maior área exploratória de *fracking* do mundo, atrás dos Estados Unidos. A fim de alavancar a produção, a YPF estabeleceu parcerias com gigantes do setor, como a americana Chevron e as europeias Shell e Total. Em 2019, foi iniciada a produção na região:

[...] desde que engenheiros confirmaram o que um geólogo americano suspeitava há um século – que Vaca Muerta possui enormes quantidades de petróleo e gás –, deu-se início a uma corrida para replicar o boom do fraturamento hidráulico dos Estados Unidos. Primeiro vieram a YPF, a

gigante petrolífera local, e a Chevron. Em seguida, Total e Royal Dutch Shell. Juntas, investiram cerca de US\$ 13 bilhões em exploração nos últimos oito anos. No entanto, nenhuma delas teve muito o que mostrar. Obstáculos continuavam aparecendo e a produção era marginal até agora. [No final de 2019], duas empresas exportaram dois pequenos carregamentos da formação, um de petróleo leve e outro de gás natural liquefeito, prenunciando o que autoridades do setor dizem que será um fluxo constante de embarques até o fim do ano. É muito cedo para declarar vitória – as barreiras logísticas e econômicas permanecem. Mas é o primeiro sinal de que todo o dinheiro e tempo investido podem realmente ser compensados, devolvendo à Argentina seu lugar de fornecedor global de energia que ocupava há uma década (GILBERT, 2019).

A formação de uma espécie de mercado regional de petróleo no continente americano “inundou” o mundo de petróleo nos últimos anos e, mais importante, elevou as pressões sobre os tradicionais produtores globais de petróleo, principalmente Rússia e Opep. Essa “inundação”, de um lado, permitiu que grandes demandantes – principalmente os Estados Unidos – ficassem menos dependentes do fornecimento dessas regiões. E, de outro, passou a pressionar por uma queda dos preços do barril de petróleo.

Principalmente por conta desse último aspecto, os países da Opep e da Rússia, nos últimos quatro anos, realizaram cortes na produção. Apesar da queda dos preços entre 2014 e 2016, a Opep e a Rússia não adotaram ajustes na sua produção na expectativa de que os valores muito baixos do barril do petróleo afetariam os negócios do *shale gas* e do *tight oil* – que possuem custos de extração mais elevados. Todavia, ao longo de 2016, os preços do barril não se recuperaram ao nível alcançado em 2014.⁸

Com efeito, os tradicionais produtores de petróleo, liderados por Rússia, Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos, iniciaram cortes na produção a fim de estabilizar os preços do barril do petróleo. No final de 2016, eles definiram um corte de 1,8 milhão de b/d, sendo que os países Opep ficaram responsáveis por 1,2 mb/d, enquanto os países não-Opep capitaneados pela Rússia concordaram em reduzir a produção em 600 mil b/d. Apesar disso, na prática, os russos não reduziram sua produção. Os Estados Unidos, por sua vez, recusaram-se a fazer qualquer ajuste neste sentido. Dessa forma, o peso do ajuste ficou com os países da Opep, principalmente Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos.

Após uma recuperação no biênio seguinte, os preços voltaram a cair no final de 2018, obrigando um novo corte de produção desses mesmos países. A

⁸ Na seção 2.4, apresenta-se uma análise sobre a evolução do preço do petróleo desde 2016, detalhando as informações estatísticas.

Opep e seus aliados produtores de petróleo chegaram a um acordo para reduzir a produção em 1,2 milhão de b/d. De acordo com uma matéria do Financial Times (2020), o corte seria dividido em “800 mil barris para os membros da Opep e 400 mil para os países de fora do cartel, entre os quais a Rússia, que se tornou aliada da Opep em 2016” (FINANCIAL TIMES, 2020). O corte não atingiu todos os países.

Inicialmente, a organização havia pedido que o Irã, rival regional da Arábia Saudita, realizasse um corte “simbólico”, ainda que suas exportações já tenham caído devido à retomada das sanções americanas no mês passado. Mas o país terminou isentado de cortes (...). Líbia e Venezuela, que sofreram fortes quedas de produção devido a dificuldades internas, também receberam isenção. Dadas as incertezas quanto à produção problemática de países menores, como o Irã e a Venezuela, os delegados dos países do Golfo Pérsico afirmaram em foro privado que a redução se provará maior que a meta de 1,2 milhão de barris ao dia, e que a Arábia Saudita arcará com grande parte do corte (FINANCIAL TIMES, 2020, p. tradução livre).

Mesmo com essas isenções, Irã e Venezuela têm visto sua produção desabar devido às sanções econômicas que sofreram dos Estados Unidos. No caso venezuelano, o governo Donald Trump (2017-) “proibiu os americanos de negociarem títulos públicos e ativos venezuelanos. Bancos locais de emprestar dinheiro ao governo da Venezuela e à PDVSA (...). E a Citgo, filial da PDVSA nos Estados Unidos, de mandar grana à matriz” (BARROCAL, 2019). Em novembro de 2018, o Irã sofreu várias sanções do governo americano que afetou os operadores portuários no país do Golfo Pérsico e empresas ligadas aos setores de transporte e construção naval, bem como impactou as transações na área petrolífera com empresas como a National Iranian Oil Company (NIOC), Naftiran Intertrade Company (NICO) e a National Iranian Tanker Company (NITC), entre outras, que inclui não só a compra de petróleo, como a de produtos derivados e petroquímicos.⁹

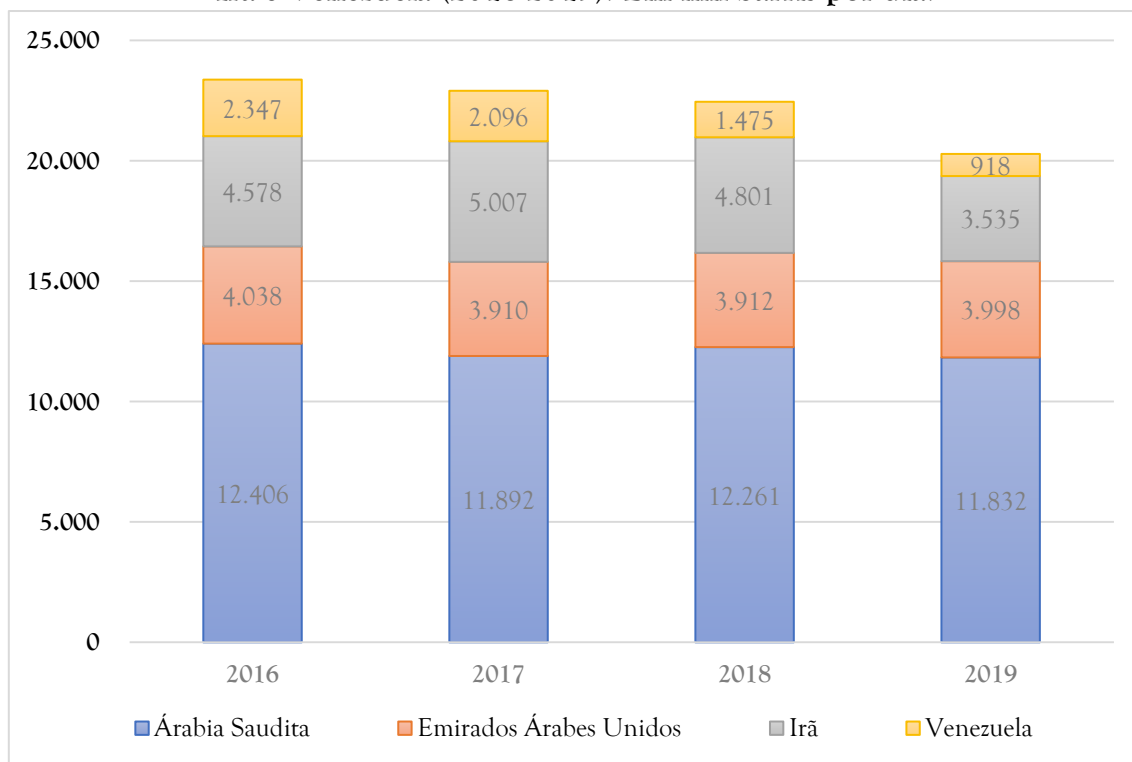
De acordo com os dados da BP (2020), a produção de petróleo de Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Irã e Venezuela caíram 3 milhões de b/d de 2016 a 2019. As maiores quedas ocorreram na Venezuela (-1,4 milhão de b/d) e no Irã (-1,0 milhão de b/d). Dos quatro países analisados, o único que manteve sua

⁹ Após esse bloqueio, outros episódios acirraram as relações entre americanos e iranianos, principalmente o assassinato do general Qassem Soleimani em janeiro de 2020, que era talvez a segunda pessoa mais importante da hierarquia de poder do estado iraniano e o comandante da Guarda Revolucionária Islâmica, por um ataque aéreo do governo americano. Todavia, essa ação americana foi, de certa forma, uma resposta “à escalada que começou no mês de julho de 2019 com a “crise dos petroleiros” seguida de mais três episódios: (i) o ataque dos rebeldes houthis às refinarias sauditas em setembro de 2019, (ii) o ataque e a morte de um técnico americano em uma base militar no território iraquiano em dezembro de 2019, (iii) o cerco da Embaixada Americana em Bagdá no mesmo mês e (iv) os exercícios navais realizados pela China, Rússia e Irã, no Golfo de Oman, realizados exatamente entre os dias 27 até 31 de dezembro. Este último foi um desafio objetivo e incontestável ao poder naval americano no Oriente Médio, e de forma ainda mais ampla, da Organização de Shanghai ao poder estendido da OTAN” (FIORI; LEÃO, 2018).

extração de petróleo relativamente estável foram os Emirados Árabes Unidos, em torno de 4 milhões de b/d. No agregado, a produção dos quatro países que foi de 23,4 mb/d, em 2016, caiu para 20,3 milhões de b/d, em 2019, como mostra o Gráfico 2.

Essa queda da produção da Opep não afetou os mercados consumidores, principalmente os americanos, devido à ascensão produtiva de Brasil, Canadá e Colômbia que tem propiciado a formação de um mercado regional de petróleo capaz de reduzir a dependência dos Estados Unidos das importações do bloco liderado pela Arábia Saudita. Além disso, os Estados Unidos têm se aproveitado da sua posição geopolítica favorável para influenciar as decisões da indústria petrolífera dos países do continente americano atendendo aos seus interesses de política energética.

Gráfico 2 – Produção de petróleo na Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Irã e Venezuela (2016-2019). Em mil barris por dia.



Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Incep.

Isso também tem permitido aos Estados Unidos elevar as tensões com grandes produtores, que são rivais dos americanos como Irã e Venezuela, impondo sanções que limitam sua capacidade de extração de petróleo. Em contrapartida, os países do Oriente Médio viram sua produção reduzir como forma de segurar os preços do barril do petróleo, embora em certos momentos a Arábia Saudita tenha elevado a fim de limitar a perda de *market share* para os americanos. O analista do Financial Times, Nick Butler, asseverou que em alguns momentos, entre 2014 e

2017, a estratégia saudita no mercado internacional de petróleo deixou de ser a estabilização dos preços e que o foco era “a manutenção de um preço o menor possível” (BUTLER, 2017). Para ele, já era uma espécie de resposta à produção não convencional americana.¹⁰

Essa nova ordem geopolítica do petróleo deu uma maior autonomia energética aos Estados Unidos, elevando sua capacidade de influenciar a trajetória dos preços e do ritmo da produção global, de um lado. Também abriu espaço para uma articulação entre os tradicionais grandes produtores liderados pelos árabes e russos para disputar com essa emergência americana, de outro.

2.2. Reorganização na oferta de gás natural

A exemplo do petróleo, a produção de gás natural cresceu, nos últimos quatro anos, decorrente da forte expansão da indústria fora do eixo da Opep e da Rússia, principalmente na América do Norte e no Pacífico.

Tabela 3 – Produção de gás natural por grupos de países (2016-2019). Em bilhões de metros cúbicos e %.

