

NÚMERO 06 – 1º SEMESTRE/2019

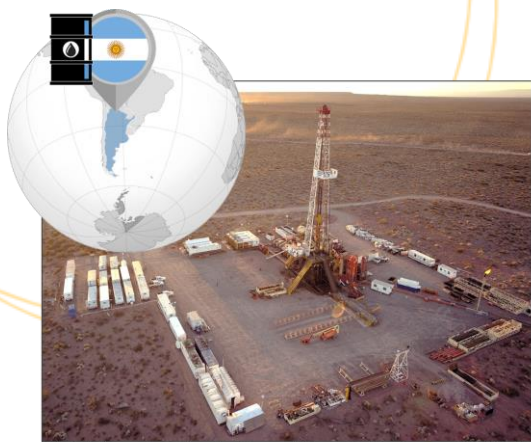
Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

URL: <http://www.epe.gov.br> | E-mail: boletimpetroleo@epe.gov.br

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



PANORAMA ARGENTINA



Adaptado de argentina.gov.ar sob os Termos da Licença Creative Commons (CC BY 2.5 AR)

A economia da Argentina tem distintas possibilidades de produção de energia, especialmente para aproveitar as oportunidades potenciais da sua indústria de petróleo e gás natural. As descobertas de reservas não convencionais de elevado potencial, capazes de atrair investidores, a demanda regional de hidrocarbonetos e a movimentação de leilões de blocos exploratórios representam perspectivas promissoras para o desenvolvimento da indústria petrolífera argentina. **Página 2**

FATOS RELEVANTES

JANEIRO – JUNHO 2019

O período foi marcado pelo agravamento da crise venezuelana e pelas sanções ao Irã, além de outras pontuais crises geopolíticas. Além disso, ressaltam-se tratativas sobre políticas energéticas no Brasil, e a reação da Opep+ tentando balancear a oferta e a demanda mundial de petróleo. **Página 5**

CONJUNTURA INTERNACIONAL

A oferta mundial de petróleo permaneceu acima da demanda, a despeito do agravamento da crise na Venezuela, das sanções ao Irã e dos cortes da Opep+. Nesse contexto, o continente americano voltou a ser exportador líquido de petróleo, em grande parte, devido ao crescimento da oferta não convencional dos Estados Unidos. Os preços do petróleo oscilaram entre US\$ 53/b e US\$ 75/b, encerrando o 1º semestre de 2019 em US\$ 68/b. Nesse ambiente, a Opep reavalia a estratégia de cortes de produção, ainda que os preços mais altos do petróleo possam ocasionar a desaceleração do crescimento ou mesmo a destruição da demanda. **Página 8**

ESTATÍSTICAS

O crescimento da produção e das exportações nas Américas mudaram o balanço regional, tornando o continente novamente um exportador líquido de petróleo. Importações de Índia e China aprofundam a dependência da região Ásia-Pacífico. Excesso de oferta, agravado pela desaceleração do crescimento, no entanto, não impedem alta de preços orquestrada pela Opep+. **Página 15**

CONJUNTURA BRASIL



O MME divulgou as ações prioritárias para este ano e diversos eventos relevantes contribuíram para o cumprimento dessa agenda. Destaca-se a criação dos programas Abastece Brasil e Novo Mercado de Gás, bem como a atuação do CNPE visando à realização do leilão do excedente da Cessão Onerosa e à definição de diretrizes para promoção da concorrência e atração de investimentos. Ademais, a produção nacional de petróleo atingiu o seu recorde histórico de 2,73 milhões b/d em maio. **Página 11**

I. PANORAMA ARGENTINA

A exploração de petróleo na Argentina teve início ainda no século XIX por meio de investidores privados. No entanto, o primeiro marco histórico da indústria petrolífera do país é a descoberta de petróleo na província de Chubut em 13 de dezembro de 1907. Nessa época, as regras de exploração se pautavam no código de mineração de 1886, pois não havia legislação específica para atividades petrolíferas. A Argentina foi o segundo país (após a Rússia) a formar uma empresa nacional de petróleo, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), em 1922. (RISULEO, 2012)

Até meados da década de 1930, a participação de empresas privadas era significativa, representando cerca de metade da produção de hidrocarbonetos, enquanto a outra metade estava nas mãos da YPF. Na década de 1940, a Argentina aprovou uma legislação que deu à empresa estatal o papel de liderança na exploração, produção e comercialização de petróleo e derivados. Isso reduziu a competição, havendo inclusive estatização de ativos. Essa situação foi mantida até a década de 1950, quando, em decorrência de dificuldades de acesso a crédito para investimentos, o setor foi reaberto à iniciativa privada. Em 1958, um novo marco legal definiu os recursos petrolíferos à nação, permitindo expropriação a preço justo. A Argentina tornou-se autossuficiente na produção de petróleo na década de 60, e em 1963 os contratos com empresas privadas foram anulados. Após 1966, buscou-se o recrudescimento do setor por meio do reestabelecimento dos contratos e sua reabertura parcial a investidores estrangeiros. Tal iniciativa mostrou-se pouco frutífera, não ocorrendo alterações relevantes até os anos 90, quando a YPF foi privatizada. Após a reforma constitucional em 1994, a responsabilidade pelos recursos *onshore* de petróleo e gás natural e áreas *offshore* até 12 milhas náuticas foi transferida para os governos provinciais, dos quais dez (de um total de 24) passaram a se beneficiar direta ou indiretamente do desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos. No entanto, somente na década de 2000 esse mandato constitucional se tornou efetivo, com a promulgação de novas legislações. (GIULIANI, 2012; WILSON CENTER, 2016)

Em 2012, a Argentina expropriou 51% do controle acionário da YPF, que era de propriedade majoritária da Repsol. Cabe destacar que, em 2010, a Repsol anunciou a descoberta da formação de gás não convencional de Vaca Muerta, uma área que constituiu a maior reserva na história da empresa. Com 51% do controle acionário da YPF, o país obtinha o domínio de uma das maiores reservas não convencionais do mundo – com o intuito de desenvolvê-las para lidar com a escassez de energia na Argentina. (WILSON CENTER, 2016)

Após a aquisição, a YPF foi relançada como uma empresa de propriedade mista para liderar a recuperação da autossuficiência energética da Argentina em parceria com operadores privados. A YPF é uma empresa de energia integrada, com ativos de exploração e produção de hidrocarbonetos, bem como uma importante presença no refino, transporte e comercialização de petróleo e derivados, na indústria petroquímica, na geração de energia elétrica, e na distribuição de gás natural (YPF, 2017).

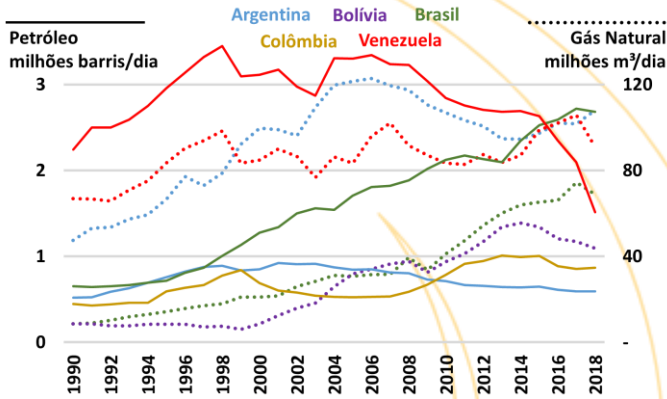
Um dos principais fatores que impedem o investimento na indústria nacional de petróleo e gás natural da Argentina tem sido o ambiente de preços regulados. Ao longo de vários anos, os preços domésticos do petróleo foram estabelecidos com um desconto para os óleos marcadores internacionais. No início de 2017, o governo argentino começou a desregulamentar o mercado. Inicialmente, com a revisão dos preços trimestralmente, apenas para liberalizar completamente o mercado em outubro de 2017, quando os preços internos se moveram em grande medida em sincronia com os *benchmarks* internacionais. No entanto, nem tudo correu como planejado. Dada a força dos petróleos *benchmarks* internacionais, em meados de 2018, juntamente com uma depreciação de quase 50% no peso argentino em relação ao dólar (ver seção estatísticas), os consumidores sentiram a pressão dos preços mais altos. Na tentativa de conter a inflação, que atingiu quase 30% em junho, o preço do petróleo doméstico foi fixado em US\$ 67/b, período em que o WTI foi negociado a US\$ 74/b. (ING, 2018)

Atualmente, a Argentina é um ator importante no mercado de óleo e gás da América do Sul, juntamente com Brasil, Bolívia, Colômbia e Venezuela. A matriz energética primária argentina é fortemente baseada nos hidrocarbonetos (85%), em particular, no gás natural, que representa mais de 50% da matriz do país (BP, 2019).

EIA (2015) classificou a Argentina em segundo lugar dentre 46 países pela estimativa de recursos tecnicamente recuperáveis de gás não convencional (22,7 trilhões m³) e em quarto lugar pelo volume estimado de recursos de óleo não convencional (27 bilhões de barris). Assim, a Argentina tem potencial para ser um dos maiores produtores mundiais de hidrocarbonetos não convencionais.

Em 2018, a Argentina voltou a ser a maior produtora de gás natural da América do Sul, com 108 milhões m³/d, ultrapassando a Venezuela (BP, 2019). Por sua vez, a produção argentina de petróleo é somente a quarta maior da região, atrás de Brasil, Venezuela e Colômbia, com 592 mil b/d, conforme ilustrado no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Produções de Petróleo e Gás Natural da Argentina, Bolívia, Brasil, Colômbia e Venezuela



Fonte: Elaboração própria a partir de BP (2019).

A maior parte da produção de hidrocarbonetos do país está concentrada em campos terrestres na região da Patagônia. Em abril de 2019, a Bacia Neuquina foi responsável por 53% da produção de petróleo do país, seguida das bacias Golfo de São Jorge (38%) e Austral (5%). Outrossim, a maior parte do gás natural do país é oriunda das Bacias Neuquina (71%) e Austral (19%). Por outro lado, a produção em campos marítimos na Argentina, concentrada na Bacia Austral, ainda é incipiente, representando apenas 13% da produção de gás natural e 2% da produção de petróleo. Todavia, há a expectativa de incrementos com a 1ª Rodada de Exploração de Blocos Marítimos, ocorrida em abril de 2019, na qual foram ofertadas 18 áreas nas bacias Austral (5 mil km²), Malvinas Oeste (89,5 mil km²) e Argentina Norte (129 mil km²), ilustradas na Figura 1. A 2ª Rodada de Exploração de Blocos Marítimos, ainda sem data para ocorrer, deverá ofertar áreas na Bacia Argentina Sul.

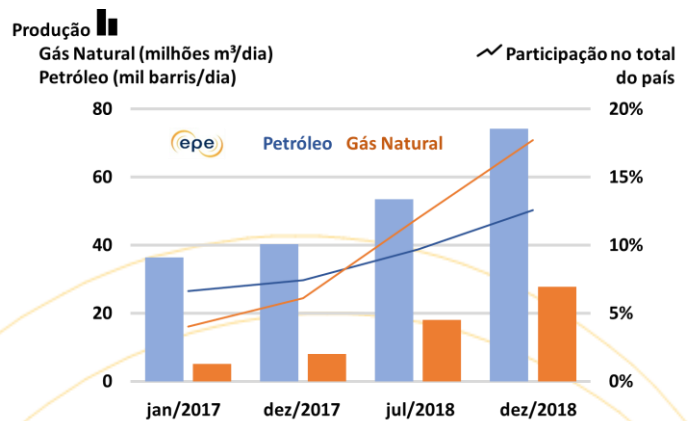


Figura 1 – Principais bacias sedimentares da Argentina

Fonte: Elaboração própria a partir de IAPG (2019) e Argentina (2017a).

