

NÚMERO 07 – 2º SEMESTRE/2019

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

URL: <http://www.epe.gov.br> | E-mail: [boletimpetroleo@epe.gov.br](mailto:boletimpetroleo@epe.gov.br)

Escritório Central: Av. Rio Branco, nº 1 - 11º Andar - CEP 20.090-003 - Rio de Janeiro/RJ



## PANORAMA ARÁBIA SAUDITA



A Arábia Saudita possui a 2ª maior reserva provada de petróleo, mantém uma das maiores capacidades de produção de petróleo e gás natural, e é o principal exportador de petróleo do mundo. Ao longo das últimas décadas, o reino frequentemente desempenhou o papel de *swing producer*, sendo responsável por equilibrar a oferta e demanda mundial de petróleo. Hoje, o PIB *per capita* do país é elevado e sua atividade econômica é fortemente dependente do setor de petróleo. Por esse motivo, o governo saudita está investindo para diversificar as suas fontes de receitas, além de assegurar um mercado futuro para suas vultosas reservas de hidrocarbonetos. No ínterim, a Arábia Saudita continuará a ser um dos principais supridores de energia do mundo, com suas decisões de oferta influenciando de maneira significativa os destinos da economia global. **Página 2**

## CONJUNTURA INTERNACIONAL

O preço do petróleo manteve-se relativamente estável no semestre, apesar dos recorrentes atritos geopolíticos ao redor do mundo, em especial no Oriente Médio. O considerável incremento à oferta global de óleo pelos EUA, e o comprometimento da OPEP+ na continuidade dos seus cortes de produção propiciaram essa estabilidade. As tensões comerciais sino-americanas arrefeceram a expectativa de crescimento da demanda mundial, embora avanços na negociação de um acordo sinalizem distensões vindouras. A conjuntura mundial do gás natural foi marcada por investimentos e aumento da oferta acima da demanda, ocasionando baixos preços nos mercados internacionais. **Página 7**

## ESTATÍSTICAS

As sanções impostas ao Irã geram impacto na oferta de petróleo do Oriente Médio e do mundo. Os EUA seguem ampliando sua exportação de petróleo e derivados, com fortes impactos no balanço das Américas, e reduzindo a participação do Oriente Médio. A demanda de petróleo apresentou especial crescimento no 3º trimestre devido ao verão no hemisfério norte. No Brasil, a elevação da oferta de gás natural ocorreu devido ao recorde de produção e ao aumento da importação de GNL. **Página 16**

## CONJUNTURA BRASIL



O Brasil vem apresentando significativo resultado no segmento de E&P, com recordes de produção de petróleo e gás natural, oriundos sobretudo de áreas do Pré-sal. Destacam-se os desdobramentos das rodadas de licitação realizadas. O período também foi marcado por avanços nos desinvestimentos da Petrobras e na busca pela ampliação da concorrência nos mercados de derivados de petróleo e gás natural. **Página 11**

## I. PANORAMA ARÁBIA SAUDITA

A Arábia Saudita possui a segunda maior reserva provada de petróleo, mantém uma das maiores capacidades de produção de petróleo e gás natural, e é o principal exportador de petróleo do mundo.

Esta seção busca descrever a evolução histórica e o desenvolvimento da indústria de petróleo e gás natural na Arábia Saudita, discutindo a importância do setor para a atividade econômica do país.

### Breve histórico da indústria saudita de petróleo

O atual Reino da Arábia Saudita foi estabelecido através de diversas campanhas militares entre 1913 e 1926, unificando a Península Arábica. A descoberta de petróleo no reino foi feita pela Standard Oil of California (Socal, posteriormente Chevron) em 1939, que criou uma subsidiária para explorar sua concessão, a California Arabia Standard Oil Company (Casoc, posteriormente Arabian American Oil Company - Aramco). Devido à dificuldade da empresa americana de comercializar o petróleo árabe, e ao montante de investimentos exigido para explorar as reservas, associou-se à Texaco, Standard Oil of New Jersey (Esso) e à Socony-Vacuum (Mobil).

A partir desta associação, a produção saudita se iniciou, atingindo 20 mil b/d em 1940<sup>1</sup>, e aumentando significativamente depois da 2ª Guerra Mundial, passando de 500 mil b/d em 1949 para 1 milhão b/d em 1954 (equivalente a 7% da produção mundial). Os anos 1950 e 1960 foram de crescimento considerável da produção mundial, o que contribuiu para uma sobreoferta e declínio dos preços do petróleo nesse período. Neste contexto, com objetivo de defender um patamar de preço mais elevado, os principais exportadores do mundo se reuniram em 1960 sob a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Vale destacar que a produção mundial passou de 8,7 milhões b/d em 1948 para 42 milhões b/d em 1972, dos quais 6 milhões b/d oriundos da Arábia Saudita<sup>2</sup> (YERGIN, 1991).

Em julho de 1973, pouco antes do 1º choque do petróleo<sup>3</sup>, a Saudi Aramco estava produzindo 8,4 milhões b/d, o máximo de sua capacidade. Com a Revolução Iraniana, as exportações do Irã

<sup>1</sup> Em 1940, o Irã produziu 187 mil b/d, sendo o 4º maior produtor do mundo. Nesse ano, a produção mundial foi de 5,9 milhões b/d, com os EUA responsáveis por 4,1 milhões b/d, 69% do total (LEAGUE OF NATIONS, 1944).

<sup>2</sup> O volume de descobertas e de produção sobreofertou o mercado, diminuindo significativamente o preço real do petróleo. A redução dos preços, e consequente a queda das rendas petrolíferas dos países produtores, fortaleceu movimentos nacionalistas no Oriente Médio. Em 1976, a Saudi Aramco foi nacionalizada, porém com anuência das suas empresas sócias, que continuaram a comercializar 80% do petróleo saudita. Ressalta-se que a Arábia Saudita foi um dos últimos países a nacionalizar suas reservas devido ao seu estreito relacionamento com os EUA, e continuou utilizando a

reduziram de 4,5 milhões b/d para zero em dezembro de 1979, provocando o 2º choque do petróleo. A Arábia Saudita compensou parcialmente essa perda, aumentando sua produção para 10 milhões b/d, conforme indicado na Figura 1.

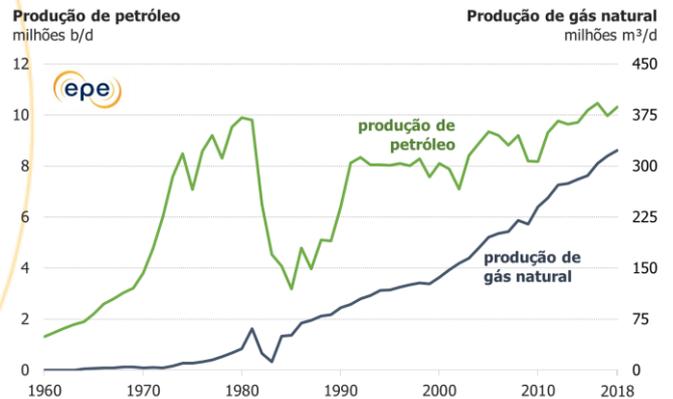


Figura 1 - Evolução da produção de petróleo e de gás natural

Fonte: OPEC (2019)

Nota: A figura ilustra a produção líquida de gás natural.

No início dos anos 1980, os desdobramentos dos choques precedentes causaram uma retração na demanda global de petróleo e um aumento da produção de países não-OPEP. Para a manutenção dos preços, a OPEP decidiu em 1982 limitar a produção conjunta do grupo em 18 milhões b/d, significativamente inferior à produção média de 31 milhões b/d em 1979. Para tanto, a OPEP estabeleceu cotas de produção para cada país-membro, com exceção da Arábia Saudita, que ficou responsável por equilibrar a oferta e demanda mundial (*swing producer*). Com isso, a produção saudita declinou até 2,2 milhões b/d no verão de 1985, menos do que a produção britânica no Mar do Norte daquele ano. A Arábia Saudita então mudou sua estratégia e, ao invés de defender preços, começou a disputar volumes de venda e *market share*, contribuindo para o colapso dos preços de petróleo, e iniciando o período conhecido como contrachoque do petróleo.

Com o aumento da produção e dos preços a partir do final da década de 1990, a Arábia Saudita conseguiu ampliar as suas receitas, permitindo amplos investimentos na indústria local, e no aumento de sua capacidade produtiva<sup>4</sup>, de estocagem e de refino doméstico.

infraestrutura de comercialização das antigas concessionárias americanas (YERGIN, 1991).

<sup>3</sup> Em outubro de 1973, os membros da Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPAEP) anunciaram um embargo de petróleo aos EUA e outros países ocidentais, em reação ao apoio destes à Israel na recém-iniciada Guerra de Yom Kippur. Ao final do embargo, em março de 1974, os preços do petróleo haviam subido de US\$ 3/b para US\$ 12/b (YERGIN, 1991).

<sup>4</sup> Em 2009, a Arábia Saudita completou a expansão de sua capacidade produtiva para 12 milhões b/d, 15% da demanda global à época (THE OIL & GAS YEAR, 2019).

O país também começou a alocar recursos em um fundo soberano utilizado para atender aos interesses sauditas. O fundo também teve por objetivo preparar as finanças sauditas para flutuações significativas da receita petrolífera.

Como ocorreu na década de 1980, os preços ascendentes estimularam uma elevação da demanda mundial de petróleo e um aumento da oferta em países não-OPEP. Nesse contexto, a Arábia Saudita retomou sua estratégia de disputa por mercados entre 2014 e 2016. A partir de 2017, o país retomou o seu posicionamento de contribuir para o equilíbrio de mercado em associação com a OPEP e um grupo de outros importantes exportadores de petróleo.

### Reservas e produção de petróleo e gás natural

A Arábia Saudita possui a 2ª maior reserva provada de petróleo do mundo com 267 bilhões de barris, atrás apenas da Venezuela (OPEC, 2019). Essas reservas são suficientes para manter a produção de petróleo atual do país por cerca de 70 anos e, como comparação, são cinco vezes maiores que a soma das reservas das cinco principais empresas internacionais de petróleo – BP, Chevron, ExxonMobil, Shell e Total, conhecidas como *supermajors* (ARAMCO, 2019).

Em 2018, a produção saudita de petróleo alcançou 10,3 milhões b/d, próximo da sua máxima histórica de 10,5 milhões b/d, registrada em 2016. Sendo assim, a Arábia Saudita encontra-se atualmente entre os maiores países produtores do mundo, atrás apenas de Estados Unidos (11,0 milhões b/d) e Rússia (10,5 milhões b/d) (OPEC, 2019).

Ademais, a Arábia Saudita se destaca por ter um dos menores custos médios de produção de petróleo, inferior a US\$ 10/b<sup>5</sup>, mesmo incluindo impostos (ARAMCO, 2019).

Em conjunto, suas reservas provadas, sua capacidade de produção e seus baixos custos mostram a dimensão da importância da Arábia Saudita para a indústria mundial do petróleo.

De forma similar, a Arábia Saudita também possui elevada relevância no setor de gás natural. O país é um dos dez maiores produtores mundiais de gás e alcançou a sua produção máxima histórica de 323 milhões m<sup>3</sup>/d em 2018. Além disso, detém a sexta maior reserva provada do mundo de gás natural com 9,1 trilhões m<sup>3</sup> (OPEC, 2019).

Os principais campos sauditas de petróleo e gás natural estão localizados em extensões terrestres na região leste do país e em áreas *offshore* no Golfo Pérsico, como pode ser observado na Figura 2.

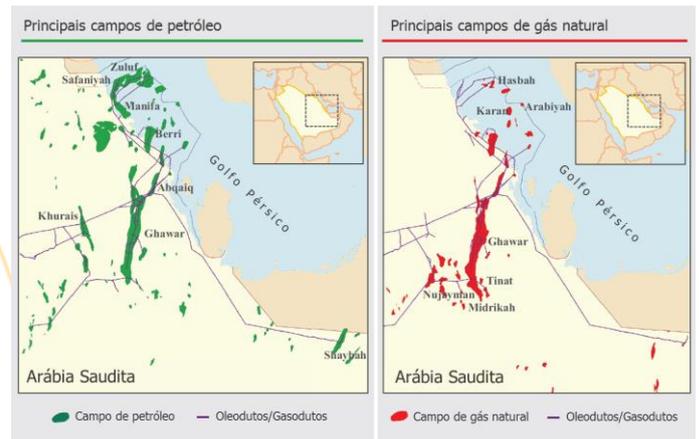


Figura 2 - Principais campos sauditas de petróleo e gás natural

Fonte: Adaptado de ARAMCO (2019)

Destacam-se os campos de Ghawar, Khurais, Safaniyah, Shaybah e Zulfu, operados pela estatal Saudi Aramco e que respondem por aproximadamente 65% das reservas de petróleo do país. A Tabela 1 exibe as reservas provadas e a capacidade máxima de produção de petróleo desses campos. Estima-se que, em termos de reservas convencionais, Ghawar seja o maior campo *onshore* de petróleo do mundo e Safaniyah o maior campo *offshore* (ARAMCO, 2019).

Tabela 1 - Características dos principais campos da Arábia Saudita

Campo	Reservas provadas de petróleo <sup>(1)</sup> (bilhão b)	Reservas provadas de petróleo e gás natural (bilhão boe)	Capacidade máxima de produção de petróleo (mil b/d)
Ghawar	48,3	58,3	3.800
Khurais	20,1	21,4	1.450
Safaniyah	33,7	34,0	1.300
Shaybah	13,6	14,9	1.000
Zulfu	30,4	31,3	825
Outros	80,7	96,7	3.625
<b>Total<sup>(2)</sup></b>	<b>226,8</b>	<b>256,9</b>	<b>12.000</b>

<sup>(1)</sup> Inclui condensados e líquidos de gás natural.

<sup>(2)</sup> Não inclui reservatórios localizados na Zona Neutra Kuwait-Arábia Saudita, estimadas em 5 bilhões de barris<sup>6</sup>.

Fonte: ARAMCO (2019)

O campo de Ghawar é o principal ativo de produção de petróleo e gás do país. Desde o início de sua produção em 1951, foi responsável por mais da metade do petróleo produzido no país. Ainda assim, Ghawar mantém capacidade máxima de 3,8 milhões b/d e possui reservas provadas de 48 bilhões de barris de petróleo (ARAMCO, 2019).

Cabe ressaltar que os campos de Ghawar, Khurais, Safaniyah e Zulfu são importantes produtores de gás natural associado. Por sua vez, os principais campos de gás não-associado encontram-se em áreas adjacentes a Ghawar e no *offshore* no Golfo Pérsico (ARAMCO, 2019).

