

NÚMERO 09 – 2º SEMESTRE/2020 – PUBLICAÇÃO: JANEIRO/2021

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

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



PANORAMA DA ÍNDIA



Fonte: Pixabay

A Índia foi responsável por 7% do PIB mundial (paridade de poder de compra) em 2020 e possui o mercado de energia com crescimento mais acelerado no mundo, sendo também o 3º maior consumidor de energia primária, o 3º maior consumidor de petróleo bruto e o 4º maior refinador. O setor de petróleo e gás natural é responsável por 35% da matriz energética nacional. Em função do crescimento populacional, até 2030 o país tornar-se-á o mais populoso do mundo, o que reflete em maior necessidade energética que, mesmo diante de uma pauta de transição energética, pode demandar importante parcela de óleo e gás na matriz energética indiana. **Página 2**

CONJUNTURA INTERNACIONAL

A demanda de petróleo e gás natural e os níveis de preços destas commodities se recuperaram no semestre, com a retomada dos investimentos em infraestruturas de gás natural e o equilíbrio do mercado de petróleo com a ação da OPEP+. A crise sanitária contribuiu para o fortalecimento de discussões acerca da transição energética, muito embora ainda seja cedo para projetar declínios acelerados da demanda destas *commodities*. **Página 6**



Fonte: Pixabay

ESTATÍSTICAS

A partir da retomada da atividade econômica mundial, os preços de petróleo apresentaram uma modesta recuperação, enquanto a demanda dos grandes consumidores de gás natural foi reaquecida, elevando os preços de GNL para um recorde de seis anos. A seção também apresenta balanços com oferta, demanda, importações e exportações de óleo e gás, além de comparativos de preços de petróleo, derivados e gás natural no Brasil e no mundo. **Página 13**

CONJUNTURA BRASIL



Fonte: Pixabay

A retomada da economia contribuiu para um retorno gradual ao ritmo das atividades no setor de óleo e gás, com recuperação do fator de utilização das refinarias e recordes de produção de hidrocarbonetos. Ademais, foram registradas comercialização de ativos no setor, tratativas relacionadas às vendas das refinarias da Petrobras, avanço do marco legal de gás natural e concessão de novas autorizações de operação de infraestruturas. **Página 10**

I. PANORAMA DA ÍNDIA

Com mais de 1,4 bilhão de habitantes, a Índia é o segundo país mais populoso do mundo, e apresenta o terceiro maior consumo de energia, depois da China e dos Estados Unidos. Sendo uma das economias com expectativas de crescimento mais acelerado no médio prazo, o acompanhamento do progresso da Índia é vital para o futuro dos mercados globais de energia, e nas discussões sobre o ritmo da transição energética e seus desdobramentos nas mudanças climáticas. Ademais, designa-se, atualmente, como um dos principais vetores do crescimento da demanda de petróleo e gás natural na Ásia, mesmo diante dos desafios gerados em meio à pandemia de Covid-19 ([OPEC](#)).

O consumo primário de energia quase triplicou entre 1990 e 2018, totalizando 916 milhões de toneladas de óleo equivalente. O carvão¹ continuou a fornecer 45% do consumo total em 2018, seguido por petróleo e outros líquidos (26%) e biomassa (20%). Embora o gás natural seja responsável por 6% no atendimento do consumo energético, a Índia planeja aumentar a sua participação para 15% até 2030 a fim de reduzir as emissões e para mitigar sua dependência de outros combustíveis fósseis, como o gás liquefeito de petróleo (GLP), diesel e querosene ([EIA](#)), além do carvão².

Em 2018, 56% da capacidade de geração elétrica na Índia originava-se do carvão, 13% de origem hidrelétrica, 10% de fontes eólicas, 8% de solar e 7% de geração térmica (notadamente, gás natural). A Região Oeste tem a maior demanda de eletricidade (abarcando, também, a maioria da capacidade de geração a carvão, 37%, e a gás, 44%) e tem acesso a mais da metade da capacidade de importação de gás natural liquefeito (GNL) ([EIA](#)).

Histórico da indústria indiana de petróleo e gás natural

A indústria de óleo e gás indiana iniciou-se na região nordeste do país, com a descoberta de indícios de hidrocarbonetos nas margens do Rio Dihing. Em 1889, a empresa Assam Railways and Trading Company (AR&T) descobriu óleo a 200m de profundidade. A primeira descoberta comercial de petróleo em Digboi, no estado de Assam (região leste) ocorreu em 1890. Em 1901, foi instalada a primeira refinaria da Ásia em Digboi, a qual é a refinaria em

operação mais antiga do mundo. Em 1911, a Burma Oil Company (BOC), com sede no Reino Unido, iniciou suas atividades exploratórias em Assam e, em 1915, adquiriu os direitos de exploração da Assam Oil Company (AOC), originária da AR&T. Em 1930, a empresa indiana TATA Engineering perfurou poços em Gujarat e produziu volumes modestos de gás natural. A BOC, a British Petroleum (então Anglo-Iranian Oil) e a Shell iniciaram os levantamentos geofísicos nas planícies indianas em 1937 ([ÍNDIA](#)).

Após a sua independência, em 1947, os líderes indianos perceberam a importância do petróleo para garantir a rápida industrialização e a segurança da nação. Por isso, em 1948, reestruturaram a BOC e a política industrial, garantindo prioridade aos levantamentos geológicos e geofísicos. Em 1953, a AOC descobriu um reservatório de óleo em Assam. A indústria do petróleo continuou sendo operada por empresas estrangeiras, sobretudo pela BOC. Com o intuito de intensificar e difundir as atividades de E&P, em 1955 foi criada a Diretoria de Petróleo e Gás Natural, coordenada por profissionais do Serviço Geológico Indiano e subordinada ao Ministério de Recursos Naturais e Pesquisa Científica. Em 1956, o grupo se transformou na Corporação de Óleo e Gás Natural (ONGC). Cerca de um ano após a sua criação, a ONGC descobriu petróleo em Cambay e campos em Gujarat e Assam³. Em 1959, para aumentar o ritmo de exploração em Assam, a Oil India Private Limited (OIL) foi constituída com controle dividido em 2/3 por BOC e 1/3 pelo governo indiano ([ÍNDIA](#)).

A exploração *offshore* foi iniciada pela ONGC em 1962 no Golfo de Cambay. Na década de 1970, a indústria indiana de E&P era dominada pelas duas companhias petrolíferas nacionais (ONGC e OIL), que exploraram áreas em terra e no mar raso. Em 1974, no Mar Arábico, a ONGC foi responsável por uma grande descoberta de óleo no Alto de Mumbai, estimulando as pesquisas exploratórias *offshore* por todo o país. O campo de Kharsang foi descoberto pela OIL em 1976 e no mesmo ano a ONGC foi responsável pela descoberta de gás no campo Bassein (costa de Mumbai). Em meados de 1980, a ONGC descobriu prospectos na Bacia de Cauvery e KG. O governo assumiu 100% da participação acionária da OIL em

¹ A Índia é o segundo maior importador de carvão (depois da China) e depende significativamente do combustível para apoiar o crescimento econômico e aumentar o acesso à eletricidade. Estão previstas as construções de novas termelétricas a carvão, a despeito do empenho na diversificação do portfólio de energia por meio de fontes renováveis e energia nuclear ([OPEC](#)).

² A Índia é altamente dependente de tecnologia e fornecedores chineses para desenvolver suas usinas de carvão. Quase metade de sua capacidade de geração de energia a carvão (e algumas das usinas em construção) é proveniente da China. Como resultado, qualquer longa interrupção na cadeia de abastecimento de equipamentos e

logística pode prejudicar a estruturação de projetos de energia em construção na Índia ([OPEC](#)).

³ Campos de Gujarat: Ankleshwar em 1960 e Kalol em 1961; e Assam: Lakwa em 1964 e Geleki em 1968. Hodiernamente, a produção de petróleo na Índia origina-se, principalmente, de três áreas *onshore*: Assam, Gujarat e Rajasthan, (que juntos respondem por mais de 96% da produção *onshore*), e do antigo campo *offshore* de Mumbai High Field. Algumas descobertas recentes no Rajastão e na bacia *offshore* de Krishna-Godavari (KG) demonstraram relativo potencial ([IEA](#)).

1981 (OIL). A ONGC fez sua maior descoberta de gás em Gandhar, na Bacia de Cambay, em Gujarat em 1982. No final da década de 1980, a ONGC e a OIL perfuraram juntas quase 3,1 mil poços. Em 1993, foi criado o órgão regulador de E&P denominado de Diretoria Geral de Hidrocarbonetos (ÍNDIA).

Antes de 1999, o governo indiano e as empresas nacionais de petróleo detinham o monopólio do setor de petróleo e gás. Em 1999, o governo adotou a Nova Política de Licenciamento de Exploração (NELP), segundo a qual as áreas para exploração de hidrocarbonetos foram concedidas por meio de licitação internacional, equalizando as oportunidades de acesso às empresas nacionais e estrangeiras através da permissão de 100% de investimento direto estrangeiro. Nove rodadas de licitações foram concluídas no âmbito da NELP e assinados entre 2000 e 2012 Contratos de Partilha de Produção para 254 blocos exploratórios (ÍNDIA) (THOMSON REUTERS) (EY).

Em 2006, foi constituído o Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (PNGRB) para regular o refino, processamento, armazenamento, transporte, distribuição, comercialização e venda de petróleo, produtos petrolíferos e gás natural, excluindo a produção de petróleo bruto e gás natural, de modo a garantir o fornecimento ininterrupto e adequado desses produtos em todas as partes do país (PNGRB).

Desde 2016, a Política de Exploração e Licenciamento de Hidrocarbonetos (HELP), instituiu, entre outras medidas, a liberdade de comercialização e de preço para quaisquer hidrocarbonetos produzidos⁴ (ÍNDIA) (ÍNDIA).

Em 2019, foram aprovadas leis incentivando as atividades de E&P e a atração de investimentos estrangeiros como: a mudança de foco da maximização de receitas para o aumento da produção; a valorização dos programas exploratórios; o arrefecimento da divisão de receitas com o governo indiano em algumas bacias; a redução do tempo da fase exploratória; a livre comercialização e precificação para o gás natural, e a promoção de leilões de acumulações marginais (ÍNDIA) (ÍNDIA).

Reservas e produção de petróleo e gás natural

Em 2019, a Índia possuía reservas provadas de 4,7 bilhões de barris de petróleo⁵, equivalente à 22ª posição mundial, e detinha a

23ª maior reserva provada de gás natural com 1,3 trilhão de m³ (BP). Estima-se que as reservas recuperáveis de *coal bed methane* (CBM) sejam iguais a 72,5 bilhões de m³. Desde 2001, o governo leiloou cerca de 30 blocos de CBM em onze estados⁶ (ÍNDIA).

De acordo com a Figura 1, em 2019, a produção de petróleo foi igual a 0,82 milhão b/d (BP). As empresas ONGC e OIL desempenham um papel dominante, contribuindo com 71,5% da produção. Os 28,5% restantes são produzidos por empresas privadas *joint ventures*.

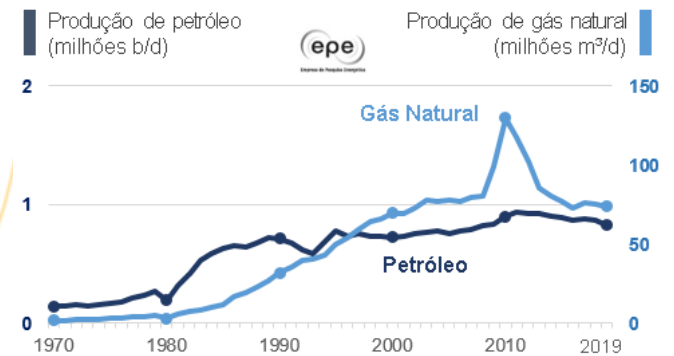


Figura 1 - Produção de petróleo e gás natural na Índia (BP)

A queda em 2018-19 foi decorrente do declínio de campos maduros, de atrasos na completção de projetos *offshore* e dos abandonos inesperados de poços e bloqueios em Assam (ÍNDIA). A produção de gás natural, em 2019, foi de 73,7 milhões m³/d (BP). A produção de gás natural é 84% proveniente da ONGC e da OIL e 16% originário de empresas privadas (ÍNDIA). O pico de produção de gás natural em 2010 (129,9 milhões de metros cúbicos por dia) deveu-se à entrada em operação de campos de gás na Bacia Krishna Godavari, cujos volumes efetivamente produzidos não corresponderam às estimativas iniciais (EIA) (ENERDATA).

Infraestrutura e mercado de gás natural

Em 2019, a malha de gasodutos possuía uma extensão de 16,4 mil km (Figura 2), sendo 16,3 mil km em terra, com capacidade total de 321 milhões m³/d (ÍNDIA).