Nos últimos anos, a Argentina iniciou o desenvolvimento de campos não convencionais de alto potencial na formação de Vaca Muerta, localizada na Bacia Neuquina. Isso tem proporcionado novo ímpeto à atividade de exploração e produção no país, com investimentos de Total, ExxonMobil, Chevron e Wintershall. Vaca Muerta é uma formação sedimentar depositada em um mar do período Jurássico na Bacia Neuquina, que abrange uma superfície de 30 mil km². É constituída por sedimentos chamados margas betuminosas, devido ao seu alto teor de matéria orgânica e constitui a rocha geradora de hidrocarbonetos líquidos e gasosos mais prolífica na Bacia Neuquina (ARGENTINA, 2019). A produção de hidrocarbonetos provenientes da formação de Vaca Muerta aumentou expressivamente em 2018, evoluindo, no período de um ano (dez/2017 a dez/2018), de 40 mil para 74 mil b/d de petróleo e de 8 milhões para 28 milhões de m³/d de gás natural, conforme ilustrado no Gráfico 2. Isso representou um incremento de 84% e 246%, respectivamente, em doze meses.

Gráfico 2 – Evolução das produções de petróleo e gás natural em Vaca Muerta

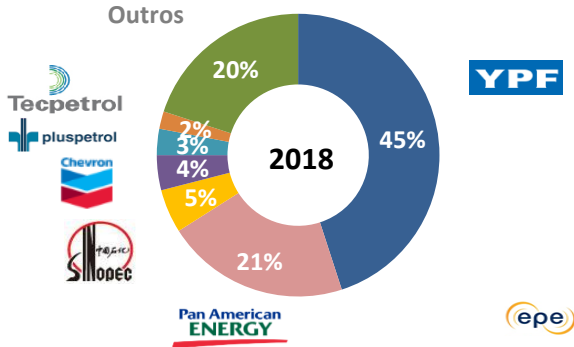


Fonte: Elaboração própria a partir de GYP (2019) e Argentina (2019).

No final de 2018, a participação de Vaca Muerta na produção total de petróleo da Argentina foi de 13%, frente a 7% um ano antes, evidenciando o potencial da área. Já a participação do gás natural atingiu 18% do total do país na mesma data. Neste contexto, a YPF assinou, em 2018, um contrato de dez anos para implantar uma unidade flutuante de liquefação de gás natural - FNLG (sigla em inglês) para produção e exportação de Gás Natural Liquefeito (GNL). O projeto marca a entrada da Argentina entre as nações exportadoras de GNL, com plano inicial para exportar 500 mil t/ano para os mercados internacionais. (YPF, 2019; EXMAR, 2019)

Durante o último trimestre de 2018, a YPF registrou um crescimento de 59,6% em sua produção de hidrocarbonetos não convencionais. Assim, a empresa produziu 45% do petróleo argentino em 2018, conforme indicado no Gráfico 3.

Gráfico 3 – Participação das empresas na produção de petróleo na Argentina



Fonte: Elaboração própria a partir de YPF (2019).

A YPF colocou 385 poços de petróleo e gás natural em produção ao longo de 2018, dos quais 148 foram poços de produção não convencional. Além disso, em termos de reservas, houve aumento de 16,2%, com uma taxa de reposição de 178%, incluindo importantes reservas da formação de Vaca Muerta. (ARGENTINA SHALE, 2019)

Na parte mais a jusante da cadeia petrolífera, a YPF opera três refinarias no país: La Plata (188 mil b/d), Luján de Cuyo (106 mil b/d) e Plaza Huincul (25 mil b/d), perfazendo cerca de 320 mil b/d de capacidade de refino. A estatal também detém 50% da refinaria Campo Durán (26,1 mil b/d). Das demais refinarias, destaca-se a Dock Sud Shell (113 mil b/d). Ao todo, a capacidade de refino é de 580 mil b/d, distribuída nas unidades de refino indicadas na Figura 2.



Figura 2 – Refinarias na Argentina

Nota: Principais refinarias com capacidade superior a 100 mil b/d.
Fonte: Elaboração própria a partir de Argentina (2016).

O fator de utilização das refinarias argentinas foi de 81% em 2018, com um processamento médio de 470 mil b/d (BP, 2019). Destaca-se as participações de YPF (61%), Shell (17%) e Axion (16%) (YPF, 2019). Todavia, esse nível de processamento gerou dependência líquida superior a 20% da demanda interna de derivados (BP, 2019), não havendo expectativas de ampliação da oferta interna de derivados. De todo modo, as projeções indicam produção de petróleo de 750 mil b/d em 2030, sendo metade proveniente de recursos não convencionais, enquanto a produção de gás natural deve crescer a uma taxa de 3,5% a.a. até 2030, alcançando cerca de 200 milhões m³/d (ARGENTINA, 2017b). Desta forma, existem perspectivas promissoras para o desenvolvimento da indústria petrolífera argentina, à luz dos leilões de blocos exploratórios, da demanda regional de hidrocarbonetos, da atração do investimento internacional e, principalmente, das descobertas de reservas não convencionais de elevado potencial.

Referências

- 1) ARGENTINA (2016). Informe de Cadenas de Valor: Hidrocarburos.
- 2) (2017a). Aranguren anunció la ronda 1 de exploración petrolera Costa Afuera.
- 3) (2017b). Escenarios Energéticos 2030. Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico.
- 4) (2019). Producción de Petróleo y Gas.
- 5) ARGENTINA SHALE (2019). Balance anual: YPF cerró 2018 con ganancias por \$38.000 millones.
- 6) ATLANTIC COUNCIL (2016). La nueva Argentina: ¿es el momento de doblar las apuestas en el sector energético?
- 7) BP (2019). BP Statistical Review of World Energy. 67ª edição, Junho.
- 8) EXMAR (2019). About Exmar.
- 9) FIA, U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2015). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. US Department of Energy.
- 10) GIUJANI, A. (2012). Historia del petróleo en Argentina. - ISSN 1853-2543, San Carlos de Bariloche.
- 11) GYP, GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUÉN (2019). Vaca Muerta.
- 12) IAPG, INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS (2019). Cuencas con Producción.
- 13) ING (2018). Argentina Oil & Gas. Unleashing its potential Economic & Financial Analysis. Commodities. 7 August 2018.
- 14) PETROTECNIA (2018). Los números del Petróleo Y del Gas..
- 15) RISULEO, F. (2012). Historia del petróleo en Argentina. Cámara Argentina de la Construcción. ISBN 978-987-1915-03-3, 1ª edición, Buenos Aires.
- 16) WILSON CENTER, WOODROW (2016). Argentina's Oil and Gas Sector: Coordinated Federalism and The Rule of Law. Latin American Program. May.
- 17) YPF, YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES (2017). Annual Report Pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934 – YPF Sociedad Anónima.
- 18) (2019). Investor Presentation. March 2019.

II. FATOS RELEVANTES (JANEIRO 2019 – JUNHO 2019)

■ JANEIRO/2019

- **Brasil:** A FPSO P-67 iniciou a produção na área de Lula Norte, no pré-sal da Bacia de Santos. Com capacidade para processar diariamente até 150 mil b/d de petróleo e até 6 milhões m³/d de gás natural, esta é a nona unidade instalada no bloco BM-S-11;
- **México:** O país enfrenta uma crise no abastecimento de combustíveis, especialmente de gasolina, resultado do fechamento de diversos dutos de derivados em decorrência de derivações clandestinas e sabotagens;
- **Nigéria:** Iniciou-se a produção no Campo de Egina, situado em águas ultraprofundas e distante 130 km da costa nigeriana, com potencial de produção de 200 mil b/d;
- **Rússia:** O ministro russo afirmou que o país não é capaz de reduzir drasticamente a produção de petróleo devido às limitações tecnológicas no clima adverso russo, mas que há comprometimento para atingir a meta de reduzir a produção em 228 mil b/d;
- **Opep+:** Os países participantes do acordo de cotas de produção anunciaram que reduziram o seu fornecimento de petróleo em 1,2 milhão b/d, conforme acordado.

■ FEVEREIRO/2019

- **Brasil:** A Petrobras iniciou a produção da FPSO P-76, que está instalada no Campo de Búzios. A plataforma tem capacidade para produzir 150 mil b/d de petróleo e 7 milhões m³/d de gás natural;
- **Brasil:** A Ford comunicou o fechamento de sua fábrica de São Bernardo do Campo, responsável pela produção de caminhões na América Latina, em parte, devido às novas exigências do Proconve P8 (Euro 6), previsto para o Brasil a partir de 2023;
- **Brasil:** O Decreto Legislativo nº 2/2016, que suspendeu os benefícios fiscais do Repetro no estado do Rio de Janeiro, foi julgado inconstitucional pelo Órgão Especial do Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro. Assim, ficou assegurado à indústria fluminense o direito de utilização do Regime, incluindo as operações retroativas desde 2016;
- **Guiana:** Duas novas descobertas foram anunciadas no bloco de Stabroek, e se somam aos mais de 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) de recursos recuperáveis já divulgados. Segundo ExxonMobil e Hess, esses recursos poderiam suportar pelo menos cinco FPSOs com capacidade produtiva superior a 750 mil b/d a partir de 2025. A primeira unidade produtiva, em Liza-1, deve começar a produzir no início de 2020. A segunda fase, prevista para o segundo quadrimestre de 2022, ainda não foi aprovada;
- **Irã:** As exportações iranianas de petróleo em janeiro foram maiores do que o esperado, mantendo-se estáveis em 1,2 milhão b/d, uma vez que alguns clientes aumentaram as compras devido às isenções das sanções impostas pelos EUA;
- **Cazaquistão:** O primeiro estágio do campo gigante de Kashagan, no Mar Cáspio, atingiu sua capacidade produtiva de 380 mil b/d. Existe a possibilidade de aumentar sua capacidade em mais 100 mil b/d, mesmo antes da entrada em operação da segunda fase do projeto, ainda não iniciada.

■ MARÇO/2019

- **Brasil:** A Petrobras determinou que o reajuste de preços do diesel nas refinarias passasse a ser feito por períodos não inferiores a 15 dias. A mudança ocorreu no momento em que voltaram a circular notícias sobre uma possível nova greve de caminhoneiros no fim de março, que, no entanto, não ocorreu;
- **Brasil:** O MME publicou relatório com os testes para adição do percentual de 15% de biodiesel ao óleo diesel (B15). Os resultados, no entanto, não foram conclusivos. O Estado de São Paulo anunciou um programa de incentivos para montadoras localizadas no estado, concedendo 2,7% de desconto sobre o ICMS para cada R\$ 1 bilhão investido, com o teto do desconto em 25%;
- **Brasil:** O Governo Federal obteve sucesso com leilões de infraestrutura no começo deste ano. Além de áreas portuárias e aeroportos, o trecho sul da Ferrovia Norte-Sul foi arrematado;
- **Venezuela:** O país enfrentou graves e repetidas crises energéticas, tendo somado mais de 100 horas ininterruptas sem energia em meados de março, afetando terminais e misturadores de petróleo. As exportações já haviam caído 40% em fevereiro, depois do início da vigência das sanções que proibiram empresas norte-americanas de comercializar com a Venezuela. Além disso, o *International Center for Settlement of Investment Disputes* do Banco Mundial ordenou que o governo venezuelano pagasse à ConocoPhillips US\$ 8,7 bilhões como compensação pela apreensão de ativos da companhia em 2007;
- **EUA/Canadá:** O presidente norte-americano emitiu uma nova permissão para o oleoduto Keystone XL (capacidade de 830 mil b/d), entre a província de Alberta no Canadá e os EUA. O projeto estava parado desde 2017, devido à uma contestação em uma Corte Federal de Montana;
- **EUA:** O leilão federal nº 252 do Golfo do México (GoM) recebeu mais de 252 lances, arrecadando US\$ 244 milhões. Os dois leilões anteriores (em 2018) haviam arrecadado US\$ 178 e 125 milhões. A produção no GoM atingiu nova alta de 1,89 milhão b/d em março, 145 mil b/d acima do valor de fevereiro e acima da média de 1,7 milhão b/d em 2018. Com as sanções à Venezuela, os preços de petróleos medianos e azedos no GoM, como Mars e Thunder Horse, elevaram-se para seus maiores valores em cinco anos;
- **Angola:** A Eni anunciou a descoberta de reservas estimadas em 450 a 650 milhões de barris de petróleo leve (31° API) no pré-sal angolano. A empresa já opera dois FPSOs no pós-sal do mesmo bloco, cuja produção atual é de 160 mil b/d;
- **Líbia:** O Campo de El Sharara, maior campo produtor do país, voltou a produzir depois que sua ocupação em dezembro obrigou a estatal líbia a interromper a operação. A produção retornou aos patamares próximos à capacidade de 300 mil b/d, depois do campo ter sido desocupado pelo Libyan National Army (LNA), força armada do leste do país;
- **China:** PetroChina, Sinopec e CNOOC anunciaram US\$ 77 bilhões em CAPEX para 2019, valor 18% superior ao ano anterior. A Sinopec prevê um CAPEX 41% maior para o segmento de exploração e produção. O investimento, em níveis recordes, visa à maior segurança energética chinesa;