<sup>5</sup> O custo médio nos Emirados Árabes Unidos é de pouco mais de US\$ 20/b, na Rússia é superior a US\$ 40/b, e na Nigéria é próximo a US\$ 50/b (OILPRICE, 2019).

<sup>6</sup> A Zona Neutra é uma área que foi estabelecida em 1922 para resolver uma disputa territorial entre Kuwait e Arábia Saudita. A produção variou de 500 a 600 mil b/d na região entre 2005 e 2014, sendo igualmente dividida entre os dois países (EIA, 2017). De

outubro de 2014 a maio de 2015, a produção na Zona Neutra foi gradualmente interrompida em função de discordâncias entre os países. No entanto, no final de 2019, os governos do Kuwait e da Arábia Saudita firmaram um acordo para retomar a produção de petróleo até o final de 2020 (MEES, 2020a).

### Infraestrutura de gás natural

A infraestrutura saudita de gás natural é composta por nove plantas de processamento (Berri, Haradh, Hawiyah, Khursaniyah, Midyan, Shaybah, Shedgum, Uthmaniyah e Wasit), totalizando capacidade de cerca de 440 milhões m<sup>3</sup>/d, além de duas unidades de recuperação de líquidos de gás natural (Hawiyah e Shaybah) e de quatro unidades de fracionamento de líquidos de gás natural (Juaymah, Yanbu, Ras Tanura e Wasit). O país conta ainda com uma extensa malha de gasodutos que conecta os principais campos de produção às plantas de processamento de gás natural do país<sup>7</sup>, sendo conhecida como Sistema Mestre de Gás (*Master Gas System*, MGS). Todos esses ativos são operados pela Aramco (ARAMCO, 2019).

As principais instalações de processamento e fracionamento de gás natural estão localizadas em três regiões geográficas: Jubail, Ghawar e no oeste do país. As plantas estão estrategicamente localizadas perto dos campos de produção para reduzir os custos de transporte, bem como o tempo necessário para entregar o gás natural ao mercado (ARAMCO, 2019).

Entre 2009 e 2018, diversos projetos foram implementados visando ampliar a capacidade das plantas de processamento e do MGS. Destacam-se o início de operação da planta de gás de Wasit em 2016, (71 milhões m<sup>3</sup>/d de capacidade), e a entrada da planta de Midyan em 2017 (75 milhões m<sup>3</sup>/d) (ARAMCO, 2019).

Para os próximos anos, destaca-se a construção da planta de gás de Fadhilli (71 milhões m<sup>3</sup>/d), com previsão de início de operação para 2020. Outro importante projeto é a ampliação em 30 milhões m<sup>3</sup>/d da planta de Hawiyah, cuja capacidade atual de processamento é de 45 milhões m<sup>3</sup>/d. Em conjunto, esses empreendimentos têm potencial para ampliar a capacidade de processamento de gás natural da Arábia Saudita para 535 milhões m<sup>3</sup>/d em 2022 (MEES, 2020b; ARAMCO, 2017, 2019). A expansão da planta de gás de Uthmaniyah envolve a construção de uma unidade de recuperação de líquidos de gás chamada *Deep Ethane Recovery Plant* (ARAMCO, 2019).

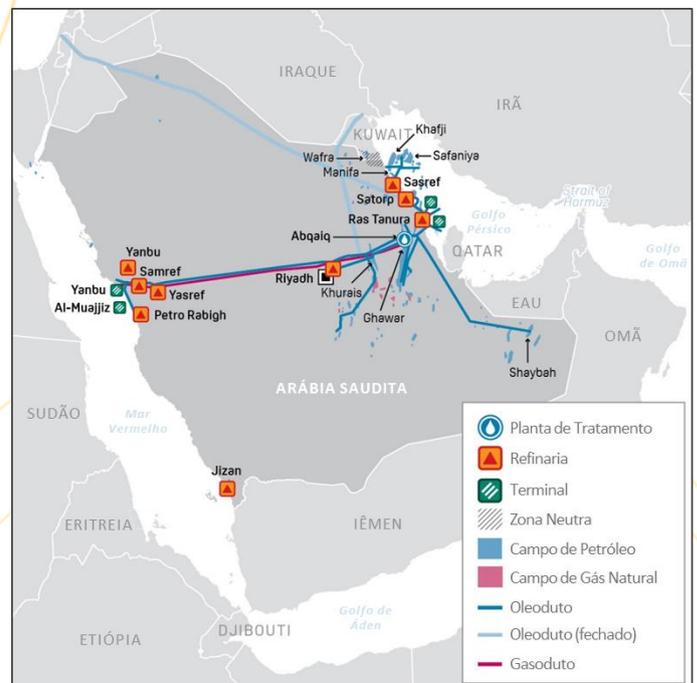
Com relação aos gasodutos de transporte, a expansão do MGS prevê a adição de 1,6 mil km. Em paralelo, o reino iniciou em 2019 os estudos de viabilidade técnica para a construção de um gasoduto para integrar e expandir as malhas existentes na Arábia Saudita, Bahrein, Emirados Árabes Unidos, Omã e Kuwait (S&P GLOBAL PLATTS, 2019a; ARAMCO, 2019).

<sup>7</sup> Destacam-se os dutos IPSA e Petroline, ambos tendo sido utilizados para transportar gás natural, que conectam os campos de produção no leste do país ao oeste, e o duto Abqaiq-Yanbu para transporte de líquidos de gás natural (LGN).

Dessa forma, a expansão do Sistema Mestre de Gás permitirá atender à crescente demanda doméstica de gás natural do país. Atualmente, cerca de 40% da produção de gás natural da Arábia Saudita é utilizada para geração de energia elétrica e atendimento ao consumo local, enquanto que 25% são consumidos pelo setor petroquímico. Os outros 35% da produção de gás natural são usados em operações de dessalinização de água, na produção de aço e cimento, e outras pequenas indústrias, além de consumo em exploração e produção de petróleo e gás natural (OIL & GAS NEWS, 2019; ARAMCO, 2019).

### Infraestrutura de processamento, refinarias, oleodutos e terminais

Os principais campos de petróleo da Arábia Saudita estão conectados a uma extensa rede integrada de infraestrutura que permite destinar o petróleo para processamento interno ou para exportação. A Figura 3 exhibe as principais instalações sauditas do *downstream*.



**Figura 3 - Principais instalações da indústria do petróleo da Arábia Saudita**

Fonte: Adaptado de S&P GLOBAL PLATTS (2019b)

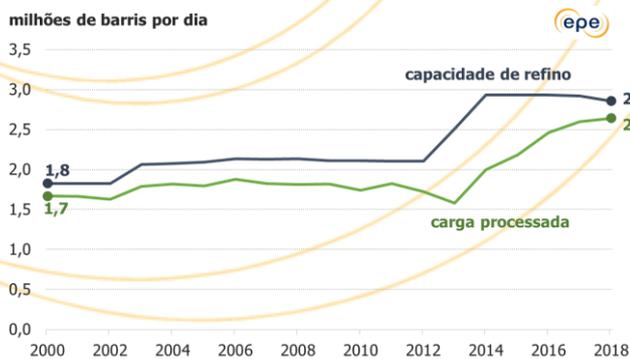
O processamento primário de petróleo é realizado no país em múltiplas plantas de tratamento e estabilização. Destaca-se, a unidade de Abqaiq, a maior planta de estabilização de petróleo do mundo, com capacidade de 7,0 milhões b/d. Atualmente, a unidade é responsável pelo processamento primário de cerca de 50% da produção saudita de óleo cru (S&P GLOBAL PLATTS, 2019b).

O país possui oito refinarias em operação, sendo quatro na costa oeste (Yanbu, Yasref, Samref e Petro Rabigh), três na costa leste (Ras Tanura, Sasref e Satorp), e uma refinaria na região central (Riyadh) (ARAMCO, 2019).

Ao todo, as refinarias somam uma capacidade de processamento de petróleo de 2,8 milhões b/d, o sétimo maior parque de refino do mundo (OPEC, 2019).

Nos últimos anos, a Arábia Saudita realizou investimentos expressivos na expansão e adequação de suas refinarias. Isso permitiu um aumento significativo da capacidade de refino e, conseqüentemente, do processamento de petróleo.

Entre 2000 e 2018, a carga processada nas refinarias sauditas aumentou de 1,7 para 2,6 milhões b/d (OPEC, 2019), conforme ilustrado na Figura 4.



**Figura 4 - Evolução da capacidade de refino e do processamento de petróleo na Arábia Saudita**

Fonte: OPEC (2019) e ARAMCO (2019)

Cabe destacar que a refinaria Jeddah foi fechada em 2017, sendo convertida em *hub* de armazenamento e distribuição de derivados de petróleo. Em adição, a refinaria de Jizan, com capacidade de 400 mil b/d, encontra-se em fase final de construção e possui início previsto de operação no 1º trimestre de 2020 (ARAMCO, 2019). A conclusão desse empreendimento elevará a capacidade de refino saudita para 3,2 milhões b/d, o equivalente a cerca de 30% da produção de petróleo do país.

A Aramco é proprietária integral de cinco refinarias e possui participação acionária nas demais, operadas por *joint ventures* com Total, ExxonMobil, Sinopec e Sumitomo.

Importante ressaltar que a Arábia Saudita tem planejado transformar algumas de suas refinarias em grandes complexos petroquímicos integrados. Destacam-se Satorp, Yasref e Petro Rabigh, além do complexo Jizan em construção (ARAMCO, 2019).

Uma extensa malha de oleodutos conecta os campos de produção às instalações de tratamento de petróleo, às refinarias e aos terminais marítimos. Destaca-se, o oleoduto Leste-Oeste (Petroline), que corta a Arábia Saudita e conecta a região produtora na costa leste ao Mar Vermelho. O oleoduto possui capacidade de 5,0 milhões b/d e, dessa forma, permite uma maior flexibilidade na exportação de petróleo (ARAMCO, 2019).

Diante da ausência de oleodutos internacionais em operação<sup>8</sup>, os terminais marítimos se tornam cruciais. O país possui quatro terminais marítimos para exportação, sendo dois na costa oeste (Yanbu e Al Muajjiz) e dois na costa leste (Ras Tanura e Ju'aymah) (ARAMCO, 2019), totalizando uma capacidade de exportação de 13 milhões b/d de petróleo e derivados (MEES, 2017).

#### Exportações de petróleo e derivados

Desde 1990, a Arábia Saudita tem sido ininterruptamente o maior exportador de petróleo do mundo. O país exportou 7,4 milhões b/d em 2018<sup>9</sup>, o que representa 16% do volume total de petróleo exportado globalmente (OPEC, 2019).

A região da Ásia-Pacífico tem sido o principal destino das exportações de petróleo da Arábia Saudita, alcançando volumes de 5,0 milhões b/d em 2018<sup>10</sup>. Ademais, a Europa (0,9 milhão b/d) e os Estados Unidos (0,9 milhão b/d) também se apresentam como importantes destinos das exportações do petróleo saudita (OPEC, 2019; ARAMCO, 2019).

Ressalta-se ainda que a Arábia Saudita é um importante exportador de derivados de petróleo, sendo o quarto maior do mundo em 2018. No mesmo ano, o país exportou 2,0 milhões b/d de derivados, principalmente óleo diesel e gasolina. Por outro lado, as importações de derivados de petróleo alcançaram 0,9 milhão b/d em 2018, principalmente óleo combustível (JODI, 2020; OPEC, 2019).

<sup>8</sup> O oleoduto Tapline (*Trans-Arabian Pipeline*), que conecta os campos de produção no leste da Arábia Saudita ao Mar Mediterrâneo no litoral do Líbano, passando também por Jordânia, Israel e Síria, encontra-se fechado há décadas. Por sua vez, o oleoduto IPSA (*Iraqi Pipeline through Saudi Arabia*), que escoava a produção de petróleo do Iraque para o Mar Vermelho também teve a sua operação interrompida no início dos anos 1990 em função da Guerra do Golfo. Posteriormente, o trecho saudita foi convertido para gasoduto para atender plantas termelétricas no norte do país. Essa operação foi interrompida em 2012 (EIA, 2017).

<sup>9</sup> As exportações sauditas são superiores às da Rússia (5,1 milhões b/d) e do Iraque (3,9 milhões b/d), respectivamente segundo e terceiro maiores exportadores de petróleo do mundo em 2018 (OPEC, 2019).

<sup>10</sup> Dentre os países desta região, destacam-se, em especial, o Japão (1,2 milhão b/d), a China (1,0 milhão b/d), a Coreia do Sul (0,9 milhão b/d) e a Índia (0,8 milhão b/d) (ARAMCO, 2019).

### Diversificação e criação de valor – Vision 2030

A atividade econômica da Arábia Saudita é fortemente dependente do setor petrolífero, com suas receitas de exportação de petróleo respondendo por 25% do PIB e 66% das receitas totais de exportação em 2018 (OPEC, 2019). Nesse ano, o preço de equilíbrio fiscal<sup>11</sup> para o petróleo saudita foi estimado em US\$ 88,6/b (FMI, 2019).

Com o objetivo de alcançar o desenvolvimento socioeconômico de longo prazo, o governo da Arábia Saudita aprovou em 2016 um novo plano estratégico para o país, denominado *Saudi Vision 2030*, buscando modernizar e diversificar a sua economia para além do setor de petróleo. O programa baseia-se em três pilares principais que visam transformar a economia e a sociedade sauditas até 2030: (i) reforçar o papel central que o país desempenha no mundo islâmico e árabe; (ii) transformar a Arábia Saudita em um país de elevado potencial de atração de investimentos em âmbito mundial; e (iii) explorar a sua localização estratégica para transformar o país em um centro comercial global (ARÁBIA SAUDITA, 2016).

No contexto do plano, a Aramco realizou a maior oferta pública inicial da história em dezembro de 2019<sup>12</sup>. Com o valor arrecadado, o governo saudita pretende investir em projetos para alavancar o desenvolvimento de novos setores e segmentos industriais no país (MEES, 2019a). Destaca-se ainda a aquisição de 70% da estatal SABIC, uma das maiores empresas petroquímicas do mundo, pela Saudi Aramco por US\$ 69 bilhões em 2019 (ARAMCO, 2019).

Ademais, a estatal Aramco tem investido fortemente em ativos de *downstream* no exterior, tanto em mercados maduros, como Estados Unidos, Japão e Coreia do Sul, como em mercados em crescimento, como China, Índia e Malásia<sup>13</sup> (ARAMCO, 2019).