O gás movimentado é proveniente de campos *offshore* nas Bacias Krishna Godavari (leste) e Mumbai (oeste), de campos *onshore* na bacia Cambay (oeste) e da importação de GNL (PPAC). Há seis terminais de regaseificação de GNL com capacidade total de 38,8 milhões de toneladas por ano (Mtpa) (ÍNDIA). Existem

⁴ A *Open Acreage Licensing Policy* (OALP), uma das principais implementações da HELP, visa incentivar as atividades de *upstream*, criando uma oferta permanente de blocos exploratórios. Por meio da OALP, um candidato propõe um bloco potencial e a Direção-Geral dos Hidrocarbonetos (DGH) convida os investidores interessados para um processo de licitação (*bids*). Nas primeiras quatro rodadas de licitação OALP, foram licitados 94 blocos. Na 5ª Rodada, ocorrida em junho/2020, foram licitados 11 blocos (THOMSON REUTERS) (ÍNDIA).

⁵ Os valores de reservas provadas de petróleo incluem óleo cru, condensados e líquidos de gás natural.

⁶ Nos termos do art. 246 da Constituição da Índia, a propriedade de petróleo e gás natural está sob a égide do governo central, regidos pelos contratos para atividades de E&P. Todavia, os governos estaduais são responsáveis por fornecer aprovações relacionadas aos requisitos para exploração *onshore*, incluindo o uso de terra, água e mão de obra (CHAMBERS AND PARTNERS).

projeções de aumento na demanda indicada de GNL de 24 Mtpa para 70 Mtpa em 2045 (OPEC).

Importantes alterações na legislação de distribuição urbana de gás natural ocorreram em 2018, atraindo investimentos e aumentando a cobertura para 53% da área territorial e 70% da população (ÍNDIA). O gás deverá aumentar a sua participação na geração de eletricidade para complementar o carvão e as fontes renováveis, mas sua expansão dependerá de investimentos em infraestrutura de gás natural veicular (GNV) e gás natural comprimido (GNC), além de melhorias nas malhas de distribuição (OPEC).

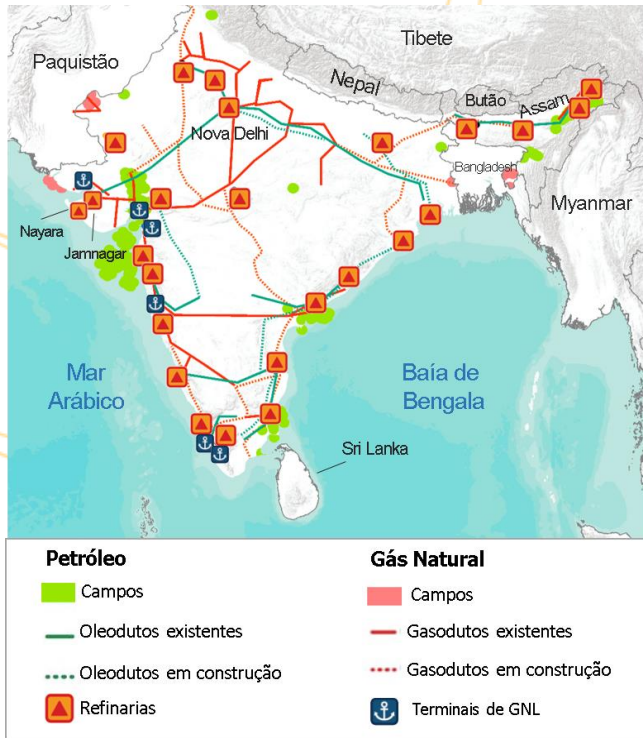


Figura 2 - Principais infraestruturas de petróleo e gás natural na Índia (Adaptado de (ÍNDIA))

A fim de aumentar a malha nacional de gasodutos, há previsão de construção dos seguintes projetos (ÍNDIA):

- Jagdishpur–Haldia/Bokaro–Dhamra (JHBD) e Barauni-Guwahati (BG): executados pela GAIL, totalizam 3.384 km para atender quatro plantas de fertilizantes no leste e nordeste;
- Região Nordeste: comandado pela GAIL, IOCL, ONGC, NRL e IGGL, prevê 1.656 km para atender as demandas industrial, residencial e automotiva;

⁷ Em 2019, foi inaugurado o primeiro oleoduto originando-se de Motihari (Índia) para Amlekhgunj, no Nepal, com 69 km de extensão e 2 milhões t/ano de capacidade. Um duto para exportar 1 milhão t/ano de diesel, da Índia até Bangladesh, está sendo construído, enquanto outro permitirá a importação de GLP de Bangladesh (ÍNDIA).

⁸ As importações de petróleo bruto da Índia totalizaram 4,4 milhões b/d em 2019. O Iraque tornou-se, recentemente, o maior fornecedor de petróleo da Índia, com uma participação de 22% nas importações de petróleo bruto. Outras fontes significativas de petróleo bruto para a Índia são as Américas (17%) e a África (16%, com destaque para a Nigéria) (EIA). O país busca a diversificação de suas importações de petróleo, inclusive

- Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore (KKBM): onde a GAIL está construindo 444 km; e
- Ennore-Thiruvallur-Bangalore-Nagapattinam–Madurai–Tuticorin (ETBNM): 1.385 km de dutos construídos pela IOCL para ligar o GNL em Ennore às demandas próximas.

Entre 2018-19, o consumo total de gás foi de 148 milhões m³/d, sendo: 48,5 para siderurgia, petroquímica e refinarias; 41,0 para fertilizantes; 33,2 para geração de eletricidade e 25,3 para a rede de distribuição. Do consumo total, 52% são oriundos da importação de GNL e, o restante, da produção nacional (ÍNDIA).

Desde 2015, o governo controla os preços do gás para as fábricas de fertilizantes (27 operando a gás e 3 à nafta). O comitê formado pelo governo e pela empresa GAIL define os volumes necessários em cada planta e os mecanismos de reservas da produção nacional e de compras de GNL (THE ECONOMIC TIMES).

Infraestrutura e mercado de petróleo e derivados

Em 2019, a malha de oleodutos, destinados a óleo cru, totalizou 10,4 mil km, sendo 9,8 mil km terrestres (destes, 5,2 mil km operados pela IOCL). As duas operadoras de dutos offshore são as empresas ONGC (com 488 km) e IOCL (com 106 km). Os dutos de derivados totalizavam 17,4 mil km, dos quais 7,8 mil km operados pela IOCL. A capacidade total é de 100.921 milhões de toneladas, dos quais 43% estão sob a responsabilidade da IOCL⁷. A Índia, em 2019, detinha 23 refinarias com capacidade de refino combinada de 5,2 milhões b/d, sendo 57% da capacidade pertencente ao setor público; 36% ao setor privado e 7% a joint-ventures (EIA).

Embora seja um importador líquido de petróleo bruto⁸, a Índia é um exportador líquido de produtos petrolíferos devido à sua capacidade anual de refino (249,4 milhões de toneladas) (BP). O país ocupa a 4ª posição mundial, atrás de EUA, China e Rússia. Há a expectativa de que a capacidade de refino do país dobre nos próximos cinco anos (HYDROCARBON PROCESSING). O processamento de óleo cru em 2018-19 foi igual a 257,2 milhões de toneladas, contra 251,9 milhões de toneladas em 2017-18. A capacidade de refino utilizada, em 2018-19, foi de 103,9%⁹ (ÍNDIA).

com a retomada do fornecimento do Irã e da Venezuela. A Índia foi o principal comprador do petróleo iraniano e venezuelano antes de interromper os acordos comerciais, em função das sanções unilaterais impostas pelos Estados Unidos aos dois membros da Opep (REUTERS).

⁹ Especificidades regulatórias relacionadas à capacidade de refino autorizada podem permitir valores superiores aos 100% em determinados períodos. Por exemplo, uma refinaria pode ter seu processamento limitado por restrições ambientais, ainda que a capacidade instalada seja maior que o limite autorizado pelo agente regulador.

Embora muitas refinarias norte-americanas e europeias tenham projetos de ampliação, o número de grandes refinarias e projetos de petroquímica cresce mais acentuadamente no Oriente Médio e na Ásia. A empresa indiana Reliance, por exemplo, declarou como meta de longo prazo converter suas refinarias para produzir apenas produtos petroquímicos e querosene de aviação¹⁰ (OPEC).

O diesel, combustível de maior demanda na Índia, respondeu por 39% do consumo de derivados de petróleo em 2019. É utilizado, principalmente, para transporte comercial e, em menor grau, nos setores industrial e agrícola. A gasolina aumentou sua representatividade nos últimos anos, devido à substituição ao diesel no transporte individual, chegando a 14% do consumo de derivados (EIA). No biênio 2019-2020, a maioria das refinarias da Índia passou por projetos de melhoria para produção de gasolina e óleo diesel, com vistas ao atendimento à norma de emissões BS VI (Bharat Stage VI) (ÍNDIA). A utilização de óleo diesel e gasolina nestas especificações em veículos automotores poderá ajudar a reduzir as emissões de CO₂ no país, que dobraram entre 2002 e 2013 (Figura 3).

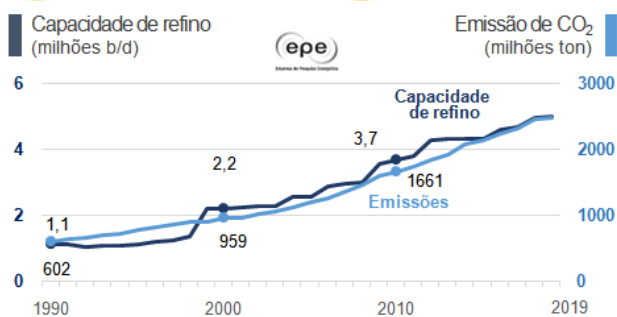


Figura 3 - Capacidade de refino e emissões de CO₂ na Índia (BP)

Políticas ambientais

A Índia faz parte do grupo dos cinco maiores emissores de gases de efeito estufa juntamente com China, EUA, União Europeia e Rússia.

Suas emissões atingiram 58 bilhões de toneladas de CO₂ em 2018, 11% superior a 2010 e 52% acima de 1990 (OPEC).

A política energética indiana tem buscado aumentar o acesso à energia para a população, desenvolver o setor industrial e reduzir a dependência do carvão¹¹ (45,6% da matriz energética), estimulando a geração elétrica de fontes renováveis (OPEC).

O setor de transportes também tem sido contemplado com políticas voltadas para a redução de emissões por meio de especificações mais rígidas de combustível. Com os novos padrões BS VI, a partir de abril de 2020, o limite nacional de enxofre passou dos 50 ppm para 10 ppm, tanto para veículos leves como para pesados. Vale ressaltar que, desde 2018, o limite de 10 ppm já havia sido estabelecido em Deli e nas maiores cidades do país (OPEC).

Ademais, o governo está adotando tecnologias de combustão mais eficientes e promovendo a renovação da frota de veículos¹² (ÍNDIA).

Outrossim, com o objetivo de atingir 20% de mistura de etanol na gasolina e 5% de mistura de biodiesel até 2030, foi introduzida uma nova Política Nacional de Biocombustíveis em 2018¹³ (IEA).

Considerações finais

A Índia faz parte do BRICS, junto com o Brasil, a Rússia, a China e a África do Sul, constituindo-se potências emergentes que buscam firmar acordos de cooperação em ciências, tecnologia, comércio, educação e promover ações de combate aos crimes transnacionais (BRASIL).

No médio prazo, espera-se a consagração do seu papel de protagonismo no mercado global, em função de sua crescente necessidade por energia, resultante do crescimento econômico dinâmico¹⁴, impulsionado pela classe média em expansão, além de altas taxas de crescimento populacional e das medidas de modernização implementadas ao longo dos últimos anos.

¹⁰ Outro relevante projeto é a refinaria Ratnagiri, *joint venture* entre a Saudi Aramco, a ADNOC e empresas estatais indianas de comercialização de petróleo. Com capacidade planejada de 1,2 milhão b/d, combinada com 18,5 milhões de toneladas de capacidade petroquímica, o empreendimento aumentaria significativamente o fornecimento de nafta/etano na Índia (OPEC).

¹¹ O carvão é utilizado principalmente na geração de energia e no transporte ferroviário. A rede ferroviária nacional tem mais de 67 mil km de extensão e emprega 1,4 milhão de trabalhadores. Transporta mais de 23 milhões de passageiros e 3,4 milhões de toneladas de carga diariamente. Está entre os maiores consumidores de energia da Índia: no ano fiscal de 2018-2019, a rede ferroviária nacional demandou 1,7% do consumo de eletricidade e 2,8% do consumo de diesel da Índia (OPEC).

¹² O mercado automotivo da Índia é um dos maiores do mundo, mas difere da Europa e dos EUA devido à expressiva participação de veículos de duas e três rodas, nos quais a eletrificação é mais desenvolvida (57% das vendas de veículos de três rodas em 2018 foram EVs). Atualmente, destaca-se a iniciativa governamental *Faster Adoption and Manufacturing of (Hybrid &) Electric Vehicles* (FAME) com vista a promover a expansão

e fabricação de EVs no país, por meio de subsídios diretos aos fabricantes de equipamentos (OEMs), tanto para veículos leves, como para ônibus (OPEC).