- **IMO 2020:** O crescente número de portos proibindo *open-loop scrubbers* têm aumentado o potencial impacto da IMO 2020 sobre a demanda de óleo diesel. China, Cingapura e EAU baniram esses *scrubbers*, enquanto diversos outros portos e regiões estão considerando descontinuar o uso de tal tecnologia. De acordo com a DNV GL, 80% dos 2.700 *scrubbers* instalados ou encomendados até 2020 são do tipo *open-loop* e 25% são para navios petroleiros e químicos.
- **ABRIL/2019**
 - **Argentina:** A 1ª rodada do Plano de Exploração *Offshore* licitou 38 áreas. O leilão contou com a participação de petrolíferas internacionais, como ExxonMobil, QPI e Shell, e terminou com 18 áreas arrematadas por cerca de US\$ 1 bilhão;
 - **Brasil:** O CNPE definiu as diretrizes do certame do excedente da Cessão Onerosa e fixou os parâmetros para a revisão do contrato original. Foram incluídas as áreas de desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, com bônus de assinatura de R\$ 106,4 bilhões. O governo também anunciou que pagará US\$ 9 bilhões à Petrobras como ressarcimento decorrente da revisão do contrato. Ademais, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Petrobras assinaram um acordo sobre a unificação dos campos do Parque das Baleias, estabelecendo o novo campo de Jubarte, negociando o pagamento das diferenças de participação especial e estendendo a concessão até 2056;
 - **Guiana:** A ExxonMobil realizou nova descoberta de petróleo na costa da Guiana denominada Yellowtail, a 13ª descoberta no bloco de Stabroek e a 5ª na área de Turbot;
 - **EUA:** As exportações de petróleo atingiram 2,0 milhões b/d em 2018, frente a 1,2 milhão b/d em 2017. Segundo EIA, a modificação do Louisiana Offshore Oil Port (LOOP) em 2018, viabilizando o embarque de navios *Very Large Crude Carrier* (VLCC), permitiu o aumento das exportações. Além disso, o petróleo processado nas refinarias dos EUA atingiu recorde de 17,3 milhões b/d em 2018, em função principalmente das altas margens de refino;
 - **EUA:** A Environmental Protection Agency (EPA), que havia proposto congelar as exigências de eficiência para novos veículos até 2026, anunciou a revisão da proposta após alguns estados terem ajuizado ação contra a redução das antigas metas;
 - **EUA/Arábia Saudita:** O Congresso dos EUA votou pelo fim do apoio militar à Arábia Saudita, que se encontra em guerra com o Iêmen;
 - **Angola:** A Total anunciou a entrada em operação de uma segunda FPSO no campo de Kaombo Sul;
 - **Argélia:** Abdelaziz Bouteflika renunciou ao cargo de Presidente da Argélia após vinte anos à frente do governo. A decisão foi tomada após seis semanas de protestos no país, que eclodiram depois que Bouteflika anunciou que iria disputar um quinto mandato. Apesar da renúncia e da criação de um governo transitório, os protestos continuaram;
 - **Líbia:** A LNA entrou em conflito com milícias que apoiam o governo internacionalmente reconhecido (*Government of National Accord* GNA) nos arredores de Trípoli. Apesar disso, a produção e a exportação de petróleo, em território controlado pela LNA, mas operado pela GNA, não foram afetadas;
- **Sudão:** O presidente Omar Al-Bashir, que governava o país desde 1989, foi deposto por forças militares. A destituição veio antecedida por protestos iniciados em dezembro de 2018, após o decreto de medidas de austeridade. Apesar da instituição de um governo de transição, que deve governar o país pelos próximos dois anos até as próximas eleições, as manifestações continuaram;
- **Arábia Saudita:** A Saudi Aramco adquiriu uma participação de 70% da petroquímica saudita Sabic, detida pelo fundo soberano (Public Investment Fund – PIF), por US\$ 69 bilhões. Além disso, a empresa captou US\$ 12 bilhões no mercado internacional, tendo recebido mais de US\$ 100 bilhões em ordens de compra pelos seus títulos. Para possibilitar essa emissão, a companhia permitiu que as principais agências de classificação de risco de crédito do mundo tivessem acesso às suas informações financeiras, mantidas em sigilo pelas últimas quatro décadas. A Saudi Aramco possui reservas de 226 bilhões boe e, em 2018, auferiu receitas de US\$ 217 bilhões, lucro de US\$ 111 bilhões e produção de petróleo e líquidos de gás natural de 11,6 milhões b/d, o que a torna a maior produtora e a empresa mais lucrativa do mundo. Ademais, a estatal saudita tem negociando a compra de 20% dos ativos de refino e petroquímica da indiana Reliance, além de ter adquirido a participação de 50% da Shell na refinaria de Jubail e a participação de 17% da Hyundai em uma refinaria na Coreia do Sul. Com isso, a empresa busca ampliar a sua capacidade de refino dos atuais 4,9 milhões b/d para 8-10 milhões b/d;
- **Irã:** Os EUA anunciaram que as isenções (*waivers*) concedidas a alguns países para importar petróleo iraniano não seriam renovadas. Com isso, Índia, Coreia do Sul, China e Japão passaram a buscar novas fontes para suprimento de petróleo;
- **Azerbaijão:** A BP aprovou o projeto de expansão do complexo Azeri-Chirag-Deepwater Gunashli (ACG), com investimentos de US\$ 6 bilhões e produção de 100 mil b/d a partir de 2023.
- **MAIO/2019**
 - **Brasil:** A ANP aprovou a Resolução nº 785/2019 que disciplina a cessão de contratos de E&P, a constituição de garantias e a alteração do controle societário. A Resolução tem como objetivo atrair investimentos para campos maduros, regulamentando garantias sobre direitos emergentes de contratos de E&P (*Reserve Based Lending*);
 - **Brasil:** A ANP aprovou o início da exploração de quatro campos adquiridos na 4ª e 5ª Rodadas de Partilha do Pré-sal pela Petrobras, ExxonMobil e Shell;
 - **Brasil:** CNPE aprovou resolução para promover a livre concorrência na atividade de refino no Brasil, estabelecendo que ativos devem ser transferidos preferencialmente para grupos econômicos desverticalizados, e que as refinarias potencialmente concorrentes devem ser alienadas para grupos econômicos distintos;
 - **Venezuela:** A escassez de combustíveis é agravada pelos contínuos cortes de energia e pelas sanções dos EUA, que impedem a importação de diluentes e limitam a exportação de petróleo;
 - **Noruega:** Autoridades norueguesas aprovaram a 2ª fase do Campo Johan Sverdrup, com investimentos de US\$ 4,7 bilhões, para elevar a capacidade do campo de 440 para 660 mil b/d a partir de 2022. A 1ª fase começa a produzir em novembro deste ano.

- **EUA:** O governo federal retirou a proibição de misturas de etanol à gasolina acima de 10% (E10) durante o verão, permitindo a comercialização de E15 ao longo de todo o ano. Além disso, Nova York se tornou a primeira cidade no país a impor uma taxa para circulação de veículos. A *congestion charge* prevê tarifas diárias para carros e caminhões a partir de 2020;

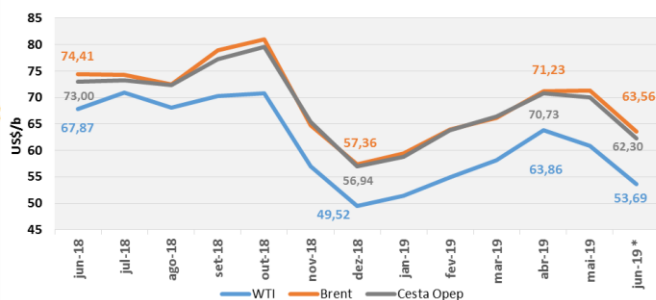
■ JUNHO/2019

- **Brasil:** Depois da aprovação do CNPE, a ANP publicou o pré-edital do leilão do excedente da Cessão Onerosa e o MME estabeleceu as regras da participação e do ressarcimento à Petrobras. A PEC que altera o teto dos gastos para viabilizar o pagamento da União à Petrobras e a divisão do bônus de assinatura com estados e municípios foi aprovada pela Câmara e aguarda aprovação do Senado;
- **Brasil:** A Comissão de Limites da Plataforma Continental da ONU publicou recomendação legitimando ao Brasil incorporar 170 mil km² no Platô do Rio Grande, situado além da plataforma continental de 200 milhas náuticas. Outra decisão relevante foi a conclusão da negociação da parte comercial do Acordo de Associação entre Mercosul e União Europeia, reduzindo ou eliminando tarifas e barreiras não-tarifárias;
- **Brasil:** A Petrobras anunciou a contratação das plataformas de Mero 2 e Búzios 5, e o aumento dos investimentos totais dos atuais US\$ 16,8 bilhões para US\$ 21 bilhões ao ano até 2023. A empresa arrendou parte da tancagem de óleo cru no Porto de Qingdao, na província chinesa de Shandong. Ademais, o STF autorizou a venda de subsidiárias sem a exigência de autorização legislativa, suspendendo a liminar que impedia a conclusão da venda da TAG;
- **Brasil:** Após aprovação de resolução do CNPE para fomentar a livre concorrência no mercado de combustíveis, a Petrobras e o CADE assinaram um termo de compromisso de cessação, no qual a estatal se compromete a vender sete refinarias e uma unidade de industrialização de xisto. O Conselho também aprovou resolução estabelecendo diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural no país. Sobre a política de preços, e revertendo decisão tomada em março, a Petrobras informou que os reajustes de preços de óleo diesel e gasolina voltaram a ser realizados sem periodicidade definida;
- **Guiana:** A justiça guianense confirmou o voto de desconfiança do Parlamento contra o atual presidente. Segundo a constituição, novas eleições terão de ser chamadas até novembro. O atual governo é acusado pela oposição de conceder termos excessivamente generosos nos contratos de E&P;
- **Canadá:** Após aprovação do órgão regulador canadense, o governo sinalizou que procederá com a expansão do oleoduto Trans Mountain;
- **EUA:** A demanda de gasolina registrou 9,9 milhões b/d, maior valor semanal registrado desde 1991. As principais montadoras nos EUA anunciaram seu apoio ao aumento contínuo das metas de autonomia veicular mínima até 2025, se contrapondo a uma decisão da EPA pelo congelamento da meta;
- **EUA:** A EPA anunciou o *Affordable Clean Energy*, a nova política ambiental norte-americana, que implementará limites de emissão por estado, e não mais por unidade industrial;
- **EUA/China:** Em retaliação à decisão dos EUA, de elevar as tarifas sobre produtos chineses de 10% a 25%, e de instituir sanções sobre a Huawei (maior produtora mundial de equipamentos de telecomunicações), a China ameaçou restringir as exportações de terras raras para os EUA;
- **México:** A Comisión Nacional de Hidrocarburos, órgão regulador mexicano, aprovou os planos de desenvolvimento de quatro novas áreas adquiridas pela Shell, que contemplam um total de 13 poços e até US\$ 2,4 bilhões em investimentos;
- **Europa:** O Conselho Europeu aprovou novas metas mínimas mandatórias de veículos “limpos” por país para 2025 e 2030;
- **Angola:** Segundo a ExxonMobil, a recente adequação dos termos fiscais de contratos novos e existentes, além de algumas outras isenções, permitiram que a empresa assinasse um acordo com a Sonangol para redesenvolver o Bloco 15 em águas ultraprofundas. A recém-criada Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG) anunciou um leilão com dez novos blocos para o ano que vem, parte do plano de oferecer 50 blocos até 2025;
- **União Europeia/Irã:** Foi lançado o Instex (*Instrument in Support of Trade Exchanges*), sistema de contabilidade que compensará saldos das importações e exportações sem exigir o envio de dinheiro, contornando as sanções unilaterais impostas pelos EUA;
- **Irã:** A produção iraniana de petróleo alcançou 2,4 milhões b/d, inferior à menor produção mensal durante as sanções de 2012 a 2015 (2,6 milhões b/d);
- **Oriente Médio:** Ataques a dois petroleiros no estreito de Ormuz se somam aos ataques a outros quatro petroleiros no mês de abril. Além disso, o abatimento de um *drone* norte-americano pelo Irã quase precipitou um ataque retaliatório dos EUA. As consequentes sanções ao aiatolá Ali Khamenei provocaram o rompimento dos canais diplomáticos e aumento das tensões entre Irã e EUA;
- **Rússia/Europa:** A contaminação do oleoduto de Druzhba provocou a interrupção do fornecimento de 1 milhão b/d de petróleo russo às refinarias do leste europeu durante o mês de abril e parte de junho, reduzindo o fator de utilização do refino europeu;
- **China/Rússia:** Fechado acordo que estabelece diretrizes e metas para uma parceria entre os países;
- **Indonésia:** O país anunciou que testará a mistura de 30% de biodiesel ao óleo diesel em automóveis e caminhões, com intuito de elevar a parcela mínima obrigatória de 20%;
- **IMO 2020:** Chevron, Total, BP, Repsol, Shell, Petrobras e Sinopec planejam suprir seus mercados de *bunker* com óleo combustível de baixo teor de enxofre (*Low Sulphur Fuel oil - LSFO*) a fim de atender aos novos limites de emissões para o transporte marítimo a partir de 2020. Portos de Cingapura, Fujairah e Roterdã, e países como EAU e Coréia do Sul, também anunciaram que estarão preparados para atender à demanda. Ademais, alguns dos principais bancos mundiais aderiram aos “Princípios de Poseidon”, afirmando que estimularão financiamentos de projetos aquaviários que levem em conta a redução de emissões.

