

NÚMERO 10 – 1º SEMESTRE/2021 – PUBLICAÇÃO: JULHO/2021

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

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



PANORAMA DOS ESTADOS UNIDOS



Foto: Phoenix Law / Flickr

No último meio século, a dependência dos Estados Unidos pelo petróleo e gás natural importados demonstrou que sua segurança de abastecimento energético foi frequentemente um objetivo das interações com o mundo, em especial, o Oriente Médio. Com o boom na produção de não convencionais, o país foi mais uma vez alçado à posição de maior produtor de hidrocarbonetos e, também, exportador líquido de petróleo (óleo e condensados) e de gás natural. Com aproximadamente 332 milhões de habitantes, os Estados Unidos lideram o ranking global de países consumidores de óleo e gás, sendo provisionado por 3 milhões de quilômetros de dutos e uma extensa infraestrutura nos segmentos de *upstream, midstream* e *downstream*. **Página 2**

CONJUNTURA INTERNACIONAL



Foto: Divulgação / Equinor

A transição energética ganhou relevância no semestre, com produtores de O&G e países se comprometendo com emissões menores. Isso não impediu uma recuperação significativa da demanda, que cresce em direção a valores pré-pandemia, elevando os preços do petróleo e gás natural. Essa elevação da demanda e dos preços ocorreu em meio a incertezas, devido à ocorrência de novas ondas de infecção, à manutenção de alta capacidade ociosa pela Opep+, e a problemas de suprimento de GNL. **Página 7**

ESTATÍSTICAS

Os preços internacionais de petróleo e gás natural tiveram elevação acentuada ao longo do 1º semestre de 2021, em função de desequilíbrios entre oferta e demanda global. Esses aumentos se refletiram sobre os preços de combustíveis no País. Por sua vez, o mercado internacional de GNL está em alta, devido à necessidade de recuperação dos níveis de armazenamento de gás natural na Europa e à demanda mundial por gás para geração de eletricidade. No Brasil, a produção de óleo e gás segue em trajetória crescente, sendo alavancada principalmente por campos do pré-sal da Bacia de Santos. **Página 15**

CONJUNTURA BRASIL



Foto: Divulgação / Petrobras

A definição de um cronograma de licitações no País, o lançamento do Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (PROMAR), a ocorrência de eventos importantes como a publicação da Nova Lei do Gás e a aprovação da proposta de comercialização do biodiesel em substituição aos leilões estão entre os destaques do semestre. Empresas de O&G tomaram decisões e ações importantes para seus negócios, com destaque para a continuidade do desinvestimento da Petrobras e atuação de empresas comercializadoras de gás nos diversos elos da cadeia de valor deste setor. No mercado consumidor, aumentos dos preços de combustíveis tiveram impacto para consumidores e a descarbonização tem norteado ações do Governo em direção aos combustíveis mais limpos. **Página 11**

I. PANORAMA DOS ESTADOS UNIDOS

Ao final do século XVIII, o carvão se constituía como a principal fonte de energia na atividade industrial dos Estados Unidos (EUA). Em meados dos anos 1800, o querosene, derivado do petróleo, começou a ser empregado como combustível para iluminação. Nesse período, quando a ocorrência do recurso se dava nas camadas mais superficiais do solo, por exsudação, consagrou-se a gênese da indústria de petróleo e gás natural no país¹ (EPE).

Em 1861, entra em operação a primeira refinaria de petróleo e, em duas décadas, os EUA já respondiam por 85% do refino de petróleo bruto do mundo, tendo, entretanto, sua influência nos mercados europeu e asiático contestada por novas descobertas da Rússia, Grã-Bretanha e Holanda. Na década de 1880, a petrolífera Standard Oil detinha 90% por cento das refinarias e dutos de petróleo dos EUA, tendo sido julgada, em 1906, pela Suprema Corte por violar o *Sherman Antitrust Act*, e, posteriormente, subdividida em entidades independentes (as quais se tornariam Chevron, Amoco, Mobil, Conoco e Exxon), que dominaram grande parte do mercado internacional de petróleo no próximo meio século (CFR).