¹³ Isso inclui um novo Programa de Mistura de Etanol, que amplia o rol de matérias-primas para produção do etanol, incentivando o uso de grãos ricos em amido, como o milho, quando em condições/contexto de oferta excessiva ou impróprios para o consumo humano, para a produção de etanol, além de associar o preço do etanol ao da matéria-prima utilizada (caldo de cana-de-açúcar, melaço ou grãos alimentícios impróprios para consumo humano) e estabelecer o financiamento público para investimentos na capacidade produtiva de etanol (IEA).

¹⁴ Há uma expectativa de que o crescimento do PIB indiano alcance 6,5% em 2025, apesar da desaceleração de 2019 (4,1%) e dos impactos da pandemia de Covid-19 em 2020. Prevê-se que as grandes reformas estruturais de 2017-2018 e os incentivos do governo em conjunto com a recuperação da economia global permitirão uma ligeira aceleração a partir de 2022 (OPEC).

II. CONJUNTURA INTERNACIONAL

Os mercados internacionais de petróleo e gás natural experimentaram uma recuperação após o primeiro surto da pandemia de Covid-19, com elevação mais acentuada dos preços das *commodities* energéticas nos dois últimos meses do semestre e retomada dos investimentos em infraestruturas de gás natural.

A economia¹⁵ se recuperou ao longo do período¹⁶, porém com intensa variabilidade entre regiões, setores e produtos, e com surtos de Covid-19 provocando nova imposição de *lockdowns* em certas regiões. Além disso, a crise sanitária reforçou o debate sobre a aceleração de certas tendências, como a transição para uma economia de baixo carbono.

A demanda por petróleo e gás foi se recuperando ao longo do semestre, sustentada pelo retorno da mobilidade, do consumo e da produção industrial, possibilitados pela reabertura das economias e por programas de estímulo econômico ([GOOGLE](#)) ([IEA](#)). O desenvolvimento de vacinas melhorou as perspectivas de demanda, especialmente com a vacinação se iniciando nos EUA, Europa e no Reino Unido ([NHS](#)) ([EC](#)) ([HHS](#)). No entanto, uma inoculação em escala global poderá se estender além de 2021 ([PFIZER](#)).

Outro fator importante na recuperação do setor de óleo e gás foram as demandas da China, Índia e EUA. O processamento de petróleo em refinarias chinesas atingiu novo recorde de 14,2 milhões b/d em outubro, 2,6% acima do valor registrado no mesmo mês de 2019 ([PE](#)). A cota de importação de petróleo cru para 2021 foi aumentada em 20%, para 4,8 milhões b/d, refletindo a entrada em operação de duas novas plantas petroquímicas ([PLATTS](#)). As importações de GNL do país também aumentaram para 6,4 milhões de toneladas em novembro, seu maior volume mensal desde dezembro de 2019, especialmente devido às temperaturas mais baixas e à recuperação da atividade industrial ([ARGUS](#)) ([REUTERS](#)). Além disso, importações indianas de GNL também voltam a atingir recordes, à medida que o país se recupera, e incentiva uma maior adoção de gás natural para reduzir as emissões de sua matriz energética ([REUTERS](#)).

O semestre também foi marcado nos EUA por maior demanda para aquecimento, em função das temperaturas mais baixas que o normal na segunda metade de outubro¹⁷ ([EIA](#)). Os preços internacionais de gás natural e GNL haviam caído para valores mínimos recordes no 1º semestre de 2020. A partir de julho, esses preços refletiram a recuperação da demanda mundial principalmente nos mercados asiáticos, as restrições de oferta dos EUA durante a temporada de furacões, e as previsões com temperaturas muito baixas para o inverno 2020-21 no hemisfério norte. Assim, os preços na Europa e na Ásia registraram altas e ultrapassaram os níveis pré-Covid-19. O aumento na demanda dos principais consumidores globais de gás natural favoreceu as exportações de GNL dos EUA¹⁸, devido ao *spread* entre esses mercados, resultando numa elevação dos preços do gás natural no principal *hub* de negociação norte-americano.

A média dos preços *spot* no *National Balancing Point* (NBP), no Reino Unido, mais que triplicou em relação ao US\$ 1,67/MMBtu registrado em junho, chegando a US\$ 5,23/MMBtu em novembro ([PLATTS](#)). No mesmo período, os preços nos mercados asiáticos dispararam para o patamar de US\$ 6,80/MMBtu ([PLATTS](#)) ([METI](#)).

Em seguida, os aumentos nos preços do GNL se acentuaram, evidenciando uma crise na oferta mundial de gás natural, caracterizada por escassez de abastecimento em vários países, com problemas em plantas de liquefação, restrições ao tráfego marítimo e aumento das taxas de frete. Os preços *spot* do JKM dispararam acima de US\$ 12,00/MMBtu em dezembro, níveis antes vistos apenas em setembro de 2018 ([IHS MARKIT](#)) ([REUTERS](#)) ([REUTERS](#)) ([REUTERS](#)). O reflexo destes preços altos foi percebido em aumentos nos preços de produtos siderúrgicos na China e nos preços *spot* de energia elétrica do Japão ([REUTERS](#)) ([REUTERS](#)). A dinâmica que impulsionou os preços de GNL puxou para cima os preços do gás natural na Europa, mas a elevação foi mais moderada nos EUA ([PLATTS](#)), conforme indica a Figura 4.

¹⁵ O PIB trimestral dos países da OCDE se recuperou 9,1% no terceiro trimestre, após ter caído 10,5% no segundo trimestre. No entanto, o indicador continua 4,3% abaixo do nível pré-crise ([OECD](#)). A China, que teve queda de 10% do PIB no primeiro trimestre, registrou o PIB do terceiro trimestre 4,9% acima do observado no mesmo período de 2019 ([NBS](#)).

¹⁶ Auxílios financeiros a pessoas e empresas, gastos governamentais e o financiamento de tecnologias de baixa emissão de poluentes, além da volta da mobilidade das pessoas e a reabertura do comércio, impulsionaram a recuperação. Contudo, existe o risco de que o alto desemprego e a crescente disparidade de renda possam adiar a volta aos patamares pré-crise ([IMF](#)).

¹⁷ O consumo combinado de gás natural residencial e comercial nos EUA aumentou de 235 milhões m³/d para 764,6 milhões m³/d entre o início e o final de outubro ([EIA](#)).

¹⁸ Os volumes de gás natural para liquefação nos EUA passaram de 65,1 milhões m³/d após o furacão Laura, que atingiu a costa no final de agosto, para um recorde de 294,5 milhões m³/d, no final de outubro ([EIA](#)). Em setembro, o aumento das exportações de GNL dos EUA ocorreu ao mesmo tempo que o aumento dos preços à vista e futuros do gás natural na Europa e na Ásia, indicando *netbacks* melhores para os compradores de GNL dos EUA nestes mercados, em meio às expectativas de recuperação da demanda de gás natural e redução potencial da oferta de GNL devido à manutenção na planta Gorgon LNG na Austrália ([EIA](#)).

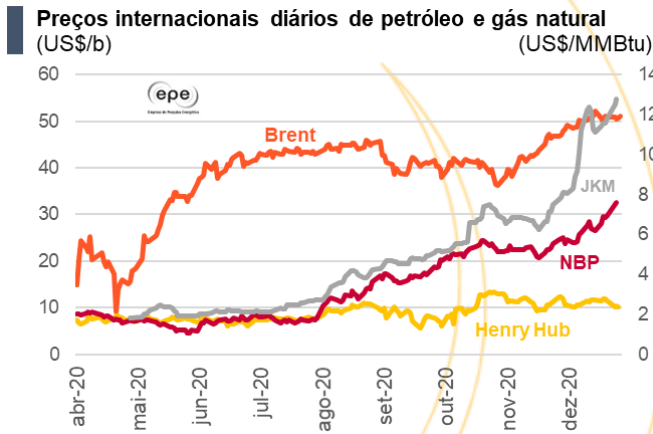


Figura 4 - Preços internacionais diários de petróleo e gás natural
([EIA](#)) ([EIA](#)) ([PLATTS](#)) ([METI](#)) ([PLATTS](#))

Sendo assim, no segundo semestre os preços de gás natural na Europa e na Ásia apresentaram um coeficiente de variação¹⁹ entre 38 e 47%, enquanto no Henry Hub, foi de 19%. Por sua vez, o coeficiente de variação dos preços de petróleo foi de 8%, inferior aos 41% obtidos no primeiro semestre, estando entre os menores valores das últimas duas décadas ([EIA](#)).

O maior responsável pelo equilíbrio do mercado e pela elevação dos preços de petróleo, além da recuperação da demanda, foi a ação decisiva da Opep+. Em junho, a produção da Opep+ atingiu o seu menor valor desde 1990 ([OPEC](#)), e a conformidade da Opep+ aos cortes ficou próxima a 100% desde maio. A Opep+ conseguiu equilibrar o mercado apesar do retorno da Líbia (cuja produção aumentou de 100 mil b/d para mais de 1,1 milhão b/d em três meses), de discordâncias dentro da Opep+²⁰, e do surgimento de novos *lockdowns*. A preocupação com a demanda contribuiu para decisão da Opep de manter cortes mais profundos que os inicialmente combinados por mais tempo, para poder acompanhar a evolução do mercado, garantindo uma maior estabilidade ([CSIS](#)).

¹⁹ Coeficiente de variação é um indicador estatístico de volatilidade que resulta da divisão do desvio padrão de uma população/amostra pela sua média.

²⁰ Apesar de ter tido sucesso em equilibrar o mercado e elevar os preços de petróleo, esses estão abaixo do *breakeven* de muitos integrantes. Além disso, argumenta-se que cortes prolongados acabam cedendo *market-share* para competidores não-Opep. O Iraque pleiteia uma redistribuição dos cortes. ([PLATTS](#)) ([PLATTS](#)) ([CSIS](#)).

²¹ A produção canadense de petróleo e líquidos de gás natural atingiu 5,46 milhões b/d em novembro, frente ao valor de 4,74 milhões b/d em maio e 5,72 milhões b/d em fevereiro. A produção dos EUA também começou a se recuperar, tendo alcançado 25,71 milhões b/d em novembro, frete a 23,32 milhões b/d em maio e 27,88 milhões b/d em março ([EIA](#)).

²² Na reforma, a PipeChina assumiu grande parte dos dutos de gás, instalações de estocagem de gás natural e terminais de GNL operados pela CNPC, Sinopec Group e CNOOC ([REUTERS](#)). Em outubro, a PipeChina publicou as tarifas de regaseificação e a capacidade disponível de importação de 6 terminais de GNL adquiridos ([ARGUS](#)).

O aumento da oferta de petróleo conseguiu acompanhar a demanda no segundo semestre, evitando um acúmulo excessivo de estoques, conforme pode ser visto na *Seção Estatísticas*. Não obstante, os estoques de líquidos em países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) atingiram seu maior patamar da história em julho ([EIA](#)). Aumentos de demanda permitiram que a produção não-Opep começasse a se recuperar no quarto trimestre, com destaque para os EUA e o Canadá²¹.

No caso do gás natural, as perspectivas de continuidade na recuperação da demanda explicam a manutenção de interesses em projetos de gasodutos, terminais de GNL e instalações de liquefação flutuantes na Austrália, nos EUA ([OFFSHOREENERGY](#)) em Moçambique ([REUTERS](#)), como também nas Filipinas, Vietnã e Malásia ([OIL AND GAS JOURNAL](#)) ([ARGUS](#)) ([JERA](#)) ([EPE](#)).

A China implementou reformas no setor de gás natural a fim de aumentar a competitividade deste mercado e viabilizar o acesso de terceiros a gasodutos e terminais de GNL²², além de realizar investimentos em infraestruturas de gás natural e GNL²³. Na Europa, foi colocado em operação um gasoduto Trans Adriatic Pipeline (TAP) após quatro anos e meio do início de sua construção²⁴. Outros países, como Nigéria, Rússia e Malásia, investiram na conversão de caminhões para utilização de gás natural veicular (GNV), na instalação de postos de abastecimento de GNV e em um sistema de GNL em pequena escala, respectivamente²⁵.

No segundo semestre, houve crescimento do setor de *bunker* de GNL, com assinatura de contratos tanto para construção de navios movidos a *bunker* de GNL como para navios de abastecimento de bunker de GNL (em inglês, LBV - *LNG Bunkering Vessel*) em diversos países, como Coreia do Sul, Austrália, Holanda, Japão, China, Malásia e Singapura ([EPE](#)) ([IGU](#)).

²³ A Jiasheng Gas Co Ltd fechou um contrato com a China Wuhuan Engineering Co Ltd para a construção de um terminal de GNL de 3 Mtpa, no porto de Jiangyin, em Jiangsu ([REUTERS](#)). A PipeChina iniciou a construção do trecho sul do gasoduto China-Rússia East-Route, de 51,8 milhões m³/d, com previsão para 2025 ([REUTERS](#)). A SASAC comunicou que a CNOOC irá expandir o terminal de GNL de Binhai, em Jiangsu através da construção de seis tanques de armazenamento, adicionando 1191 t ao terminal ([REUTERS](#)) ([NS ENERGY](#)).