III. CONJUNTURA INTERNACIONAL

Após uma recuperação estável no primeiro semestre de 2018, os preços internacionais do petróleo apresentaram alta volatilidade no segundo semestre. Esse desequilíbrio foi decorrente, entre outros fatores, de incrementos na produção dos membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e de países não-Opep (em especial, no *tight oil* dos Estados Unidos). Adicionalmente, a demanda inferior às expectativas ocasionou a expansão dos estoques. Em um esforço para reequilibrar o mercado, a Arábia Saudita acordou, com os demais membros da Opep+, cortes de produção da ordem de 1,2 milhão b/d, os quais vigoram desde janeiro de 2019. Com isso, os preços começaram a se recuperar, conforme ilustrado no Gráfico 1, tendo o petróleo Brent atingido a média de US\$ 71/b em abril (EIA, 2019a).

Gráfico 1 – Cotação de preços internacionais de petróleo



Notas: i) Valores médios mensais; ii) Valores de junho correspondentes à média diária de 01 a 24/06/2019; iii) maior cotação do 1º semestre foi US\$ 74,94/b, em abril.
Fonte: EIA (2019a) e OPEC (2019)

A produção média de petróleo da Opep no primeiro quinquemestre de 2019 foi de 30,1 milhões b/d, tendo registrado um decréscimo de 236 mil b/d entre os meses de abril e maio, em especial devido à redução de oferta do Irã, Nigéria, Arábia Saudita e Venezuela (OPEC, 2019). Apesar disso, os patamares de preços do petróleo Brent, na primeira quinzena de junho, registraram um decréscimo de 11%, quando comparados com os valores médios registrados entre abril e maio (EIA, 2019a). Incertezas associadas à economia global e as baixas perspectivas para a demanda de petróleo continuaram a exercer pressão sobre os preços. O inverno menos rigoroso no Hemisfério Norte, incertezas acerca da continuidade dos limites de produção da Opep+, expectativas sobre o avanço do Brexit e tensões da escalada do embate tarifário sino-americano também contribuíram para o recuo dos contratos do petróleo.

A Agência Internacional de Energia reduziu novamente a projeção de crescimento da demanda global de petróleo em 2019 para 1,2 milhão b/d (IEA, 2019). Em contrapartida, a expectativa de crescimento da oferta, oriunda principalmente de países não-Opep, ressalta o desafio de evitar um superávit.

Além do acordo de corte de produção, as sanções às exportações venezuelanas, bem como a não extensão da derrogação (*waivers*) às sanções ao Irã e conflitos na Líbia¹ também representam mais uma ameaça de interrupção no fornecimento, contribuindo para o aumento do nível de preços do petróleo. No entanto, as apreensões concernentes às tensões comerciais globais refrearam a ascensão das cotações, devido ao potencial impacto de uma desaceleração do comércio mundial (LAWLER, 2019).

Ademais, um eventual insucesso em concluir um acordo de comércio entre os Estados Unidos e a China pode resultar na imposição de tarifas adicionais, ressuscitando o prenúncio de uma guerra comercial mais longa. Esse fato poderia conduzir a uma recessão global, em função da contração no volume de produtos comercializados, não somente entre as duas potências como entre os principais parceiros comerciais asiáticos da China, como o Japão, a Coreia do Sul e a União Europeia.

Apesar dos choques de oferta no mercado de petróleo, a deterioração no cenário geopolítico e o aumento das tensões entre Estados Unidos e Irã, o preço do petróleo Brent foi negociado entre US\$ 60/b e US\$ 68/b em junho/2019, com moderada volatilidade dos preços. Os cortes acordados pela Opep+ ajudaram a reduzir o excesso de oferta sobre a demanda no mercado internacional.

A participação dos países não-Opep na oferta mundial de petróleo manteve sua relevância no primeiro quinquemestre (produção média estimada em 52,1 milhões b/d, excluindo a produção russa), especialmente devido ao aumento da produção do *tight oil* na Bacia do Permian (Estados Unidos), além das contribuições de Brasil, Rússia, China, Austrália, Reino Unido, Gana, Guiana e Sudão. Na contramão, México, Noruega, Angola, Cazaquistão, Indonésia e Vietnã apresentaram quedas em suas produções (IEA, 2019).

¹ A Líbia vem enfrentando uma severa crise política, com duas forças a disputar o poder, além de milícias locais, a ameaçar o regresso da guerra civil ao país. O conflito desenvolve-se entre o Governo de União Nacional (GNA), reconhecido pela comunidade internacional e pela ONU, e pelo Exército Nacional da Líbia (LNA), comandado por Khalifa Haftar, militar dissidente do regime de Muammar Kadhafi, morto em 2011. A melhoria das condições

política e de segurança são cruciais para recuperação do setor petrolífero líbio, em especial, na atração de investimentos estrangeiros para ampliação da capacidade de produção.

Com o aumento da produção norte-americana, as importações líquidas de petróleo caíram ao patamar de 4 milhões b/d. Por sua vez, a China vem se consolidando como o grande importador global e tem se tornado, portanto, cada vez mais importante na geopolítica do petróleo. As importações de petróleo chinesas cresceram 8,5% em 2018 (EIA, 2019b). No final de 2018 e início deste ano, devido ao excesso de oferta, ao aumento limitado dos estoques globais da OCDE e à queda dos estoques sauditas, infere-se que boa parte desse excedente tenha sido direcionado para a China².

O incremento da produção de *tight oil* norte-americano pode compensar a escassez oriunda das restrições de oferta na Venezuela e no Irã. Todavia, existem questionamentos a respeito não somente da necessidade de infraestrutura de transporte do petróleo (construção e expansão de capacidade de oleodutos), como da resiliência da produção norte-americana em relação às restrições no mercado financeiro. Mecanismos de financiamento mais onerosos podem demandar uma abordagem mais conservadora por parte das empresas³ (com possibilidade de desaceleração na perfuração e menores alocações de capital), tendo por consequência projeções de crescimento mais fracas (CUNNINGHAM, 2019).

A Venezuela registrou em maio de 2019 seu nível mais baixo de produção desde 2003 (741 mil b/d), quando uma greve nacional e uma agitação civil praticamente paralisaram as operações da estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PdVSA). Os recorrentes problemas de falta de energia e de escassez de produtos básicos, bem como o endurecimento de sanções norte-americanas dirigidas ao setor energético da Venezuela e à PdVSA também contribuíram para os recentes declínios na produção (decréscimo de 409 mil b/d entre janeiro e maio de 2019) (OPEC, 2019). Sanções econômicas, que

impedem a importação de petróleo venezuelano, estão compelindo as refinarias localizadas no Texas e na Louisiana a buscarem por substitutos ao petróleo pesado venezuelano para atendimento de suas demandas⁴.

O semestre assinalou, também, uma desaceleração da atividade das refinarias e da indústria petroquímica na Europa, afetadas por interrupções na importação de uma parte do petróleo russo. Um dos principais oleodutos ligando a Rússia ao leste europeu apresentou severa contaminação, tendo que ser interrompido⁵. Algumas refinarias conseguiram utilizar estoques de segurança, e outras acessar fontes alternativas, mas o efeito dessa interrupção foi uma queda acentuada do fator de utilização nas refinarias.

O episódio de contaminação do petróleo no sistema de dutos russos, somado a uma série de ataques à infraestrutura petrolífera na Península Arábica, como os incidentes de sabotagem a petroleiros no porto de Al Fujairah, próximo ao Estreito de Ormuz⁶, além de ataques a um *drone* norte-americano e a estações de bombeamento do principal oleoduto na Arábia Saudita, representaram um risco à estabilidade do mercado, contribuindo para elevação dos preços de petróleo.

A incerteza sobre a manutenção do limite de produção pela Opep+ depois do vencimento do último acordo no final de junho também pressiona as cotações do energético para cima. Apesar da aparente unanimidade de que a manutenção dos cortes é necessária para não sobreofertar o mercado demasiadamente (OPEC, 2019), o adiamento do encontro entre os países-membro da Opep+, declarações criticando a perda de mercado, a queda das receitas e as críticas em especial de Venezuela e Irã, cujas produções estão muito inferiores

² Apesar da China não divulgar informações acerca de seus estoques estratégicos de petróleo (SPR), o mercado estima que este país esteja estocando mais petróleo, já que, ao longo dos últimos meses, sua produção e importação têm sido consistentemente maiores do que o processamento em suas refinarias (RUSSEL, 2019).

³ Apesar de pequenas e médias empresas independentes nos EUA estarem reduzindo seus investimentos, a crescente participação de *majors* e empresas independentes, com seu foco na integração *midstream* e *downstream*, é uma das razões para as restrições logísticas estarem mais amenas do que esperado. Empresas como Exxon, Chevron, Conoco e Occidental estão garantindo capacidade em oleodutos e terminais de exportação à medida que seus campos comecem a produzir (MEES, 2019).

⁴ Os petróleos pesados venezuelanos, como o Merey, têm poucos substitutos, sendo os mais próximos o Marlim (Brasil), o Maya (México), o Bow River e o Cold Lake (Canadá), ou Basra Heavy (Irã). A maioria dessas alternativas possuem teor de enxofre maior do que o petróleo da Venezuela, o que representa uma limitação, na medida em que, exige que as refinarias disponham de unidades de tratamento para produzir combustíveis de qualidade aceitável. A situação pode favorecer o petróleo canadense, que já

se valorizou no fim do ano passado frente ao WTI devido, em grande parte, aos cortes de produção.