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
Principais produtores não-Opep					
Estados Unidos e Canadá	899,2	921,8	1.014,9	1.094,0	21,7%
Rússia e Turcomenistão	652,5	694,2	730,6	742,2	13,7%
China	137,9	149,2	161,5	177,6	28,7%
Austrália	96,4	112,8	130,1	153,5	59,2%
Europa	259,9	262,8	251,2	235,9	-9,3%
Total	2.046,0	2.140,8	2.288,4	2.403,1	17,5%
Principais produtores Opep					
Oriente Médio 6+	564,9	586,1	615,7	627,6	11,1%
África 4+	145,3	151,9	160,0	155,5	7,0%
Indonésia	75,1	72,7	72,8	67,5	-10,0%
Venezuela	37,2	38,6	31,6	26,5	-29,0%

¹⁰ “(...) a estratégia saudita de 2014 foi abandonada em favor da estabilização de preços. Não está claro se essa mudança de opinião é resultado da pressão de outros produtores pressionados ou do realinhamento político na família real saudita, que levou ao abandono da abordagem adotada pelo vice-príncipe herdeiro, Mohammed bin Salman e o ex-ministro do petróleo Ali al-Naimi são a favor de uma política mais convencional. Seja qual for o motivo, a evidência é que os sauditas agora farão o que for preciso para manter um preço mínimo. (...). Por isso, [naquele momento] os preços ficariam aproximadamente onde estavam, desde que a Arábia Saudita aceitasse a condição de “swing producer”. Essa aceitação é uma incerteza crucial [daquele período]. “Swinger producer” é uma descrição que Riade sempre não gostou e a política de 2014 foi explicitamente projetada para transferir o fardo de equilibrar o mercado para outros, enquanto os sauditas mantinham sua participação no mercado. Observar os outros produtores, incluindo a indústria de shale dos Estados Unidos aumentar sua extração de [petróleo e de gás], enquanto apenas os sauditas vinham cortando, era muito humilhante [para o país do Oriente Médio]” (BUTLER, 2017).

Total	822,6	849,4	880,1	877,1	6,6%
Outras nações	671,9	682,4	689,0	709,2	5,6%
Mundo	3.540,4	3.672,5	3.857,5	3.989,3	12,7%

Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Inep.

Notas: Oriente Médio 6+ é composto pela Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Iraque, Irã e Catar; e África 4+ é composta pela Argélia, Angola, Líbia e Nigéria.

A produção conjunta dos Estados Unidos e do Canadá subiu 21,7%, entre 2016 e 2019, saindo de 899,2 bilhões de metros cúbicos (bmc) para 1.094,0 bmc. A China e a Austrália tiveram uma elevação da produção de gás ainda mais expressiva que dos países anglo-saxões. Nos dois países do Pacífico, de 2016 a 2019, esse aumento foi da ordem de 41,2% (de 234,4 bmc em 2016 e 331,0 bmc em 2019). Embora a China ainda tenha uma produção maior, o crescimento da Austrália chamou mais a atenção no período ao se elevar 59,2%. Na Eurásia, os dois maiores produtores – Rússia e Turcomenistão – apresentaram uma expansão mais tímida (13,7%), saltando de 652,5 bmc em 2016 para 742,2 bmc em 2019.

De 2016 a 2019, os mercados mais relevantes da Opep tiveram um aumento da produção de gás natural de apenas 6,6% puxado pelo Oriente Médio. Ainda assim, o crescimento de 11,1% dessa região foi menor do que a média mundial (12,7%). Em contrapartida, a Indonésia e a Venezuela tiveram uma queda, respectivamente, de 10,0% e 29,0%, como mostra a Tabela 3.

Por conta desses desempenhos assimétricos, a contribuição agregada de Estados Unidos, Canadá, Austrália e China na produção mundial de gás natural aumentou quase quatro pontos percentuais no interim analisado pela Tabela 4. No conjunto, a participação das quatro nações subiu de 32,0%, em 2016, para 35,7%, em 2019 (BP, 2020).

Tabela 4 – Participação de gás natural por grupos de nações (2016-2019). Em %.

	2016	2017	2018	2019
Principais produtores não-Opep				
Estados Unidos e Canadá	25,4%	25,1%	26,3%	27,4%
Rússia e Turcomenistão	18,4%	18,9%	18,9%	18,6%
China	3,9%	4,1%	4,2%	4,5%
Austrália	2,7%	3,1%	3,4%	3,8%
Europa	7,3%	7,2%	6,5%	5,9%
Total	57,8%	58,3%	59,3%	60,2%
Principais produtores Opep				
Oriente Médio 6+	16,0%	16,0%	16,0%	15,7%

África 4+	4,1%	4,1%	4,1%	3,9%
Indonésia	2,1%	2,0%	1,9%	1,7%
Venezuela	1,1%	1,1%	0,8%	0,7%
Total	23,2%	23,1%	22,8%	22,0%
Outras nações	19,0%	18,6%	17,9%	17,8%
Mundo	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Incep.

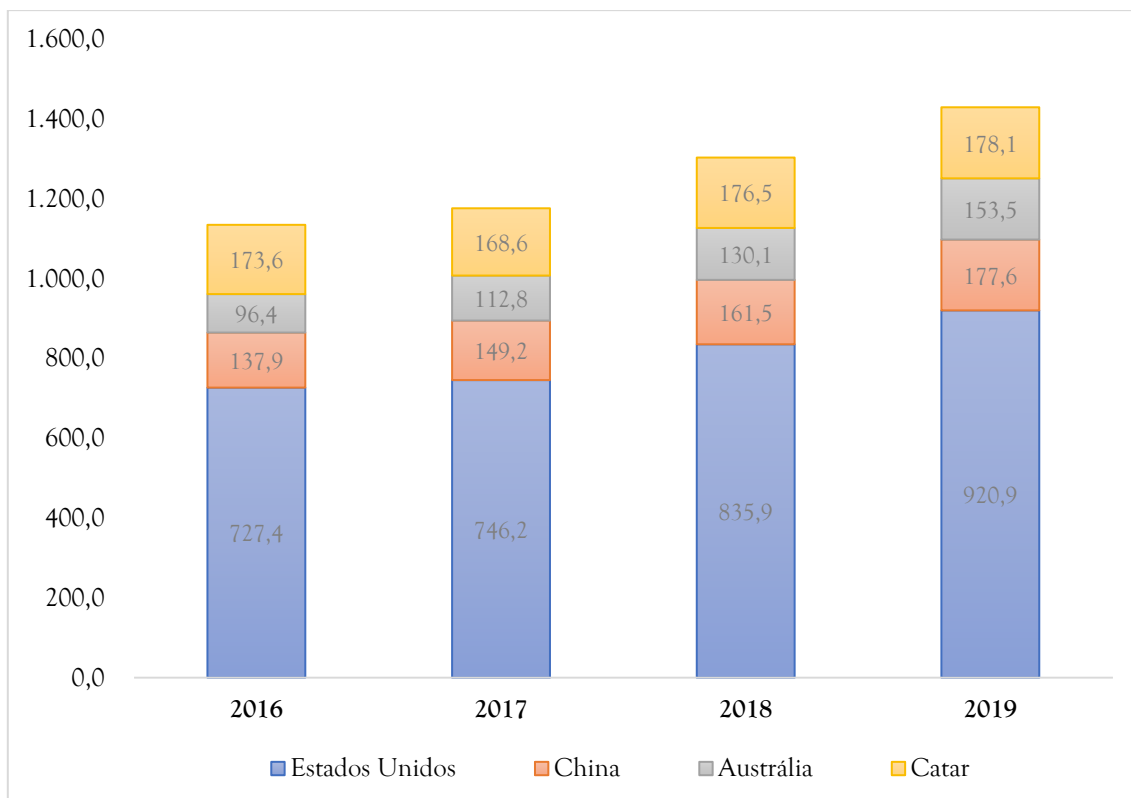
Notas: Oriente Médio 6+ é composto pela Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Kuwait, Iraque, Irã e Catar; e África 4+ é composta pela Argélia, Angola, Líbia e Nigéria.

Todos os grupos de países da Opep detiveram, em 2019, um percentual da produção global de petróleo menor do que em 2016. Os maiores produtores do Oriente Médio viram sua participação cair de 16,0% para 15,7%, entre 2016 e 2019. Já nos países africanos, a redução foi de 4,1% para 3,9% no mesmo período. Entretanto, o declínio mais acentuado ocorreu na Indonésia e na Venezuela, em ambos a queda foi de 0,4 pontos percentuais. No agregado, a participação desses mercados da Opep decresceu de 23,2% em 2016 para 22,0% em 2019. Os dois países da Eurásia (Rússia e Turcomenistão) mantiveram sua participação próximo a 18,5% no primeiro e no último ano da série apresentada na Tabela 4.

Entre os mercados mais importantes, o maior crescimento absoluto ocorreu nos Estados Unidos e, em termos relativos, na Austrália. De 2016 a 2019, no país anglo-saxão, a produção cresceu 193,5 bmc, o correspondente a 26,6%. Na Austrália, no mesmo período, a expansão foi de 57,0 bmc, equivalente a 59,2% (ver Gráfico 3).

A performance desses dois países esteve associada ao crescimento do GNL que permitiu a ambas se tornarem grandes exportadores de gás natural. Isso porque o mercado de GNL criou uma grande flexibilidade na comercialização internacional do gás natural.

Gráfico 3 – Produção de gás natural de Estados Unidos, China, Catar e Austrália (2016-2019). Em bilhões de metros cúbicos.



Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Incep.

O GNL tem proporcionado uma mudança estrutural importante ao flexibilizar e integrar o processo de transporte e distribuição de gás e permitido uma forte expansão da sua utilização. O processo de liquefação do gás permite que o seu transporte seja realizado por navios e tanques ao invés de dutos, o que facilita a expansão da sua comercialização por vias marítimas e terrestres (LEÃO; NOZAKI, 2018). Isso, como mostra Clara (2019), permitiu uma maior adequação do fornecimento de gás natural às mudanças abruptas de demanda.

[...] a flexibilidade no mercado de GNL está relacionada com a capacidade de movimentar volumes de GNL à medida que sua demanda muda. Existem dois prismas possíveis de análise sobre flexibilidade e mercado de GNL: a flexibilidade do mercado de GNL em si, levando-se em consideração apenas o mercado compreendido entre a planta de liquefação e de regaseificação; e o GNL como fator de flexibilidade para o mercado de gás local, tornando-se uma fonte de suprimento alternativa e flexível em comparação a oferta firme relacionada ao transporte via gasoduto (CLARA, 2019).

A flexibilidade gerada pela indústria de GNL permitiu que grandes produtores de gás natural, mas que não tem fronteira terrestre com os principais importadores, pudessem se tornar novos exportadores, influenciando o mercado global de gás natural.

Como mostra a Tabela 5, entre os seis maiores exportadores de GNL, foi a trajetória dos Estados Unidos, Rússia e da Austrália que mais chamou a atenção. Os Estados Unidos, que praticamente não exportaram GNL em 2016, venderam 47,5 bmc de GNL em 2019, apresentando um formidável crescimento de 1.081,6%. A Rússia, por sua vez, embora tenha alcançado um crescimento de 163,3% e produzido 39,4 bcm de GNL em 2019, no mesmo período, já foi superada pelos Estados Unidos. As exportações australianas de GNL subiram de 60,4 bmc em 2016 para 104,7 em 2019, um crescimento de 73,4%. Em 2020, o país do Pacífico já se tornou o maior exportador de GNL do mundo.

Tabela 5 – Maiores exportadores de GNL (2016-2019). Em bilhões de metros cúbicos e %.

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
Seis maiores exportadores de GNL					
Catar	107,3	103,6	104,9	107,1	-0,2%
Austrália	60,4	76,6	91,8	104,7	73,4%
Estados Unidos	4,0	17,1	28,6	47,5	1081,6%
Rússia	14,6	15,4	24,9	39,4	169,3%
Malásia	33,6	36,1	33,0	35,1	4,6%
Nigéria	24,6	28,2	27,9	28,8	16,9%
Total	244,5	277,0	311,2	362,6	48,3%
Outras nações	113,7	116,3	119,4	122,5	7,7%
Mundo	358,3	393,3	430,6	485,1	35,4%

Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Ineep.

A entrada de Austrália e Estados Unidos no mercado global de gás natural tem possibilitado aos principais demandantes diversificarem suas importações. Nesse sentido, a Rússia tem enfrentado maior concorrência nos seus principais mercados exportadores.