Em paralelo, o setor de energia da Arábia Saudita tem passado por profundas transformações nos últimos anos. O governo saudita lançou iniciativas para estimular a geração de produtos de maior valor agregado, investindo em ativos no *downstream* e integrando refinarias com plantas petroquímicas, aumentando o papel do gás natural na matriz energética, estimulando investimentos em renováveis e eficiência energética, e reduzindo subsídios ao gás, aos combustíveis líquidos e à energia elétrica (FATTOUH E SEN, 2016).

### Considerações finais

A Arábia Saudita está estrategicamente localizada entre os países desenvolvidos do Ocidente e os mercados emergentes na região Ásia-Pacífico. O reino é um dos maiores produtores e o maior exportador de petróleo do mundo, tendo capacidade de regular a sua produção para balancear a oferta e a demanda mundial de petróleo. Com base em seu plano estratégico de longo prazo, *Saudi Vision 2030*, o governo saudita busca diversificar as suas fontes de receitas e garantir um mercado futuro para suas vultosas reservas de hidrocarbonetos. Considerando a já estabelecida força econômica do setor petrolífero e os esforços para alavancar outras fontes de receita, o país poderá se tornar uma economia mais desenvolvida e dinâmica. Nos próximos anos, a Arábia Saudita continuará a ser um dos principais supridores de energia do mundo, com suas decisões de oferta influenciando sobremaneira a economia mundial.

### Referências

- 1) [ARÁBIA SAUDITA, \(2016\)](#). Saudi Vision 2030.
- 2) [ARAMCO, \(2019\)](#). Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco) Prospectus.
- 3) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2017\)](#). Haradh and Hawiyah Gas Development Contract Award.
- 4) [DALE, S.; FATTOUH, B., \(2018\)](#). Peak oil demand and long-run oil prices. Energy Insight 25, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.
- 5) [EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, \(2017\)](#). Country analysis brief: Saudi Arabia.
- 6) [FATTOUH, B.; SEN, A., \(2016\)](#). Saudi Arabia's Vision 2030, oil policy and the evolution of the energy sector. Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.
- 7) [FMI. FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL, \(2019\)](#). Regional Economic Outlook: Middle East and Central Asia, Statistical Appendix. Middle East and Central Asia Department, International Monetary Fund.
- 8) [JODI. JOINT ORGANISATIONS DATA INITIATIVE, \(2020\)](#). JODI Oil World Database.
- 9) [LEAGUE OF NATIONS, \(1944\)](#). Annuaire Statistique de la Société des Nations.
- 10) [MEES, \(2017\)](#). Saudi Aramco's Mu'ajjiz Port Development Enhances Flexibility. Weekly Energy, Economic & Geopolitical Outlook. Volume: 60, Número: 20.
- 11) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2019a\)](#). Aramco shares begin trading. Weekly Energy, Economic & Geopolitical Outlook. Volume: 62, Número: 50.
- 12) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2019b\)](#). Aramco to buy 20% of Reliance Refining & Petchems. Weekly Energy, Economic & Geopolitical Outlook. Volume: 62, Número: 33.
- 13) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020a\)](#). Neutral Zone Set For 2020 Rebound After Saudi-Kuwait Agreement. Weekly Energy, Economic & Geopolitical Outlook. Volume: 63.
- 14) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\)](#). Ground-Breaking Mena Power Plants Due Online In 2020. Weekly Energy, Economic & Geopolitical Outlook. Volume: 63, Número: 1.
- 15) [OILPRICE, \(2019\)](#). Aramco's Breakeven Costs Are The Lowest In The World.
- 16) [OIL & GAS NEWS, \(2019\)](#). Gas drive going great guns.
- 17) [OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, \(2019\)](#). OPEC Annual Statistical Bulletin 2019.
- 18) [S&P GLOBAL PLATTS, \(2019a\)](#). Saudi Arabia-GCC gas pipeline studies to commence within weeks: Falih.
- 19) [S&P GLOBAL PLATTS, \(2019b\)](#). Factbox: Crude supply under threat after Saudi Abqaiq attack.
- 20) [THE OIL & GAS YEAR, \(2019\)](#). Saudi Arabia 2018.
- 21) [YERGIN, D., \(1991\)](#). The Prize. The Epic Quest for Oil, Money & Power. Editora Simon and Shuster.

<sup>11</sup> O preço de equilíbrio fiscal do petróleo (*fiscal breakeven oil price*) representa o valor do petróleo que garante o equacionamento das receitas e despesas de um país. Ou seja, esse valor representa uma *proxy* para os custos sociais de um país. Quanto maior for o *breakeven*, maior será a dependência orçamentária ao setor de petróleo (DALE E FATTOUH, 2018).

<sup>12</sup> A estatal levantou mais de US\$ 25 bilhões com a negociação do equivalente a 1,5% do capital da empresa, o que, em tese, precifica o seu valor de mercado em US\$ 1,7 trilhão.

<sup>13</sup> Dada a intensificação da migração da demanda de petróleo para o Oriente, em especial nos mercados asiáticos, a Aramco vem expandindo suas atividades nesta região. Com isso, a estatal tem firmado parcerias internacionais para garantir o escoamento do seu petróleo para esses mercados em expansão, mitigando os riscos da exposição ao mercado internacional, além de adicionar valor ao petróleo a partir da produção de derivados de maior valor agregado. O investimento na aquisição de uma fatia de 20% na divisão de refino e petroquímica da indiana Reliance por US\$ 15 bilhões é um exemplo dessa estratégia (MEES, 2019b). Destaca-se também uma *joint venture* com a Petronas no complexo *Pengerang Refining and Petrochemical* (PRefChem), na Malásia e com capacidade de 300 mil b/d, que deve iniciar as suas operações em 2020 (SAUDI ARAMCO, 2019).

## II. CONJUNTURA INTERNACIONAL

O preço do petróleo Brent apresentou relativa estabilidade no segundo semestre de 2019, tendo sido o semestre menos volátil dos últimos cinco anos. O coeficiente de variação<sup>14</sup> deste período foi de 5,0%, frente ao máximo do quinquênio de 17,5% no primeiro semestre de 2016.



Figura 1 – Evolução do preço do petróleo Brent

Fonte: elaboração própria, a partir de EIA (2019a)

Essas menores oscilações corroboram a tese de que o mercado global encontra-se em um relativo equilíbrio. Tensões geopolíticas e o declínio de produção de agentes relevantes pressionam o preço para cima, ao passo que o aumento da extração por outros agentes e expectativas de diminuições do crescimento da demanda global favorecem sua redução. Outrossim, o aparente comprometimento dos integrantes da OPEP+ em adequarem as suas produções colabora para a relativa estabilidade do mercado.

Dentre os fatos indicativos de redução do crescimento da demanda global, destacam-se o decréscimo das vendas de veículos automotivos na Índia<sup>15</sup> e na China<sup>16</sup>. Ainda assim, os dois países estão entre os que mais contribuíram para o incremento da demanda global em 2019: estimado em 980 mil b/d, sendo 350 mil b/d provenientes da China, 120 mil b/d da Índia e 120 mil b/d dos Estados Unidos (OPEC, 2019a). A Índia e a China também anunciaram medidas de estímulo aos veículos elétricos, com conseguinte expectativa de diminuição da demanda futura de derivados de

petróleo<sup>17</sup>. Por sua vez, cabe ressaltar que a redução das tensões comerciais entre China e EUA, com a assinatura de acordo comercial e redução de tarifas, pode impulsionar o crescimento econômico mundial (REUTERS, 2019a).

No mês de setembro, a Arábia Saudita designou, pela primeira vez na história, um príncipe como Ministro de Energia. Encarregado pelas negociações do reino junto à OPEP+, ele se comprometeu com a continuidade dos cortes de produção (REUTERS, 2019b). No início de dezembro, a OPEP+ anunciou cortes de produção adicionais de 500 mil b/d a partir de janeiro de 2020. Somados aos já em vigor, de 1,2 milhão b/d, os ajustes totalizam 1,7 milhão b/d. Além disso, alguns países participantes, principalmente a Arábia Saudita, se comprometeram a continuar com suas contribuições voluntárias adicionais, podendo implicar cortes totais da OPEP+ de 2,1 milhões b/d (OPEC, 2019b).

Dentre os declínios de produção constatados no semestre, o venezuelano seguiu a tendência de queda dos últimos anos, atingindo uma produção de menos de 700 mil b/d em outubro – uma queda de mais de 500 mil b/d em comparação a outubro de 2018 (IEA, 2019). Conjuntamente às sanções norte-americanas, a escassez de petroleiros para exportação contribuiu para a redução da produção da estatal venezuelana PDVSA. Atualmente, a empresa opera com uma frota reduzida de petroleiros devido, em parte, ao não pagamento dos seus operadores (REUTERS, 2019c).

Também contribuindo para a redução de oferta, as exportações iranianas caíram consideravelmente no período, como resultado das sanções impostas pelos EUA. De acordo com o governo do país persa, as exportações em setembro foram de 400 mil b/d, contra quase 2 milhões b/d realizadas em 2018 (PETROLEUM ECONOMIST, 2019). Não obstante, a queda na produção foi menos abrupta<sup>18</sup>, atingindo 2,2 milhões b/d no mês de outubro, frente uma média de 3,6 milhões b/d em 2018 (IEA, 2019).

<sup>14</sup> Coeficiente de variação (também conhecido como desvio padrão relativo) é um indicador estatístico de volatilidade. É o resultado da divisão do desvio padrão de uma população/amostra pela sua média.

<sup>15</sup> O mercado indiano teve uma redução de 25% nas vendas de carros e vans de passageiros e de 37% na de veículos pesados entre abril e novembro de 2019, frente ao mesmo período do ano anterior (SIAM, 2019).

<sup>16</sup> A venda de veículos na China teve o seu 17º mês seguido de declínio em novembro, com volumes 3,6% inferiores aos valores comercializados em novembro de 2018 (REUTERS, 2019d).

<sup>17</sup> O governo indiano lançou uma nova política para veículos elétricos objetivando melhorar a qualidade do ar em suas cidades. A medida almeja que 25% dos

licenciamentos totais em 2024 sejam de veículos puramente elétricos (*battery electric vehicles – BEV*). O programa prevê subsídios para veículos e estações de recarga, além de juros reduzidos, obrigatoriedade de compra para frota pública, e isenção de pedágios (PLATTS, 2019a). Já o governo chinês revisou a meta para venda de veículos movidos a energias novas (NEV), que inclui híbridos *plug-in*; BEV e veículos a célula de combustível, de 20%, estabelecida em 2017, para 25% do total em 2025 (REUTERS, 2019e).

<sup>18</sup> A solução encontrada pelos iranianos foi utilizar ao máximo embarcações dotadas de tancagem. No mês de setembro, estimativas apontavam para a existência de 50 milhões de barris de petróleo estocados em petroleiros na costa do país (PLATTS, 2019b).

Do incremento global líquido da oferta de óleo não-OPEP em 2019 – estimado em 1,82 milhão b/d, a maior parte (1,62 milhão b/d) proveio dos EUA, sendo mais da metade (cerca de 850 mil b/d) oriunda da Bacia do Permian. Destaca-se o aumento médio de produção por sondas em operação nos EUA, haja vista que no mesmo período do ano passado houve uma redução de 26% na quantidade das mesmas. Após os EUA, os países não-OPEP que mais contribuíram para a oferta mundial em 2019 foram o Brasil (+ 190 mil b/d) e o Canadá (+ 100 mil b/d) (OPEC, 2019a).

Ainda nos EUA, três importantes oleodutos entre a Bacia do Permian para terminais na costa do Golfo entraram em operação no semestre: Cactus II (670 mil b/d), EPIC<sup>19</sup> (400 mil b/d) e Gray Oak (900 mil b/d). Com o conseqüente recrudescimento da competição neste mercado, diversos operadores de dutos reduziram suas tarifas. Isso deve elevar os preços de realização do petróleo do Permian, fomentando ainda mais a produção na região (ARGUS, 2019a, 2019b; PLATTS, 2019c).

No continente americano, destaca-se a entrada em operação do FPSO Liza Destiny, em dezembro, produzindo o primeiro volume de petróleo da história da Guiana. A produção no campo de Liza, localizado no bloco de Straboek, deve atingir 120 mil b/d em 2020, enquanto espera-se que a produção total desse bloco – com reservas estimadas em 6 bilhões de boe – atinja 750 mil b/d em meados de 2025 (GUIANA, 2019a, 2019b). No México, a Pemex anunciou a maior descoberta de petróleo no país desde 1987: o campo terrestre de Quesqui<sup>20</sup>. A produção desse campo está estimada em 69 mil b/d de óleo e 8,5 milhões m<sup>3</sup>/d de gás para 2020, podendo chegar em 2021 a 110 mil b/d de óleo e 12 milhões m<sup>3</sup>/d de gás (PEMEX, 2019).

Outro significativo acréscimo de oferta não-OPEP ocorreu na Noruega, com o início de operação do campo de Johan Sverdrup em outubro, o maior projeto de E&P no país desde os anos 1980. Sua produção ultrapassou 300 mil b/d, e espera-se atingir 660 mil b/d após 2022, com o início da segunda fase exploratória. Isso equivale a um incremento de mais de 40% na produção total do país frente ao registrado em setembro de 2019 (EQUINOR, 2019; PLATTS, 2019d).

Em dezembro, a Arábia Saudita e o Kuwait assinaram um acordo para acabar com a disputa sobre o controle da operação dos campos na Zona Neutra. Essa região, administrada por ambos os países, produzia cerca de 500 mil b/d até 2015, quando discordâncias entre as nações paralisaram as operações (ARAMCO, 2019).

Ressalta-se ainda o anúncio, em novembro, da descoberta de um campo gigante de petróleo no sudoeste do Irã, com reservas provadas de 53 bilhões de barris (IRÃ, 2019a). Tal volume significa um aumento de mais de 30% das reservas provadas do país.

Em termos geopolíticos, o semestre foi marcado por uma escalada de tensões entre os países ocidentais (principalmente os EUA) e o Irã, já estremecidas após a derrubada de um drone americano pelos persas em junho (IRÃ, 2019b). No início de julho, a marinha britânica apreendeu o petroleiro iraniano Grace-1 no estreito de Gibraltar (IRÃ, 2019c). O governo iraniano acusou o Reino Unido de estar aplicando extraterritorialmente sanções impostas por outro país (EUA) e afirmou que não cessaria esforços em continuar exportando o seu petróleo (IRÃ, 2019d). Em aparente retaliação, a Guarda Revolucionária Iraniana capturou o petroleiro britânico Stena Impero, após uma tentativa frustrada dias antes contra outro petroleiro do Reino Unido, impedida por uma fragata que o escoltava (BBC, 2019; IRÃ, 2019e).