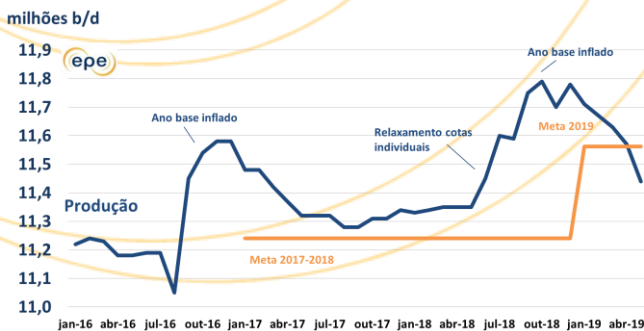
⁵ Entre 19 de abril e o início de junho, remessas às refinarias europeias, através do oleoduto Druzhba, foram interrompidas devido à contaminação do petróleo no sistema com cloretos orgânicos. O duto, operado pela estatal Transneft, fornece petróleo bruto para refinarias na Bielorrússia, Polônia, Alemanha, Hungria, Eslováquia e República Tcheca (capacidade combinada de refino de mais de 1,8 milhão b/d). Mesmo com o abastecimento retomado, a capacidade do oleoduto ainda permanece restrita ao longo de várias seções-chave do sistema devido à necessidade de utilizar alguns trechos do duto como armazenamento temporário para o petróleo contaminado (YERMAKOV, 2019).

⁶ O Estreito de Ormuz, localizado entre Omã e Irã, liga o Golfo Pérsico ao Golfo de Omã e ao Mar da Arábia. Ele desempenha um papel central no escoamento de um terço do petróleo consumido diariamente no mundo. Em 2018, seu fluxo diário médio de petróleo foi de 21 milhões b/d, sendo 76% das cargas direcionadas para o mercado asiático (principalmente China, Índia, Japão, Coreia do Sul e Cingapura). O Irã, que domina geograficamente o estreito, frequentemente ameaça bloqueá-lo como retaliação geopolítica, mas, devido à importância da hidrovia para a economia global, o estreito também é protegido pela Quinta Frota da Marinha dos EUA e aliados (EIA, 2019b).

aos seus patamares históricos, causaram inquietação sobre o resultado do próximo encontro.

A Rússia foi um dos maiores beneficiários dos cortes e comprometeu-se a continuar a cooperação com a Opep+. A despeito do país ter participado do acordo de cortes, a Rússia continua a atingir recordes de produção pós-soviéticos ano após ano⁷. Conforme indicado no Gráfico 2, o país tem aumentado a sua produção antes das reuniões da Opep+. Dessa forma, reduz sua produção a partir de um patamar elevado, além de levar mais tempo para alcançar suas metas. Apesar de apoiar países sancionados como o Irã e a Venezuela, a Rússia aproveitou-se das quedas de produção nesses países, cujos petróleos são similares ao de Urals, para conquistar novos mercados. Ademais, o acordo ainda reforçou as alianças russas no Oriente Médio. (STANLEY, 2019)

Gráfico 2 – Produção de Petróleo Russa e Metas Acordadas



Fonte: Elaboração Própria a partir de IEA (2019).

A demanda de petróleo pode se intensificar ainda neste ano em função da entrada em vigor dos limites de emissão sobre o transporte aquaviário que serão implementadas em janeiro de 2020 pela Organização Marítima Internacional (IMO 2020). Devido ao desequilíbrio de qualidade do petróleo atualmente ofertado mundialmente, com estoques de petróleos médios e pesados mais reduzidos e com um excedente de fornecimento de leves, a demanda real por petróleo da Opep+ (que consiste principalmente do primeiro tipo) pode não sofrer uma redução no curto prazo.

Porém, uma nova escalada nas tensões comerciais entre Estados Unidos e China pode causar um acúmulo significativo de estoques. Da

mesma forma, caso a Opep opte por reverter seus cortes, concomitante a uma decisão dos Estados Unidos em rever os *waivers* ao Irã, esse cenário poderia mais uma vez prejudicar os esforços da Opep em reequilibrar o mercado, de maneira semelhante à realizada em 2018.

Nesse ambiente de maior incerteza, é possível que a Opep, em especial, a Arábia Saudita, mantenha momentaneamente sua estratégia de cortes de produção. Entretanto, essa estratégia tem um custo, já que os preços mais altos do petróleo poderiam ocasionar a desaceleração do crescimento ou mesmo a destruição da demanda. O limite de produção acordado pelos países participantes da Opep+, e a aderência aos cortes anunciados, permitiram um patamar de preços favorável aos orçamentos dos países dependentes das exportações de petróleo⁸. Nesse sentido, a Opep tende a buscar um equilíbrio na moderação dos preços do petróleo.

Referências

- 1) ALHAJJI, A., (2019). *Oil market's missing link is OPEC's oil consumption*.
- 2) CERUTTI, E.; GOPINATH, G.; MOHOMMAD, A., (2019). *The Impact of US-China Trade Tensions*. IMFBlog, International Monetary Fund.
- 3) CUNNINGHAM, N., (2019). *Will Financial Stress in the Shale Sector Slow Production Growth? The Fuse*.
- 4) EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2019a). *Spot Prices*. EIA.
- 5) _____, (2019b). *The Strait of Hormuz is the world's most important oil transit chokepoint*. Today in Energy, EIA.
- 6) HOLLAND, S.; KALIN, S., (2019). *Trump impõe novas sanções a líder supremo do Irã e outras autoridades*. Reuters.
- 7) IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2019). *Oil Market Report*, IEA.
- 8) LAWLER, A., (2019). *OPEC oil output hits four-year low in April on Iran, Venezuela*. Reuters survey.
- 9) MEES. *Middle East Economic Survey*, (2019). *US Shale: Major Growth Planned, Indies Crimp Spending*. Volume: 62 Edição: 11.
- 10) OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2019). *Monthly Oil Market Report – June 2019*. OPEC, Vienna, Austria.
- 11) RUSSEL, C., (2019). *China keeps buying crude oil for storage, but difficulties loom*. Reuters.
- 12) RYSTAD ENERGY, (2019). *OPEC meeting preview*. Rystad Energy.
- 13) STANLEY, A., (2019). *Russia: The OPEC+ Opportunist*. Center for Strategic & International Studies.
- 14) YERMAKOV, V., (2019). *The Druzhba Pipeline Crisis: The Lessons for Russia and for Europe*. Oxford energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies.

⁷ A produção média de petróleo russo no primeiro semestre de 2018 foi de 11,3 milhões b/d, enquanto que a produção estimada para o primeiro semestre de 2019 é de 11,5 milhões b/d. A Opep (OPEC, 2019) indicou um aumento total de produção de 1,6% entre 2017/2018 e estima um crescimento de 1,7% para o período de 2018/2019.

⁸ Nos últimos anos, os países-membro da Opep não divulgaram meta de preços para seus cortes, passando a justificar os cortes e tetos de produção como fundamentais para estabilizar o mercado. No entanto, estima-se que

uma cotação do Brent de US\$ 70/b seja necessária para financiar as receitas projetadas para o orçamento de 2019 da Arábia Saudita, líder *de facto* da Opep (ALHAJJI, 2019). O ministro de petróleo da Guiné Equatorial afirmou que todos países da Opep+ ficariam confortáveis com um patamar de preços entre US\$ 60/b e US\$ 70/b (PLATTS, 2019).

IV. CONJUNTURA BRASIL

No início de 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME) divulgou as ações prioritárias da pasta para este ano. No setor de petróleo e gás natural, destacam-se: i) a realização do leilão do excedente da Cessão Onerosa; ii) a continuidade do calendário plurianual de rodadas de licitações; iii) o apoio às medidas legislativas e regulatórias para abertura do mercado, atração de investimentos e aumento da competição no setor de gás natural; iv) o desenvolvimento sinérgico dos setores de gás natural e de energia elétrica; v) a atração de investimentos em refino e logística; vi) a avaliação de alternativas para equalizar os preços de gás liquefeito de petróleo (GLP); e vii) o combate à sonegação e à adulteração de combustíveis (MME, 2019a).

Entre as ações prioritárias, destaca-se o acordo entre o Governo Federal e a Petrobras sobre a revisão do contrato da Cessão Onerosa, assinado entre as partes em 2010. Como resultado da negociação, a União deverá ressarcir a Petrobras em cerca de US\$ 9,0 bilhões após a assinatura do contrato. Ademais, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou as Resoluções CNPE nº 2 e nº 13/2019, que estabelecem as diretrizes para a realização do Leilão do Excedente da Cessão Onerosa⁹, previsto para novembro de 2019¹⁰, no qual serão ofertadas as áreas de desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos, sob o regime de partilha de produção (CNPE, 2019). A Petrobras manifestou interesse em exercer o direito de preferência nas áreas de desenvolvimento de Búzios e Itapu, com participação mínima de 30%¹¹ (PETROBRAS, 2019).

Em continuidade ao planejamento plurianual de licitações de blocos exploratórios estabelecido pelo CNPE, o calendário para este ano prevê a realização da 16ª Rodada de Licitações de Concessão no dia 10 de outubro e da 6ª Rodada de Partilha de Produção no dia 7 de novembro. Em relação à 6ª Rodada de Partilha, a Petrobras manifestou em janeiro o interesse em exercer o direito de preferência nos blocos de Aram, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário, como operadora e com percentual mínimo de 30%

(PETROBRAS, 2019). Além desses blocos, a rodada ofertará também as áreas de Bumerangue e Cruzeiro do Sul (antigo Sudeste de Lula, Sul e Sudoeste de Júpiter).

Ressalta-se ainda a aprovação pela ANP do aumento do número de áreas ofertadas e de empresas inscritas na Oferta Permanente¹², que passa a contar com um total de 600 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais, além de 31 empresas aptas a apresentar declaração de interesse (ANP, 2019b).

A realização desses certames deve ampliar a competitividade do Brasil na atração de investimentos na indústria de óleo e gás. Em especial, a expectativa de elevada disponibilidade de volumes excedentes de petróleo e gás natural nas áreas da Cessão Onerosa e a alta produtividade dos campos do Pré-sal têm despertado grande interesse das principais empresas petrolíferas do mundo.

Nesse contexto, a indústria nacional apresenta uma forte expectativa de atração de investimentos em exploração e produção (E&P) para os próximos anos. A Petrobras pretende realizar investimentos de US\$ 68,8 bilhões em E&P entre 2019 e 2023, sendo US\$ 27 bilhões apenas para o desenvolvimento da produção de áreas do Pré-sal. A Equinor anunciou que pretende investir cerca de US\$ 15 bilhões no Brasil até o fim da próxima década, o que inclui a instalação de duas plataformas do tipo FPSO no campo de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos, sendo a primeira prevista para 2024 e com capacidade de produção de 220 mil b/d de petróleo. A Shell planeja investir US\$ 2,0 bilhões por ano em águas ultraprofundas no Brasil até 2025, incluindo um FPSO na área de Gato do Mato, no pré-sal da Bacia de Santos, prevista para 2023 e com capacidade de 90 mil b/d. A ExxonMobil divulgou recentemente que pretende perfurar ao menos cinco poços no Brasil até 2020, enquanto a PetroRio anunciou a perfuração de até quatro poços em 2019 no âmbito do plano de revitalização do campo de Polvo, em águas rasas da Bacia de Campos, com investimentos estimados de até US\$ 60 milhões (PETROBRAS, 2018; PETRORIO, 2019a).

⁹ Adicionalmente, as Resoluções CNPE nº 6 e nº 8/2019, definiram os parâmetros técnicos e econômicos para a realização do certame. Os volumes excedentes das áreas de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia serão licitados mediante bônus de assinatura de R\$ 13,7, R\$ 68,2, R\$ 1,8 e R\$ 22,9 bilhões, e com percentuais mínimos do excedente em óleo da União de 26,23%, 23,24%, 18,15% e 27,88%, respectivamente (CNPE, 2019).

¹⁰ A ANP publicou o pré-edital da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa em 13 de junho de 2019 (ANP, 2019a).