As oportunidades provenientes dos mercados asiáticos, principalmente do Japão e da China, assim como da Europa, que construíram diversos terminais de regaseificação, possibilitaram a americanos e australianos, que pelo distanciamento geográfico não poderiam exportar gás natural por intermédio de gasodutos, investirem na infraestrutura de GNL.¹¹

¹¹ Localizada na Oceania, a Austrália apresentava dificuldades para explorar suas grandes reservas de gás natural. Por um lado, em função da sua localização isolada os australianos possuem barreiras logísticas “naturais” para exportar o gás

Os novos terminais de regaseificação permitiram a ampliação da capacidade de importação de GNL em grandes mercados, principalmente da Ásia e da Europa.¹² De 2016 a 2019, a capacidade global de regaseificação saltou de aproximadamente 710 milhões de toneladas por ano (mtpa) para 824 mtpa, uma expansão de cerca de 16%.

No mesmo sentido, as unidades criadas ou expandidas de recebimento de GNL cresceram rapidamente entre 2004 e 2014. Enquanto em 2004 foram criados e/ou expandidos apenas dois terminais, entre 2011 e 2014 anualmente foram construídos e/ou expandidos entre seis a doze terminais (LEÃO; NOZAKI, 2018). Embora a expectativa seja de queda na construção de terminais de GNL nos próximos anos, Estados Unidos e Austrália devem continuar investindo nesse segmento. Esse aspecto, associado a mudanças internas em ambos os países, deve fortalecer suas exportações de GNL no médio prazo.

Até 2018, os Estados Unidos possuíam somente três terminais de GNL (Kenai no Alaska, Sabine na Louisiana e Cove Point em Maryland). Entretanto, no último biênio, foram inaugurados mais quatro terminais, dois no Texas (Corpus Christi e Freeport), um na Louisiana (Hackberry) e outro na Georgia (Elba Island). Nos próximos anos, já foi aprovada a expansão de quatro desses terminais (Sabine, Corpus Christi, Hackberry e Elba Island) e está em construção mais três, dois na Louisiana e outro no Texas.

Além dos novos terminais, duas importantes mudanças na regulação do mercado de gás natural dos Estados Unidos, em dezembro de 2018, impulsionaram as exportações de GNL:

- (i) O Escritório de Energia Fóssil do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE/FE) emitiu uma nova regulação setorial, em vigor a partir de 19 de dezembro de 2018, eliminando as disposições de relatórios de uso final nas autorizações de exportação de GNL.
- (ii) o DOE/FE formulou um pedido de cobertura removendo a provisão de uso final de 42 autorizações de exportação de longo e curto prazo emitidas entre fevereiro de 2016 e dezembro de 2018 (HIRSCH III; RODRIGUEZ, 2018).

natural por meio de gasodutos. Por outro lado, em razão do mercado interno relativamente pequeno, o país também não apresentava uma demanda suficiente para desenvolver as suas fronteiras exploratórias (LEÃO, 2020a).

¹² Dos sete novos terminais de regaseificação inaugurados comercialmente em 2018, cinco estavam localizados na Ásia-Pacífico e uma na Europa. Na primeira região foram concluídos terminais na China (Shenzhen, Tianjin (Sinopec), e Zhoushan), no Japão (Soma) e em Bangladesh (Moheshkhali). Na segunda, a Turquia iniciou as operações do terminal Dortyol no início de 2018 após a conclusão da construção em 2017.

Com efeito, as perspectivas são de que, a partir de 2040, as exportações de GNL originárias dos Estados Unidos superem aquelas realizadas via gasodutos para o México e Canadá. Mais da metade da produção adicional de *shale gas* deve ser transformada em GNL para exportação a terceiros mercados (LEÃO, 2020b).

A disputa por mercados importadores de gás natural, bem como a redução das compras externas de gás natural modificaram o papel dos Estados Unidos na geopolítica do gás natural. Um dos principais efeitos desse processo foi a entrada do GNL americano no mercado europeu, cujas importações de gás natural eram dominadas pelos russos.

A entrada das exportações dos Estados Unidos na Europa criou um processo de “competição e cooperação” entre esses atores e a Rússia, segundo Richman e Ayyılmaz (2019). Os autores analisaram o impacto das exportações americanas de GNL para o mercado europeu e os possíveis impactos para a indústria de energia da Rússia.

O GNL americano não deve assumir um papel protagonista no fornecimento de gás natural para a Europa, mas assegura à região uma maior diversificação na compra de gás natural. Utilizando o trabalho de Guo e Hawkes (2018), eles avaliaram diferentes possibilidades de impacto do GNL dos Estados Unidos para Europa, considerando dois cenários distintos: um de investimentos mais agressivos da indústria americana e outro mais conservador. As conclusões foram de que o cenário agressivo seria melhor para o mercado de energia europeu, enquanto o cenário conservador pioraria a situação da Europa, causando a escassez do fornecimento de gás (GUO; HAWKES, 2018). Em todo caso, segundo os autores, a entrada dos Estados Unidos nesse mercado poderia elevar medidas protecionistas e reduzir a influência russa na Europa.

Apesar do papel crescente dos Estados Unidos, a Rússia manteve uma posição poderosa. O custo marginal do gás russo fornecido por gasodutos se manteve inferior ao custo do GNL importado pelos americanos (RICHMAN; AYYILMAZ, 2019). Além disso, o país da Eurásia por meio da Gazprom iniciou a construção do gasoduto Nord Stream 2, cuja conclusão está prevista para 2021, que deve duplicar o fornecimento direto de gás natural para a Europa Ocidental através do mar Báltico para chegar à Alemanha. Essa vantagem de custo associada à ampliação da infraestrutura logística pressionam a posição americana no continente europeu (AGÊNCIA FRANCE-PRESSE, 2020).¹³

¹³ “O presidente americano, Donald Trump, promulgou em 20 de dezembro uma lei que impõe sanções contra empresas associadas à construção do gasoduto, ao considerar que aumentará a dependência dos europeus do gás russo e contribuirá para reforçar a influência de Moscou. Já a Rússia denuncia uma “concorrência desleal” e uma tentativa de

Apesar disso, o GNL dos Estados Unidos conseguiu penetrar no mercado europeu. A despeito do papel crescente dos Estados Unidos, a Rússia manteve uma posição relevante até o momento. O custo marginal do gás russo fornecido por gasodutos se manteve inferior ao custo do GNL importado pelos americanos e, talvez, só não seja tão competitivo quanto o gás do Qatar e GNL nigeriano, por conta dos custos de transporte mais elevados são determinados pela alíquota, pelo embarque e pela regulamentação.

Em 2019, as exportações de GNL dos Estados Unidos para a Europa totalizaram 18,3 bmc enquanto as da Rússia 20,5 bmc. Evidentemente, quando se considera as exportações por gasodutos, os russos ainda continuaram com seu predomínio sobre o fornecimento de gás natural para a Europa. No ano passado, a Rússia foi responsável por 59,0% das exportações desse insumo energético para o mercado europeu. No entanto, é importante ressaltar que, até 2016, os Estados Unidos não exportavam GNL para o mercado europeu e, em 2019, já conseguiram uma parcela de 8,8% do mercado (LEÃO, 2020b).

Os investimentos na infraestrutura de GNL da Austrália, por sua vez, estiveram associados ao crescimento das importações do mercado asiático. Tais recursos permitiram aproveitar o grande potencial exploratório de gás convencional e não convencional das camadas de carvão (coalbed methane – CBM). Isso porque as fronteiras exploratórias e os terminais de GNL, que viabilizaram a exportação de parte do gás natural, alavancaram a produção australiana. A Austrália, de 2000 a 2019, saltou da décima sétima para sétima posição entre os maiores produtores mundiais de gás natural.

Esse processo de expansão da exploração de gás natural concomitante à construção de novos terminais de GNL foi patrocinado pelas majors de petróleo, principalmente depois de 2015. Daquele ano até 2019, a produção de gás natural na Austrália mais do que dobrou, e a capacidade de exportação de GNL cresceu mais de 165%.

Dos dez terminais de GNL existentes na Austrália, sete foram construídos após 2015, sendo quatro destinados ao gás convencional e três ao CBM, e atualmente representam 73% de toda a capacidade de liquefação de gás natural da Austrália. Isso significa que, de 2015 e 2018, tal capacidade aumentou 83,5 bmc chegando a um total de 115 bmc em 2019. Em todas as sete unidades, as majors se posicionaram ou como operadoras desses empreendimentos ou como sócias (LEÃO, 2020a).

levar os europeus a recorrerem a importações dos Estados Unidos, mais caras do que o gás russo” (AGÊNCIA FRANCE-PRESSE, 2020).

Nos quatro terminais de processamento do gás convencional, a Shell é operadora em dois deles (Prelude e Queensland Curtis), a Chevron em um (Wheatstone) e a Total é sócia do terminal de Ichthys que é operado pela japonesa Inpx. Nos três terminais de processamento de CBM, a Chevron é operadora do terminal Gorgon, em parceria com Exxon e Shell; a Total é sócia em Gladstone, que é operado pela australiana Santos; e a ConocoPhillips e Sinopec são sócias no terminal Asia Pacific, que é operado pela joint-venture APGL.

Tais terminais foram construídos no biênio 2015-2016 para exportar 41,3 milhões de metros cúbicos de gás natural produzido nas bacias de Surat e Bowen, em Queensland, na costa leste da Austrália, onde existem reservas de carvão com grandes quantidades de metano. Esse foi um projeto inovador, pois pela primeira vez a exploração do CBM foi desenvolvida com o objetivo de exportação de GNL, cujo destino era a Ásia (LEÃO, 2020a).

Esses projetos têm apoiado o dinamismo exportador australiano para o continente asiático. De acordo com dados da BP (2020), todas as exportações da Austrália tiveram como destino a Ásia, principalmente a China e o Japão. Entre 2016 e 2019, tais exportações cresceram de 60,4 bmc para 104,7 bmc. Em 2019, 47,0% dessas exportações foram para a China e 38,9% para o Japão.

A expansão das exportações de GNL nos Estados Unidos e na Austrália e da infraestrutura de importação na Ásia e na Europa tem modificado o comércio internacional do gás natural reduzindo a importância relativa do Oriente Médio e, principalmente, da Rússia. Embora os russos ainda sejam atores centrais na indústria de gás, a tendência de crescimento do GNL tende a aumentar a importância de outros países, como Austrália e em especial os Estados Unidos, na geopolítica do gás natural.

2.3. Transformações na demanda de petróleo e de gás natural

A grande novidade das últimas duas décadas foi a mudança do “eixo” de consumo do petróleo e do gás natural no mundo. Até o início do século XXI, os Estados Unidos e a Europa eram os grandes consumidores de petróleo do mundo. No entanto, a China, a Índia e a Arábia Saudita, liderados pelo dragão asiático, tem ocupado gradativamente o espaço deixado pelos europeus, em relação ao petróleo. Nos últimos quatro anos, não houve grande transformação nesse cenário. Como se observa na Tabela 6, o crescimento do consumo de petróleo no mundo se manteve concentrado na China e na Índia, principalmente.

Tabela 6 – Maiores consumidores de petróleo (2016-2019). Em mil barris por dia e %.

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
Estados Unidos	18.618	18.883	19.428	19.400	4,2%
China	12.248	12.842	13.375	14.056	14,8%
Europa	14.669	14.991	14.936	14.896	1,6%
Índia	4.632	4.860	5.112	5.271	13,8%
Japão	4.006	3.971	3.855	3.812	-4,8%
Arábia Saudita	3.875	3.838	3.769	3.788	-2,3%
Rússia	3.219	3.195	3.282	3.317	3,0%
Total	61.266	62.581	63.756	64.539	5,3%
Outras nações	33.138	33.431	33.593	33.734	1,8%
Mundo	94.404	96.013	97.348	98.272	4,1%

Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Ineep.

De 2016 a 2019, as demandas da China e da Índia por petróleo se expandiram, respectivamente, 14,8% e 13,8%. Depois desses países, vieram os Estados Unidos com um crescimento de somente 4,2%. As outras regiões ou apresentaram pequenos incrementos no consumo ou pequenas quedas. O Japão foi o país com maior retração de demanda no período (-4,8%). A participação conjunta chinesa e indiana no consumo global de petróleo cresceu de 17,9% em 2016 para 19,7% em 2019. Os demais países ou regiões viram cair seu percentual de consumo em relação ao total mundial (BP, 2020).