As tensões atingiram seu ápice quando um ataque tirou de operação 5% da produção mundial. Essa ofensiva dos houthis<sup>21</sup> foi realizada com drones a algumas das principais instalações petrolíferas sauditas no dia 14 de setembro, reduzindo a produção do país em 5,7 milhões b/d (ARGUS, 2019c). Os preços se elevaram com a perspectiva de que a produção levaria meses para retornar aos patamares anteriores. No entanto, no final do mesmo mês o reino anunciou que sua capacidade produtiva havia regressado a 11,3 milhões b/d. A autoria do ataque foi atribuída ao Irã, que negou as acusações (REUTERS, 2019f; 2019g).

Em outubro, o petroleiro iraniano Sabiti foi atacado no Mar Vermelho, elevando as tensões no Estreito de Hormuz, mesmo sem a identificação da autoria (IRÃ, 2019f). O governo do Irã afirmou que outros atos de sabotagem contra embarcações do país haviam sido dispendidos em meses anteriores (IRÃ, 2019g). De acordo com o Departamento de Estado norte-americano, milícias apoiadas pelo Irã realizaram, nos últimos dois meses do ano, onze ataques à força de coalizão liderada pelos EUA (EUA, 2019a). Além desses incidentes, houve a realização de um exercício naval conjunto, no dia 27 de dezembro, entre as marinhas da Rússia, da China e do Irã no Oceano Índico e no Golfo de Omã (REUTERS, 2019h).

<sup>19</sup> O oleoduto que entrou em operação, com 400 mil b/d de capacidade e 24" de diâmetro, foi o EPIC interino. O permanente, com 600 mil b/d de capacidade e 30" de diâmetro, deverá entrar em operação no início de 2020.

<sup>20</sup> Localizada na costa do Golfo do México, possui reservas provadas, prováveis e possíveis de 500 milhões de barris.

<sup>21</sup> Houthis é nome dado aos rebeldes do norte do Iêmen (apoiados pelo Irã) que travam uma guerra por procuração contra o governo iemenita estabelecido (apoiado pela Arábia Saudita).

Por sua vez, os EUA bombardearam postos da milícia iraquiana Kataib Hezbollah (REUTERS, 2019i). O ataque foi formalmente condenado pelo governo iraquiano, o qual alertou que o mesmo traria severas consequências (IRAQUE, 2019). Em protesto ao incidente, houve uma tentativa de invasão à embaixada norte-americana no último dia do ano, com o governo dos EUA classificando os participantes do ato como “terroristas apoiados pelo Irã” (EUA, 2019b).

Atritos geopolíticos podem incitar elevações abruptas<sup>22</sup> dos preços do petróleo. No entanto, preços mais altos tendem a diminuir a severidade nos cortes realizados pela OPEP+, contribuindo para uma estabilidade no médio prazo. Adicionalmente, a agregação de significativos volumes de petróleo oriundos de países não-OPEP pode gerar um acréscimo de oferta capaz de suplantando o crescimento esperado da demanda global, favorecendo preços mais brandos. Estima-se que a demanda mundial aumente 1,1 milhão b/d em 2020, sendo puxada pela China (310 mil b/d), Índia (160 mil b/d) e EUA (150 mil b/d), ao passo que a oferta não-OPEP deve ser incrementada em 2,2 milhões b/d, principalmente pelos EUA (1,5 milhão b/d), Brasil (290 mil b/d) e Noruega (210 mil b/d) (OPEC, 2019a).

Para o gás natural, a geopolítica possui algumas semelhanças, porém muitas especificidades. As reservas provadas totalizam 197 trilhões m<sup>3</sup>, dos quais 58% localizam-se na Rússia, no Irã, no Catar e no Turcomenistão. A produção mundial é da ordem de 10 bilhões m<sup>3</sup>/d, com EUA e Rússia respondendo por 22% e 17%, respectivamente. Esses países também são os maiores consumidores de gás natural, com respectivas participações de 21% e 18% da demanda mundial. A China segue em terceiro lugar, com cerca de 7% do consumo mundial e uma das maiores taxas de crescimento nos últimos dez anos, acima de 13% a.a. Os três países demandam conjuntamente 4 bilhões m<sup>3</sup>/d. O comércio internacional de gás natural movimenta um volume médio de 2,6 bilhões m<sup>3</sup>/d, sendo 54% por meio de gasodutos e 46% na forma de gás natural liquefeito (GNL) (BP, 2019).

Em 2018, a produção de gás natural nos EUA teve um crescimento impulsionado pela produção de gás não convencional (*shale gas*) nas áreas de Marcellus, Haynesville e Permian. Estima-se que, em 2019, a produção de gás tenha alcançado 2,6 bilhões m<sup>3</sup>/d, um volume 10% maior que o de 2018. Para escoar essa produção crescente, novos gasodutos foram construídos no país, como o Gulf Coast Express Pipeline (GCX), que entrou em operação em setembro de 2019 e

possui 720 km de extensão e capacidade de 56 milhões m<sup>3</sup>/d. Este duto conecta a Bacia do Permian ao Golfo do México, no qual estão localizados diversos terminais de liquefação (PGJ, 2019).

No segundo semestre de 2019, a integração da indústria de gás natural entre países produtores e consumidores foi impulsionada, sendo fortalecida a sinergia entre mercados regionais em diversos países. China e Rússia consolidaram uma cooperação energética com a entrada em operação do gasoduto Power of Siberia, com 3 mil km de extensão. O contrato, assinado em 2014 entre os dois países, prevê uma oferta anual acima de 100 milhões m<sup>3</sup>/d de gás russo para a China por 30 anos (GAZPROM, 2019).

Na América do Sul, a integração ocorre predominantemente entre Bolívia, Brasil e Argentina, cujos maiores volumes movimentados correspondem às exportações, via gasodutos, oriundas da Bolívia, cerca de 37 milhões m<sup>3</sup>/d. Por outro lado, também são observadas importações de GNL, principalmente pelo Chile, Argentina e Brasil, da ordem de 36 milhões m<sup>3</sup>/d (BP, 2019).

Em junho de 2019, a produção de gás na Argentina atingiu 140 milhões m<sup>3</sup>/d, o nível mais alto em 11 anos, resultante do aumento na produção de *shale gas* da formação de Vaca Muerta, permitindo exportar entre 4,3 e 6,3 milhões m<sup>3</sup>/d de gás para o Chile naquele mês (REUTERS, 2019j). Devido ao crescimento de produção na região, o país começou a exportar GNL através do Tango FLNG, tendo sua primeira carga comercial sido exportada em novembro 2019 para a Petrobras. Com o início das exportações de GNL pela Argentina, o número de países exportadores no mundo aumentou para 20 (REUTERS, 2019k).

A oferta global de GNL cresceu 40 milhões de toneladas (Mt) em 2019, totalizando 360 Mt<sup>23</sup>. Os EUA registraram recorde de exportações de GNL, com aumento de 60% em relação a 2018. Na Austrália, a Shell realizou o primeiro carregamento da unidade FLNG Prelude, com capacidade de produção de 3,6 Mtpa (REUTERS, 2019l; SHELL, 2019).

Na China, país que é o segundo maior importador mundial e cuja elevação da demanda tem sido substancial nos últimos anos, as importações de GNL cresceram mais lentamente nesse ano do que em anos anteriores.

<sup>22</sup> Esses eventos usualmente causam elevações abruptas do preço, seguidas de uma redução paulatina ao patamar anteriormente registrado, conforme constatado após o episódio do ataque houthi às instalações sauditas no mês de setembro.

<sup>23</sup> A oferta mundial de GNL corresponde a 1,3 bilhão m<sup>3</sup>/d.

O ano de 2019 foi recorde em projetos de GNL sancionados e em seus volumes de investimentos (US\$ 50 bilhões). Destacam-se os projetos Golden Pass (15,6 Mtpa), Sabine Pass Train 6 (4,5 Mtpa) e Calcasieu Pass (10 Mtpa) nos EUA, Coral FLNG (12,9 Mtpa) em Moçambique e o GNL Ártico 2 (19,8 Mtpa) na Rússia, totalizando 63 Mtpa (OXFORD ENERGY FORUM, 2019; REUTERS, 2019m).

Quanto aos preços, os três primeiros trimestres de 2019 apresentaram valores para o GNL em patamares inferiores aos do final de 2018. Estes preços foram resultado da entrada e *ramp-up* de novas unidades supridoras de GNL e da ocorrência de invernos mais brandos na Europa e Ásia. Ambos os fatores provocaram sobreoferta no mercado, minimizando, inclusive, efeitos sazonais sobre os preços (ICIS, 2019).

Os preços no Henry Hub se mantiveram oscilando em baixos valores ao longo do segundo semestre de 2019, em uma média de US\$ 2,42/MMBtu, em função da elevação da produção de *shale gas* nos EUA, suportada pela expansão da malha de gasodutos. Com relação aos mercados asiático e europeu, também foi observada tendência de queda e manutenção de baixos preços. A Figura 2 apresenta as cotações dos preços internacionais de gás natural.

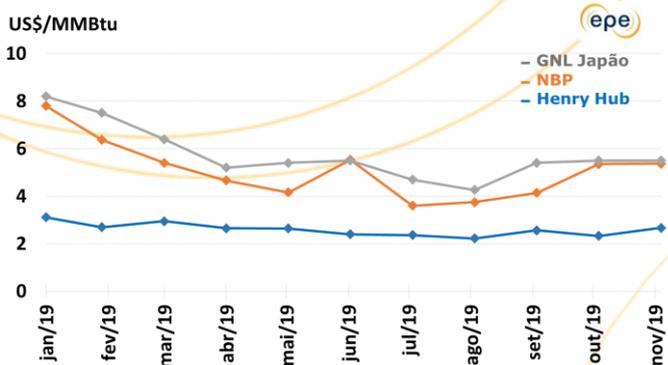


Figura 2 – Cotação de preços internacionais de gás natural

Fonte: METI (2019), MME (2019), EIA (2019b).

No mercado asiático, com destaque para o Japão, observa-se redução de preços de GNL em relação ao primeiro semestre de 2019. No entanto, percebe-se recuperação entre julho e novembro de 2019, devido à aproximação do inverno. Todavia, os valores foram 50 a 60% inferiores aos praticados no mesmo período de 2018 (METI, 2019).

O mercado europeu manteve seus valores em torno da média de US\$ 3,83/MMBtu no período de julho a setembro de 2019. No entanto, deve-se destacar que houve um aumento nos preços de gás no *National Balancing Point* (NBP) do Reino Unido, atingindo US\$ 5,41/MMBtu em novembro. Essa elevação, no entanto, não permitiu uma retomada de preços aos níveis dos mesmos meses de 2018, sendo praticamente 50% inferiores (ICIS, 2019; PLATTS, 2019e).

No segundo semestre, houve uma maior integração da indústria de gás natural entre países produtores e consumidores. Além disso, a conjuntura mundial para o gás natural foi marcada por investimentos e aumento da oferta acima da demanda, o que se refletiu nos baixos preços nos mercados internacionais.

## Referências

- 1) [ARAMCO. Saudi Aramco, \(2019\)](#). Saudi Aramco welcomes new agreement between Saudi Arabia and Kuwait for resumption of oil production.
- 2) [ARGUS MEDIA, \(2019a\)](#). Phillips 66 starts Gray Oak crude-line service: Update.
- 3) [, \(2019b\)](#). US crude pipelines lower rates amid competition.
- 4) [, \(2019c\)](#). Drone attacks set Saudi crude plants ablaze: Update 2.
- 5) [BBC. British Broadcasting Corporation, \(2019\)](#). Strait of Hormuz: Iranian boats 'tried to intercept British tanker'.
- 6) [BP, \(2019\)](#). BP Statistical Review of World Energy. 68ª edição, Junho.
- 7) [EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, \(2019a\)](#). Europe Brent Spot Price FOB.
- 8) [, \(2019b\)](#). Natural Gas Spot and Futures Prices (NYMEX).
- 9) [EQUINOR, \(2019\)](#). First oil from Johan Sverdrup to Mongstad
- 10) [EUA, \(2019a\)](#). Senior State Department Officials On U.S. Airstrikes in Iraq and Syria
- 11) [, \(2019b\)](#). Secretary Michael R. Pompeo With Mike Emanuel of Fox News Special Report
- 12) [GAZPROM, \(2019\)](#). Power of Siberia: The largest gas transmission system in Russia's East.
- 13) [GUIANA, \(2019a\)](#). Historic oil production begins offshore Guyana - Dr. Bynoe.
- 14) [, \(2019b\)](#). Guyana makes 17th oil discovery.
- 15) [ICIS. INDEPENDENT COMMODITY INTELLIGENCE SERVICES, \(2019\)](#). LNG Edge: Q2 2019 Trade Flow Report.
- 16) [IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, \(2019\)](#). Oil Market Report.
- 17) [IRÃ, \(2019a\)](#). New Large Oil Field Discovered in Iran: President Rouhani.
- 18) [, \(2019b\)](#). Tehran Strongly Condemns US Drone's Violation of Iranian Airspace.
- 19) [, \(2019c\)](#). Gibraltar Releases Iranian Tanker Grace 1: Official.
- 20) [, \(2019d\)](#). Nothing Would Stop Iran's Oil Export, Zarif Tells Hunt.
- 21) [, \(2019e\)](#). Iran's Oil Tanker Adrian Darya Reaches Destination: Spokesman.
- 22) [, \(2019f\)](#). President Rouhani: Iran Finalizing Investigations into Oil Tanker Attack.
- 23) [, \(2019g\)](#). Spokesman's Reaction to Attack on Iranian Tanker in Red Sea.
- 24) [IRAQUE, \(2019\)](#). The Cabinet discusses latest national developments.
- 25) [METI. MINISTÉRIO DE ECONOMIA, TRADE AND INDUSTRY, \(2019\)](#). Spot LNG Prices Statistics.
- 26) [MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, \(2019\)](#). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Edição Nº 152, outubro, 2019.
- 27) [OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, \(2019a\)](#). Monthly Oil Market Report.
- 28) [, \(2019b\)](#). The 7th OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting concludes.
- 29) [OXFORD ENERGY FORUM, \(2019\)](#). LNG in transition: From uncertainty to uncertainty.
- 30) [PEMEX. PETRÓLEOS MEXICANOS, \(2019\)](#). Pemex reports discovery of giant oil field.
- 31) [PETROLEUM ECONOMIST, \(2019\)](#). Mounting sanctions squeeze Iranian exports.
- 32) [PGJ. PIPELINE & GAS JOURNAL, \(2019\)](#). Kinder Morgan's Gulf Coast Express Pipeline Placed in Service.
- 33) [PLATTS. S&P GLOBAL PLATTS, \(2019a\)](#). New Delhi's EV policy forecast to crimp future transportation fuel demand.
- 34) [, \(2019b\)](#). Analysis: Iran builds 50 mil barrel oil armada as exports plunge.
- 35) [, \(2019c\)](#). New US oil pipelines cause shift in regional price dynamics.
- 36) [, \(2019d\)](#). Equinor starts production at Johan Sverdrup oil field.
- 37) [, \(2019e\)](#). UK NBP Gas Price Assessment.
- 38) [REUTERS, \(2019a\)](#). China's factory, retail sectors shine as trade tensions thaw.
- 39) [, \(2019b\)](#). Oil gets boost as new Saudi minister commits to output cuts.
- 40) [, \(2019c\)](#). Venezuela's Maduro pledges funds for Argentine shipyard to finish PDVSA tankers.
- 41) [, \(2019d\)](#). China auto sales drop for 17th straight month in November.
- 42) [, \(2019e\)](#). China wants new energy vehicle sales in 2025 to be 25% of car sales.
- 43) [, \(2019f\)](#). Saudi Aramco restores oil output earlier than expected: sources.
- 44) [, \(2019g\)](#). European powers back U.S. in blaming Iran for Saudi oil attack, urge broader talks.
- 45) [, \(2019h\)](#). Russia, China, Iran start joint naval drills in Indian Ocean.
- 46) [, \(2019i\)](#). After air strikes, U.S. officials concerned about retaliation.
- 47) [, \(2019j\)](#). Argentina's June gas production hits highest level in 11 years.
- 48) [, \(2019k\)](#). YPF sells first commercial Tango FLNG cargo to Petrobras.
- 49) [, \(2019l\)](#). U.S. LNG exports soar in 2019 but supply glut may await in 2020
- 50) [, \(2019m\)](#). UPDATE 2-LNG investments hit record of \$50 bln in 2019- IEA chief.
- 51) [SHELL, \(2019\)](#). First LNG Cargo shipped from Prelude FLNG.
- 52) [SIAM. SOCIETY OF INDIAN AUTOMOBILE MANUFACTURERS, \(2019\)](#). Overall Automotive Sales Down by Almost 16%.