²⁴ O gasoduto TAP, com 878 km e capacidade de 27 milhões m³/d, conecta o Azerbaijão a redes de gás natural na Europa Ocidental e Meridional ([EKATHIMERINI](#)) ([NS ENERGY](#)).

²⁵ A multinacional africana Dangote Group converteu cerca de quatro mil caminhões nigerianos de forma experimental, enquanto o governo informou que vai converter veículos comerciais para uso de GNV ([IHS MARKIT](#)) ([PETROLEUM ECONOMIST](#)). A Gazprom informou que irá concluir a instalação de 90 novos postos de abastecimento de GNV na Rússia em 2021. A empresa possui uma rede de 338 postos. ([IHS MARKIT](#)) A Petronas iniciou um sistema de gasoduto virtual a partir de um terminal em Pengerang, Johor, utilizando caminhões equipados com tanques criogênicos ([LNG INDUSTRY](#)).

A geopolítica é outro fator que tem pressionado a mudança dos fluxos de petróleo e gás natural. Os EUA anunciaram que poderiam sancionar navios e investidores envolvidos na construção dos gasodutos Nord Stream 2²⁶, ligando a Rússia à Alemanha, e Turkstream, ligando a Rússia à Turquia²⁷. Esta questão entre Rússia e EUA pode favorecer as exportações de GNL para a Europa, que pretende expandir sua capacidade de importação, inclusive dos EUA (PGNIG) (REUTERS) (NEWEUROPE). No entanto, pressões ambientais podem fazer com que os europeus importem menos GNL dos EUA²⁸.

As sanções contra a Rússia podem ter sido um dos motivos para uma maior aproximação deste país com a China²⁹. Tensões entre a China e os EUA continuaram ao longo do semestre³⁰, mas a China continuou a aumentar suas importações dos EUA. Tensões comerciais entre Austrália e China, iniciadas em 2019, aumentaram no segundo semestre de 2020, com interrupção nas negociações para venda de participações em infraestruturas de gás natural australianas³¹. Ainda houve a criação do Fórum do gás do Mediterrâneo Oriental³², simbolizando a ascensão da região como importante produtora de gás natural, podendo alterar o fluxo de GNL no mundo, dificultando o acesso do gás natural do Oriente Médio à Europa.

Uma das consequências da atual crise foi reforçar as discussões acerca do aquecimento global³³, mas a crise apenas reforçou a tendência de crescimento das energias renováveis.

Em 2020, enquanto os investimentos em óleo e gás natural caíram mais de 30% (IEA), os em renováveis foram mais resilientes, puxados pela geração elétrica. A capacidade renovável instalada aumentou 4% em 2020, a despeito de atrasos causados por interrupções nas cadeias de suprimentos no primeiro semestre (IEA). Além da geração elétrica, comprometimentos com a descarbonização do setor de transportes também estão sendo anunciados³⁴.

O desenvolvimento de hidrogênio de origem renovável ou de baixo teor de carbono pode contribuir para o cumprimento dos compromissos de países com a redução das emissões de gases de efeito estufa até 2050. A infraestrutura existente de gás natural pode ter um papel importante, uma vez que o atendimento à demanda por hidrogênio deverá ser por meio de produção local ou transportado por gasodutos existentes (EUROPEAN COMMISSION) (SNAM) (EIA) (REUTERS) (REUTERS) (EPE).

Outra consequência da crise foi provocar a revisão do plano estratégico das grandes petrolíferas internacionais, de forma similar ao que ocorreu em anos com situações parecidas. Crises geralmente provocam uma revisão dos planos de investimentos e da viabilidade de campos³⁵. A atual crise não somente está fazendo as empresas cortarem custos e investimentos em exploração³⁶, mas adicionalmente as energias renováveis e a descarbonização começam a ocupar um espaço significativo das estratégias de

²⁶ O consórcio Nord Stream 2, liderado pela Rússia, concluiu a instalação do trecho de 2,6 km de gasoduto em águas alemãs e disse que terá que lidar com as possíveis novas sanções dos EUA para a conclusão do projeto (REUTERS). A Dinamarca emitiu notificação de obras para a construção de outro trecho do gasoduto a partir de janeiro de 2021 (REUTERS). A autoridade polonesa antitruste UOKiK multou a Gazprom em US\$ 7,6 bilhões por ter criado uma joint-venture com empresas parceiras para a construção do gasoduto russo Nord Stream 2 sem sua autorização (DW) (ARGUS).

²⁷ Os EUA alegam que a Rússia utiliza suas exportações de gás coercitivamente, reduzindo a diversificação energética europeia e enfraquecendo a segurança energética do continente (STATE).

²⁸ A Engie decidiu não dar continuidade a um acordo de importação de GNL americano com a NextDecade. Foi noticiado que essa decisão pode ter sido uma consequência de pressões do governo francês em função de preocupações ambientais relativas à compra de gás natural proveniente de formações de folhelho (shale gas) dos EUA (REUTERS).

²⁹ O comércio bilateral anual entre os países passou de US\$ 60 bilhões em 2015 para US\$ 110 bilhões em 2019, com ambos os países terem acordado uma meta para chegar a US\$ 200 bilhões em 2024. Um dos elementos possibilitando esse aumento está sendo a entrada em operação do gasoduto Power Of Siberia. Além disso, pela primeira vez na história dos países o uso do dólar no comércio bilateral ficou abaixo de 50%, o que ameniza o poder sancionatório dos EUA (CSIS).

³⁰ Houve acusações e tensões acerca da liberdade de Hong Kong, campos de trabalhos forçados de Uigures, soberania de Taiwan e o controle do Mar do Sul da China, que levaram a sanções e fechamentos de embaixadas (EPE).

³¹ A empresa australiana Woodside Petroleum interrompeu as negociações com empresas chinesas para a venda de suas participações no campo de gás Scarborough e no projeto Pluto LNG Train 2, em função de crescente disputa diplomática entre os dois países (REUTERS) (REUTERS) (IHS MARKIT).

³² Representantes do Egito, Grécia, Itália, Chipre, Jordânia, Palestina e Israel concluíram, no Cairo, um acordo para a conversão oficial do Fórum do gás do Mediterrâneo Oriental em uma organização regional. Esta organização visa desenvolver projetos de cooperação

entre os países e transformar o Egito em um hub de energia e de gás natural da região (MEPEI).

³³ A Comissão Europeia propôs a elevação da meta de redução para emissão de gases de efeito estufa (GEE) para 55% (base 1990) (EC), com o Parlamento votando a favor de tornar as metas de neutralidade de carbono em 2050 mandatórias para cada país individualmente (EP). Outro indicativo relevante foi o anúncio da China de que reduzirá suas emissões de GEE em pelo menos 65% até 2030, se tornando carbono-neutra em 2060 (SCMP). Japão, Coreia do Sul, Reino Unido e mais de 100 países já demonstraram alguma forma de comprometimento com a meta de neutralidade de carbono (UN).

³⁴ A China anunciou um novo plano de desenvolvimento de indústrias estratégicas, que inclui a de automóveis a energias alternativas, cuja meta é alcançar 20% das vendas em 2025 (ARGUS). O número de pontos de pontos de carregamento atingiu 667 mil públicos e 831 mil privados, 20% acima do valor de 2019 (ARGUS). O governo indiano iniciou a construção de 50 estações de abastecimento de GNL ao longo de suas principais rodovias, e espera que o número aumente para mais de 1.000 nos próximos três anos (PIB).

³⁵ A aprovação de novos investimentos para a exploração e produção de recursos petrolíferos caiu cerca de 30% em mais da metade para o período 2015-2018, frente ao período 2011-2014, se recuperando em 2019. Os investimentos projetados para 2020 caíram mais 30%. Os cortes se concentraram majoritariamente em campos de petróleo. O mesmo não ocorreu com recursos gasíferos, cujos investimentos caíram pouco no Oriente Médio e na Ásia Pacífico, e aumentaram na África, especialmente devido à crescente demanda de GNL (IEA).

³⁶ A ExxonMobil revisou seu plano de investimentos para US\$ 16 bilhões a US\$ 25 bilhões ao ano até 2025, mantendo seus programas exploratórios e de desenvolvimento na Guiana, Brasil e Bacia do Permian nos EUA. Isso equivale a um corte de US\$ 10 bilhões ao ano em relação ao plano anterior, explicado por reduções de custos e de quadro de pessoal. Outro motivo é a interrupção do desenvolvimento de ativos menos estratégicos, como recursos de gás natural seco nos EUA, Canadá e Argentina (IHS MARKIT) (EXXONMOBIL).

algumas empresas³⁷, apesar de ainda representarem um percentual reduzido do todo³⁸.

No *downstream* de petróleo, a pandemia acelerou o fechamento de refinarias na Europa e nos EUA ([ICIS](#)) ([REUTERS](#)), especialmente devido à perspectiva de crescimento baixo da demanda no curto e longo prazo, e da entrada de novas refinarias na Ásia e no Oriente Médio³⁹. Além disso, algumas refinarias também estão sendo convertidas para produção de diesel renovável ([MARATHON](#)) ([PHILLIPS 66](#)) ([TOTAL](#)), devido ao aumento da demanda por esse combustível, liderado por regulações ambientais na Califórnia e Europa⁴⁰.

Destaca-se que o novo recorde diário de mortes causadas pela Covid-19 ([WHO](#)) e a imposição de novas restrições de funcionamento às economias em diversos países no final do semestre ([REUTERS](#)), especialmente na Europa, reduziram as projeções de demanda de petróleo para 2021⁴¹, apesar de impactos menores desses novos *lockdowns* sobre a demanda⁴². Com relação ao gás natural, as projeções de demanda indicam uma recuperação na faixa de 3% para 2021, após uma queda em torno de 3 a 4% no ano de 2020. Esta demanda deve expandir-se, especialmente para substituir o uso de carvão e lenha na geração elétrica e para cocção, além do petróleo nos transportes ([IGU](#)) ([IEA](#)). No entanto, crescem as discussões sobre medidas que possam limitar o aumento dessa demanda no longo prazo, por se tratar de um combustível fóssil⁴³.

Os recentes anúncios relacionados à transição energética poderiam passar a impressão de que novos investimentos em exploração e infraestruturas de processamento de petróleo não são necessárias.

No entanto, a redução dos investimentos ocorrida em 2020 deve acelerar as taxas de declínio da oferta mundial de petróleo⁴⁴. À exceção de mudanças significativas nas políticas ambientais dos principais países, ainda é cedo para se projetar declínios acelerados da demanda de petróleo⁴⁵, o que significa que investimentos exploratórios continuarão sendo necessários⁴⁶. Para o gás natural, apesar de uma maior transparência nas emissões de metano ter potencial para reduzir suas credenciais ambientais, a crescente demanda por energia elétrica e a queda estrutural no uso do carvão devem garantir um aumento da demanda desse recurso em quase todos os cenários ([IEA](#)).

A crise global provocada pela pandemia de Covid-19 mudou significativamente o cotidiano da sociedade, e parte das mudanças são estruturais, alterando necessidades de deslocamento e de acesso a bens e serviços, bem como as formas de trabalho. Apesar disso, ocorreu recuperação progressiva da demanda por hidrocarbonetos e dos níveis de preços dessas *commodities* no segundo semestre.

Não obstante os movimentos de países em direção à transição energética, através de investimentos em alternativas de descarbonização e em soluções inovadoras para redução e controle de emissão de gases de efeito estufa, os setores de óleo e gás continuarão sendo relevantes por muitos anos, exigindo investimentos contínuos, porém levando em conta formas de mitigar as externalidades desses setores sobre o meio ambiente. A segurança energética de um mundo mais desenvolvido, com menor desigualdade e maior uso energético *per capita* necessita do uso cada vez mais sustentável de todas as fontes de energia.

³⁷ A petrolífera BP indicou que focará em renováveis e gás natural para a transição, objetivando uma produção de óleo e gás de 1,5 milhão boe/d em 2030, redução de 40% ([BP](#)). A Total S.A. anunciou a neutralidade de carbono de suas operações em 2050, porém aumentando sua produção de 3 milhões para 4 milhões boe/d em 2030, com foco especial em gás natural e GNL ([TOTAL](#)). A Shell também se comprometeu com a neutralidade de carbono em 2050 ([SHELL](#)), assim como outras empresas petrolíferas. A empresa Pavilion Energy, em Singapura, fechou um acordo com a Qatar Petroleum Trading para a compra de até 1,8 Mtpa de GNL, por 10 anos, a partir de 2023. Cada carga entregue em Singapura será acompanhada de uma declaração de emissões de gases de efeito estufa, desde a exploração até o porto de descarga, em meio a uma iniciativa global de descarbonização ([REUTERS](#)).

³⁸ Grandes petrolíferas se comprometeram em investir mais de US\$ 18 bilhões em projetos renováveis até 2025, dos quais US\$ 10 bilhões somente para fazendas eólicas da Equinor ([RYSTAD](#)), e anunciaram metas que exigirão US\$ 200 bilhões até 2050 ([RYSTAD](#)). No entanto, esse número é pequeno frente aos US\$ 800 bilhões gastos em O&G anualmente ([IEA](#)). A Total Solar Distributed Generation assinou um contrato com a Singapore LNG Corp para a construção de painéis de energia solar nos telhados das instalações de um terminal de GNL em Singapura. O sistema terá potência nominal de 600 kWp e produzirá 800 MWh com potencial de redução de emissões de até 300 tCO₂/ano ([REUTERS](#)).