No mesmo período, o consumo global de gás natural foi puxado, em grande medida, pela China, embora praticamente todos os países tivessem aumentado o uso de gás natural. A demanda chinesa aumentou em 46,7%, elevando-se de 209,4 bmc para 307,3 bmc. Depois do país asiático, como mostra a Tabela 7, Estados Unidos, Irã e Canadá apresentaram crescimento na faixa dos 13%. Em termos absolutos, as demandas chinesa e americana por gás natural foram as que mais se elevaram, respectivamente, 97,9 bmc e 97,5 bmc de 2016 a 2019.

As regiões que apresentaram pior desempenho foram o Japão e a Europa. O país asiático viu seu consumo de gás natural cair 7,1% saindo de 116 bmc em 2016 para 108 bmc em 2019, enquanto na Europa houve um aumento modesto de 3,1% (a demanda subiu de 537 bmc para 554 bmc) (ver Tabela 7).

Tabela 7 – Maiores consumidores pelo gás natural (2016-2019). Em bilhões de metros cúbicos e %.

	2016	2017	2018	2019	2016-2019 (%)
Estados Unidos	749	740	820	847	13,0%

Europa	537	559	548	554	3,1%
Rússia	421	431	454	444	5,6%
China	209	240	283	307	46,7%
Irã	196	209	224	224	13,9%
Canadá	106	109	118	120	13,3%
Arábia Saudita	105	109	112	114	7,9%
Japão	116	117	116	108	-7,1%
Total	2.324	2.398	2.560	2.610	12,3%
<hr/>					
Outras nações	1.235	1.260	1.292	1.319	6,9%
<hr/>					
Mundo	3.559	3.659	3.852	3.929	10,4%

Fonte: BP Statistics Review 2020. Elaborado pelo Incep.

Interessante notar que o consumo de gás natural, com exceção do Japão, cresceu nas demais regiões, diferentemente do petróleo. Isso sinaliza que essa fonte deve ter um peso maior para a matriz energética global em relação ao petróleo, no médio prazo.

Até o início do século XXI, existia um perfil relativamente consolidado de relação entre oferta e demanda de hidrocarbonetos. Pelo lado da demanda, os grandes importadores líquidos de hidrocarbonetos eram Estados Unidos, Europa e Japão. Pelo lado da oferta, os principais fornecedores de petróleo eram os países da Opep, principalmente do Oriente Médio, e de gás natural, a Rússia – que atendia boa parte do mercado europeu – e os Estados Unidos para atender seu próprio consumo, mas com incapacidade de exportação.

Embora ainda seja o maior mercado consumidor mundial de petróleo e de gás natural, os Estados Unidos atingiram uma condição de autossuficiência, ou seja, a sua produção passou a ser capaz de atender sua oferta. Esse aspecto somado à queda do consumo europeu colocou a demanda asiática como o “centro dinâmico” do comércio global de petróleo e gás natural.

A ascensão da demanda asiática, num contexto de surgimento de novos produtores/exportadores de petróleo e gás natural, tem fomentado a diversificação do mercado de fornecimento de petróleo e gás natural. No caso da China, por exemplo, nenhum país ou região foi responsável por mais de 20% de suas importações de petróleo em 2019. O maior fornecedor de petróleo foi a Arábia Saudita, responsável por 16,4%, seguida da Rússia e da costa oeste africana com 15,3% cada um e da América do Sul e Central com 13,2%. Na Índia, a situação não foi diferente uma vez que, também em 2019, o maior exportador foi o Iraque

(22,2%) e, na sequência, vieram Arábia Saudita (19,2%), a costa oeste africana (13,6%) e a América do Sul e Central (8,4%) (BP, 2020).

No caso do gás natural, a opção de importação do mercado de GNL permitiu aos grandes demandantes asiáticos e europeus contratarem do exterior um volume cada vez maior de GNL do que de gás natural por gasodutos. Em 2016, o comércio internacional de GNL (358,3 bmc) representou 74,7% do de gás natural por gasodutos (479,7 bmc). Já em 2019, esse percentual foi de 97,1% – o comércio internacional de GNL foi de 485,1 bmc e o realizado por gasodutos de 499,4 bmc.

Em 2016, a Europa importou 287,0 bmc de gás natural, dos quais 230,6 bmc por intermédio de gasodutos (80,3%) e 56,4 bmc na forma de GNL (19,7%). Em 2019, dos 353,3 bmc de gás natural importado, 233,5 bmc ocorreram por gasodutos (66,0%) e 119,8 por LNG (34,0%). Na China, a participação das importações por GNL cresceu de 50,0% em 2016 para 64,0% em 2019. Foi esse aumento das importações de GNL de Europa e Ásia, em especial a China, que deu acesso a novos fornecedores como Estados Unidos, Catar e Austrália (BP, 2020).

Como observado nas seções anteriores, a estrutura da oferta de petróleo tem se modificado nos últimos anos em razão da ascensão de novos produtores, principalmente do continente americano. No caso do gás natural, a grande novidade tem sido a entrada de produtores de GNL, como a Austrália e os Estados Unidos. Esses países se tornaram importantes exportadores de gás natural disputando mercado com ofertantes tradicionais como a Rússia.

Na demanda por petróleo e gás natural, sem dúvidas, a mudança estrutural mais relevante foi o ganho de espaço obtido pelos chineses. Além da gigantesca população, a ascensão do país asiático esteve relacionada essencialmente ao processo de crescimento econômico do país associado à crescente urbanização. Um estudo econométrico de Yang et al. (2019) mostra que, na China, a urbanização gerou efeitos positivos sobre o consumo de energia no país.

O processo de urbanização da China sempre teve um impacto positivo significativo no consumo de energia dos residentes, e a intensidade de seu impacto aumentou significativamente quando a taxa de urbanização atingiu 55%. Quando a taxa de urbanização foi menor que 55%, um aumento de 1% na taxa de urbanização resultou em um aumento de 0,09% no consumo de energia dos residentes. Quando a urbanização foi maior que 55%, um aumento de 1% na urbanização levou a um aumento de 0,16% no consumo de energia dos residentes. (...) O processo de urbanização tem um impacto positivo no consumo de energia elétrica. O coeficiente de influência global é 1,1, mas quando se considera os oito grandes círculos econômicos, os

coeficientes de influência nas áreas oeste e leste são negativos, e o coeficiente de influência na região central é positivo (YANG et al., 2019, p. 177).

A expansão do consumo de energia na China não somente decorreu da própria aceleração do crescimento econômico, mas também da estrutura de investimentos do país que atualmente tem se concentrado na indústria pesada, em especial para apoiar a construção civil. O contínuo fortalecimento da indústria pesada, em detrimento das indústrias mais leves, a fim de apoiar os investimentos em infraestrutura e na construção civil, tem exigido grandes esforços do governo chinês para aumentar o fornecimento interno de energia (LEÃO, 2010).

Esses fatores, dentre outros¹⁴, transformaram a China numa “devoradora energética” nos últimos anos. Por isso, a questão da segurança energética se mostrou e se mostra cada vez mais central nas prioridades estratégicas do país. Nesse sentido, a diversificação dos fornecedores de energia assumiu grande importância na política energética do país.¹⁵

Outra diretriz importante para a China foi a adoção de medidas no seu sistema financeiro para aumentar sua capacidade de intervenção do mercado internacional de petróleo, como mostram Rioux, Galkin e Wu (2019):

Uma dependência crescente das importações de petróleo bruto e uma integração contínua no comércio exterior, investimento, finanças e governança internacional de energia exigirão um melhor alinhamento das regulamentações internas da China com suas metas estratégicas, bem como com os motores do mercado interno e global. O surgimento de tradings chineses sediados em Cingapura e seu domínio na Bolsa Mercantil de Dubai (DME), e mais recentemente o lançamento de contratos futuros de petróleo bruto na Bolsa Internacional de Energia de Xangai (INE) em março de 2018, demonstram os esforços da China para fortalecer seu papel no mercado mundial de petróleo. Os contratos do INE são baseados em petróleo bruto com características semelhantes aos de Dubai e Omã. O contrato de curto prazo do INE surgiu como o terceiro contrato futuro de petróleo mais negociado globalmente em 2018 com uma participação de mercado de 16%,

¹⁴ Medeiros (2010), por exemplo, lembra da mudança do regime de terras para incentivar o consumo de energia: “A comercialização dos direitos de arrendamento das terras (recentemente introduzido na China) levou a uma agressiva política dos governos municipais de transformação de terras rurais (com indenização proporcional ao valor mais baixo do estabelecimento rural) e sua transformação em área urbana (com aluguel muito mais alto) visando a apropriação de rendas diferenciais. Como resultado deste boom de investimentos, outra mudança fundamental ocorreu na China: uma aceleração do consumo de energia, alterando a trajetória de crescimento anterior com grandes impactos econômicos e ambientais (MEDEIROS, 2010, pp. 12-13).

¹⁵ Além do petróleo, a China também tem buscado maior diversificação para suas importações de gás natural. Apesar de a Austrália e o Turcomenistão serem responsáveis por mais da metade (53,9%) das vendas de gás natural para a China, os demais fornecedores não tiveram uma participação superior a 9%. Segundo dados da BP (2020), pelo menos 20 países exportaram GNL para a China em 2019. Além disso, tem ocorrido um claro redirecionamento da China pela compra de gás natural dos seus vizinhos, onde sua capacidade de influência é significativamente maior. A Malásia e a Indonésia venderam, respectivamente, 7,5% e 4,7% do gás natural importado pelos chineses.

superando o volume de contratos similares negociados na DME. Entretanto, o contrato do INE ainda segue os benchmarks mais conhecidos e mais líquidos de Brent e West Texas Intermediate (WTI) e é pouco provável que se torne um benchmark regional para refinarias no futuro próximo. Até agora, o contrato futuro do INE está sendo usado principalmente por especuladores locais, e ainda não atraiu grandes players internacionais. O sucesso do contrato depende não apenas da capacidade de atrair um pool suficientemente grande de negociadores e fornece as ferramentas necessárias para administrar a volatilidade dos preços (RIOUX; GALKIN; WU, 2019, pp. 219-220, tradução livre).

Em razão desse gigantesco volume de importações de petróleo e do maior envolvimento no mercado financeiro internacional, a China tem conseguido ter uma influência cada vez maior nas cotações do barril de petróleo. Esse processo não se restringiu à China, os novos ofertantes de petróleo, principalmente os Estados Unidos também exerceram um protagonismo maior na definição do preço do petróleo. Com efeito, os países da Opep e a Rússia, que tradicionalmente tiveram um papel quase exclusivo na definição dos preços, perderam importância relativa nesse processo.

2.4. Trajetória dos preços do barril de petróleo e do gás natural

De 2014 até a crise da Covid-19, que atingiu seu auge no primeiro semestre de 2020, os preços do barril de petróleo passaram por uma grande variação. Este período pode ser decomposto em duas fases: a primeira, começando no final de 2014 até meados de 2016, com preços declinantes; e a segunda, a partir do final de 2016, com os preços se recuperando depois dos acordos de corte da produção da Opep com outros países, incluindo a Rússia.

A queda dos preços depois de 2014 foi explicada por vários fatores, entre os quais: (i) a mudança de política da Opep e Arábia Saudita; (ii) a ampliação dos riscos políticos; (iii) a apreciação do dólar americano; (iv) a mudança das condições de produção nos Estados Unidos; e (v) a contração da demanda esperada fora dos países desenvolvidos.

A queda dos preços depois de 2014 esteve associada ao abandono da posição de produtor de equilíbrio da Arábia Saudita, que mudou seu objetivo de garantir a estabilidade de preços para tentar conquistar uma maior participação no mercado, deslocando os produtores de maior custo.

Além disso, o crescimento de produção fora da Opep, principalmente por conta do ótimo desempenho da produção do shale gas e tight oil americano, das areias betuminosas do Canadá e da expansão do pré sal brasileiro na segunda

metade dos anos 2000, também elevou a oferta global de petróleo pressionando os preços para baixo.