### III. CONJUNTURA BRASIL

O segmento de Exploração e Produção (E&P) obteve resultados expressivos no Brasil no decorrer do segundo semestre de 2019. Em novembro, a produção nacional de petróleo e gás natural totalizou 3,9 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), sendo 3,1 milhões de barris diários (b/d) de petróleo e 137 milhões de metros cúbicos por dia (MMm<sup>3</sup>/d) de gás natural. A produção do referido mês superou os recordes registrados em agosto, quando foram produzidos 3,8 milhões boe/d, sendo 3,0 milhões b/d de petróleo e 133 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural (ANP, 2019a).

A produção do Pré-sal em novembro totalizou 2,6 milhões boe/d (2,1 milhões b/d de petróleo e 84 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural), que correspondem a 65% do total produzido no Brasil, conforme indicado na Figura 1. Quando comparada à produção de hidrocarbonetos registrada em novembro de 2018, o incremento foi de 42,5% (ANP, 2019a).

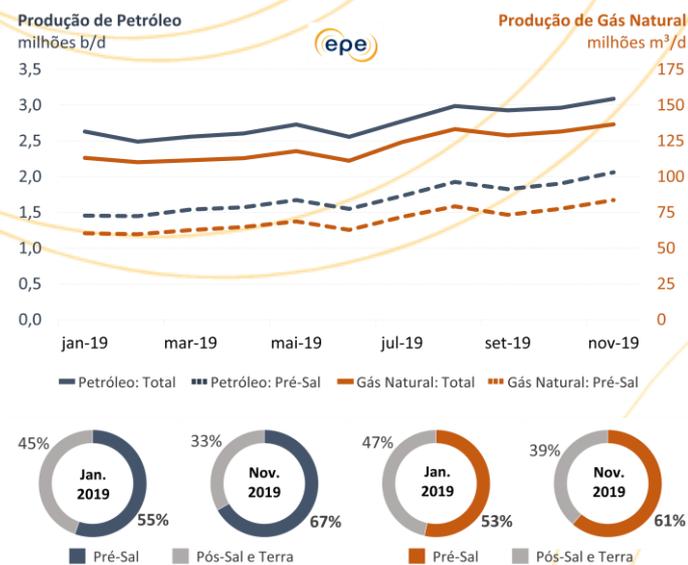


Figura 1 – Produção nacional de petróleo e gás natural

Fonte: ANP (2019a)

Nota: O gás natural produzido no Brasil de maio a outubro de 2019 foi majoritariamente (81%) associado ao petróleo (ANP, 2019a).

Destaca-se ainda o recorde das exportações brasileiras de petróleo de 1,2 milhão b/d em 2019, um aumento de 4% em relação à 2018 (MINISTÉRIO DA ECONOMIA, 2019a).

<sup>24</sup> A nova versão do Edital da Oferta Permanente (com previsão de realização de Audiência Pública em fevereiro de 2020) ofertará 740 blocos (567 remanescentes do edital anterior e 173 novos) e três áreas com acumulações marginais (duas remanescentes e a nova área de Juruá, devolvida à ANP pela Petrobras) (ANP, 2019b).

Visando à expansão da indústria de óleo e gás no País, diversas rodadas de licitação de blocos exploratórios foram realizadas em 2019, tanto no modelo de concessão quanto de partilha da produção. A Figura 2 sumariza as rodadas conduzidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) durante o período.

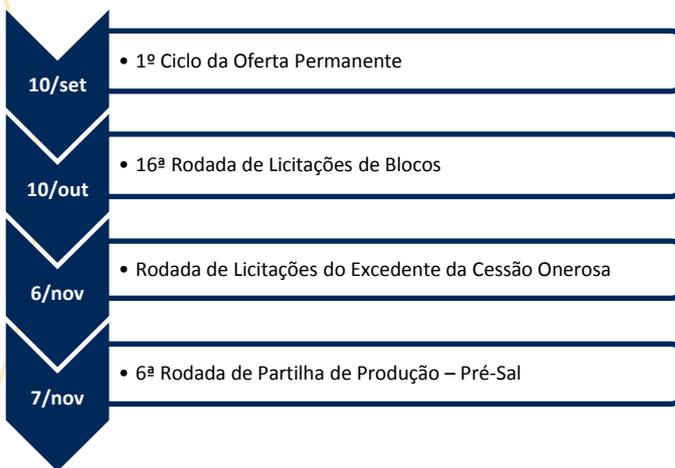


Figura 2 - Rodadas de licitação de blocos de E&P ocorridas em 2019

Fonte: Elaboração própria.

No 1º Ciclo da Oferta Permanente foram arrematados 33 blocos exploratórios localizados na bacia marítima de Sergipe-Alagoas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Potiguar e Recôncavo. O total de bônus de assinatura foi de R\$ 15,3 milhões e a previsão do investimento mínimo na fase de exploração é de R\$ 310 milhões. Nesse processo, também foram arrematadas doze áreas com acumulações marginais, localizadas nas bacias terrestres de Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo, com bônus ofertado de R\$ 7,0 milhões e previsão de investimento mínimo de R\$ 10,5 milhões<sup>24</sup> (ANP, 2019c).

A 16ª Rodada de Licitações, sob o regime de concessão, teve como propósito promover a exploração das áreas das bacias de Campos e Santos que estão fora do Polígono do Pré-sal, além de atrair investimentos para as novas fronteiras (bacias de Pernambuco-Paraíba, Jacuípe e Camamu-Almada). Foram arrematados 12 dos 36 blocos ofertados, com ágio médio de Bônus de Assinatura de 323% e arrecadação total de R\$ 8,9 bilhões, com previsão de investimentos mínimos de R\$ 1,6 bilhão para a fase de exploração<sup>25</sup> (ANP, 2019d).

<sup>25</sup> O bloco C-M-541, na Bacia de Campos, teve o maior bônus de assinatura já ofertado para um bloco em rodadas de concessão (R\$ 4 bilhões), em consórcio formado pela Total (40%, operadora); Petronas (20%); e QPI (40%). A assinatura dos contratos está prevista para ocorrer até o dia 14 de fevereiro de 2020 (ANP, 2019d).

O Leilão do Excedente da Cessão Onerosa ocorreu após promulgação de Emenda Constitucional (EC) 102/2019 pelo Congresso Nacional, aprovação pelo Tribunal de Contas da União (TCU) da revisão do contrato da Cessão Onerosa entre Petrobras e Governo Federal, e assinatura do mesmo<sup>26</sup>. O leilão arrecadou R\$ 70 bilhões, montante recorde, mas inferior ao bônus total de R\$ 106,5 bilhões para os quatro campos, Búzios, Itapu, Sépia e Atapu. Em Búzios, 23,2% do excedente em óleo (*profit-oil*) irá para a União, com a Petrobras contratando 90% e as chinesas CNODC e CNOOC, 5% cada. Para Itapu, a Petrobras contratou 100% e a União receberá 18,15% do excedente em óleo. Por sua vez, os campos Sépia e Atapu não receberam ofertas (ANP, 2019e; MINISTÉRIO DA ECONOMIA, 2019b). O leilão possibilita o desenvolvimento do volume excedente ao contrato da Cessão Onerosa do campo de Búzios, um dos principais ativos de E&P do Brasil.

Entre os cinco blocos ofertados na 6ª Rodada de Partilha de Produção, apenas o bloco Aram, na Bacia de Santos, foi arrematado, apesar da Petrobras ter anunciado o uso do direito de preferência para três blocos ofertados no certame<sup>27</sup>. O consórcio Petrobras, com 80%, e CNODC, com 20%, ofertou bônus de R\$ 5 bilhões. A previsão de investimentos é de R\$ 278 milhões para a fase de exploração, e o excedente em óleo será de 29,96% (PETROBRAS, 2019a; ANP, 2019f). Em busca de ampliar a atratividade do desenvolvimento dos campos do Pré-sal, o Estado Brasileiro retomou discussões acerca do aperfeiçoamento do marco legal dos certames licitatórios<sup>28</sup> e prosseguir com o planejamento plurianual para as rodadas de licitações (MME, 2019a).

As próximas rodadas foram aprovadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE nº 19/2018, com as 7ª e da 8ª Rodadas de Partilha de Produção, respectivamente, agendadas para os anos de 2020 e 2021. Os blocos não arrematados

da 6ª Rodada de Partilha e do Leilão de Excedente da Cessão Onerosa poderão ser incluídos nestas rodadas (MME, 2019a).

A Resolução CNPE nº 24/2019, por sua vez, autorizou a realização da 17ª Rodada de Licitações, na modalidade de concessão, em 2020. Neste certame, serão ofertados 128 blocos nas bacias marítimas de Campos, Santos, Pará-Maranhão, Potiguar e Pelotas. A particularidade da 17ª Rodada será a oferta de seis blocos localizados parcial ou totalmente para além das 200 milhas náuticas na Bacia de Santos, região que está sendo tratada como “Espelho do Pré-sal”, apresentando elevado potencial geológico<sup>29</sup> (MME, 2019c). Espera-se um renovado interesse das *majors* devido ao calendário de licitações no mundo em 2020 (vide seção [Estatísticas](#)).

Em demonstração de incentivo às atividades no segmento de E&P, o CNPE aprovou a criação do Comitê do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020). O propósito do programa é fomentar o aproveitamento de recursos em reservatórios de baixa permeabilidade, suscitar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional e estimular o desenvolvimento local e regional<sup>30</sup> (MME, 2019d). Como etapas do REATE 2020, estão previstos no biênio 2020/2021 a regulamentação da garantia de abandono e a execução do projeto “Poço Transparente”<sup>31</sup>, sendo este incluído no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) como Projeto Prioritário (MME, 2019e).

Ademais, em seu plano estratégico para o quadriênio 2020-2024, a Petrobras destaca o reposicionamento do seu portfólio com foco em E&P em águas profundas e ultraprofundas. Ao todo, a empresa anunciou a instalação de 12 a 13 FPSOs até 2024, com investimentos previstos de US\$ 64 bilhões em E&P<sup>32</sup>, sendo 28% somente para o Campo de Búzios. O Pré-sal receberá 59% dos novos investimentos (PETROBRAS, 2019d).

<sup>26</sup> O Congresso Nacional promulgou a EC 102/2019, que exclui do teto de gastos os recursos que a União repassa às Unidades Federativas e municípios pela exploração e produção de hidrocarbonetos, além de estabelecer o rateio dos recursos arrecadados entre os entre federativos em outubro (SENADO, 2019) (BRASIL, 2019). Em seguida, o TCU autorizou a realização do certame (TCU, 2019), o que permitiu a assinatura do termo aditivo do Contrato da Cessão Onerosa entre União e Petrobras, prevendo o ressarcimento à estatal de US\$ 9,1 bilhões (EBC, 2019).

<sup>27</sup> A Petrobras manifestou interesse no direito de preferência na 6ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção para atuar como operadora nas áreas de Aram, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava. (ANP, 2019f)

<sup>28</sup> O direito de preferência da Petrobras pode estar reduzindo a competitividade do certame (MME, 2019a).

<sup>29</sup> A Resolução CNPE nº 23/2019 criou um Grupo de Trabalho que tem por objetivo propor medidas para o aproveitamento dos recursos petrolíferos localizados na extensão da Plataforma Continental brasileira, a partir da expansão da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) além das 200 milhas náuticas. Não obstante seu elevado potencial geológico, a atividade de E&P nestas áreas apresenta desafios tecnológicos e logísticos, uma vez que apresenta lâmina d’água superior a 3 mil metros e, ainda, não existem poços perfurados

na região. Ademais, para o aproveitamento econômico nessa região, será necessário reavaliar os aspectos legais (como a arrecadação de participações governamentais e sua distribuição aos entes federados) e implicações na política externa brasileira (MME, 2019b; ANP, 2019g).