³⁹ Adições de capacidade de 5,2 milhões b/d devem entrar em operação até 2025, 3,8 milhões b/d dos quais até 2022. 80% dessas adições no médio prazo devem ocorrer na Ásia-Pacífica (2,1 milhões b/d, no Oriente Médio (1,3 milhões b/d) e na África (0,8 milhões b/d) ([OPEC](#)).

⁴⁰ A diretiva de energia renovável europeia 2009/28/EC exigiu que 10% do combustível utilizado para o setor de transportes fosse de fontes renováveis até 2020 ([EC](#)). Na

Califórnia, o programa *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) exige a redução da intensidade de carbono de combustíveis de transporte em 10% até 2020 ([DOE](#)).

⁴¹ A Opep reduziu sua projeção de demanda de petróleo em 2021 para 95,9 milhões b/d ([OPEC](#)). A IEA também reduziu sua projeção para um valor 3,1 milhões b/d inferior à demanda registrada em 2019. 80% dessa queda é atribuída ao setor aéreo, enquanto a agência espera que a demanda de gasolina e diesel recupere 97%-99% de seus níveis de 2019 ([IEA](#)).

⁴² A queda da demanda de gasolina em 900 mil b/d em outubro foi muito inferior à registrada em abril, quando a demanda caiu 2,7 milhões b/d ([RYSTAD](#)).

⁴³ A União Europeia concluiu que diversos projetos de gás natural foram considerados como projetos prioritários sem avaliação da sua sustentabilidade frente aos objetivos de mitigação de mudanças climáticas, decidindo rever seus critérios ([EU](#)) ([REUTERS](#)). Além disso, o uso do gás natural começou a ser banido em novas construções, com a cidade de São Francisco se tornando a trigésima cidade da Califórnia a fazê-lo ([AP](#)).

⁴⁴ Os cortes de mais de 30% em E&P ocorridos em 2020 devem fazer com que a produção de petróleo em 2025 se reduza em 2 milhões b/d. Caso o patamar de investimentos de 2020 se mantenha, a aceleração das taxas de declínio de campos maduros poderão reduzir a oferta de petróleo em 9 milhões b/d ([IEA](#)).

⁴⁵ A maioria dos cenários elaborados pela Agência Internacional de Energia projetam uma demanda de petróleo acima de 100 milhões b/d até a década de 2030 ([IEA](#)).

⁴⁶ A Shell anunciou a aceleração de seus planos de se tornar uma empresa carbono-neutra antes de 2050 ([SHELL](#)). No entanto, manteve seus planos de desenvolver seus campos no Brasil, como Gato do Mato, Atapu, Mero e Tupi ([SHELL](#)) ([PETROBRAS](#)), e no México ([PLATTS](#)). Também foi a empresa que apresentou os maiores lances no leilão para áreas exploratórias no Golfo dos EUA ([BOEM](#)).

III. CONJUNTURA BRASIL

O segundo semestre de 2020 veio acompanhado de sinais de discreta recuperação econômica, apesar da continuidade da pandemia da Covid-19⁴⁷ (IBGE). Essa recuperação deve-se, em certa medida, à concessão do auxílio emergencial, ao imprimir um efeito positivo sobre os índices de consumo da população, bem como à reabertura do comércio e aumento da atividade industrial.

As expectativas de retomada da economia, aliadas ao acompanhamento das notícias sobre as etapas do desenvolvimento das vacinas para a Covid-19, contribuíram para um retorno gradual ao ritmo das atividades no setor de óleo e gás.

Ao longo do semestre, foram notificadas novas descobertas nas Bacias de Santos (pós-sal e pré-sal)⁴⁸, do Parnaíba⁴⁹, de Campos (pré-sal)⁵⁰ (ENEVA) (PETROBRAS) (PETROBRAS) (PETROBRAS). A Petrobras, ainda, concluiu teste de formação na área de Júpiter, pertencente à concessão BM-S-24, no Pré-sal da Bacia de Santos⁵¹.

O *upstream* experimentou recuperação dos volumes produzidos no segundo semestre, especialmente no pré-sal. A Petrobras registrou, em 2020, recordes na sua produção anual de óleo e na sua produção anual total de 2,84 milhões de barris de óleo equivalente por dia, sendo 2,28 milhões b/d de petróleo (PETROBRAS).

A definição de um novo cronograma de rodadas e leilões foi outra medida tomada para dar mais previsibilidade ao setor neste período de incertezas. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autorizou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a prorrogar os prazos de vigência dos contratos de concessão firmados a partir da 1ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios e a alterar o calendário de rodadas, com a realização da 17ª e da 18ª Rodadas de Licitações de Concessão. A 17ª rodada foi retomada pela ANP após suspensão deflagrada em razão da pandemia da Covid-19, estando prevista para ocorrer em outubro de 2021, enquanto a 18ª Rodada deve ocorrer em 2022 (ANP) (CNPE).

O setor de óleo e gás aguarda a divulgação das datas de realização das 7ª e 8ª Rodadas de Partilha (ANP). Por sua vez, o MME apresentou cronograma para o leilão do excedente da cessão

onerosa de Sépia e Atapu. A expectativa é de que o leilão ocorra até o final do ano (CÂMARA FEDERAL).

Em dezembro de 2020, realizou-se a sessão pública de apresentação de ofertas do 2º Ciclo da Oferta Permanente. Foram arrematados 17 blocos e o total de bônus ofertado foi de quase R\$ 31 milhões. A previsão de investimento mínimo na fase de exploração é de aproximadamente R\$ 157 milhões de reais (ANP). A data para assinatura dos contratos de concessão do 1º Ciclo da Oferta Permanente, cuja previsão de investimentos é de cerca de R\$ 310 milhões, foi prorrogada para março de 2021 (ANP).

A Petrobras ao longo do semestre prosseguiu com seu reposicionamento, fortalecendo seu foco em grandes campos *offshore*, principalmente os do Pré-Sal, e vendendo ativos maduros, sejam eles terrestres ou em águas rasas⁵². Em linha com sua nova visão estratégica, a Petrobras iniciou o processo de contratação de três novas plataformas do tipo FPSO para o Campo de Búzios (PETROBRAS).

Como medida de fomentar a viabilidade de novos projetos, foi aprovada a Resolução nº 4/2020 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), estabelecendo que a ANP deverá adotar medidas para a redução de *royalties* para até 5% para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte (MME).

No segmento de refino, o semestre foi de recuperação, com o fator de utilização (FUT) das refinarias subindo dos 55% verificados no primeiro semestre para 80% na metade final do ano (PETROBRAS). Verificaram-se ainda recordes de produção de diesel S-10 nas refinarias nacionais, atingindo a marca de 1,89 milhão m³ em setembro (PETROBRAS). Esta operação está em linha com o plano estratégico da Petrobras, que indicou investimento em 3 unidades de hidrotreamento (HDTs) para aumento da eficiência operacional dos ativos e ampliação produtiva do diesel S-10, além de uma unidade de hidrocrackeamento catalítico (HCC) do Polo Itaboraí para produção de lubrificantes mais avançados (PETROBRAS).

⁴⁷ Depois um período recessivo no terceiro trimestre, constatou-se um crescimento 7,7% do PIB, percentual que, em termos relativos, considera-se discreto em razão de ter sucedido um período considerado deprimido constatada no semestre anterior.

⁴⁸ A Petrobras notificou a presença de indícios de hidrocarbonetos pela segunda vez em poço no campo de Búzios. A primeira vez foi em maio deste ano, quando a qualidade do óleo foi atestada como compatível com a dos demais poços do campo. A Petrobras opera o Campo de Búzios com 90% de participação em parceria com as chinesas CNOOC e CNODC, que detêm cada uma participação de 5%.

⁴⁹ A Eneva notificou a presença de gás e petróleo em um poço no (E-NV-11D-MA) no bloco terrestre PN-T-48, no Maranhão (ENEVA).

⁵⁰ Em setembro, a Petrobras constatou a presença de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos em poço pioneiro (Naru).

⁵¹ Segundo a estatal, o poço perfurado apresentou excelente produtividade, portador de óleo condensado de altíssimo valor agregado, com elevadas vazões (PETROBRAS).

⁵² A empresa concluiu, ao longo do semestre, as vendas dos polos produtores Pampo, Enchova, Pescada, Fazenda Belém. Cricaré, Rio Ventura, Lagoa Parda, Remanso e Recôncavo, além de campos, como Baúna. Entre os ativos atualmente em processo de desinvestimento, destacam-se os polos de Marlim, Urucu e Bahia Terra (EPE).

Além disso, o plano da Petrobras indica as seguintes estratégias entre 2021-2025: (i) transparência e foco em sustentabilidade (ESG), em especial em relação à descarbonização das operações; (ii) fortalecimento das atividades de logística, marketing e vendas; (iii) busca por um refino mais eficiente e sustentável - biorrefino e (iv) fortalecimento do modelo de gestão da Petrobras ([PETROBRAS](#)).

Com relação ao processo de venda das refinarias da Petrobras, houve demonstração de interesses pela Refap/RS (Raízen, Essar e Ultrapar), RLAM/BA (fundo Mubadala), Reman⁵³ e Repar/PR (Raízen e Ultrapar) ([EPE](#)). Além disso, foram definidas novas diretrizes relativas à preservação da concorrência. Foi publicada Resolução CNPE nº 9/2020, que estabelece que a venda das refinarias e de seus respectivos ativos de logística ocorram ao mesmo tempo, e que a infraestrutura logística seja transferida preferencialmente para grupos econômicos desverticalizados no mercado relevante, observando a regulação para acesso de terceiros⁵⁴ ([MME](#)).

No final de 2020, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) autorizou a venda da distribuidora de GLP Líquigás para o consórcio composto por Itaúsa, Copagaz e Nacional Gás. A autorização ocorreu associada a condicionantes para estimular a concorrência ([CADE](#)) ([PETROBRAS](#)).

Em agosto, foi aprovada pelo Senado proposta de alteração da distribuição dos recursos provenientes de *royalties* por meio do “Fundo de Expansão dos Gasodutos de Transporte e de Escoamento da Produção” (Brasduto), porém esta proposta foi vetada pela Presidência da República em setembro ([SENADO](#)).

No segundo semestre de 2020, houve avanços importantes no marco legal para o transporte de gás natural, bem como outras atividades nos segmentos de *midstream* como o escoamento e o processamento de gás natural, e a regaseificação de GNL. A Nova Lei do Gás foi aprovada pela Câmara dos Deputados em setembro, seguindo para o Senado Federal. O projeto foi aprovado no Senado com algumas emendas, portanto, houve retorno do mesmo à Câmara dos Deputados, onde aguarda as próximas etapas de tramitação ([SENADO](#)). Estas etapas estão esquematizadas na Figura 5.

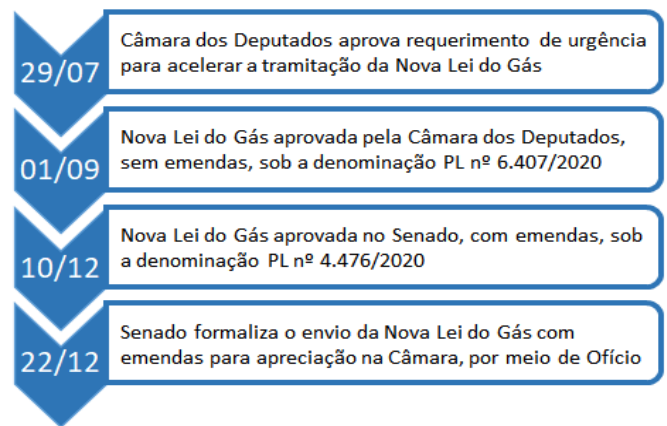


Figura 5 - Tramitação da Nova Lei do Gás no 2º semestre de 2020 ([EPE](#))

A ANP renovou as autorizações de operação e confirmou as características técnicas de diversas infraestruturas de transporte de gás natural ao longo de agosto, por meio das Autorizações de Operação 522/2020 a 537/2020. Diversos agentes se preparam para iniciar suas operações no mercado de gás natural brasileiro, e de julho a dezembro pelo menos cinco empresas obtiveram autorizações para se tornarem comercializadoras de gás natural⁵⁵.

Em setembro, foi publicado pela ANP um manual de boas práticas para o setor de gás natural contendo sugestões de cunho orientativo para auxiliar as agências reguladoras estaduais, com adoção voluntária das diretrizes que forem analisadas como vantajosas ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)) ([ANP](#)).