Sentindo-se ameaçada por esses produtores, cuja ascensão foi viabilizada pelos preços elevados do petróleo nos anos anteriores, a Opep decidiu mudar de política de sustentação de preços para uma política de disputa de mercados, aumentando sua produção de custos mais baixos para deslocar os produtores de custos mais elevados. Com efeito, a partir de 2014, os preços caíram mais rápido e houve uma importante mudança do papel do produtor de equilíbrio, com os Estados Unidos pleiteando este papel em substituição à Arábia Saudita, dada a flexibilidade dos custos dos produtores domésticos, que conseguiram manter o crescimento de sua produção, mesmo a preços muito mais baixos.

A posição da Opep em finais de 2014 de não cortar sua produção ocorreu em um contexto de enfraquecimento da demanda global e crescimento da produção fora da Opep, o que provocaria queda dos preços, como efetivamente ocorreu. De US\$ 105,79 o barril de petróleo em junho de 2014, os preços caíram para US\$ 37,19 em dezembro de 2015 (BEHAR; RITZ, 2016).

A especulação nos mercados futuros de petróleo cresceu com a maior acumulação de estoques nas mãos dos consumidores na expectativa de que os preços iriam aumentar e de que os recursos financeiros aplicados nos contratos associados ao petróleo também seriam ampliados.

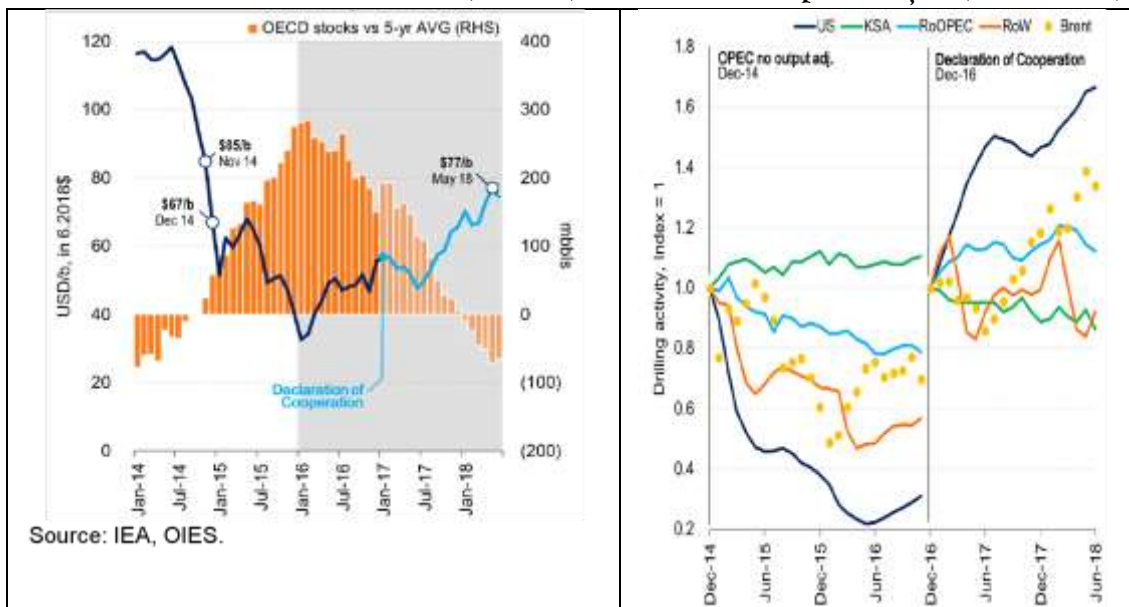
Cabe ressaltar que os principais demandantes também tinham interesse em reduzir os preços do barril, em especial a China que se tornou em 2017 o maior importador de petróleo do mundo. O país asiático exerceu seu maior poder de barganha sobre os fornecedores para buscar a redução do preço.

Todavia, a Opep anunciou durante sua 170ª Reunião, em 28 de setembro de 2016, que os países membros haviam concordado em cortar sua produção pela primeira vez em oito anos. Na 171ª reunião este movimento foi seguido pela Rússia, México, Azerbaijão e até o Brasil, que assinaram uma Declaração de Cooperação. Por estes acordos, os países membros, com exceção do Irã, cortariam sua produção em 1,2 milhões de b/d em 2017 (448 mil e 300 mil b/d para a Arábia Saudita e Rússia, respectivamente) (BERK; ÇAM, 2019).

Os cortes do primeiro semestre de 2018 foram considerados muito altos devido a queda da produção de outros países fora do acordo e a Opep¹⁶ decidiu ampliar sua produção de 1 milhão de b/d adicionais na segunda metade do ano.

¹⁶ A Opep+ é um grupo de nações produtoras de petróleo, formado pelos membros da Opep, e dez outros não-membros da Opep (Rússia, Azerbaijão, Bahrein, Brunei, Cazaquistão, Malásia, México, Omã, Sudão e Sudão do Sul). “O bloco

Gráfico 4 – Preço do Brent, estoque da Organização e Cooperação para Desenvolvimento Econômico (OCDE) e atividades de perfuração (2014-2018).



Fonte: Fattouth e Economou (2018).

A Arábia Saudita mudou de posição em finais de 2016, depois que a Rússia também decidiu aderir aos cortes. Em termos de cumprimento dos acordos, os países da Opep mantiveram os cortes como planejados na maioria dos trimestres de 2017 e 2018, com a Rússia cortando menos do que previsto ao passar do tempo, chegando a aumentar sua produção nos dois últimos trimestres de 2018.

Depois dos acordos de cooperação da Opep+, os preços do petróleo se recuperaram e os estoques nas mãos dos países consumidores (OCDE) se reduziram abaixo da média dos últimos cinco anos, conforme se vê no painel da esquerda no Gráfico 4. Por outro lado, depois do acordo de corte da produção, as atividades de perfuração nos Estados Unidos deram um salto¹⁷, acompanhando a recuperação dos preços do Brent. Os dados do painel à direita parecem também indicar uma ligeira recuperação das atividades de perfuração em “outros países da Opep” e do “resto do mundo” (FATTOUTH; ECONOMOU, 2018).

Do ponto de vista geopolítico, a decisão da Arábia Saudita e da Opep, em dezembro de 2018 foi de aumentar os cortes da produção, ainda que as pressões do governo Trump tivessem sido para que o aliado saudita mantivesse os níveis já

da Opep é nominalmente liderado pela Arábia Saudita, o maior produtor de petróleo do grupo, enquanto a Rússia é o maior operador entre os países não-membros da Opep. O formato nasceu em 2017 com um acordo para coordenar a produção de petróleo entre os países, em uma tentativa de estabilizar os preços. Desde então, o grupo chegou a acordos para que os membros cortassem e aumentassem voluntariamente a produção em resposta às mudanças nos preços globais do petróleo” (CORDELL, 2019).

¹⁷ A produção americana é mais elástica a preços e seus projetos de investimento são de mais curta duração.

acordados. Trump anunciou um alívio nas pressões sobre o Príncipe Bin Salman acusado de participação no assassinato do jornalista opositor Jamal Khashoggi. Os sauditas não aliviaram a posição e juntos com a Rússia aumentaram os cortes para 2019.

Tanto os Estados Unidos, como os países do Golfo Pérsico tinham interesse na recuperação dos preços. Nos Estados Unidos, para evitar as pressões sobre os produtores de maior custo, ainda em melhor condição do que outros países da OCDE, e para o Golfo Pérsico, especialmente a Arábia Saudita, para apropriar-se das rendas petrolíferas provenientes da diferença entre os atuais preços e seus baixos custos de extração.

Como observado anteriormente, a dependência americana do petróleo saudita diminuiu, com o Canadá e o Brasil crescendo como seus fornecedores, o que permitiu ao governo de Washington mudanças de sua política para a região. Diferentemente de outros momentos, em novembro de 2016, a Arábia Saudita só conseguiu exercer o seu poder de controlar um comportamento cartelizado de gerenciar a produção, com alto grau de adesão às cotas, por causa da crise da Venezuela e as necessidades fiscais da Rússia.

Com efeito, antes da pandemia de Covid-19, esses novos atores, Brasil, Canadá, China e, principalmente, os Estados Unidos passaram a ter um papel mais decisivo na definição do preço, tentando deslocar a Opep+. A formação desse novo cartel, de certa maneira, foi uma forma de responder a essas pressões.

No mercado de gás natural, a reorganização da indústria principalmente a partir do GNL teve um impacto decisivo na trajetória dos preços imediatamente antes da pandemia.

O mercado mundial de gás natural era essencialmente regional, com as rotas de gasodutos sendo determinantes para a abrangência do mercado até o início desse século. Com a disponibilização de oferta de GNL, o mercado mundial de gás transportado por via marítima se expandiu, principalmente nos últimos 15 anos (BENKE; SRINIVASAN, 2017).

A ascensão do GNL somente foi possível pelo desenvolvimento de novas tecnologias de liquefação e regaseificação flutuantes que ampliaram a flexibilidade da logística. Com efeito, houve um aumento da oferta de gás natural no mercado internacional muito maior do que a demanda influenciando os preços desta commodity. Apesar das pressões pela redução da emissão de gases do efeito estufa incentivar um aumento do consumo do gás natural, a corrida pelo aumento da oferta esteve à frente da demanda. Além desse aspecto, a competição com outros

energéticos forçou a precificação mais próxima das situações de oferta e demanda de gás natural.

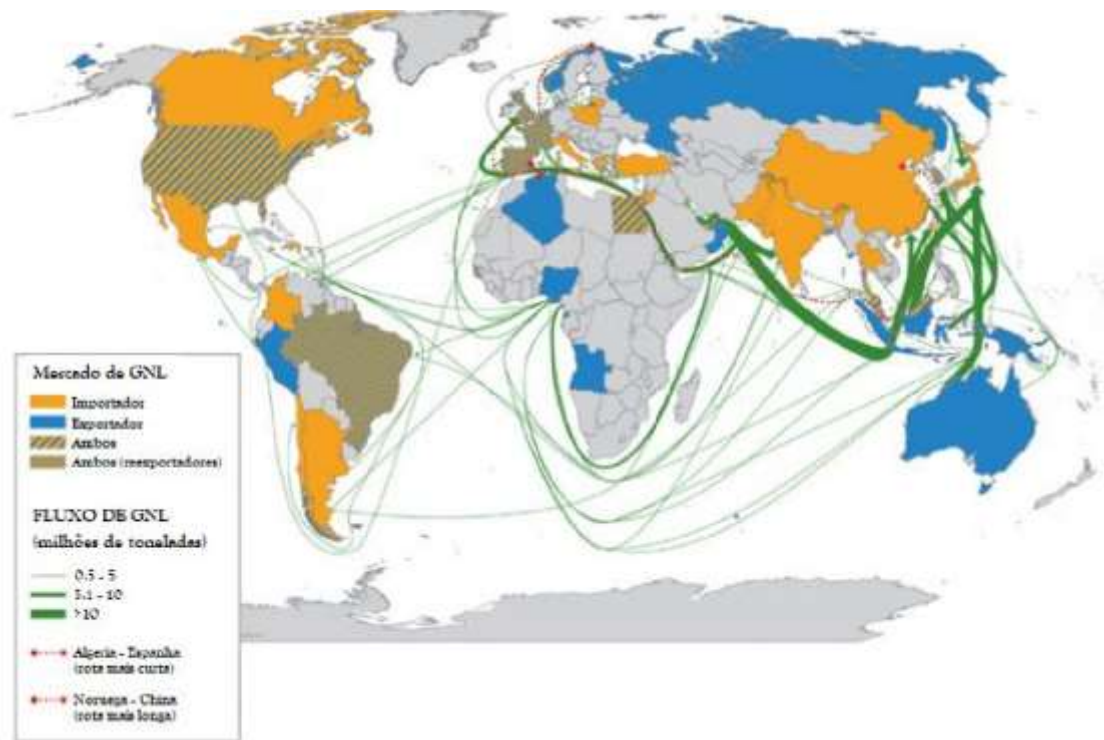
Antes da pandemia de Covid 19, as trajetórias do mercado apontavam para uma disputa do mercado europeu entre o gás russo, principalmente transportado por dutovias o gás americano, predominantemente GNL, transportado por navios. Os russos também construíram novos gasodutos para a Ásia, estreitando suas relações com a China no fornecimento de gás natural.