<sup>30</sup> Tal iniciativa corresponde à expressão do cumprimento das diretrizes traçadas em junho pela Resolução CNPE nº 17/2019, que estabeleceu a Política de Exploração de Petróleo e Gás Natural (MME, 2019d).

<sup>31</sup> Essa iniciativa tem o objetivo de fomentar a perfuração de poços em reservatórios de baixa permeabilidade (não convencionais), com estabelecimento de um arcabouço regulatório contemplando segurança técnica, ambiental e jurídica.

<sup>32</sup> Para a revitalização dos campos de Marlim e Voador, a Petrobras afretou por 25 anos dois FPSOs. Os dois projetos terão capacidades de processar 80 mil b/d (FPSO Marlim 1) e 70 mil b/d (FPSO Marlim 2) de petróleo e 7 milhões m³/dia (FPSO Marlim 1) e 4 milhões m³/dia (FPSO Marlim 2) de gás natural. O início da produção está previsto, respectivamente, para 2022 e 2023 (PETROBRAS, 2019b). Ademais, a empresa alocará mais um FPSO (P-70) no Pré-sal da Bacia de Santos, acrescentando à área uma capacidade de processamento de 150 mil b/d (PETROBRAS, 2019c).

Os crescentes investimentos em atividades de E&P vêm sendo acompanhados pela continuidade do programa de desinvestimentos da Petrobras de seus ativos nos seus demais segmentos de negócio. A companhia também tornou pública a venda da totalidade de suas participações dos campos terrestres do Polo Lagoa Parda/ES, assim como sua intenção de alienar participações de sua titularidade em oito blocos exploratórios na Bacia do Recôncavo. A alienação da totalidade de 34 campos terrestres no Rio Grande do Norte foi concluída. Houve, ainda, a publicação de oportunidades (*teasers*) para venda de participação em dois blocos terrestres na Bacia do Espírito Santo e em mais dois blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas, além de venda de parcela da participação em uma concessão em águas profundas na Bacia de Pelotas e águas rasas da Bacia de Garoupa (PETROBRAS, 2019e; 2019f; 2019g).

No segmento de produção de fertilizantes, a Petrobras anunciou, em novembro, a assinatura dos contratos de arrendamento das fábricas de fertilizantes nitrogenados da Bahia (Fafen-BA) e de Sergipe (Fafen-SE) com a Proquigel Química S.A., pelo prazo de dez anos, prorrogáveis por igual período. Além das fábricas, o arrendamento inclui os terminais marítimos de amônia e ureia no Porto de Aratu/BA, com valor total negociado de R\$ 177 milhões (PETROBRAS, 2019j).

No *downstream*, a Petrobras iniciou os processos de venda de oito unidades de refino, a saber: Refinaria Gabriel Passos/MG (Regap), Abreu e Lima/PE (RNEST), Landulpho Alves/BA (RLAM), Presidente Getúlio Vargas/PR (Repar), Alberto Pasqualini/RS (Refap), Isaac Sabbá/AM (Reman), Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste/CE (Lubnor), além da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) no Paraná. Em novembro, a Petrobras anunciou o início da fase vinculante referente à primeira etapa da venda de ativos em refino no País, que inclui as refinarias RNEST, RLAM, Repar e Refap e seus ativos logísticos associados<sup>33</sup> (PETROBRAS, 2019h).

Além disso, a empresa informou que a finalização do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) não apresenta atratividade econômica tendo, portanto, encerrado os projetos relacionados à parceria estratégica com a empresa chinesa CNPC e suas afiliadas, sem a efetivação do negócio. Todavia, a estatal busca alternativas, como a integração da Refinaria de Duque de Caxias (Reduc) com algumas unidades hibernadas do Comperj para a produção de

lubrificantes básicos e combustíveis de alta qualidade a partir de produtos intermediários (PETROBRAS, 2019i).

Ademais, a Petrobras completou a venda, em novembro, da sua participação na Liquigás, que atua no envasamento, distribuição e comercialização de gás liquefeito de petróleo (GLP) no Brasil, por R\$ 3,7 bilhões para o consórcio formado por Copagaz, Nacional Gás Butano e Itaúsa. Uma das medidas adotadas pelo CNPE foi o fim da prática de preços diferenciados do GLP comercializado para botijões de até 13 kg e a granel, a qual passará a vigorar a partir de março de 2020. O propósito consiste em estimular a atração de investimentos em infraestrutura para movimentação de GLP. Apesar de a medida ainda não estar em vigor, é possível verificar que, na prática, a diferenciação de preços reduziu-se significativamente (de 22% em junho/2019 para 1% em novembro/2019). Ademais, destaca-se que a precificação média no mercado internacional entre os meses de julho e novembro de 2019 foi 51% inferior ao preço médio do GLP (granel) no Brasil no mesmo período (vide seção [Estatísticas](#)).

Neste contexto de desinvestimentos de ativos de refino e logística da Petrobras<sup>34</sup>, parte da expectativa de investimentos futuros no *downstream* está prevista para o transporte dutoviário de combustíveis. Em 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME) enquadrou projetos de dutovias da empresa Logum no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi), destinados à movimentação de etanol e gasolina no estado de São Paulo (MME, 2019g).

No âmbito do atendimento à Convenção Internacional para Prevenção da Poluição por Navios (MARPOL), do qual o País é signatário, o Programa Abastece Brasil concluiu não haver riscos de desabastecimento dos combustíveis aquaviários no Brasil a partir de janeiro de 2020, porém com possibilidade de elevações conjunturais de preços<sup>35</sup>.

O mercado de gás natural, por sua vez, também contou com acontecimentos relevantes no 2º semestre de 2019. Em julho, a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) assinaram um Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), onde a Petrobras se comprometeu a reduzir sua participação no mercado de gás natural e executar os projetos de desinvestimento do setor até 31 de dezembro de 2021<sup>36</sup> (CADE, 2019).

<sup>33</sup> As quatro refinarias oferecidas têm capacidade de processar aproximadamente 900 mil b/d, o que representa 37% da capacidade total de refino do Brasil (PETROBRAS, 2019h).

<sup>34</sup> A estratégia de desinvestimentos de ativos de refino e logística da Petrobras vem sendo acompanhada pelo Programa Abastece Brasil e pelo CNPE (MME, 2019b).

<sup>35</sup> No âmbito do Abastece Brasil, o MME publicou, o relatório do Comitê de Avaliação do Abastecimento de Combustíveis Aquaviários, criado pelas Resoluções CNPE nº 18 e 22/2019 (MME, 2019b), que analisou potenciais impactos para o Brasil.

<sup>36</sup> Entre as ações acordadas, a Petrobras se compromete a: i) colocar em processo de alienação suas participações societárias remanescentes de 10% na Nova Transportadora

Nesse âmbito, foi iniciado, em dezembro, o processo de arrendamento do terminal de regaseificação de GNL da Bahia e seu gasoduto integrante (PETROBRAS, 2019k). Ainda no mesmo mês, a estatal iniciou a etapa de divulgação da oportunidade referente à venda de sua participação remanescente (10%) na TAG <sup>37</sup> (PETROBRAS, 2019l).

Em julho, o Governo Federal lançou oficialmente o Programa Novo Mercado de Gás <sup>38</sup> que pretende implementar medidas para o desenho de um novo mercado com foco em normas infralegais e com estratégia mais negociada entre os estados e agentes do mercado. Na ocasião, foi proposta a criação do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural, através do Decreto nº 9.934/2019 (BRASIL, 2019b; MME, 2019h). A seção [Estatísticas](#) apresenta os principais acontecimentos relevantes do Novo Mercado de Gás no terceiro e no quarto trimestres de 2019.

Entre estes acontecimentos, pode-se destacar a divulgação do edital de Chamada Pública de reserva de capacidade no Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), em agosto. Contudo, em outubro foi suspensa temporariamente esta chamada pública em função da necessidade de alinhamento entre o processo e o andamento do TCC, além de confirmações acerca dos volumes de compra e venda de gás natural. De posse das informações atualizadas, em dezembro foi celebrado um Termo de Compromisso entre Petrobras, ANP e TBG para retomada do processo (TBG, 2019). O Termo dispõe ainda que, caso não consiga aditar o contrato de fornecimento de gás natural (*Gas Supply Agreement - GSA*) firmado com a YPFB em razão da situação política na Bolívia, a Petrobras se compromete a realizar oferta de gás natural boliviano ao mercado no ponto de recebimento de Mutum (ANP, 2019h).

Não obstante, ressalte-se a relevância de alterações no marco legal do setor de gás natural. Nesse sentido, o Projeto de Lei nº 6.407/2013, o qual modifica a Lei do Gás e está em sintonia com o Programa Novo Mercado de Gás, foi aprovado na Comissão de Minas e Energia em outubro (MME, 2019h).

Além das questões regulatórias, é importante destacar a redução das importações de gás natural do Brasil em 2019 em relação ao ano anterior, tendo sido registrada uma média de 26 MMm<sup>3</sup>/d (entre janeiro e outubro). Neste período, as importações foram oriundas predominantemente da Bolívia, além de GNL regaseificado nos terminais da Bahia e de Pecém, atingindo em média 16 MMm<sup>3</sup>/d, 8 MMm<sup>3</sup>/d e 2 MMm<sup>3</sup>/d, respectivamente (MME, 2019i).

No que tange ao mercado de GNL, durante o segundo semestre de 2019, a Petrobras continuou sendo a principal importadora de cargas no Brasil. Os preços do GNL comercializado nos últimos meses foram bem abaixo do preço médio de US\$ 7,22/MMBtu registrado no 1º semestre do ano. Em outubro, o preço médio foi de US\$ 3,84/MMBtu, o que equivale a uma redução de 47% em relação à média do semestre anterior (MME, 2019i).

Devido aos baixos preços internacionais do combustível no mercado *spot* e de curto prazo, considerando a condição de período com maior despacho termelétrico no ano, houve um aumento de 45% do volume de gás regaseificado no Brasil nos primeiros quatro meses do segundo semestre em relação à média do semestre anterior. Parte desse incremento se deve, também, à capacidade da Petrobras de arbitrar a sua importação de gás via gasoduto a partir da Bolívia, ou através dos terminais de GNL. Nesse período, com o preço do GNL em baixa, houve, em geral, uma redução da importação via Gasbol, compensada pelo aumento da importação via terminais de GNL. Vale ressaltar que os EUA se consolidaram como o maior exportador de cargas de GNL para o País, representando 43% do volume de gás regaseificado no período de janeiro a outubro (MME, 2019i).

Em dezembro, a Petrobras assinou um Acordo de Transição no âmbito do GSA com a YPFB. O contrato estabelece um período de transição (de 01/01/2020 a 10/03/2020), no qual Petrobras e YPFB darão continuidade ao processo de negociação com o objetivo de alterar determinadas condições comerciais, alinhadas ao processo de abertura do mercado brasileiro de gás natural e ao novo contexto do mercado boliviano (PETROBRAS, 2019m).

do Sudeste (NTS) e Transportadora Associada de Gás (TAG); ii) colocar em processo de alienação sua participação societária de 51% na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) após a conclusão da chamada pública do Gasoduto Bolívia-Brasil; iii) colocar em processo de alienação sua participação acionária indireta em companhias distribuidoras; iv) indicar conselheiros de administração que se enquadrem no conceito de "conselheiros independentes" na NTS, na TAG, na TBG e na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) enquanto as alienações anteriores não forem realizadas; v) indicar quais são os volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e zona de entrega, por área de concessão de cada companhia distribuidora local (CDL) e consumos próprios; vi) negociar acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás natural; vii) negociar acesso de terceiros às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs);

viii) não contratar a aquisição de novos volumes de gás de parceiros/terceiros; e ix) publicar edital para arrendamento do terminal de regaseificação de GNL da Baía de Todos os Santos/BA.

<sup>37</sup> A ENGIE, conjuntamente com o fundo canadense *Caisse de Dépôt et Placement du Québec*, adquiriram 90% da participação da TAG no primeiro semestre de 2019 (PETROBRAS, 2019l).

<sup>38</sup> A edição anterior do Boletim de Conjuntura da indústria do Petróleo e Gás (1º semestre de 2019) já havia indicado a criação do Programa Novo Mercado de Gás pelo MME, ocorrido em março de 2019.

Em relação aos projetos de terminais de GNL associados a termelétricas no Brasil, foi realizado em outubro o Leilão de Energia A-6<sup>39</sup>, no qual foi negociada a UTE Novo Tempo Barcarena<sup>40</sup>, com capacidade de 605 MW. Esta usina será abastecida por gás natural regaseificado no terceiro terminal de GNL associado a uma UTE no Brasil, localizado em Barcarena/PA, ambos com previsão de operação em janeiro de 2025<sup>41</sup>.

A respeito da utilização de GNL em pequena escala no Brasil, em outubro, a empresa Golar Power recebeu os quatro primeiros caminhões importados da China, movidos a GNL, para realização de homologação e testes com o objetivo de ampliar e diversificar seu mercado (GOLAR POWER, 2019). Além disso, a empresa ENEVA lançou um projeto que consiste no uso de caminhões com tanques criogênicos para o transporte de GNL, liquefeito no campo de Azulão/AM, para abastecimento da UTE Jaguatirica II, em Boa Vista/RR. Este projeto, previsto para entrada em operação em dois anos, sagrou-se vitorioso no Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas em junho (ENEVA, 2019).

Por fim, os recordes de produção de hidrocarbonetos, associados aos esforços para tornar o setor de óleo e gás mais atrativo ao investimento privado, a continuidade do desinvestimento da Petrobras e a busca por um ambiente mais concorrencial estão entre os principais destaques no segundo semestre de 2019. Ressalta-se o lançamento do Novo Mercado de Gás, além das rodadas de licitação realizadas no período, que tiveram resultados financeiramente positivos, viabilizando investimentos na expansão da produção brasileira e na indústria parapetrolífera nacional, em linha com as projeções oficiais para o setor (EPE, 2019).

## Referências

- 1) ANP. [AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, \(2019a\)](#). Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural.
- 2) [\(2019b\)](#). Diretoria da ANP aprova inclusão de 174 novas áreas na Oferta Permanente. Notícias ANP.
- 3) [\(2019c\)](#). Resultados - 1º Ciclo da Oferta Permanente. Oferta Permanente.