No que toca ao acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, em setembro, a Petrobras informou sobre a sistemática que será considerada para assinatura de contratos para acesso de terceiros às instalações para escoamento e processamento de gás natural do Pré-Sal que detém junto a parceiros. Estas empresas anunciaram ainda, em outubro, que seria possível a criação de uma empresa de *midstream* para gerenciamento das infraestruturas correspondentes, assim como seus contratos de acesso de terceiros. Neste sentido, poderiam ser constituídos um Sistema Integrado de Escoamento de Gás Natural (SIE) e um Sistema Integrado de Processamento de Gás Natural (SIP) para melhor gerenciamento dos ativos ([PETROBRAS](#)) ([PETROBRAS](#)).

⁵³ Não houve divulgação dos interessados neste ativo ([PETROBRAS](#)).

⁵⁴ Também estabeleceu que refinarias potencialmente concorrentes sejam alienadas para grupos econômicos distintos e que em nenhum caso seja mantida participação societária do vendedor nesses empreendimentos. A ANP manifestou posicionamento sobre a venda de infraestrutura logística de refinarias, devendo ser operada por

empresas distintas do refinador, ainda que constituídas pelo mesmo grupo econômico do adquirente da refinaria, ou seja, por operadores logísticos.

⁵⁵ Ecopetrol, Eagle E&P, Esfera Comercializadora de Energia Ltda, SPE 3R PETROLEUM S.A e EBRASIL LNG Comercializadora Ltda. Além disso, as empresas UEG Araucária, Companhia Brasileira de Estireno (CBE) e três subsidiárias do grupo Gerdau (Açominas, Aços longos e Aços especiais) obtiveram autorizações para importarem gás natural ([ANP](#)).

A abertura do mercado de gás natural contou com a entrada da empresa Alvo Petro, que começou a venda do insumo para a Bahiagás em julho, é o primeiro agente privado a contar com uma UPGN 100% própria no Brasil ([BAHIAGÁS](#)).

O andamento das obras referentes ao escoamento e processamento de gás natural pela Rota 3 (ligando a Baía de Santos a Itaboraí/RJ), entrou em fase final de obras. Em novembro, a Petrobras informou que iniciou os testes na chama piloto associada à UPGN e também ao futuro polo de produção de lubrificantes em Itaboraí/RJ ([PETROBRAS](#)).

A venda da participação remanescente de 10% da Petrobras na transportadora TAG foi concluída ao longo de 2020, em atendimento ao que foi definido no TCC assinado entre Petrobras e Cade em 2019; a venda da participação de 10% na NTS encontra-se em suas fases finais. Em dezembro, a Petrobras iniciou o processo de venda de suas participações na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil – TBG (51%) e na Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. – TSB (25%) ([PETROBRAS](#)). Quanto à chamada pública do GASBOL, o processo foi reiniciado, e houve também a oferta pela TBG de contratos de capacidade de curto prazo, além de contratos temporários com horizonte anual ([TBG](#)) ([ANP](#)).

No que toca a novos contratos de importação de gás natural via gasodutos, em setembro, foi realizada reunião entre representantes dos governos da Argentina e do Brasil acerca do projeto de gasoduto que poderá trazer o energético de Vaca Muerta até Porto Alegre ([Valor](#)). Em julho, foi ainda anunciada a adesão da transportadora GasOcidente do Mato Grosso (GOM), proprietária do gasoduto Lateral-Cuiabá, à Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto ([ATGÁS](#)).

No segundo semestre de 2020, foram feitos diversos anúncios quanto aos terminais de GNL brasileiros, que podem promover a entrada de novos agentes no mercado de gás natural nos próximos anos. A empresa Golar Power anunciou acordos para fornecimento de GNL a clientes em Barcarena/PA e em Suape/PE, obtendo também autorização para importar até 37,5 milhões de m³ de GNL por meio do terminal de Regaseificação em Salvador/BA ([SUAPE](#)) ([GOVERNO FEDERAL](#)).

Houve também um processo de arrendamento do terminal de GNL da Petrobras na Baía de Todos os Santos, que contou com a participação de BP Energy, Compass e Golar, sendo que a única proposta obtida (Golar) foi desclassificada, não havendo propostas vencedoras ([PETROBRAS](#)).

Em dezembro, a empresa GNA concluiu com sucesso a primeira operação de transferência de GNL no terminal recém-construído no Porto do Açu/RJ, e obteve licença de operação para a UTE GNA I, que irá integrar o Polo Termelétrico do Porto ([GNA](#)) ([GNA](#)).

O terminal de GNL anunciado na Baía de Babitonga/SC contou com um parecer favorável da Procuradoria do Estado, enquanto o terminal anunciado no Porto de Santos/SP obteve declaração de utilidade pública, observando-se, portanto, avanços em ambos os projetos ([GOVERNO DE SANTA CATARINA](#)). Em setembro, a Petrobras concluiu com sucesso o teste para ampliação da capacidade instantânea de regaseificação do terminal de GNL da Baía de Guanabara/RJ de 20 para 30 MMm³/d, o que fará com que este se torne o maior terminal do tipo em todo o mundo, caso a ampliação seja aprovada.

No caso do GNL em pequena escala, a Golar Power contratou o fornecimento de duas estações de liquefação (na Bahia e em São Paulo), e a Petrobras vendeu sua participação na empresa Gás Local, que conta com uma unidade de liquefação de gás natural em São Paulo para produção e distribuição de GNL por meio rodoviário ([WORLD OIL](#)) ([PETROBRAS](#)). O crescimento deste mercado no Brasil poderá promover o fornecimento de gás natural a regiões ainda não atendidas e para as quais um gasoduto de transporte possa ainda não ser viável em um primeiro momento.

O mercado de distribuição contou com novidades acerca do processo de venda da participação da Petrobras na Gaspetro, que se encontra em andamento, após desclassificação e posterior readmissão da empresa Compass ([PETROBRAS](#)). As Companhias de Distribuição Locais (CDL) das Regiões Sul e Centro-Oeste realizaram chamadas públicas para compra de gás natural até 2023, enquanto as CDL do Nordeste preparam-se para realizar processo similar, e a Copergás definiu a Shell como vencedora da concorrência para fornecimento de gás natural ao Pernambuco entre 2022 e 2023 ([SCGÁS](#)) ([COPERGAS](#)). Além disso, em julho foi assinado o contrato de concessão entre o Governo do Estado do Espírito Santo e a Companhia de Gás do Espírito Santo (ES Gás), já alinhado com o programa Novo Mercado de Gás. No Rio de Janeiro, foi aprovada deliberação da Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio (Agenera) que reforça o alinhamento da regulação Estadual ao Novo Mercado de Gás ([GOVERNO DO ESPÍRITO SANTO](#)) ([AGENERSA](#)). Os principais acontecimentos relevantes ao Novo Mercado de Gás são apresentados na Figura 6.

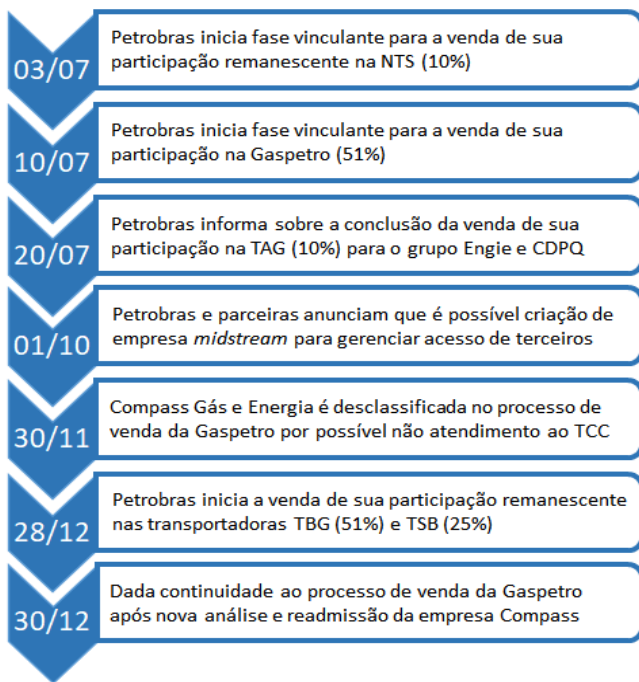


Figura 6 - Principais acontecimentos relativos ao Novo Mercado de Gás no 2º semestre de 2020 (EPE)

Os preços de gás natural para distribuidoras tiveram queda ao longo de 2020 com leve recuperação em novembro, porém ainda se encontram em patamares menores do que os observados em dezembro de 2019. Seguindo estas variações, as tarifas de gás natural das CDLs brasileiras também tiveram queda ao longo do ano e recuperação a partir de novembro. Segundo a Abegás, os preços médios em 2020 devem ficar 14% abaixo dos registrados em 2019 (ABEGÁS). Na Figura 7, são apresentados os preços médios ao consumidor industrial de janeiro a setembro de 2020.

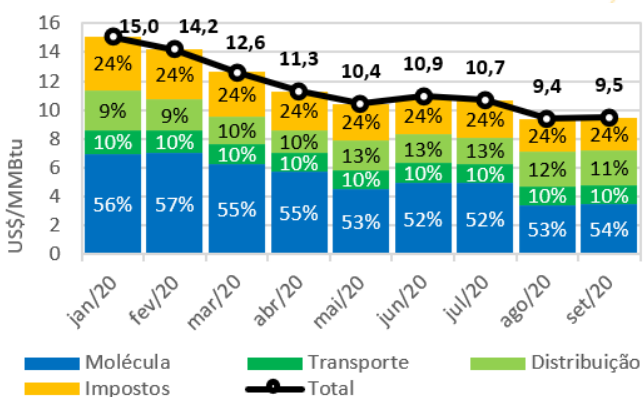


Figura 7 - Preços médios nacionais ao consumidor industrial na faixa de 20 mil m³/d (MME)

Em outubro a Petrobras confirmou junto aos governos do Espírito Santo e Rio de Janeiro sua adesão ao programa tributário de ICMS, o que deve aumentar a segurança no mercado de gás natural destes estados devido à confirmação das regras futuras para aferimento tributário (PETROBRAS).

De julho a dezembro, foram inaugurados ou reativados projetos com importante consumo de gás natural por todo o País. Em agosto foi inaugurada a maior usina termelétrica a gás natural da América Latina, em Barra dos Coqueiros/SE (GOVERNO FEDERAL), e em setembro foi iniciada a venda da participação da Petrobras em 5 sociedades de geração de energia elétrica que atuam nos Estados de Pernambuco, Tocantins, Amazonas e Goiás (PETROBRAS). Em outubro, a Petrobras iniciou a fase vinculante para venda da Araucária Nitrogenados S.A., que possui uma unidade de fertilizantes localizada no Paraná. A empresa Sergas informou, em novembro, que irá realizar obras para promover o atendimento da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (Fafen) de Laranjeiras/SE, recentemente arrendada para a empresa Proquigel (PETROBRAS) (SERGAS).

O MME publicou portarias acerca dos cronogramas de Leilões de energia elétrica A-3, A-4, A-5 e A-6 para 2021, 2022 e 2023, sendo 4 deles (A-5 e A-6) sem restrições de inflexibilidade operativa (MME). A Wartsilä e a Geradora de Energia do Amazonas (Gera) fecharam contrato para conversão da UTE Ponta Negra/AM de óleo diesel para gás natural (WÄRTSILÄ).

O mercado de gás renovável contou com avanços importantes com uma chamada pública realizada pela Sulgás para suprimento de biometano no Rio Grande do Sul e com o anúncio da parceria entre a GasBrasiliiano e a ZEG Biogás para construir uma malha de coleta de biometano que será injetado na malha da distribuidora. Em outubro foi inaugurada em Guariba/SP uma das maiores usinas termelétricas a biogás do mundo, com geração de 138 mil MWh/ano, que serão vendidos para o sistema interligado nacional e para o mercado livre (GASBRASILIANO) (MME).

Ainda no setor de biocombustíveis, o CNPE autorizou a ANP a regular um novo modelo de comercialização para o biodiesel em substituição à atual sistemática de leilões, para entrada em vigor em janeiro de 2022. Foi estabelecido um período de transição de 12 meses a partir da entrada em vigor da sistemática a ser criada (CNPE).

A Petrobras concluiu os testes em escala industrial para a adoção do biodiesel parafínico – o chamado “diesel verde”. O processo regulatório para sua comercialização se encontra em curso. A audiência pública da ANP sobre o assunto ocorreu em setembro de 2020 (ANP).

Por fim, ressalta-se que, após consulta pública, o CNPE reduziu em cerca de 50% as metas para aquisição de Créditos de Descarbonização por Biocombustíveis (CBios) no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) (CNPE).