A Figura I, a seguir, expressa as principais rotas de GNL em meados da década de 2010, destacando o volume transportado no Pacífico, incluindo a Austrália, China, Japão e Oriente Médio, especialmente quando comparado com os volumes transportados no Atlântico das Américas. As importações de GNL, na segunda metade da década de 2010, foram lideradas pela China e Índia.

Além das questões de oferta e das mudanças estruturais no mercado, Stern e Imsirovic (2020) apontam três importantes especificidades da indústria de gás natural que tornam a formação do seu preço distinta do petróleo:

- (i) diferentemente da Opep, para o petróleo, não há organização dos exportadores de GNL;
- (ii) os diferentes tipos de petróleo têm seus preços relacionados com benchmarks globais, mas também refletindo as características de cada tipo, enquanto o gás natural se associa a pontos de chegada regionalmente localizados, principalmente na Europa, Estados Unidos e Ásia;
- (iii) os preços de mercado do GNL na Ásia ainda estão em transição para uma certa autonomia em relação aos preços do petróleo (STERN; IMSIROVIC, 2020)

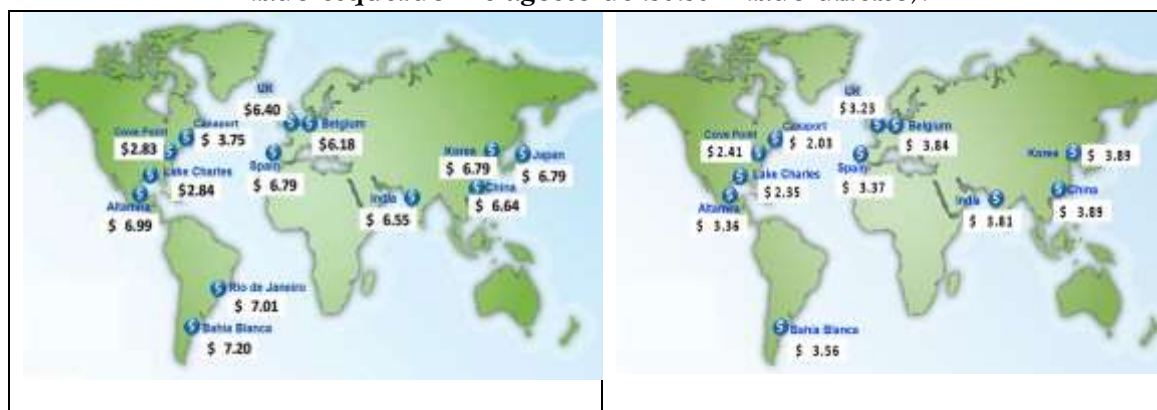
Figura 1 – Principais rotas marítimas de envio de GNL (2015).



Fonte: Gabrielli de Azevedo (2018).

Os mercados internacionais apresentam três áreas de precificação distintas para o GNL: Estados Unidos, Europa e Ásia, com os referenciais Henry Hub (HH), NBP e JKM.¹⁸ Estes preços apresentam uma tendência de convergência, depois de trajetórias diversas. Os contratos tendem a ser mais curtos e as relações entre os preços do gás natural e o petróleo tendem a aproximar-se.

Figura 2 – Preços mundiais de GNL para um milhão BTUs (fevereiro de 2017 – lado esquerdo – e agosto de 2020 – lado direito).



Fonte: Federal Energy Regulatory Commission. Disponível em: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mktgas/overview/ngas-ovr-Ing-wld-pr-est.pdf> e <https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-10/ngas-ovr-archive.pdf>

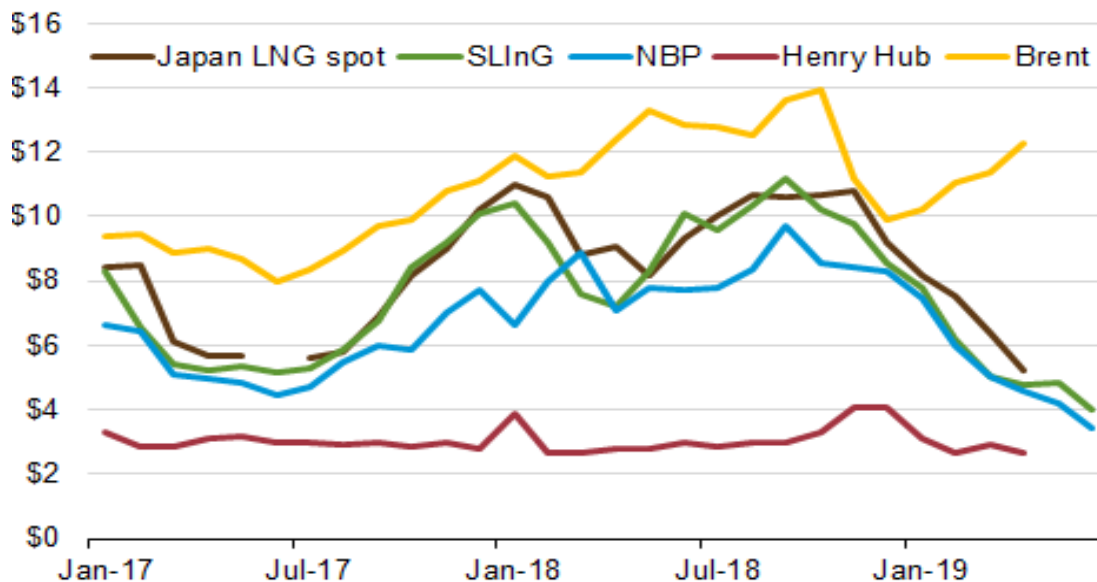
¹⁸ National Balancing Point (NBP) é a referência de preços de GN para a Europa, em operação desde os finais dos anos noventa, Japan Korea Marker (JKM), estabelecido em fevereiro de 2009, serve de referência para o GNL entregue no Noroeste da Ásia e Henry Hub (HH) é a referência para o mercado americano. (<http://www.platts.com/pricessessments/natural-gas>).

A Figura 2 retrata em dois momentos, em fevereiro de 2017 e em agosto de 2020, duas situações com preços de GNL entregue em diferentes áreas do mundo. Em 2017, os preços já começavam a convergir, mas ainda havia uma grande diferença entre os preços na Ásia, especialmente Japão e suas consequências para o Atlântico Sul¹⁹, na faixa de US\$ 6,6-7,2 por milhão de British Thermal Unit (BTU). Os preços na Europa apresentavam diferenças dos preços americanos, com o HH muito menor do que o NBP.

Em agosto de 2020, a situação é distinta, com a área do JKM na faixa dos 3,6-3,9 dólares por milhão de BTU, enquanto a área do NBP, os preços do GNL se aproximam do JKM, com o NBP mantendo um diferencial relativamente pequeno em relação à área do Henry Hub.

Essa queda do preço do GNL, principalmente a partir de 2018, rumou para uma convergência com os demais mercados de gás, mas num sentido inverso ao dos preços do petróleo. Esse resultado reforça a existência de dois mercados distintos de preço e que o aumento da oferta tem permitido uma redução no valor do gás natural no mercado internacional. Como se observa no Gráfico 5, entre meados de 2018 e de 2019, o preço spot de GNL nos mercados japoneses²⁰ e de Cingapura se aproximou do HH, que se manteve estável ao longo de todo o período.

Gráfico 5 – Diferentes preços de gás natural no mercado internacional e do Brent (janeiro de 2017 – junho de 2019). Em milhões de BTU.



¹⁹ Fortemente influenciado pelos preços JKM, uma vez que suas cargas encontram esse custo de oportunidade, acrescidos dos custos de transporte pelo desvio da rota de entrega.

²⁰ No Japão, altamente dependente do gás natural, a precificação era fortemente associada aos preços do petróleo, mas as formas de fornecimento apresentavam uma parcela maior de GNL, dadas as características insulares do país. Mesmo com uma maior parcela de GNL, a precificação do produto dependia muito do petróleo, na definição do que se chamava de Japan Crude Cocktail (JCC), que referenciava o petróleo e gás natural utilizados pelo país.

Fonte: Natural Gas Weekly Update/EIA.

A pandemia de Covid-19 foi um novo elemento de tremenda perturbação para todas essas variáveis da indústria de petróleo e de gás natural que já vinha em transformação. O futuro dessas indústrias se tornou mais incerto em função do desabamento da demanda, derretimento dos preços e desequilíbrios de mercado, o que pode ampliar ou diminuir a participação de cada país na geopolítica do petróleo.

3. Colapso do petróleo na Covid-19: mudanças na oferta, na demanda e nos preços

A pandemia de Covid-19 demandou, no mundo inteiro, uma interrupção dos fluxos de pessoas, produtos e serviços. A forma de disseminação do vírus exigiu dos diversos governos ao redor do mundo a adoção de medidas de isolamento social para reduzir o número de pessoas contaminadas. Essas medidas tiveram efeitos perturbadores para a indústria de petróleo e gás natural no mundo inteiro.

Com a interrupção de movimentação de pessoas e do comércio internacional²¹, o uso do petróleo caiu de forma violenta. Em abril e maio de 2020, segundo estimativa da Rystad Energy, as quedas no consumo foram de, respectivamente, 27,5 milhões de b/d e 19,1 milhões de b/d em relação aos mesmos meses do ano anterior. A International Energy Agency (IEA), em agosto de 2020, estimou uma queda de 8,1 milhões de b/d na média do consumo de 2020, comparativamente a 2019. Com isso, a demanda média por petróleo ficaria em torno de 91 milhões de b/d ao final do ano.

As previsões da IEA indicaram uma queda da carga processada das refinarias em cerca de 7,6 milhões de b/d, com paradas generalizadas em todas as regiões do mundo, apesar de um certo crescimento dos estoques armazenados no primeiro semestre de 2020.

A queda abrupta da demanda, num cenário em que não foi feito nenhum grande ajuste da oferta, fez com que os preços do petróleo desabassem, a partir de fevereiro de 2020. O preço do barril do petróleo tipo Brent caiu de US\$ 63,65 em janeiro de 2020 para US\$ 18,38 em abril do mesmo ano. Já o barril do petróleo do tipo WTI teve uma redução de US\$ 57,52 para US\$ 16,55, no mesmo período (ver Gráfico 6). Mesmo com a melhora dos preços nos meses subsequentes, o barril

²¹ “A crise afetou todas as formas de transporte, desde carros e transporte público nas cidades, até ônibus, trens e aviões, nacional e internacionalmente. A atividade global de transporte rodoviário estava quase 50% abaixo da média de 2019 até o final de março de 2020 e a atividade de voos comerciais quase 75% abaixo de 2019 até meados de abril de 2020” (IEA, 2020).

de petróleo tanto Brent quanto WTI se estabilizou numa faixa próxima a US\$ 40, valor bem inferior ao que era em janeiro de 2020.

Gráfico 6 – Preços WTI e Brent (jan.2020-out.2020). Em US\$ por barril.



Fonte: EIA. Elaborado pelo Inep.

Essa queda dos preços motivou uma reação da Opep+ a fim de equilibrar o desajuste entre oferta e demanda de petróleo. Em abril de 2020, o cartel se reuniu para definir um gigantesco corte na produção capaz de fazer frente à retração do consumo. Por isso, as expectativas eram de que a Opep+ estabelecesse um acordo de corte inicial de produção de, pelo menos, 15 milhões de barris por dia. Mas, o acordo fechado na reunião foi de apenas 10 milhões de barris por dia (LEÃO, 2020c).

Com efeito, apesar do esforço da Opep+, o reequilíbrio do mercado internacional de petróleo não ocorreu, uma vez que a produção mundial ficou num patamar (cerca 90 milhões de b/d) ainda muito superior ao consumo de petróleo (cerca de 80 milhões de b/d). O corte aquém do esperado foi explicado, em primeiro lugar, pelo fato de alguns países, principalmente o Irã e o México, criarem dificuldades até mesmo para aceitar essa redução mais modesta, de 10 milhões de b/d. Segundo matéria do Wall Street Journal, os representantes mexicanos deixaram a reunião antes de o acordo ser concretizado. E, em segundo lugar, pelo desejo da Opep+ de forçar que Estados Unidos, Canadá, Brasil,

Colômbia e Noruega também participarem do corte de produção a fim de equilibrar a oferta e a demanda global de petróleo.²²

Ao longo do período da pandemia de Covid-19, de um lado, grandes importadores, como China e Índia, investiram em infraestrutura de armazenagem e financiaram a estocagem para adquirir petróleo e derivados por preços extremamente atrativos. De outro lado, grandes produtores como Estados Unidos e Rússia sofreram com as limitações de seus tanques e dutos.