¹¹ A Petrobras poderá ampliar sua participação mínima de 30% para as áreas em que manifestou o interesse em exercer seu direito de preferência. Em

relação às áreas nas quais não manifestou o interesse, a companhia poderá participar em condições de igualdade com os demais licitantes, seja como operador ou não-operador (PETROBRAS, 2019). Além disso, os vencedores do leilão deverão compensar a Petrobras pelos investimentos realizados em atividade exploratória e infraestrutura nas áreas e terão de celebrar acordos com a empresa para disciplinar a unificação das operações (CNPE, 2019).

¹² Trata-se de procedimento realizado pela ANP que consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à Agência.

O Pré-sal tem ampliado cada vez mais a sua participação na produção nacional de petróleo, alcançando 61% do total produzido no País em maio de 2019 (ANP, 2019c). Esse crescimento se justifica pela entrada em operação de diversas unidades produtivas. Neste primeiro semestre, destaca-se o início da produção pela Petrobras das plataformas P-67 no Campo de Lula, e da P-76 e P-77 no Campo de Búzios. Essas três unidades, do tipo FPSO, possuem capacidade de produção de petróleo de 150 mil b/d, cada (PETROBRAS, 2019).

A produção nacional de petróleo atingiu o seu nível máximo histórico de 2,73 milhões b/d em maio, uma vez que a produção da Bacia de Santos (majoritariamente pré-sal) apresentou um aumento superior ao declínio da Bacia de Campos (majoritariamente pós-sal), conforme exibido na Figura 1. Entre maio de 2017 e maio de 2019, a produção de petróleo da Bacia de Campos declinou em 350 mil b/d, enquanto a Bacia de Santos aumentou em 470 mil b/d (ANP, 2019c).

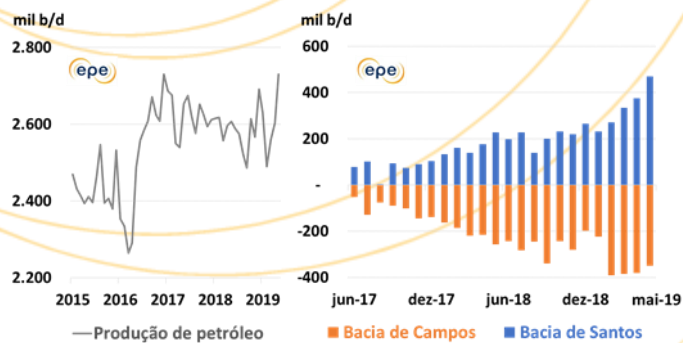


Figura 1 – Produção nacional de petróleo e variação mensal acumulada da produção nas Bacias de Campos e Santos a partir de maio de 2017 (mil b/d)

Fonte: ANP (2019c)

No segmento de E&P, ressalta-se ainda a aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) da Jazida Compartilhada de Lula¹³ e a aprovação do acordo entre Petrobras e ANP sobre a unificação dos campos do Parque das Baleias¹⁴, na Bacia de Campos. Este último acordo prevê o pagamento de R\$ 3,5 bilhões pela Petrobras, sendo R\$ 1,5 bilhão ao Estado do Espírito Santo¹⁵. Além disso, o acordo prevê a prorrogação do prazo de concessão do novo campo de Jubarte unificado, que viabilizará a implantação de um novo sistema de produção previsto para entrar em operação em 2022 (PETROBRAS, 2019).

¹³ A jazida compartilhada de Lula compreende o Campo de Lula, o Bloco Sul de Tupi do contrato de Cessão Onerosa e área não contratada pertencente à União. O acordo estabelece as participações das empresas e as regras da execução conjunta das operações de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural na jazida compartilhada (PETROBRAS, 2019).

¹⁴ O acordo trata de uma determinação da ANP para a unificação dos campos de Jubarte, Cachalote, Caxaréu, Baleia Franca, Baleia Anã, Baleia Azul e Pirambú.

Em relação aos desinvestimentos da Petrobras no segmento de E&P, destacam-se a conclusão da venda de 50% do campo de Tartaruga Verde e de um módulo do campo de Espadarte para a estatal malaia Petronas por US\$ 1,3 bilhão, a venda de 34 campos terrestres no Rio Grande do Norte por US\$ 384 milhões para a empresa Potiguar E&P, e a venda da participação da empresa no Campo de Maromba para a BW Offshore por US\$ 90 milhões. A Petrobras também divulgou teasers para a venda de campos terrestres na Bahia, denominados Polo Recôncavo e Polo Rio Ventura, e para a venda de campos terrestres no Espírito Santo, denominado Polo Cricaré. Além disso, a empresa tem dado continuidade aos desinvestimentos dos Polos Enchova e Pampo, na Bacia de Campos, e do Polo Lagoa Parda, no Espírito Santo (PETROBRAS, 2019).

Ressalta-se ainda a aquisição da participação da Chevron no Campo de Frade por mais de US\$ 400 milhões pela PetroRio, que passa a deter 70% do ativo. A transação inclui também 50% do bloco de águas profundas CE-M715, na Bacia do Ceará (PETRORIO, 2019b).

No *downstream*, as refinarias nacionais têm mantido um fator de utilização médio de 75% nos primeiros meses de 2019, ilustrado na Figura 2. Esse nível de operação do refino, que se estende desde o 2º semestre de 2016, tem impactado a produção de derivados no País.

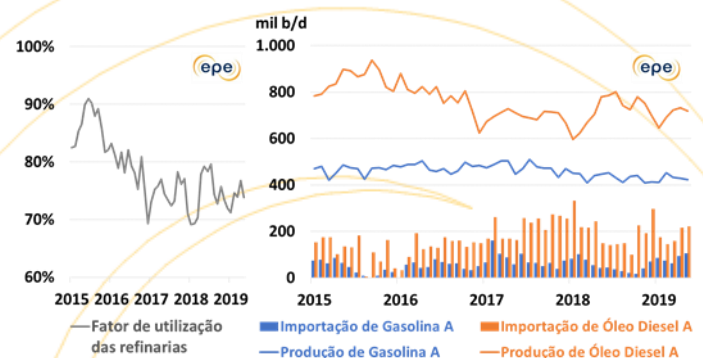


Figura 2 – Fator de utilização das refinarias nacionais (%) e produção e importação de gasolina A e óleo diesel A (mil b/d)

Fonte: ANP (2019d)

O início de 2019 também foi marcado por mudanças na política de preços da Petrobras para o óleo diesel e gasolina. Em março, a empresa anunciou que os reajustes do óleo diesel nas refinarias passariam a ser feitos em períodos não inferiores a 15 dias, em vez de reajustes diários. Em junho, no entanto, a Petrobras revisou a

¹⁵ Como o acordo possibilita o aumento da arrecadação do Espírito Santo com a Participação Especial, o governo capixaba aprovou a criação de dois fundos de investimentos (o Fundo Soberano do Estado do Espírito Santo e o Fundo de Obras e Infraestrutura Estratégica para o Desenvolvimento do Espírito Santo) com objetivo de fomentar o desenvolvimento da atividade produtiva do estado para além da indústria do petróleo e de investir em obras estratégicas para a melhoria da infraestrutura (GOVERNO DO ESPÍRITO SANTO, 2019).

decisão, estabelecendo que os preços do diesel e da gasolina poderão ser revistos sem periodicidade mínima definida (PETROBRAS, 2019).

Ademais, a Petrobras tem dado continuidade à sua política de desinvestimentos em áreas de negócio que apresentam menor rentabilidade ou que não sejam estratégicas no longo prazo para a empresa. Destacam-se a venda da Transportadora Associada de Gás (TAG) para o grupo formado pela empresa Engie e pelo fundo canadense CDPQ (Caisse de Dépôt et Placement du Québec) por US\$ 8,6 bilhões, a venda da Refinaria de Pasadena para a Chevron em uma transação de US\$ 467 milhões, e a venda dos ativos de distribuição no Paraguai para o Grupo Copetrol por US\$ 331 milhões. A estatal também divulgou a venda adicional de sua participação na BR Distribuidora por meio de uma oferta pública secundária de ações, de tal forma que a participação da empresa no capital social da BR será inferior a 50%. Além disso, a Petrobras divulgou novo prospecto para a venda da Liquigás, sem exigência de que os ofertantes tenham feito investimentos em óleo e gás no Brasil e restrição a empresas que possuam mais de 10% de participação de mercado. No segmento de fertilizantes, a Petrobras iniciou este ano a hibernação de suas fábricas no Sergipe e na Bahia (PETROBRAS, 2019).

Em relação aos desinvestimentos da Petrobras no *downstream*, cabe ressaltar a divulgação da venda de oito unidades de refino com capacidade de processamento de 1,1 milhão b/d, em substituição à oferta de *clusters* nas regiões Sul e Nordeste (PETROBRAS, 2019). Os ativos de refino incluídos no programa de desinvestimentos são exibidos na Figura 3.

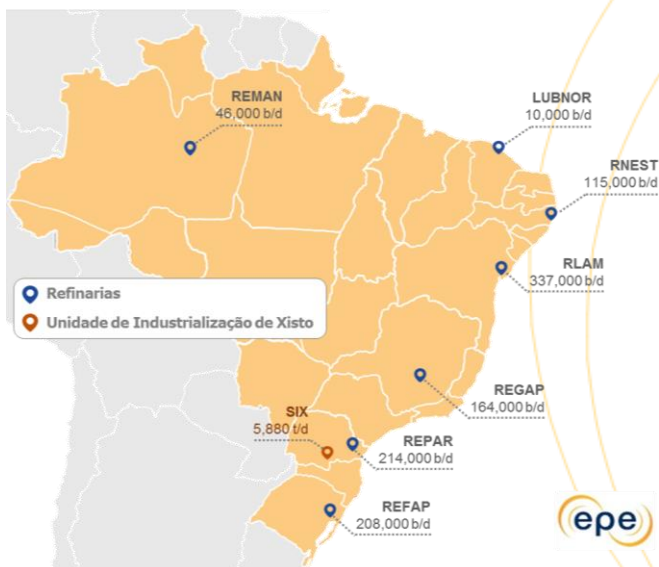


Figura 3 – Unidades de refino incluídas no plano de desinvestimentos da Petrobras

Em maio, a Resolução CNPE nº 9/2019 estabeleceu as diretrizes para a promoção da livre concorrência na atividade de refino no País. Tais diretrizes incluem a recomendação de alienação completa dos ativos constantes do Programa de Parcerias e Desinvestimentos da Petrobras, conforme analisado pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). Como de interesse da política energética nacional, indicou-se que a venda de refinarias deve se dar de forma concomitante com a dos respectivos ativos de infraestrutura logística, e com a transferência de unidades de refino potencialmente concorrentes para grupos econômicos distintos. Além disso, o alienante ficará impedido de manter participação societária nos empreendimentos decorrentes da operação de venda (CNPE, 2019).

Na sequência, Petrobras e CADE celebraram Termo de Compromisso de Cessação no âmbito das investigações da autarquia sobre suposto abuso de poder dominante da Petrobras no segmento de refino. O Termo consolida os entendimentos entre as partes sobre a execução de desinvestimento em ativos de refino no Brasil, com objetivo de propiciar condições concorrenciais, incentivando a entrada de novos agentes econômicos. Dessa forma, a Petrobras se compromete em alienar integralmente os ativos de refino colocados à venda até 2021 e em não negociar ativos potencialmente concorrentes com um mesmo comprador ou empresas de mesmo grupo econômico¹⁶. Como consequência, houve a suspensão do inquérito administrativo instaurado pelo CADE. (PETROBRAS, 2019).

Ainda sobre os desinvestimentos, o Plenário do Supremo Tribunal Federal (STF) ratificou em junho o entendimento de que a exigência de autorização legislativa não se aplica ao controle de subsidiárias e controladas de empresas estatais. Essa decisão reduz as incertezas jurídicas nos processos de desinvestimentos que se encontram em curso pela Petrobras.