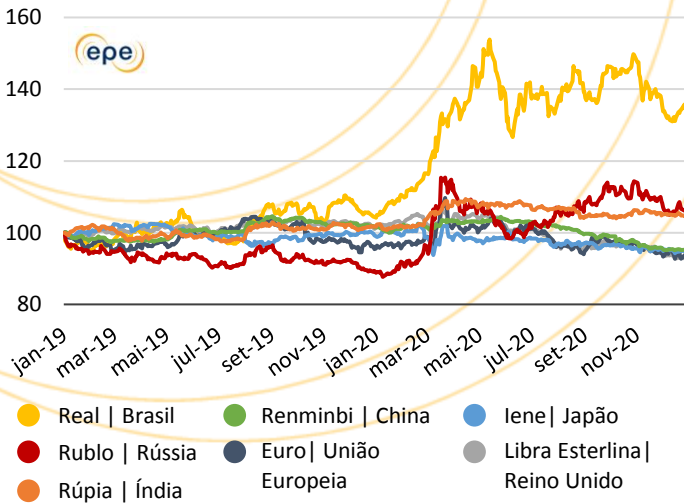
IV. ESTATÍSTICAS

VARIÇÃO REAL DO PIB (%)	2017	2018	2019	2020T1	2020T2	2020T3
Brasil	1,3%	1,3%	1,1%	-1,3%	-10,9%	-3,9%
China	6,9%	6,7%	6,1%	-6,8%	3,2%	4,9%
Estados Unidos	2,3%	3,0%	2,2%	0,3%	-9,0%	-2,8%
Índia	7,0%	6,1%	4,2%	3,3%	-23,5%	-7,5%
Japão	2,2%	0,3%	0,7%	-2,1%	-10,3%	-5,7%
União Europeia	3,0%	2,3%	1,7%	-2,6%	-13,9%	-4,2%
Rússia	1,8%	2,5%	1,3%	-0,1%	-5,6%	-3,3%
Mundo	3,8%	3,5%	2,8%

Fonte: OCDE e FMI.

Nota: Variação trimestral em relação ao mesmo período do ano anterior.

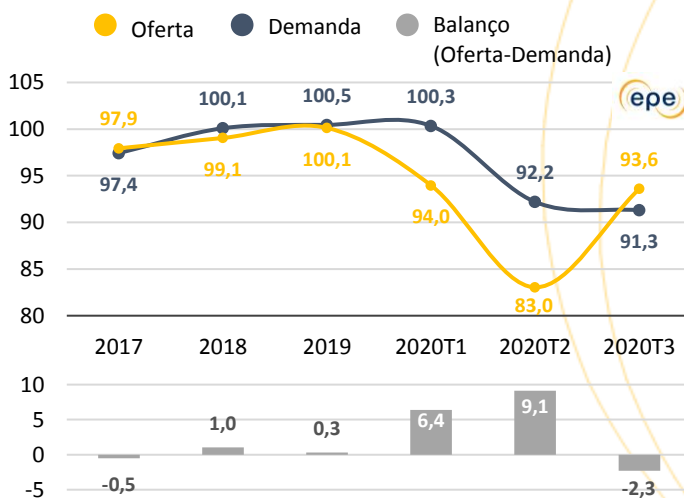
EVOLUÇÃO DE MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR (BASE 100 = JANEIRO 2019)



Fonte: EPE a partir de Banco Central do Brasil.

Nota: Renminbi é a moeda oficial chinesa, enquanto luan é o nome da sua unidade básica.

BALANÇO GLOBAL DE OFERTA E DEMANDA DE PETRÓLEO (milhões b/d)



Fonte: EPE a partir de IEA e JODI.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN) e não convencionais; além de ganhos de processamento e biocombustíveis líquidos.

PREÇOS SPOT DE PETRÓLEO E GÁS (\$/b ou \$/MMBtu)	2019	2020 T1	2020 T2	2020 T3	2020 OUT	2020 Nov	2020 Dez
Brent	64,30	50,27	29,70	42,91	40,19	42,69	49,99
WTI	56,99	45,34	27,96	40,89	39,40	40,94	47,03
Henry Hub	2,56	1,91	1,70	1,87	2,39	2,61	2,59
NBP	4,96	3,11	1,69	2,84	5,18	5,23	6,24
JKM	5,49	n.d.	n.d.	3,63	6,20	6,81	10,53
GNL Japão	6,01	4,23	2,80	4,03	6,00	6,80	8,60

Fonte: EPE a partir de EIA, EIA, Platts, Platts e METI.

Nota: Preços de petróleo em US\$/b e preços de gás natural em US\$/MMBtu. A cotação "GNL Japão" corresponde ao preço Delivered Ex Ship (DES) das cargas efetivamente entregues nos portos do Japão, já incluindo frete. Os preços NBP e JKM estão consolidados até o dia 29 de dezembro.

OFERTA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2017	2018	2019	2020T1	2020T2	2020T3
África	7,9	8,0	8,2	7,6	6,9	6,7
Américas	29,9	31,9	33,6	34,5	30,9	31,8
Ásia-Pacífico	8,8	8,8	8,9	8,9	8,7	8,8
Eurásia	18,9	19,0	19,0	19,4	17,7	17,3
Oriente Médio	31,9	32,4	30,8	30,0	28,0	26,8
Mundo	97,4	100,1	100,5	100,3	92,2	91,3

OFERTA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)

Fonte: EPE a partir de IEA e JODI.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN) e não convencionais; além de ganhos de processamento e biocombustíveis líquidos.

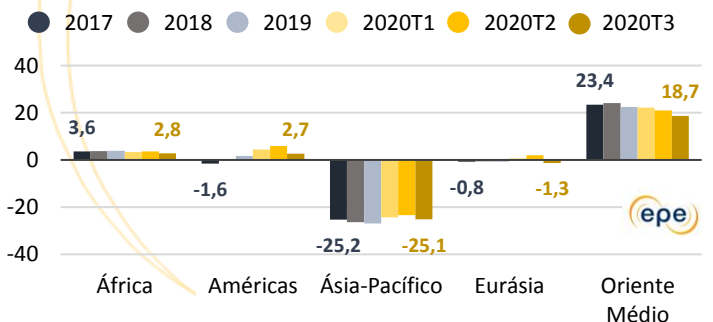
DEMANDA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2017	2018	2019	2020T1	2020T2	2020T3
África	4,3	4,2	4,3	4,3	3,3	3,9
Américas	31,5	31,8	31,9	30,0	24,9	29,1
Ásia-Pacífico	34,1	35,1	35,8	33,2	32,2	33,9
Eurásia	19,6	19,6	19,8	18,7	15,7	18,6
Oriente Médio	8,5	8,3	8,3	7,8	7,0	8,1
Mundo	97,9	99,1	100,1	94,0	83,0	93,6

DEMANDA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)

Fonte: EPE a partir de IEA.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN) e não convencionais; além de ganhos de processamento e biocombustíveis líquidos.

BALANÇOS REGIONAIS DE OFERTA E DEMANDA DE PETRÓLEO (milhões b/d)



Fonte: EPE a partir de IEA e JODI.

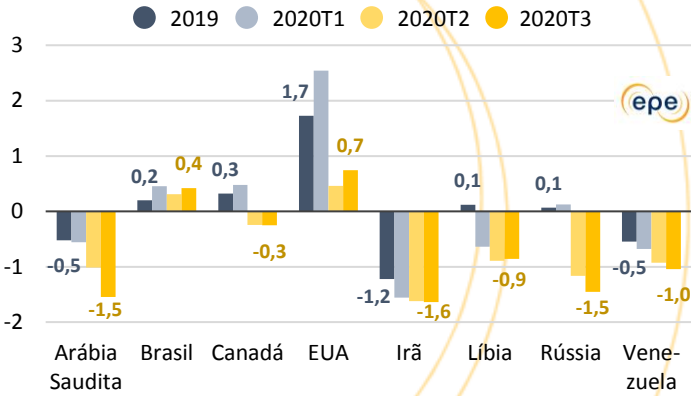
Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN) e não convencionais; além de ganhos de processamento e biocombustíveis líquidos.

CAPACIDADE OCIOSA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2019	2020 T1	2020 T2	2020 T3	2020 OUT	2020 NOV	2020 DEZ
---	------	---------	---------	---------	----------	----------	----------

OPEP	2,51	3,15	5,97	7,94	7,68	7,65	7,63
-------------	------	------	------	------	------	------	------

Fonte: EIA.

VARIÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RELAÇÃO À 2018 (milhões b/d)



Fonte: EPE a partir de IEA e JODI.

Nota: Inclui óleo cru, condensados e líquidos de gás natural (LGN), exceto Arábia Saudita e Irã cujos valores não incluem LGN.

INDICADORES DE ATIVIDADE DO SETOR DE ÓLEO & GÁS	2019	2020 T1	2020 T2	2020 T3	2020 OUT	2020 NOV	2020 DEZ
---	------	---------	---------	---------	----------	----------	----------

Sondas em uso

Estados Unidos	943	785	392	254	280	311	341
Mundo	2.177	2.054	1.254	1.033	1.016	1.074	1.104

Contratos futuros

NYMEX WTI (mil contratos)	2.075	2.202	2.192	2.376	2.553	2.511	2.559
----------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

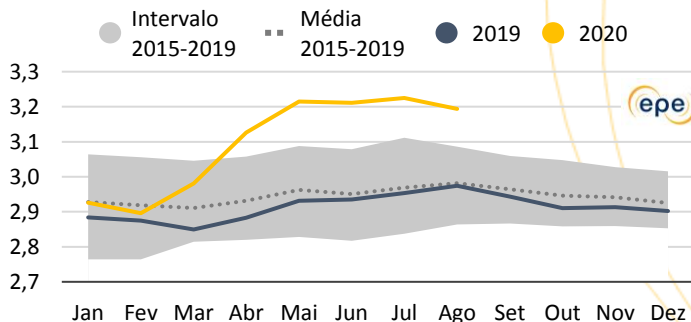
Fator de utilização de refinarias

Brasil	75%	77%	68%	80%	81%	80%	..
Estados Unidos	90%	86%	73%	78%	75%	77%	79%
Europa	83%	80%	68%	71%	70%	71%	65%

Fonte: EPE a partir de ANP, Baker Hughes, EIA e Opec.

Nota: Sondas em uso incluem sondas de petróleo, gás natural e outras. O fator de utilização de refinarias da Europa considera apenas os 16 países europeus que pertencem à OCDE.

ESTOQUES COMERCIAIS DE PETRÓLEO E DERIVADOS NOS PAÍSES DA OCDE (bilhões de barris)



Fonte: EPE a partir de IEA.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, LGN, cargas de refinarias, derivados de petróleo (gasolina, destilados médios, óleo combustível e outros produtos), aditivos/oxigenados e outros hidrocarbonetos.

RODADAS DE LICITAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO MUNDO EM 2021

Data	País	Descrição
2021/01	Paquistão	Bid for Grant of Petroleum Exploration Rights
2021/02	Libéria	Liberia Offshore License Round 2020
	Noruega	25th Licensing Round 136 blocos offshore no Mar da Noruega e no Mar de Barents
2021/03	Estados Unidos	Lease Sale 257 (Golfo do México)
	Somália	Lease Sale 258 (Alaska)
2021/04	Somália	International Licensing Round 2020
2021/04	Suriname	Shallow Offshore Bid Round 2020/2021
2021/05	Senegal	Senegal Licensing Round 2020
2021/06	Angola	Licitação de Blocos Petrolíferos 2020 Bacias terrestres do Baixo Congo e do Kwanza
	Austrália	2020 Offshore Petroleum Exploration Acreage Release
2021/10	Timor-Leste	2ª Ronda de Licenciamento de Timor-Leste
..	Estados Unidos	Lease Sale 259 (Golfo do México)
..	Líbano	2nd Offshore Licensing Round
..	Nigéria	2nd Marginal Fields Bid Round
..	Peru	Bidding Round 2021

Fonte: Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ANPG (Angola), Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais - ANPM (Timor-Leste), U.S. Bureau of Ocean Energy Management (BOEM), Department of Industry, Science, Energy and Resources (Austrália), Lebanese Petroleum Administration, Liberia Petroleum Regulatory Authority (LPRA), Ministry of Energy (Paquistão), Ministry of Petroleum and Energy (Senegal), Norwegian Petroleum Directorate (NPD), Perupetro, Petroleum Economist, Somalia Petroleum Authority, Staatsolie Hydrocarbon Institute - SHI (Suriname).

CRONOGRAMA DE LICITAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Rodada	Data	Descrição
17ª Rodada de Licitações de Blocos	2021/Out	92 blocos offshore nas bacias de Campos, Pelotas, Potiguar e Santos
2ª Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa	2021	Excedente de produção dos campos de Atapu e Sépia
18ª Rodada de Licitações de Blocos	2022	Blocos offshore nas bacias do Ceará, Pelotas e Espírito-Santo
7ª e 8ª Rodadas de Partilha de Produção	n.d.	Pré-sal nas bacias de Campos e Santos

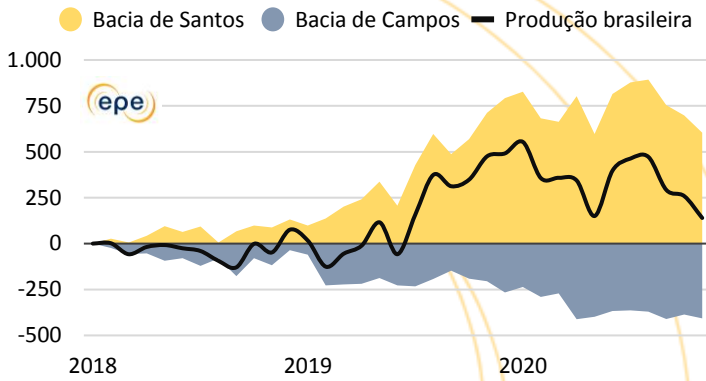
Fonte: ANP.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL (mil b/d)	2018	2019	2020 T1	2020 T2	2020 T3	2020 OUT	2020 NOV
Mar (pré-sal)	1.427	1.737	2.045	2.018	2.146	2.014	1.921
Mar (pós-sal)	1.048	947	896	797	785	769	745
Terra	111	103	98	95	93	91	89
Total	2.587	2.788	3.039	2.911	3.025	2.874	2.755

Fonte: ANP.