O governo chinês realizou uma ação coordenada de estocagem de petróleo, cuja meta inicial foi manter um estoque estatal que equivalesse a 90 dias de importações líquidas nas reservas estratégicas do país, mas esse montante poderia chegar a 180 dias caso sejam incluídas as reservas comerciais das petrolíferas chinesas. A consultoria SIA Energy estimou que a China teria entre 928 milhões e 996 milhões de barris de petróleo armazenados entre março e abril de 2020. Como o tamanho atual das reservas estatais da China não é completamente conhecido, a consultoria Wood Mackenzie estima que, ao longo de 2020, o volume de petróleo adquirido pelos chineses poderia equivaler à compra de 80 milhões a 100 milhões de barris adicionais (NOZAKI; LEÃO, 2020).

Na Índia, por seu turno, o ministro do petróleo, Dharmendra Pradhan, anunciou, em setembro de 2020, que as refinarias do país estavam armazenando cerca de 234 milhões de barris, estando 183 milhões de barris em tanques e oleodutos e outros 51 milhões de barris em navios e instalações flutuantes. A fim de apoiar empresas que tem sofrido para encontrar locais de armazenagem, e sido impactadas por cobranças em função de atrasos no descarregamento de novas entregas, a Índia absorveu cerca de 5 milhões de toneladas de petróleo de algumas refinarias estatais para o preenchimento de suas reservas estratégicas. Apesar disso, segundo Florian Thaler, CEO da consultoria OilX, a capacidade de armazenamento da Índia já ficou próxima do seu limite, uma vez que já atingiu algo entre 90-95% em agosto de 2020 (NOZAKI; LEÃO, 2020).

Nos Estados Unidos, segundo a U.S. Energy Information Administration (EIA), em setembro de 2020, o armazenamento de petróleo atingiu 500,4 milhões, o que representou mais de 95% da capacidade máxima de 522 milhões de barris.

²² Inclusive foi naquele mês de abril que um episódio inusitado ocorreu na indústria petrolífera americana. Pela primeira vez na história, o preço do petróleo negociado nos Estados Unidos fechou com valor negativo. “Os contratos para entrega em maio do óleo tipo WTI - referência no mercado americano - desabaram ontem 305,9% na Bolsa de Nova York e fecharam cotados a US\$ 37,63 negativos” (FLOUFE; COSTA, 2020). Segundo os autores, três fatores explicaram esse movimento: (i) diminuição da demanda americana; (ii) excesso de estoques do produto nos Estados Unidos. Embora não exercesse tanto influência sobre o WTI, (iii) a estocagem de petróleo barato pela China sinalizou ao mercado internacional que a recuperação da demanda global de petróleo seria mais lenta.

Desde junho, havia uma expectativa de queda gradativa dos estoques americanos, todavia, a recuperação econômica mais lenta do país impediu esse processo.

Na Rússia, a situação não foi menos dramática. De acordo com Dmitry Perevalov, ex vice-presidente da petroleira Slavnet Oil & Gas, os reservatórios já começaram a apresentar escassez, no terceiro trimestre de 2020. A Transneft, operadora da rede de oleodutos da Rússia, é a responsável pela maior capacidade de armazenamento do país, cerca de 145 milhões de barris e, em maio, encontrava uma quantidade de petróleo além do considerado adequado para a manutenção do fluxo de embarques e desembarques (NOZAKI; LEÃO, 2020).

Do lado da oferta, a estratégia “conservadora” da Opep+ resultou num corte insuficiente para lidar com a queda da demanda. Do lado da demanda, as dificuldades de estocagem de Estados Unidos e a compra de petróleo barato por parte da China e da Índia deixaram dúvidas sobre uma rápida recuperação da demanda no curto prazo.

Esses aspectos mostram que há uma disputa atual entre os países da Opep+, Estados Unidos e China pelo controle dos preços do petróleo. A capacidade de barganha chinesa e a recente posição dos Estados Unidos de exportador líquido passaram a ameaçar o protagonismo histórico da Opep na coordenação da cotação do preço do petróleo.

Essa disputa deve se acirrar nos próximos anos, uma vez que Opep deve perder espaço na produção global de petróleo para os países do continente americano (mais a Noruega) que são liderados pelos Estados Unidos (ver Tabela 8).

Tabela 8 – Produção de petróleo e projeções por grupos de nações (2016-2019).
Em mil barris por dia e %.

	Opep produção		Opep+3 produção		America+1 produção	
	Mil barris por dia	%	Mil barris por dia	%	Mil barris por dia	%
2013	38.530	40%	53.785	56%	22.631	24%
2019	35.230	35%	49.720	49%	28.290	28%
2025*	35.230	34%	49.410	47%	32.480	31%

Fonte: Opep. Elaborado pelo Inep. (*) Projeções.

Nota 1: América+1 inclui Estados Unidos, Brasil, Canadá, Colômbia e Noruega.

Nota 2: Opep+3 inclui os membros da Opep, além de Rússia, México e Omã.

Por isso, é improvável que a Opep+ assista passivamente o crescimento dos países desse grupo como protagonistas do mundo do petróleo e continue gerindo sua produção e os impactos no preço do petróleo de forma a dificultar tal ascensão. Além do corte de produção modesto, a abrupta queda do preço do barril

no começo do mês de março de 2020; a declaração do Ministro de Petróleo do Irã, Bijan Zabganeh, no começo de abril, de que a reunião da Opep+ somente deveria ocorrer depois que Estados Unidos e Canadá sinalizassem o corte de produção que pretendiam fazer; e o adiamento da realização da própria reunião foram sinais de que o bloco liderado por sauditas, russos e iranianos não estão dispostos a perder sua condição de coordenar os rumos da produção e do preço global do petróleo.

Nesse cenário, não pode ser esquecido o papel relevante da China que, logo antes da reunião da Opep+, comprou um volume gigantesco de petróleo para estoque, principalmente da Arábia Saudita, e assinou um contrato de engenharia, por meio de sua estatal China Petroleum Engineering & Construction Corp. (CPECC), para o desenvolvimento do gigantesco campo de Majnoon no Irã. Com isso, o país asiático, além de transferir uma cifra considerável para as duas nações do Oriente Médio, contribuiu para que as compras de petróleo sejam ainda mais lentas do que o esperado anteriormente até o final.

Ao tudo que indica, a despeito das diferenças do posicionamento geopolítico de Rússia, Irã e Arábia Saudita, momentaneamente forma-se uma aliança entre a Opep+ e a China para que os Estados Unidos e seus vizinhos aliados percam ou – pelo menos não aumentem – sua influência nas decisões-chave do mundo do petróleo. O próprio acordo já impõe novas obrigações aos produtores americanos.

O Brasil já havia anunciado em março uma redução da produção de 200 mil barris por dia da sua produção – valor que não foi atingido. Os Estados Unidos, embora não tenham se comprometido a realizar nenhum corte, viram o preço baixo do petróleo inviabilizar boa parte da sua produção de petróleo. O Canadá asseverou que reduziria sua produção. Aliás, o próprio Ministro de Recursos Naturais do Canadá, Seamus O’Regan, presente na conferência realizada entre os países do G20 em abril de 2020, reconheceu que, independentemente do resultado do acordo, o Canadá seria obrigado a continuar desacelerando sua produção em Newfoundland, Alberta e Saskatchewan (LEÃO, 2020c).

Esses movimentos evidenciam as transformações na geopolítica do petróleo. De um lado, os produtores não tradicionais, principalmente na América, têm buscado aumentar sua influência na determinação dos preços atendendo seus interesses de elevar a produção e garantir a rentabilidade. De outro, a Opep+ tem procurado manter seu papel de *producer swinger* e, portanto, de regulador do preço internacional do petróleo. A China, como grande importador, tem atuado para adquirir petróleo a preços cada vez mais baixos. A tensão entre essas regiões modificará a estratégia das suas empresas no segmento de petróleo no médio prazo, além da própria inserção delas nas indústrias de outras formas de energia.

4. Considerações finais

Mudaram as condições de oferta, com a expansão do papel dos Estados Unidos e outros países fora da OPEP, inclusive o Brasil, enquanto os tradicionais grandes produtores lutam para preservar sua influência na definição dos preços do petróleo. O mercado de gás natural, em expansão, agrava disputa pelo mercado europeu entre os americanos e os russos, e a China e Índia, mercados com as maiores taxas de crescimento, serão fundamentais na determinação da estruturação desse mercado, que cada vez mais negocia o GNL em relação ao gás natural transportado por gasodutos.

Nos próximos anos, deve ocorrer uma forte disputa na oferta mundial de petróleo com os países do continente americano, liderado pelos Estados Unidos, ganhando maior participação na produção global. Isso deve gerar tensões com os tradicionais produtores da Opep e os russos, gerando uma forte disputa pelo abastecimento global de petróleo e, principalmente, pela determinação dos preços.

No segmento de gás natural, o GNL com seus preços regionalizados tende a ter uma precificação distinta do petróleo, embora haja uma maior convergência dos preços em relação ao gás natural exportado pelos gasodutos. A exemplo do petróleo, o GNL tem promovido a ascensão de novos produtores fora da Opep e da Rússia, como Estados Unidos e Austrália, que estão ganhando relevância na organização dessa indústria.

A demanda de petróleo e gás natural também se modificou profundamente nesses últimos cinco anos com a clara predominância dos mercados fora da OCDE. Os países mais ricos do mundo ocidental tendem a diminuir o uso dos combustíveis fósseis, enquanto a China, Índia e países da África e América Latina, em processo de inclusão energética crescente, continuarão sendo grandes demandadores de petróleo e gás natural. Os efeitos dessa mudança geográfica dos mercados consumidores serão significativos para a geopolítica dos hidrocarbonetos, assim como para a estrutura e localização do parque refinador e dos terminais de liquefação e regaseificação do gás natural.

O mundo pós-pandemia de Covid-19, com seu dramático impacto na demanda e nas economias globais, com severas restrições à mobilidade das pessoas e das cargas deve trazer um novo elemento transformador para uma indústria de que já em constante ebulição nos últimos anos.

5. Referências bibliográficas

BARCA, S. Greening the job: trade unions, climate change and the political ecology of labour. In: BRYANT, R. L. (Ed.). **The international handbook of political ecology**. Cheltenham (UK); Northampton (USA): Edward Elgar, 2015.

BARNES, T. D.; BEALL, V. D.; HOLMAN, M. R. Pink-collar representation and budgetary outcomes in US States. [S.I.]: **Legislative Studies Quarterly**, Early View, 19 may 2020.

BARROCAL, A. Guerra econômica dos EUA e da oposição “asfixia” a Venezuela. **Carta Capital**. 2019. Disponível em: <<https://www.cartacapital.com.br/mundo/guerra-economica-dos-eua-e-da-oposicao-asfixia-a-venezuela/>>

BARTOLOMEU, J. S. A. **A exploração não convencional de recursos energéticos: exemplo de Alberta (Canadá)**. Dissertação (Mestrado em Gestão de Território, Ambiente e Recursos Naturais) – Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências Sociais e Humanas, Departamento de Geografia e Planeamento Regional, Lisboa, 2014.

BATTISTONI, A. Living, not just surviving. **Jacobin**, New York, 15 aug. 2017. Economia. Disponível em: <<https://www.jacobinmag.com/2017/08/living-not-just-surviving/>>.

BEHAR, A.; RITZ, R. A. An analysis of OPEC’s strategic actions, US shale growth and the 2014 oil price crash. **IMF Working Paper**, n. 16/131. Washington: IMF, Jul. 2016. Disponível em: <<https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2016/wp16131.pdf>>.

BERGSET, L.; FICHTER, K. Green start-up – a new typology for sustainable entrepreneurship and innovation research. **Journal of Innovation Management**, vol. 3, n. 3: 118-144, oct. 2015.