Em relação às iniciativas governamentais, destaca-se, no setor de gás natural, a criação do programa Novo Mercado de Gás pelo MME. Em linha com as ações prioritárias da pasta para este ano, os objetivos do programa estão ancorados em quatro pilares: promoção da concorrência, integração do gás natural com os setores elétrico e industrial, harmonização de regulações estadual e federal, e remoção de barreiras tributárias (MME, 2019b). Adicionalmente, as Resoluções CNPE nº 4 e nº 16/2019 instituíram o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás e estabeleceram as diretrizes para este setor¹⁷ (CNPE, 2019). Assim, o CNPE incorporou à

¹⁶ Os ativos considerados como potencialmente concorrentes são: (i) RLAM e RNEST; (ii) Repar e Refap; e (iii) Regap e RLAM.

¹⁷ A Resolução CNPE nº 16/2019 aborda aspectos de transição para um mercado concorrencial de gás natural, além de diretrizes como a implantação de programas de *gas release*, a transição para o regime de entrada e saída e a

política energética nacional a expertise internacional da liberalização dos mercados de gás no mundo, especialmente na União Europeia.

No setor de abastecimento, o MME anunciou a criação do programa Abastece Brasil, visando à promoção da concorrência, à atração de investimentos em refino e logística, ao fim da diferenciação de preços do GLP, e ao combate à sonegação e à adulteração de combustíveis (MME, 2019c). Dessa forma, o programa contempla três das ações prioritárias do MME para este ano. Além disso, o CNPE publicou a Resolução CNPE nº 12/2019, que estabelece as diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis no País¹⁸ (CNPE, 2019).

Ressaltam-se ainda os leilões de concessão de infraestrutura nos setores portuário, aeroportuário e ferroviário. Em março, a realização do leilão de três áreas no Porto de Cabedelo/PB e de uma área no Porto de Vitória/ES rendeu R\$ 220 milhões ao Governo Federal. Em abril, o leilão de outorga de cinco áreas no Porto de Belém/PA e de uma área no Porto de Vila do Conde/PA arrecadou R\$ 448 milhões. Esses terminais são destinados principalmente à movimentação e armazenagem de combustíveis. No setor aeroportuário, o leilão de 12 aeroportos garantiu R\$ 4,2 bilhões de arrecadação ao Governo Federal, além de investimentos mínimos de R\$ 3,5 bilhões pelos novos concessionários em ampliação e manutenção dos aeroportos leiloados. No setor ferroviário, a concessão do trecho sul da Ferrovia Norte-Sul (FNS) foi arrematada pela Rumo por R\$ 2,7 bilhões, com investimentos mínimos de R\$ 2,8 bilhões (MINFRA, 2019).

No setor dutoviário, a Logum obteve financiamento de R\$ 1,8 bilhão do BNDES para a construção de 128 km de dutos para transporte de etanol no estado de São Paulo¹⁹ (BNDES, 2019). Após a conclusão dos investimentos, prevista para 2021, a capacidade de transporte da

Logum será expandida para mais de 8 bilhões de litros por ano de etanol, o que poderá impactar o mercado de gasolina no País.

Diversos eventos relevantes contribuíram para o cumprimento da agenda de ações prioritárias do MME. Destaca-se a criação dos programas governamentais Abastece Brasil e Novo Mercado de Gás, bem como a atuação do CNPE, visando à realização do leilão do excedente da Cessão Onerosa e ao estabelecimento de diretrizes para a promoção da concorrência e a atração de investimentos nos setores de petróleo e gás natural.

Referências

- 1) [AGENERSA. AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, \(2019\)](#). *Agensera publica deliberação com novo marco regulatório para mercado livre de gás*.
- 2) [ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, \(2019\)](#). *Pré-Edital e Minutas de contrato de partilha de produção*.
- 3) [_____, \(2019b\)](#). *Oferta Permanente passa a contar com 600 blocos e 14 áreas com acumulações marginais*.
- 4) [_____, \(2019c\)](#). *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural*.
- 5) [_____, \(2019d\)](#). *Dados estatísticos*.
- 6) [BNDES. BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL, \(2019\)](#). *Maior sistema brasileiro para escoar etanol terá R\$ 1,8 bi de apoio do BNDES*.
- 7) [CNPE. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, \(2019\)](#). *Resoluções CNPE*.
- 8) [GOVERNO DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO, \(2019\)](#). *Governador sanciona leis que criam Fundo Soberano e Fundo da Infraestrutura*.
- 9) [MINFRA. MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA, \(2019\)](#). *Últimas notícias*.
- 10) [MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, \(2019a\)](#). *Ações nos Setores Elétrico, de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, e Mineral*. 23 jan. 2019.
- 11) [_____, \(2019b\)](#). *Ministro anuncia o programa “Novo Mercado de Gás” durante encontro com jornalistas*.
- 12) [_____, \(2019c\)](#). *Abastece Brasil*.
- 13) [Petrobras, \(2019\)](#). *Comunicados ao mercado*.
- 14) [_____, \(2018\)](#). *Plano de Negócios e Gestão 2019-2023*.
- 15) [PetroRio, \(2019a\)](#). *Nova campanha de perfuração e financiamentos*.
- 16) [_____, \(2019b\)](#). *Conclusão da aquisição de participação em Frade*.

garantia de acesso não discriminatório a infraestruturas de escoamento, processamento de gás e terminais de GNL. Em linha com a Resolução, a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (Agensera) aprovou as diretrizes para o novo marco regulatório para o mercado livre de gás natural no estado (AGENERSA, 2019).

¹⁸ A Resolução CNPE nº 12/2019 recomenda que a ANP priorize a deliberação e estudos sobre: i) a comercialização, por transportador-revendedor-retalhista (TRR), de gasolina automotiva C, óleo diesel B e etanol hidratado com revendedor varejista de combustíveis; ii) a tutela regulatória do uso da marca comercial do distribuidor por revendedor varejista de combustíveis; iii) a comercialização, por produtor, de etanol hidratado com revendedor varejista de combustíveis e TRR; iv) os usos de GLP; v) a avaliação do tipo de autorização em portos públicos e as condições de acesso de terceiros a terminais aquaviários para movimentação de petróleo, derivados e biocombustíveis; vi) o aprimoramento da disponibilidade de informação de comercialização, especialmente sobre preços e volumes, de combustíveis

automotivos e GLP na revenda varejista; e vii) a divulgação do quadro societário do revendedor varejista de combustíveis. A Resolução ainda recomenda que o MME promova a articulação com instituições públicas com vistas ao combate à sonegação e à adulteração de combustíveis, e que realize estudos em até 180 dias sobre os modelos de negócios e arranjos societários e as condições de acesso de terceiros a dutos de transporte e terminais terrestres. Ademais, a Resolução recomenda que o Ministério da Economia avalie, em igual período, questões tributárias visando a harmonização dos tributos incidentes sobre os combustíveis (CNPE, 2019).

¹⁹ São dois trechos a partir de Guararema/SP: um até São José dos Campos/SP com 36 km de extensão, e outro até São Caetano do Sul/SP com 92 km, passando por Guarulhos/SP. O projeto também prevê um terminal de armazenagem de combustíveis em Guarulhos/SP.

V. ESTATÍSTICAS

PIB (CRESCIMENTO REAL)	2016	2017	2018	2018T4	2019T1
EUA	1,6%	2,3%	3,0%	2,2%	3,1%
China	6,7%	6,9%	6,6%	6,4%	6,4%
Índia	8,2%	7,2%	7,1%	6,6%	5,8%
União Europeia (28 países)	1,9%	2,7%	2,0%	1,5%	1,5%
Brasil	-3,5%	1,0%	1,3%	1,1%	0,5%
Mundo	3,4%	3,8%	3,6%	n.d.	n.d.

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

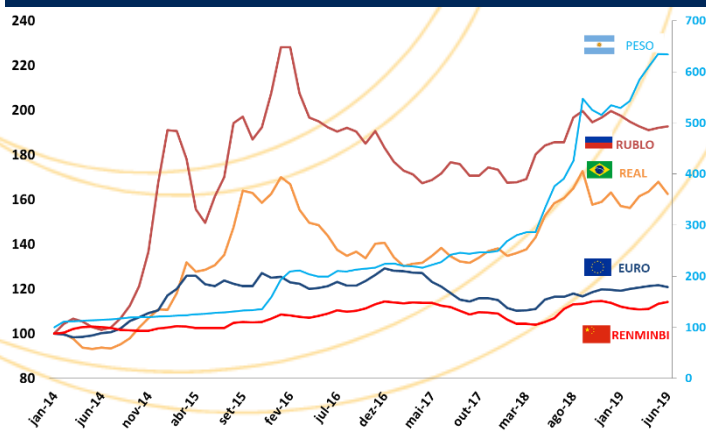
Nota: Taxa trimestral calculada como a variação do trimestre corrente sobre o mesmo período do ano anterior.

PREÇOS DE PETRÓLEO (US\$/B)	2016	2017	2018	2018T4	2019T1
Brent	43,37	53,23	70,94	67,58	63,15
WTI	42,95	49,95	64,89	59,00	54,92
Dubai	41,28	52,23	69,41	67,49	63,46
Árabe Leve	40,89	51,67	70,33	68,20	63,96
Bonny Light	43,95	53,64	71,83	68,60	64,47
Girassol	43,53	53,55	71,44	68,47	64,14
Marlim	33,12	44,65	61,33	59,58	57,04
Roncador	33,23	44,76	63,13	66,39	57,02

Fonte: ANP e OPEP

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; iii) Evolução do Peso argentino apresentado no eixo secundário.

CAPACIDADE OCIOSA (MILHÕES B/D)	2016	2017	2018	2018T4	2019T1
OPEP	1,15	2,09	1,49	0,97	2,05

Fonte: EIA.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (MILHÕES B/D)	2016	2017	2018	2018T4	2019T1
Produção Global	91,9	92,3	95,1	97,0	95,3
África	7,6	8,1	8,3	8,4	8,4
Américas	27,2	27,7	29,5	30,6	30,1
Ásia Pacífico	8,0	7,7	7,5	7,6	7,6
Eurásia	17,9	17,9	18,2	18,4	18,4
Oriente Médio	31,2	30,9	31,6	32,0	30,8

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e OPEP.

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

NÍVEL DE ATIVIDADE	2016	2017	2018	2018T4	2019T1
Sondas em uso (EUA, unidades)	509	875	1.031	1.073	1.045
Sondas em uso (Mundo, unidades)	1.673	2.110	2.299	2.369	2.418
Contratos futuros financeiros (Unidades)	1.815	1.532	2.373	2.100	1.936
Utilização de refinarias (EUA)	90%	91%	93%	93%	88%
Utilização de refinarias (Euro-16)	88%	90%	86%	86%	85%
Utilização de refinarias (Brasil)	79%	75%	74%	74%	73%

Fonte: ANP, Petrobras e OPEP

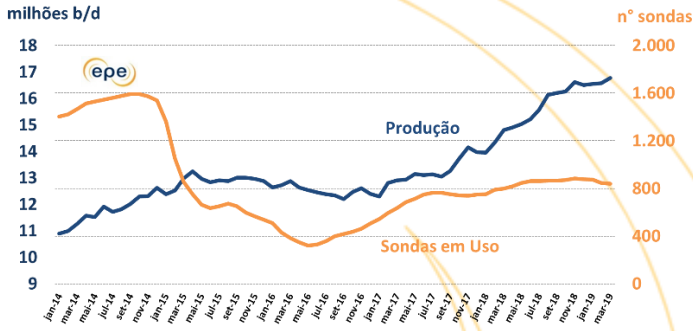
Nota: Incluem sondas de petróleo, gás natural e outros.

DEMANDA DE PETRÓLEO (MILHÕES B/D)	2016	2017	2018	2018T4	2019T1
Demanda Global	91,7	93,2	94,3	94,7	94,6
África	4,3	4,3	4,3	4,3	4,4
Américas	28,8	28,9	29,3	29,5	29,3
Ásia Pacífico	31,4	32,5	33,1	33,6	33,7
Eurásia	18,7	19,0	19,2	19,1	18,9
Oriente Médio	8,5	8,5	8,4	8,2	8,3

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e OPEP.