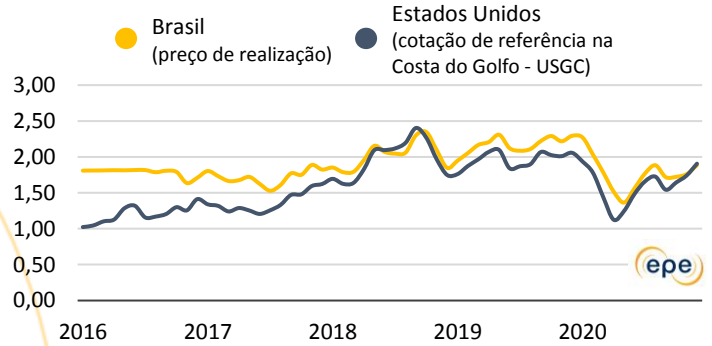
Nota: Inclui óleo cru e condensados.

VARIÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NAS BACIAS DE CAMPOS E SANTOS EM RELAÇÃO À JANEIRO DE 2018 (mil b/d)



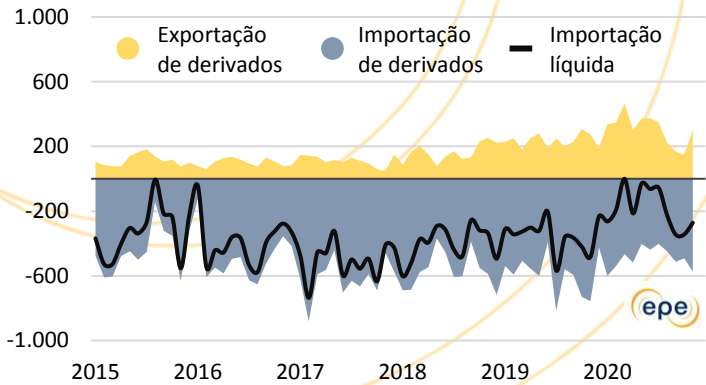
Fonte: EPE a partir de [ANP](#).
Nota: Inclui óleo cru e condensados.

PREÇOS DE REFERÊNCIA DO ÓLEO DIESEL NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



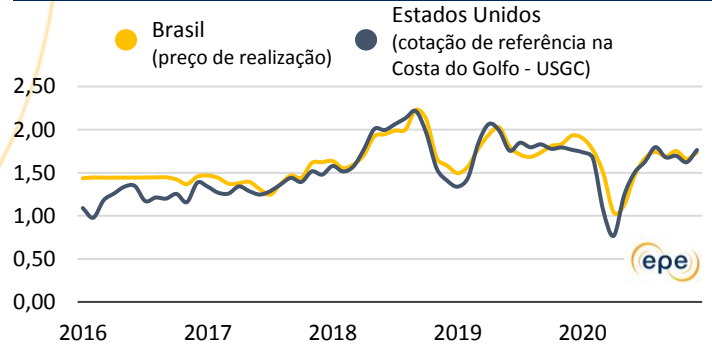
Fonte: EPE a partir de [ANP](#), [EIA](#) e [Banco Central do Brasil](#).
Nota: O preço de realização no Brasil representa o óleo diesel S10. A cotação de referência para os Estados Unidos é a *Ultra-Low Sulfur No 2 Diesel Spot FOB U.S. Gulf Coast*.

BALANÇO DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL (mil b/d)



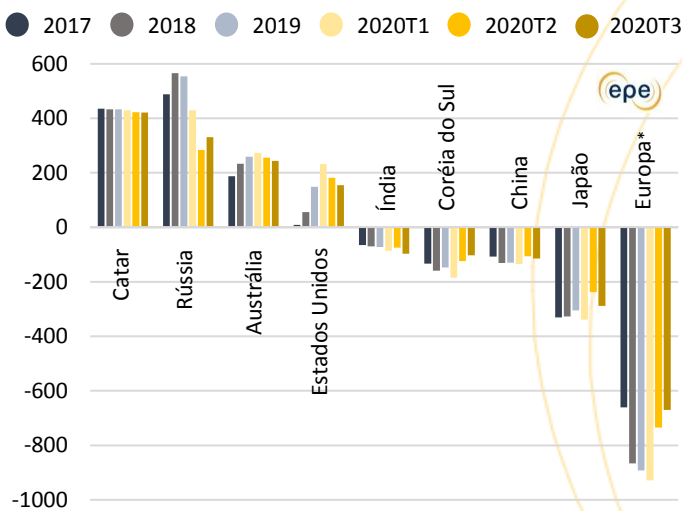
Fonte: EPE a partir de [ANP](#).
Nota: Os valores de importação de derivados são indicados como negativos, enquanto os valores de exportação são positivos. Exportações de derivados não incluem o fornecimento de querosene de aviação para aeronaves estrangeiras e de combustíveis marítimos para navios estrangeiros.

PREÇOS DE REFERÊNCIA DA GASOLINA NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



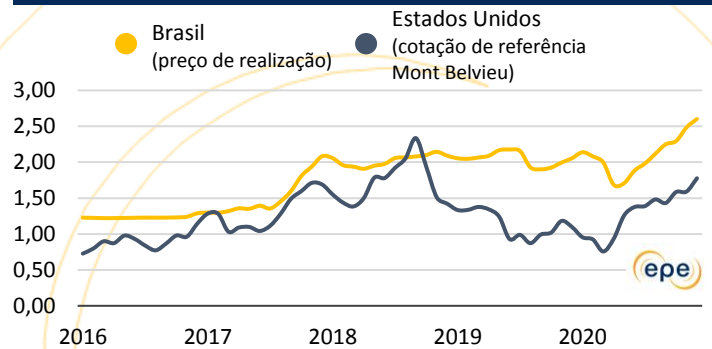
Fonte: EPE a partir de [ANP](#), [EIA](#) e [Banco Central do Brasil](#).
Nota: A cotação de referência para os Estados Unidos é a *Gasoline Regular Spot FOB U.S. Gulf Coast*.

BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL E GNL EM PAÍSES SELECIONADOS (MMm³/d)



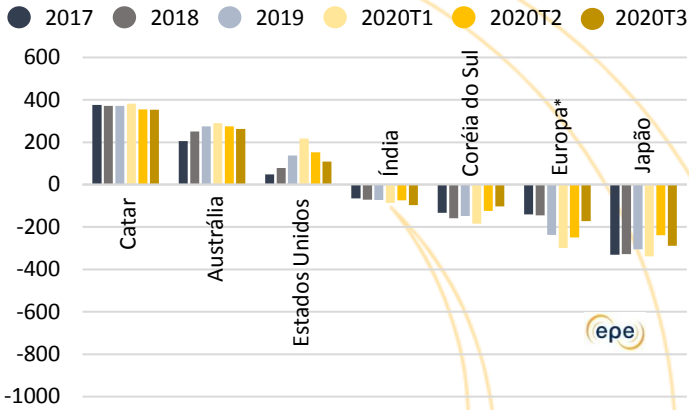
Fonte: EPE a partir de [JodiGas](#).
Nota: Europa* compreende Reino Unido, Alemanha, França, Espanha, Itália e Turquia. Dados da Índia de setembro e importações de GNL da China não disponíveis na fonte consultada.

PREÇOS DE REFERÊNCIA DO PROPANO NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO DO GLP NO BRASIL (R\$/kg)



Fonte: EPE a partir de [ANP](#), [EIA](#) e [Banco Central do Brasil](#).
Nota: O preço de realização no Brasil considera a diferenciação do P-13 e granel que vigorou até março de 2020. Desde então, não há diferenciação de preços do GLP, em função do disposto na Resolução CNPE nº 17/2019. A cotação de referência para os Estados Unidos é a *Propane Spot FOB Mont Belvieu*.

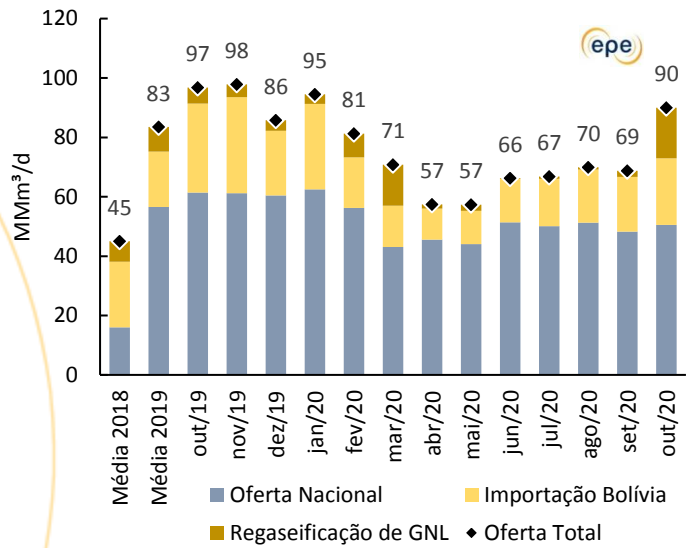
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GNL EM PAÍSES SELECIONADOS (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de [JodiGas](#).

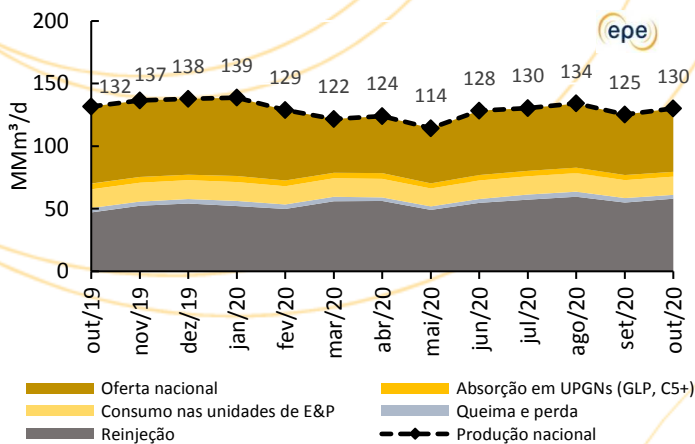
Nota: Europa* compreende Reino Unido, Alemanha, França, Espanha, Itália e Turquia. Dados da Índia de setembro e importações de GNL da China não disponíveis na fonte consultada.

EVOLUÇÃO DA OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)



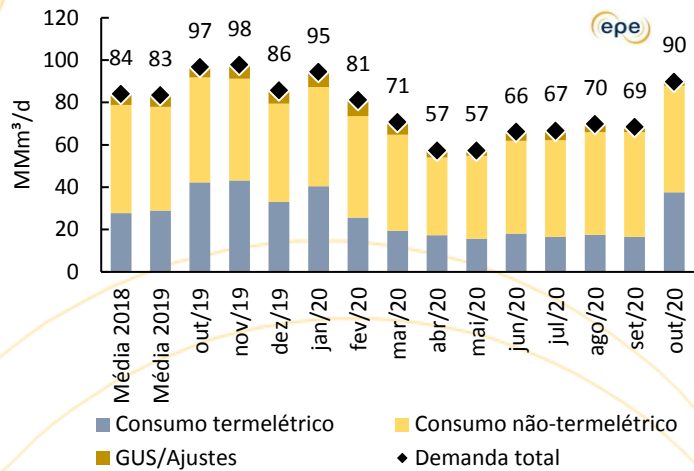
Fonte: EPE a partir de [MME](#).

EVOLUÇÃO DA OFERTA NACIONAL DE GÁS NATURAL (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de [MME](#).

EVOLUÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)



Fonte: EPE a partir de [MME](#).

As referências deste documento foram indicadas por meio de links para páginas da internet, verificados em 21 de janeiro de 2021.

Equipe Editorial

Coordenação Geral

Heloiisa Borges Bastos Esteves
Angela Oliveira da Costa
Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Gabriel de Figueiredo da Costa
Marcelo Castello Branco Cavalcanti

Equipe Técnica

Bianca Nunes de Oliveira
Bruno Rodamilans Lowe Stukart
Carlos Augusto Góes Pacheco
Carlos Eduardo Rinco de Mendonça Lima
Carolina Oliveira de Castro
Claudia Maria Chagas Bonelli
Fernanda Corrêa Ferreira

Equipe Técnica

Filipe de Pádua Fernandes Silva
Gabriel de Figueiredo da Costa
Lucas dos Santos Rodrigues Moraes (Estagiário)
Marcelo Castello Branco Cavalcanti
Matheus de Souza Moreira (Estagiário)
Patrícia Feitosa Bonfim Stelling
Sergio Augusto Melo de Castro

Suporte Administrativo