BERK, I.; ÇAM, E. The Shift in Global Crude Oil Market Structure: A model-based analysis of the period 2013–2017. **EWI Working Paper**, n. 19/05. Cologne: Institute of Energy Economics at the University of Cologne, 2019. Disponível em: <https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/07/EWI_WP_19-05_The_Shift_in_Global_Crude_Oil_Market_Structure.pdf>

BOFF, G. **A Questão Energética em tempo de crise sistêmica: um estudo exploratório da revolução americana de gás de xisto**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Sócio-Econômico, Programa de Pós-Graduação em Relações Internacionais, Florianópolis, 2017.

BP. **Statistical Review of World Energy**. London: bp 2020.

BURATTI, T.; WARNIER, T. **Green Deal and social economy: Issues and perspectives**. Pour La Solidarité: European think & do tank (Policy Paper). Bruxelles: Pour La Solidarité, fev. 2020. Disponível em: <<https://www.pourlasolidarite.eu/fr/publication/green-deal-et-economie-sociale-enjeux-et-perspectives>>.

BURKEA, M. J.; STEPHENS, J. C. Political power and renewable energy futures: A critical review. **Energy Research & Social Science**, vol. 35: 78-93, jan. 2018. Disponível em: <<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2214629617303468?token=4097C06ABD9C7C697B19B34F4773733D66BF7C247E6243C913E74635AF7B954A4E5F3C432051E591A5138F80342F347F>>.

CHIARETTI, D. ‘Green Deal’ europeu busca aumentar corte de emissões para 55% em 2030. **Valor Econômico**, São Paulo, 10 jun. 2020.

CLARA, Y. **Os novos rumos do mercado de GNL: uma visão sobre a flexibilidade dos grandes compradores asiáticos**. Blog Infopetro, Grupo de Economia da Energia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro: UFRJ, 01 mai. 2019. Disponível em: < <https://infopetro.wordpress.com/2019/05/01/os-novos-rumos-do-mercado-de-gnl-uma-visao-sobre-a-flexibilidade-dos-grandes-compradores-asiaticos/> >

CORDELL, J. 6 Things You Need to Know About OPEC+. **The Moscow Times**, Moscow, Dec. 04, 2019. Disponível em: < <https://www.themoscowtimes.com/2019/12/04/6-things-opec-russia-a68409> >

COSTA, F. N. Path dependence: algumas observações introdutórias. [S.I.]: **Blog Cidadania & Cultura**, 26 ago. 2015. Disponível em: < <https://fernandonogueiracosta.wordpress.com/2015/08/26/path-dependence-algumas-observacoes-introductorias/>>.

CRISPIM, R. B. Estratégias singulares de agendamento: o caso do Greenpeace. **Comunicação & Informação**, vol. 6, n. 2: 75-86, jul./dez. 2003.

CUNNINGHAM, N. Investment in Canada’s oil sands declines, but production still poised to grow. **The Fuse**, Jan. 30, 2018.

DIEGUEZ, C. O desafio do pré-sal. **Revista Piauí**, São Paulo, ed. 28, jan. 2009.

FATTOUH, B.; ECONOMOU, A. **5+1 Key Facts about the OPEC Declaration of Cooperation**. **Oxford Energy Comment**. Oxford: Oxford Institute for Energy

Studies, 2018. Disponível em: < <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/09/5plus1-Key-Facts-about-the-OPEC-Declaration-of-Cooperation.pdf>>

FATTOUH, B.; POUDINEH, R.; WEST, R. **The rise of renewables and energy transition: What adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries?** OIES Paper, MEP 19. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, may 2018.

FONTANEL, J. **Le New Deal Vert, la troisième révolution industrielle?** Une analyse de la pensée de Jeremy Rifkin Pax Economica. Université Grenoble-Alpes (Working Paper). Grenoble: CECISE, 2020. Disponível em: <<http://hal.univ-grenoble-alpes.fr/hal-02577489/document>>.

FROUFE, C.; COSTA, G. Bolsas asiáticas e europeias carem no dia seguinte ao colapso dos preços do petróleo. **Estadão**, São Paulo, Abr. 21, 2020. Economia & Negócios. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,bolsas-asiaticas-e-europeias-caem-no-dia-seguinte-ao-colapso-dos-precos-do-petroleo,70003278006>>

GALVIN, R.; HEALY, N. The Green New Deal in the United States: What it is and how to pay for it. **Energy Research & Social Science**, vol. 67: 1-9, sep. 2020. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629620301067>>

GUO, Y.; HAWKES, A. Simulating the game-theoretic market equilibrium and contract-driven investment in global gas trade using an agent-based method. **Energy**, Vol. 160, n. 1: 820-824, Oct. 2018.0020

HIRTENSTEIN, A. Total buys stake in Brooklyn's United Wing leasing business. **Bloomberg/Quint**, 13 jul. 2016.

IEA. **The Oil and Gas Industry in Energy Transitions**. Paris: International Energy Agency (IEA), 2020.

INDUSTRIALL. Who we are? Geneva: IndustriALL, 2020. Disponível em: <<http://www.industrialunion.org/who-we-are>>.

JONES, B. Private investors just poured \$ 2.5 billion into clean energy. Here are the top 20 funds making bets on the industry. **Business Insider**, 22 jul. 2020.

LEÃO, R. P. F. A ascensão dos renováveis e a estratégia da BP: o caso da energia solar. **JornalGGN**, 13 jul. 2018. Energia. Disponível em: <<https://jornalgggn.com.br/energia/a-ascensao-dos-renovaveis-e-a-estrategia-da-bp-o-caso-da-energia-solar-por-rodrigo-p-f-leao/>>.

LEÃO, R. P. F. Austrália comprova a estratégia agressiva das majors no setor de gás natural. **Broadcast Energia/Estadão**, São Paulo, 02 jul. 2020a.

LEÃO, R. P. F. Baixa de preço reconfigura o papel dos EUA na geopolítica do gás natural. **Broadcast Energia/Estadão**, São Paulo, 24 set. 2020b.

LEÃO, R. P. F. Equinor avança em energia limpa, mas segue na busca pelo melhor modelo de investimento. **Broadcast Energia/Estadão**, São Paulo, 13 ago. 2020b.

LEÃO, R. P. F. Frustrante acordo da Opep+ sinaliza tempos difíceis para o Brasil. **El País**, São Paulo, 13 abr. 2020c.

LEÃO, R. P. F. O crescente papel das startups no processo de transição energética. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, 11 jul. 2020a. Opinião.

LEÃO, R. P. F. **O padrão de acumulação e o desenvolvimento econômico da China nas últimas três décadas: uma interpretação**. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Econômico) - Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia, Campinas, 2010.

LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. V. A Petrobras no mar: uma história de incertezas e sucessos orientados pelo Estado Nacional. In: SILVA, M. S.; SCHMIDT, F. H.; KLIASS, P. (Orgs.). **Empresas estatais: políticas públicas, governança e desempenho**. Brasília: Ipea, 2019, p. 297-365.

LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. V. A política de gás no Brasil: trajetória recente e desafios atuais. In: MATTOSO, J.; CARNEIRO, R. (Orgs.). **Empresas estatais: políticas públicas, governança e desempenho**. Brasília: Ipea, 2018, p. 297-365.

MEDEIROS, C. A. **Integração produtiva: a experiência asiática e algumas referências para o Mercosul**. In: ALVAREZ, R.; BAUMANN, R.; WOHLERS, M. (Orgs.). **Integração produtiva: caminhos para o Mercosul**. Brasília: Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2010.

MENDONÇA, H. L. **Startups de energia: identificando os padrões vencedores durante a transição energética**. 2018. 83 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

MITCHELL, T. **Carbon democracy: Political power in the age of oil**. London: Verso, 2011.

MURRAY, J. How the six major oil companies have invested in renewable energy projects. **NS Energy**, 16 jan. 2020. Analysis. Disponível em: < <https://www.nsenergybusiness.com/features/oil-companies-renewable-energy/>>.

NOZAKI, W. V.; LEÃO, R. P. F. O tamanho da crise do petróleo está atrelado às políticas de armazenagem e estocagem. **Epbr**, Rio de Janeiro, 18 mai. 2020.

NUNES, F. Em meio à crise, Petrobrás já projeta a recuperação gradual do petróleo. **O Estado de São Paulo**, Rio de Janeiro, 26 mai. 2020.

NUNES, F. Fundos se aliam a grandes empresas contra desmatamento. **Estadão**, São Paulo, 10 ago. 2020. Economia. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,fundos-se-aliam-a-grandes-empresas-contr-desmatamento,70003393754>>.

OILPRICE. Colombia's Push To Triple Proven Oil & Gas Reserves. 2019. Disponível em: < <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Colombias-Push-To-Triple-Proven-Oil-Gas-Reserves.html> >

QUEIROZ-STEIN, G. Transição energética e energia renováveis: em busca de determinantes políticos e institucionais. In: Congresso Brasileiro de Sociologia, XIX, 2019, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 9 a 12 de julho de 2019.

REUTERS. BP cuts production at three U.S. refineries by about 15%. **Reuters – UK Focus**, Houston, 03 abr. 2020.

RICHMAN, J.; AYYILMAZ, N. Can the US and Europe contain Russian power in the European energy market? A game theoretic approach. **Energy Strategy Reviews**, Vol. 26: 1-9, 2019.

RIOUX, B.; GALKIN, P.; WU, K. An economic analysis of China's domestic crude oil supply policies. **Chinese Journal of Population Resources and Environment**, Vol. 17, issue 3, Aug. 2019.

ROOS, B. **Efeitos da Revolução do shale nos Estados Unidos sobre o preço de produção internacional do petróleo**. Tese (Doutorado em Economia). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, Rio de Janeiro, 2019.

ROSEMBERG, A. Building a just transition: The linkages between climate change and employment. **International Journal of Labour Research** (Climate change and labour: the need for a “just transition”), vol. 2, issue 2: 125-161, 2010.

ROY, D. Shell invests in biomass firm Punjab Renewable. **VCircle**, New Delhi, 29. aug. 2019. Infrastructure.

SANDERR. Hope or hoax: Reflections on the Green New Deal. *Internationalist Perspective*, 11 oct. 2019. Disponível em: <<http://www.wspus.org/2019/11/hope-or-hoax-reflections-on-the-green-new-deal/>>.

SHOJAEDDINI, B. A.; NAIMOLI, S.; LADISLAW, S.; BAZILIAN, M. Oil and gas company strategies regarding the energy transition. **Progress in Energy**, vol. 1, n. 1: 1-19, jul. 2019.

SUNDARAM, J. K. Un nuevo acuerdo verde global (Global Green New Deal) para un desarrollo sostenible. **El Trimestre Económico**, v. 87, n. 345: 279-291, ene./mar. 2020. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/340106725_Un_Nuevo_Acuerdo_Verde_Global_Global_Green_New_Deal_para_un_desarrollo_sostenible>.

SZEMAN, I.; DIAMANTI, J. Beyond petroculture: Strategies for a left energy transition. **Canadian Dimension**, Winnipeg, 17 feb. 2017. Disponível em: <<https://canadiandimension.com/articles/view/beyond-petroculture-strategies-for-a-left-energy-transition>>.

TAVARES, F. B. **Política energética em um contexto de transição: a construção de um regime de baixo carbono**. 2019. 216 f. Tese (Doutorado em Economia da Indústria e Tecnologia) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.

TAYLOR, D. E. Green jobs and potential to diversify the environmental workforce. **Utah Environmental Law Review**, vol. 31, n. 1: 47-77, 2011.

THOMPSON, J. J. **A incorporação da consciência ambiental no movimento trabalhista no Canadá: os casos de Alberta e Ontário**. 2010. 205 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Econômico) - Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

UNCTAD. **Trade and Development Report 2019**. Financing a Global Green New Deal. Genebra: United Nations Conference on Trade and Development, 2019. Disponível em: <https://unctad.org/en/PublicationsLibrary/tdr2019_en.pdf>.

YANG, Y.; LU, J.; LIN, Y.; LI, Q. The impact of urbanization on China's residential energy consumption. **Structural Change and Economic Dynamics**, Vol. 49: 170-82, Jun. 2019.

ZHONG, M.; BAZILIAN, M. D. Contours of the energy transition: investment by International oil and gas companies in renewable energy. **The Electricity Journal**, vol. 31, issue 1: 82-91, jan./feb. 2018.