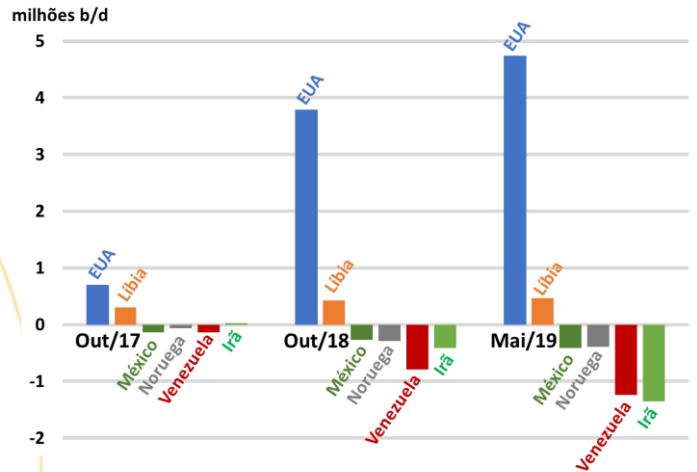
Nota: i) inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural; ii) não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

PRODUÇÃO DOS EUA



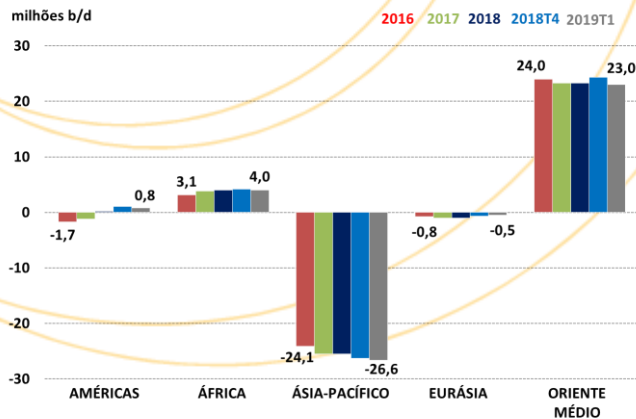
Fonte: IEA, EIA e Baker Hughes
Nota: i) sondas em uso, destacadas neste gráfico, correspondem apenas às sondas de petróleo; ii) produção inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural.

VARIÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO FRENTE A JANEIRO DE 2017



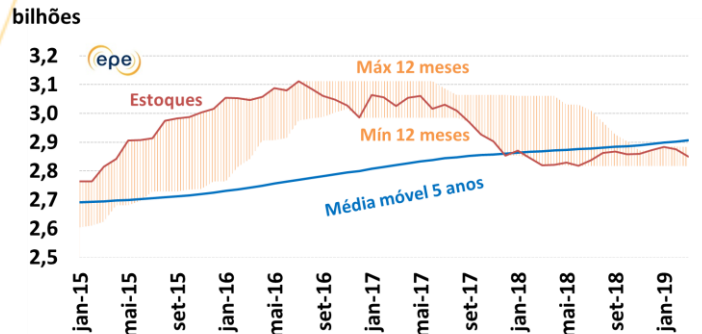
Fonte: IEA
Nota: As produções de Irã, Líbia e Venezuela não incluem líquidos de gás natural (LGN).

BALANÇOS REGIONAIS



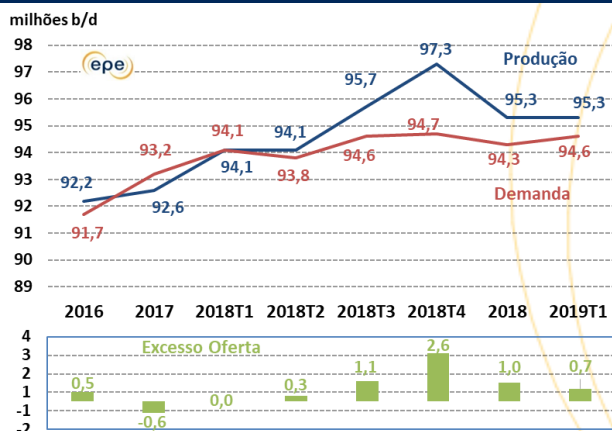
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e OPEP.
Nota: Inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural. Não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

ESTOQUES COMERCIAIS TOTAIS DE PETRÓLEO NA OCDE



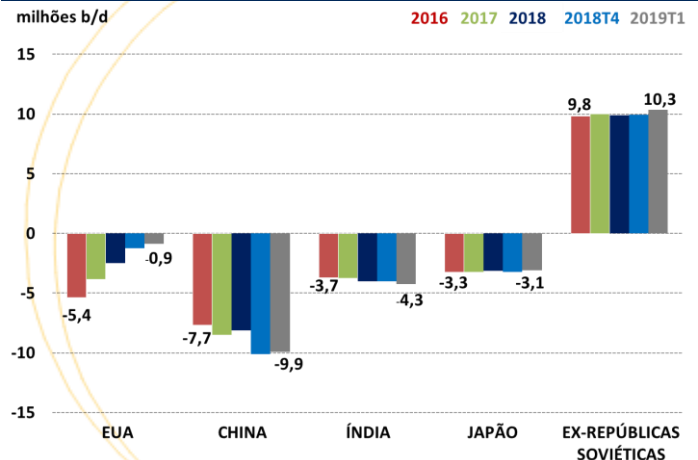
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA.
Nota: Estoques totais incluem petróleo cru, derivados, LGN, insumos de refinaria, aditivos e outros hidrocarbonetos;

BALANÇO GLOBAL DE PETRÓLEO



Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e OPEP.
Nota: Inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural. Não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

COMÉRCIO INTERNACIONAL DE PETRÓLEO E DERIVADOS



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

LICITAÇÕES DE PETRÓLEO & GAS NATURAL NO MUNDO EM 2019

Data	País	Descrição
Jan/19	Malásia	Rodada de exploração
Jan/19	Índia	Programa de licitação de área aberta
Fev/19	Omã	Rodada de Licitação
Fev/19	Somália	Rodada de Licitações - Águas profundas
Mar/19	Egito	Rodada <i>Offshore</i> – Mar Vermelho
Abr/19	Líbano	2º Rodada de Licitações <i>Offshore</i>
Abr/19	Canadá	NL19 <i>Jeanne d'Arc Region</i>
Abr/19	Nicarágua	Rodada de Licitações
Mai/19	Indonésia	2º Rodada de Licitações
Mai/19	Noruega	APA 2019
Mai/19	Sri Lanka	Blocos M1 e C1
Mai/19	UAE	Licitação de bloco – Abu Dhabi
Jun/19	Cuba	1º Rodada de Licitações – <i>Offshore</i>

Fonte: Elaboração própria a partir de CNPE e Petroleum Economist.

CRONOGRAMA DE LICITAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Ano	Rodada	Modalidade	Período	Descrição
2019	-	Concessão	A partir de Set/19	Oferta Permanente
	16ª	Concessão	Out/19	Blocos em águas ultraprofundas e em bacias terrestres
	-	Partilha	Nov/19	Excedente da Cessão Onerosa
	6ª	Partilha	Nov/19	Pré-sal na Bacia de Santos
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

PRODUÇÃO E COMÉRCIO NO BRASIL (MIL B/D)	2016	2017	2018	2018T4	2019T1
Petróleo					
Produção	2.517	2.676	2.587	2.646	2.527
Exportação líq.	620	847	937	1.024	N.D.
Derivados Petróleo					
Produção	1.911	1845	1.796	1.789	1.741
Importação líq.	284	226	335	373	322
Biocombustíveis					
Produção	560	478	662	569	172
Importação líq.	-127	30	12	-24	4

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.

Equipe Editorial

Coordenação Geral

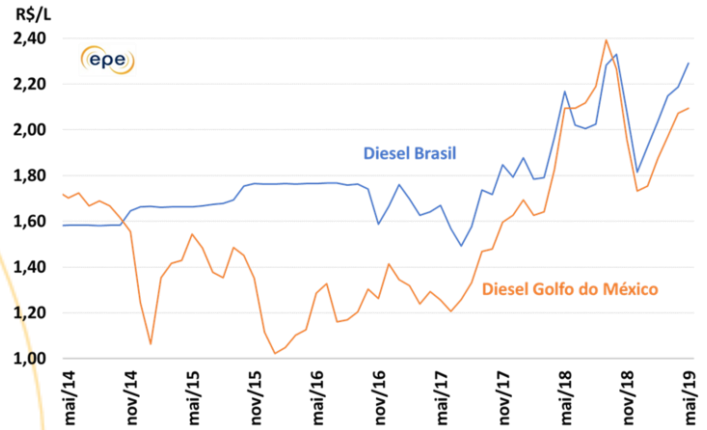
José Mauro Ferreira Coelho
Marcos Frederico Farias de Souza
Marcelo Castello Branco Cavalcanti
Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Coordenação Técnica

Euler João Geraldo da Silva
Marcelo Ferreira Alfradique
Regina Freitas Fernandes
Roberta de Albuquerque Cardoso

Revisores

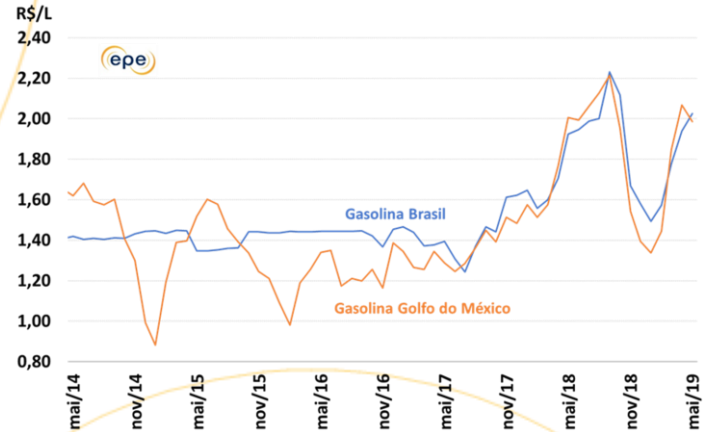
PREÇO DE REALIZAÇÃO DO DIESEL NO BRASIL E NO GOLFO DO MÉXICO



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

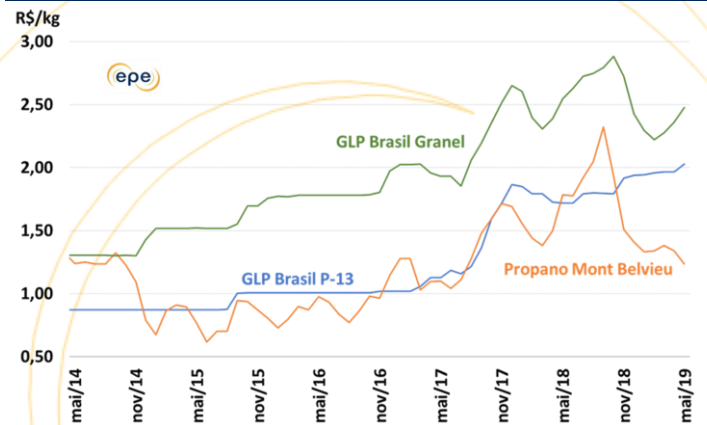
Nota: i) diesel Brasil representa o preço médio ponderado do diesel S10 e S500; ii) diesel Golfo do México representa o ULSD (ultra-low sulfur diesel) da região.

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.

Nota: Não existe o produto GLP para comercialização nos EUA. Adotou-se o propano por atender às especificações da ANP e por representar a maior parte da composição do GLP no Brasil.

Equipe Técnica

Bruno Rodamilans Lowe Stukart
Carlos Augusto Góes Pacheco
Carlos Eduardo Rinco de Mendonça Lima
Fernanda Corrêa Ferreira (área de Consultoria Jurídica da EPE)
Filipe de Pádua Fernandes Silva
Guilherme Theulen Antoniasse
Raphaella Dias Teixeira (Estagiária)
Vitor Manuel do Espírito Santo Silva