- 4) [\(2019d\)](#). 16ª Rodada da ANP tem recorde de arrecadação, com R\$ 8,9 bilhões.
- 5) [\(2019e\)](#). Rodada do Excedente da Cessão Onerosa tem recorde de arrecadação de R\$ 70 bilhões. Notícias ANP E&P.
- 6) [\(2019f\)](#). 6ª Rodada de Partilha licita bloco na Bacia de Santos por R\$ 5,05 bilhões. Notícias.
- 7) [\(2019g\)](#). Pré-Sal Brasileiro – Potencial Além das 200 Milhas Náuticas.
- 8) [\(2019h\)](#). Autorizada a retomada da Chamada Pública do Gasbol. Notícias.
- 9) BRASIL, (2019a). Lei nº 13.885, de 17 de outubro de 2019.
- 10) [\(2019b\)](#). Governo lança Novo Mercado de Gás. Presidência da República.
- 11) CADE. CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA, (2019). Termo de Compromisso de Cessação de Prática, de 08 de julho de 2019, Ministério da Justiça e Segurança Pública.
- 12) EBC. AGÊNCIA BRASIL, (2019). União e Petrobras assinam termo aditivo da cessão onerosa.
- 13) ENEVA, (2019). Eneva é uma das vencedoras do leilão de Roraima.
- 14) EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2019). Brazilian Oil & Gas Industry Report 2018/2019.
- 15) GOLAR POWER, (2019). Small Scale LNG. Apresentação na EPE. Outubro 2019.
- 16) MINISTÉRIO DA ECONOMIA, (2019a). Balança comercial brasileira - Semanal. Comércio Exterior.
- 17) [\(2019b\)](#). Leilão dos excedentes da cessão onerosa arrecada R\$ 69,9 bilhões. Notícias.
- 18) MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2019a). R\$ 5,05 bilhões arrecadados - Bento Albuquerque celebra 6ª Rodada de Partilha do Pré-Sal. Comunicação MME.
- 19) [\(2019b\)](#). CNPE – Resoluções 2019. Conselhos e Comitês.
- 20) [\(2019c\)](#). Publicada Resolução que autoriza Leilão da 17ª Rodada de Licitações em 2020. Comunicação MME.
- 21) [\(2019d\)](#). CNPE realiza última reunião do ano com aprovação do critério de suprimento e criação de comitê do REATE.
- 22) [\(2019e\)](#). REATE 2020 – Programa de Revitalização da Atividade de E&P no Brasil. 38ª edição do Seminário “Os Motores do Desenvolvimento”.
- 23) [\(2019f\)](#). Relatório da Resolução CNPE nº 12/2019. Abastece Brasil.
- 24) [\(2019g\)](#). MME viabiliza investimentos em dutovias para a movimentação de combustíveis na ordem de R\$ 645 milhões. O Ministério.
- 25) [\(2019h\)](#). Novo Mercado de Gás. Conselhos e Comitês.
- 26) [\(2019i\)](#). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
- 27) PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO, (2019a). Petrobras adquire bloco Aram na 6ª Rodada de Partilha. Agência Petrobras.
- 28) [\(2019b\)](#). Assinamos contrato de afretamento para Marlim. Fatos e Dados.
- 29) [\(2019c\)](#). Mais uma plataforma rumo ao pré-sal: vem aí a P-70. Fatos e Dados.
- 30) [\(2019d\)](#). Petrobras Day 2019 New York. Petrobras.
- 31) [\(2019e\)](#). Petrobras divulga teaser de E&P na Bacia do Espírito-Santo. Investidor Petrobras.
- 32) [\(2019f\)](#). Teasers 2019. Investidor Petrobras.
- 33) [\(2019g\)](#). Petrobras sobre manifestação de interesse de ativos de E&P. Investidor Petrobras.
- 34) [\(2019h\)](#). Petrobras inicia fase vinculante de refinarias. Agência Petrobras.
- 35) [\(2019i\)](#). Petrobras desenvolve alternativas para o Comperj. Investidor Petrobras.
- 36) [\(2019j\)](#). Arrendamos fábricas de fertilizantes nitrogenados na Bahia e em Sergipe por dez anos. Fatos e dados.
- 37) [\(2019k\)](#). Arrendamento TR-BA. Canais de Negócios.
- 38) [\(2019l\)](#). Petrobras divulga teaser para venda de participação na TAG. Relação com Investidores.
- 39) [\(2019m\)](#). Petrobras assina Acordo com a YPFB. Agência Petrobras.
- 40) SENADO, (2019). Congresso promulga parte da cessão onerosa para garantir leilão do Pré-Sal em novembro. Agência Senado.
- 41) TBG. TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL, (2019). Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01/2019.
- 42) TCU. TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO, (2019). Cessão Onerosa - Aprovada a outorga de volumes excedentes da produção de petróleo e gás natural.

<sup>39</sup> Leilão de contratação de novos empreendimentos de geração de energia elétrica.

<sup>40</sup> Pertencente à Golar Power e Evolution Power Partners, mesmos empreendedores vencedores do Leilão de Energia A-5 de 2015 com a UTE Porto Sergipe.

<sup>41</sup> Os outros dois projetos são os terminais do Porto do Açúcar/RJ e do Porto Sergipe/SE, viabilizados em leilões anteriores. Com a entrada desses três terminais, percebe-se a possibilidade de aumento da participação dos contratos de longo prazo na formação de preços de GNL no Brasil nos próximos anos.

## IV. ESTATÍSTICAS

PIB (CRESCIMENTO REAL)	2017	2018	2019T1	2019T2	2019T3
EUA	2,3%	3,0%	3,1%	2,0%	1,9%
China	6,9%	6,6%	6,4%	6,2%	6,0%
Índia	7,2%	7,1%	5,8%	5,1%	4,5%
União Europeia (28 países)	2,7%	2,0%	1,5%	0,2%	0,3%
Arábia Saudita	-0,7%	2,4%	-0,4%	-0,6%	-0,2%
Brasil	1,0%	1,3%	0,5%	0,2%	1,2%
Mundo	3,8%	3,6%	n.d.	n.d.	n.d.

Fonte: Banco Mundial; National Bureau of Statistics (NBS) of China; Bureau of Economic Analysis (BEA), Eurostat; GASTAT; FMI e IBGE

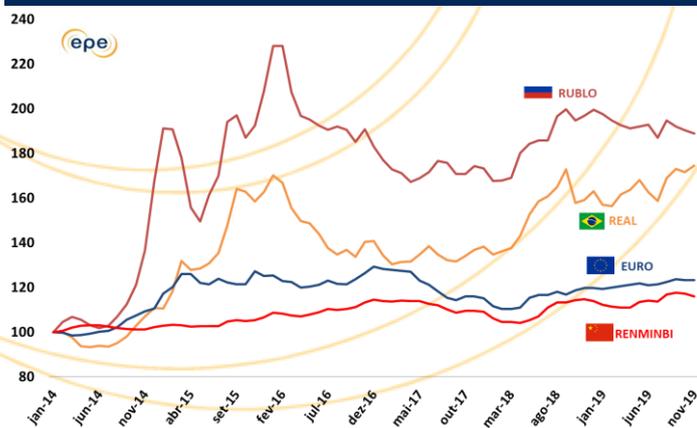
Nota: Taxa trimestral calculada como a variação do trimestre corrente sobre o mesmo período do ano anterior.

PREÇOS DE PETRÓLEO (US\$/B)	2017	2018	2019T1	2019T2	2019T3
Brent	53,23	70,94	63,15	68,68	61,77
WTI	49,95	64,89	54,92	59,76	56,40
Dubai	52,23	69,41	63,46	67,39	61,07
Árabe Leve	51,67	70,33	63,96	68,70	63,06
Bonny Light	53,64	71,83	64,47	70,21	63,48
Girassol	53,55	71,44	64,14	70,50	64,33
Marlim	44,65	61,33	57,04	57,24	47,08
Roncador	44,76	63,13	57,02	63,03	47,31

Fonte: ANP e OPEC

Nota: Média dos valores correntes.

### EVOLUÇÃO DAS MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR



Fonte: Banco Central do Brasil

Nota: i) base 100 em janeiro de 2014; ii) Renminbi é moeda oficial chinesa, enquanto luan é o nome da sua unidade básica.

CAPACIDADE OCIOSA (MILHÕES B/D)	2017	2018	2019T1	2019T2	2019T3
OPEP	2,09	1,49	2,05	2,13	1,96

Fonte: EIA

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (MILHÕES B/D)	2017	2018	2019T1	2019T2	2019T3
Produção Global	92,3	95,1	95,3	94,9	94,5
África	8,1	8,3	8,4	8,7	8,7
Américas	27,7	29,5	30,1	30,7	31,0
Ásia Pacífico	7,7	7,5	7,6	7,7	7,5
Eurásia	17,9	18,2	18,4	17,7	17,8
Oriente Médio	30,9	31,6	30,8	30,1	29,5

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e OPEC

Nota: Inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural. Não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

NÍVEL DE ATIVIDADE	2017	2018	2019T1	2019T2	2019T3
Sondas em uso (EUA, unidades)	875	1.031	1.043	989	920
Sondas em uso (Mundo, unidades)	2.110	2.299	2.418	2.338	2.352
Contratos futuros financeiros (Unidades)	1.532	2.373	1.936	2.077	2.051
Utilização de refinarias (EUA)	91%	93%	88%	91%	95%
Utilização de refinarias (Euro-16)	90%	86%	85%	87%	85%
Utilização de refinarias (Brasil)	75%	74%	73%	75%	78%

Fonte: ANP, Petrobras, OPEC e Baker Hughes.

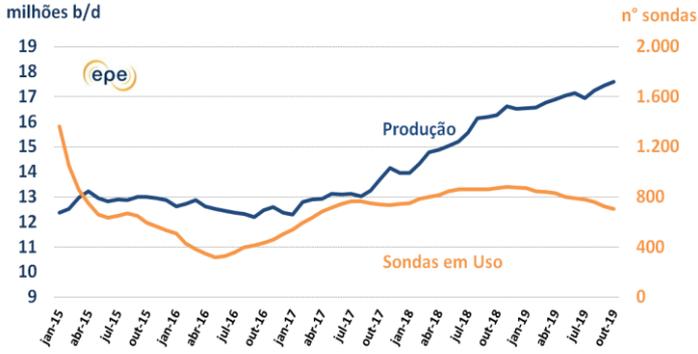
Nota: Incluem sondas de petróleo, gás natural e outros.

DEMANDA DE PETRÓLEO (MILHÕES B/D)	2017	2018	2019T1	2019T2	2019T3
Demanda Global	93,2	94,3	94,6	94,1	95,6
África	4,3	4,3	4,4	4,3	4,2
Américas	28,9	29,3	29,3	28,3	29,2
Ásia Pacífico	32,5	33,1	33,7	34,2	34,1
Eurásia	19,0	19,2	18,9	19,2	19,5
Oriente Médio	8,5	8,4	8,3	8,2	8,7

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e OPEC

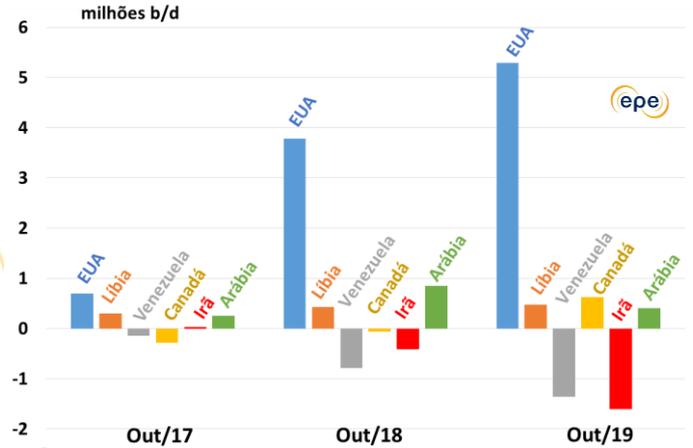
Nota: i) inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural; ii) não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

**PRODUÇÃO DE PETRÓLEO DOS EUA**



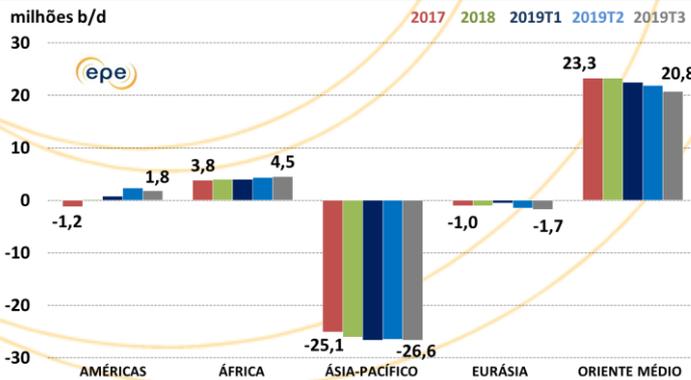
Fonte: IEA, EIA e Baker Hughes  
Nota: i) sondas em uso, destacadas neste gráfico, correspondem apenas às sondas de petróleo; ii) produção inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural.

**VARIÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO FRENTE A JANEIRO DE 2017**



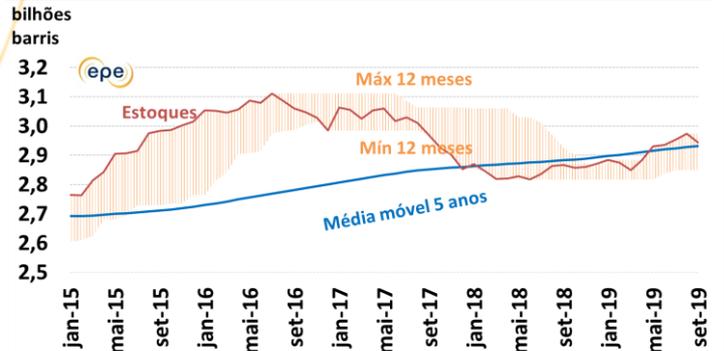
Fonte: IEA  
Nota: As produções de Irã, Líbia e Venezuela não incluem líquidos de gás natural (LGN).

**BALANÇOS REGIONAIS**



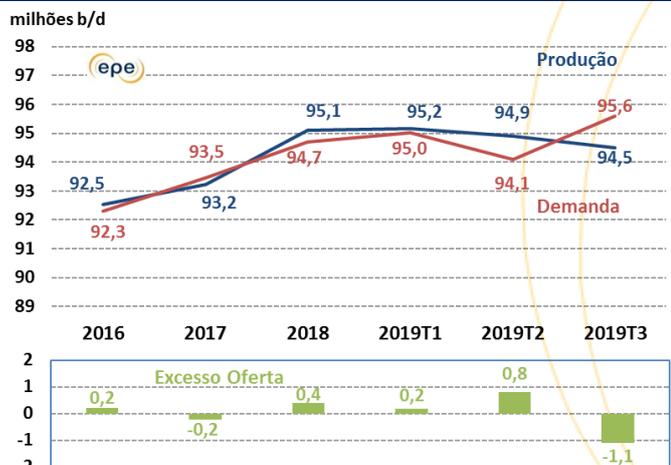
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e OPEC  
Nota: i) inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural; ii) não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

**ESTOQUES COMERCIAIS TOTAIS NA OCDE**



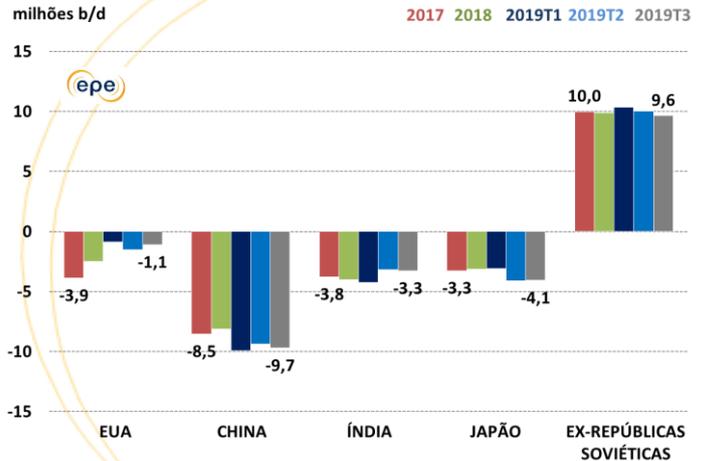
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA  
Nota: Estoques totais incluem petróleo cru, derivados, LGN, insumos de refinaria, aditivos e outros hidrocarbonetos;

**BALANÇO GLOBAL DE PETRÓLEO**



Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e OPEC  
Nota: i) inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural; ii) não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

**COMÉRCIO INTERNACIONAL DE PETRÓLEO E DERIVADOS**



Fonte: OPEC  
Nota: As exportações líquidas são retratadas pelos valores positivos, enquanto valores negativos representam saldos de importação líquida.

LICITAÇÕES DE PETRÓLEO & GÁS NATURAL NO MUNDO EM 2020

Data	País	Descrição
jan/20	Gabão	12ª Rodada - Águas rasas e profundas
jan/20	Senegal	Leilão de 10 blocos <i>offshore</i> , com envio de ofertas até o fim do mês de julho
jan/20	Líbano	2ª Rodada de Licitações
fev/20	Serra Leoa	Reabertura da 4ª Rodada de Licitações, com prazo para ofertas até 20 de fevereiro
mar/20	EUA	Lease Sale 254 - Golfo do México
mar/20	Austrália	Encerramento do período de ofertas do 2º leilão <i>offshore</i> do país
abr/20	Libéria	Licitação de 9 blocos <i>offshore</i>
jul/20	Angola	Leilão de blocos <i>onshore</i>
n.d.	Índia	5ª Rodada da Open Acreage Licensing Policy
n.d.	Somália	Leilão de até 15 blocos <i>offshore</i>
n.d.	Nigéria	Segunda rodada de licitação de campos marginais
n.d.	Paquistão	Licitação aberta para 32 blocos
n.d.	Filipinas	Philippine conventional energy contracting programme (PCECP) - 14 áreas
n.d.	EUA	Lease Sale 256 - Golfo do México

Fonte: Elaboração própria a partir de CNPE, Oil and Gas Journal, Petroleum Economist, ANPG, BOEM, DGH (Índia), LPA, PD-SL, Ministry of Industry (Austrália), Ministry of Petroleum and Natural Resources (Somalia), Ministry of Energy (Senegal), LPRA.

CRONOGRAMA DE LICITAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Ano	Rodada	Modalidade	Período	Descrição
2020	17ª	Concessão	2020	Blocos <i>Offshore</i>
	7ª	Partilha	2020	Prospectos em estudo
2021	18ª	Concessão	2021	Blocos <i>Offshore</i>
	8ª	Partilha	2021	Prospectos em estudo

Fonte: ANP e CNPE

Obs: É possível que os campos que participaram da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa e que não receberam ofertas sejam novamente licitados em 2020.

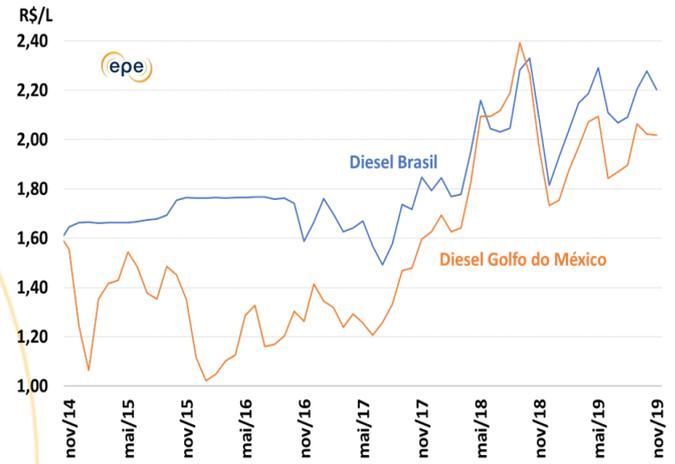
PRODUÇÃO E COMÉRCIO NO BRASIL (MIL B/D)

	2017	2018	2019T1	2019T2	2019T3
<b>Petróleo</b>					
Produção	2.676	2.587	2.527	2.625	2.921
Exportação líq.	847	937	884	983	885
<b>Derivados Petróleo</b>					
Produção	1.845	1.796	1.741	1.774	1.841
Importação líq.	226	335	322	275	436
<b>Biocombustíveis</b>					
Produção	478	662	172	846	1.156
Importação líq.	30	12	4	13	-34

Fonte: EPE (Balanço Energético Nacional) e ANP

Nota: i) a produção de petróleo inclui petróleo e condensados. Não inclui gás, líquidos de gás natural, ganhos de processamento e biocombustíveis; ii) biocombustíveis inclui etanol e biodiesel.

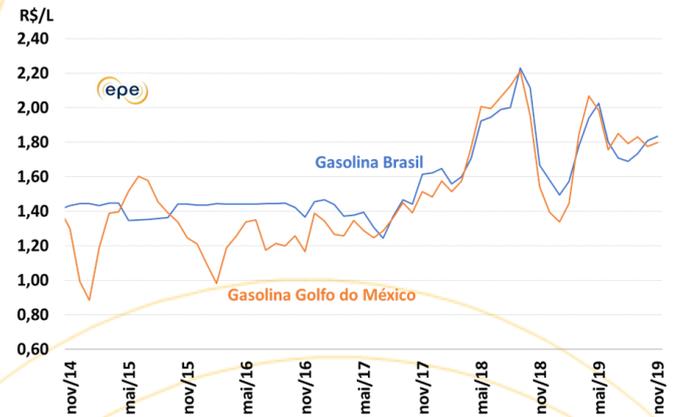
PREÇO DE REALIZAÇÃO DO DIESEL NO BRASIL E NO GOLFO DO MÉXICO



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, Portal da Legislação (Planalto) e EIA

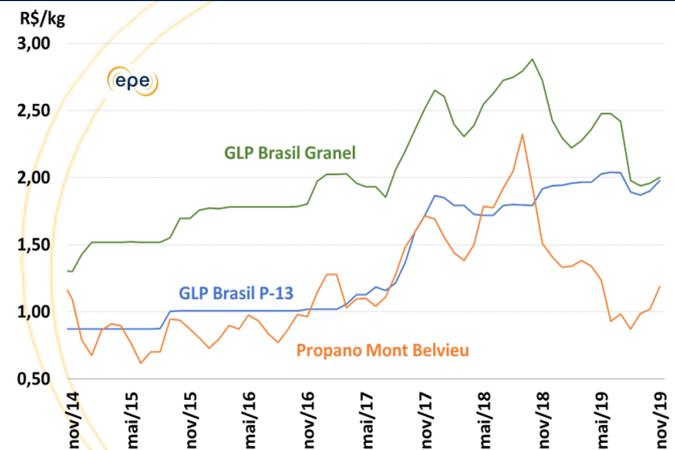
Nota: i) diesel Brasil representa o preço médio ponderado do diesel S10 e S500; ii) diesel Golfo do México representa o ULSD (ultra-low sulfur diesel) da região.

PREÇO DE REALIZAÇÃO DA GASOLINA NO BRASIL E NO GOLFO DO MÉXICO



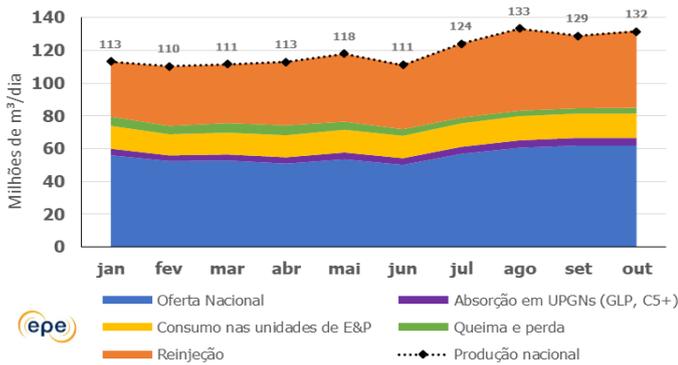
Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, Portal da Legislação (Planalto) e EIA

PREÇO DE REALIZAÇÃO DO GLP NO BRASIL E DO PROPANO NOS EUA



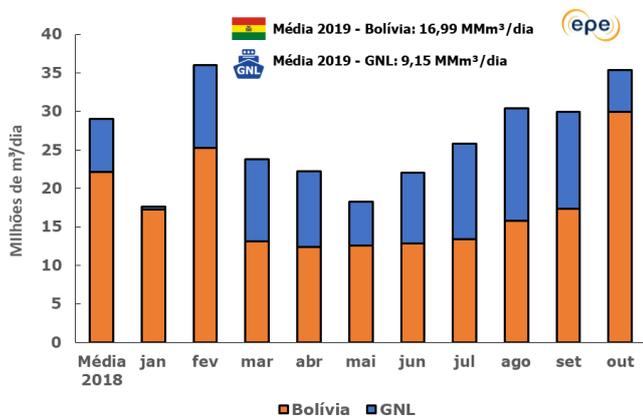
Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, Portal da Legislação (Planalto) e EIA

### EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL EM 2019



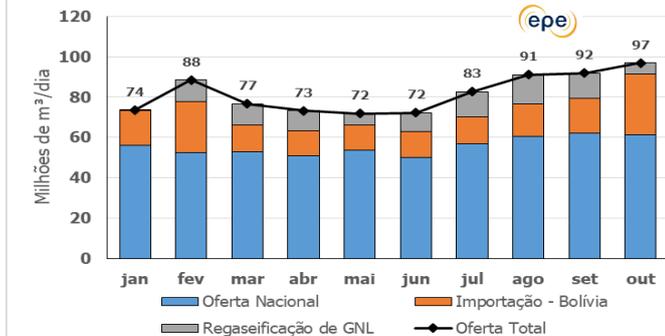
Fonte: MME

### EVOLUÇÃO DAS IMPORTAÇÕES BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL EM 2019



Fonte: MME

### EVOLUÇÃO DA OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL NO BRASIL EM 2019



Fonte: MME

### ACONTECIMENTOS RELEVANTES DO NOVO MERCADO DE GÁS (3º TRIMESTRE DE 2019)

- 8/7 • Assinatura do Termo de Compromisso de Cessação de Prática entre Petrobras e Cade
- 23/7 • Lançamento do Novo Mercado de Gás
- 24/7 • Assinatura do Decreto nº 9.934/2019, que institui o CMGN
- 2/8 • Publicação do edital de chamada pública do Gasbol
- 22/8 • Lançamento do REATE 2020 abordando, entre outras frentes de trabalho, a exploração e produção de gás natural em ambiente onshore
- 4/9 • Aprovação da proposta de revisão do Ajuste SINIEF nº 03/2018 na COTEPE/ICMS do CONFAZ – encaminhamento para CONFAZ
- 20/9 • Parecer do Relator Dep. Silas Câmara pela aprovação do PL 6407/2013, apensado, com substitutivo

Fonte: Elaboração própria

### ACONTECIMENTOS RELEVANTES DO NOVO MERCADO DE GÁS (4º TRIMESTRE DE 2019)

- 23/10 • Aprovação do PL 6.407/2013 na Comissão de Minas e Energia (CME)
- 31/10 • Suspensão Temporária da chamada pública do Gasbol para alinhamento ao TCC Petrobras/Cade
- 14/11 • ANP divulga as informações relativas ao preço médio do gás natural e volume comercializado no Brasil, discriminadas por tipo de mercado atendido e região do cliente do contrato
- 20/11 • Encerramento do prazo de 5 sessões para apresentação de emendas ao PL 6.407/2013 no Plenário da Câmara
- 20/11 • Requerimento de urgência para tramitação do PL 6.407/2013
- 09/12 • Início da Pré-Qualificação para arrendamento do terminal de regaseificação de GNL da Bahia e seu gasoduto integrante
- 11/12 • Início da etapa de divulgação da oportunidade (teaser) referente à venda da participação remanescente da Petrobras (10%) na TAG
- 23/12 • Termo de Compromisso para retomada do processo de chamada pública do Gasbol

Fonte: Elaboração própria

#### Equipe Editorial

Coordenação Geral	José Mauro Ferreira Coelho	Coordenação Técnica	Marcelo Castello Branco Cavalcanti
	Marcos Frederico Farias de Souza		Patrícia Feitosa Bonfim Stelling
Revisão	Angela Oliveira da Costa	Equipe Técnica	Marcelo Ferreira Alfradique
	Regina Freitas Fernandes		Gabriel de Figueiredo da Costa
Equipe Técnica	Ana Cláudia Sant'Anna Pinto	Fernanda Corrêa Ferreira	
	Bianca Nunes de Oliveira	Filipe de Pádua Fernandes Silva	
	Bruno Rodamilans Lowe Stukart	Guilherme Theulen Antoniasse	
	Carlos Augusto Góes Pacheco	Henrique Plaudio Gonçalves Rangel	
	Carlos Eduardo Rinco de Mendonça Lima	Lucas dos Santos Rodrigues Moraes (Estagiário)	
	Carolina Oliveira de Castro	Lúcia Domingues Ferreira Alves	
	Claudia Maria Chagas Bonelli		Luiz Paulo Barbosa da Silva
			Vitor Manuel do Espírito Santo Silva