O consumo interno de gasolina ultrapassa o de querosene em 1910, impulsionado pela rápida expansão de veículos motorizados. Com o início da 1ª Guerra Mundial, a exportação de petróleo estadunidense tornou-se um ativo estratégico vital para Grã-Bretanha e França. Visando o atendimento da demanda dos países aliados conjuntamente com seu consumo interno, os EUA iniciaram importação de petróleo mexicano. Em 1920, com aumento dos preços do petróleo (e com temores relacionados à segurança energética), foi aprovada a *Mineral Leasing Act*, que instituiu o arrendamento de terras federais para prospecção de hidrocarbonetos, e restringiu o acesso de empresas estrangeiras que porventura negassem acesso às empresas americanas em seus negócios (em especial, no Oriente Médio). No início da 2ª Guerra Mundial, os EUA eram responsáveis por 60% da produção mundial, seguidos pela Rússia e pela Venezuela. Ao término do embate, indústria automobilística dos EUA cresceu rapidamente, atingindo

70% da participação do setor de transportes (principalmente automóveis) no consumo de petróleo, na década de 1960 (CFR).

Embora as leis estaduais tenham suas particularidades, de forma geral, os direitos ao petróleo e ao gás natural extraídos do solo nos EUA são detidos pelo proprietário da terra². As atividades de E&P são amplamente reguladas pelo estado em que ocorrem, por meio de sua própria autoridade reguladora. Para recursos localizados sob área de propriedade (ou controlado) pelo governo federal, os órgãos responsáveis pela administração dos arrendamentos em ambiente *onshore* e *offshore* são, respectivamente, o Bureau of Land Management (BLM) e o Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). Os arrendamentos dos direitos de produção de hidrocarbonetos, nas jurisdições federal e estaduais, são normalmente concedidos às empresas privadas por meio de processos licitatórios³ (Thomsom Reuters).

O petróleo se manteve atrelado às estratégias geopolítica e energética dos EUA, que, ao mesmo tempo que se mantém como um importante supridor para países europeus, vê suas importações de petróleo atingirem mais de um terço de sua demanda interna na década de 1970. Países produtores, como o Irã, Arábia Saudita e Kuwait tornam-se fundamentais para garantia do abastecimento e, também, como aliados frente à rivalidade com a então União Soviética. Nessa época, a escassez de petróleo instigou novas políticas energéticas, incluindo medidas de conservação de energia. Ademais, atividades de E&P foram intensificadas principalmente no Golfo do México, a despeito das moratórias sobre novas perfurações *offshore* em função de preocupações ambientais (CFR).

Entre 1900 e 1970, a demanda por gás natural nos EUA cresceu cerca de 50 vezes, alcançando 599 bilhões m³, sendo sustentada por uma expansão massiva na malha de gasodutos. Em 1973, registrou-se o primeiro pico de produção de gás natural (614,5 bilhões m³), sendo sucedido por um longo período de declínio. A partir de 1986, o consumo de gás natural superou a produção, acarretando importações do Canadá e de outras localidades, via gás

¹ Em 1859, a perfuração de um poço de 21 metros em Titusville/PA marcou o início da indústria petrolífera estadunidense. No caso do gás natural, a primeira produção comercial ocorreu em 1825, através de um poço de 8,2 metros na acumulação de *shale* de Marcellus, em Fredonia/NY (APGA).

² Os estados geralmente seguem a regra de captura (na qual os proprietários de terra podem extrair petróleo e gás natural de sua propriedade, tornando-os, assim, suas posses) ou a doutrina de direitos correlativos (o direito dos proprietários de terras aos recursos sob suas terras é limitado por leis estaduais destinadas a prevenir o desperdício e proteger os proprietários de terras adjacentes) (Thomsom Reuters).

³ Em propriedades federais, as empresas firmam um arrendamento com o Bureau of Land Management (BLM), mediante pagamento de *royalty* ao Governo. Além da propriedade federal, comunidades indígenas americanas possuem recursos minerais em suas terras, cuja regulamentação varia consideravelmente entre as tribos. Esses territórios são regulados pelo Bureau of Indian Affairs (BIA), órgão federal que visa proteger as tribos de fraudes e eventuais oportunismos. Esta estrutura de regulamentação dupla acaba por prolongar a obtenção de licenças de perfuração em terras tribais, tornando a atividades nesses territórios mais complexas às empresas (Chambers and Partners).

natural liquefeito (GNL)⁴ (EIA).

Na década de 1990, a conjugação de baixos patamares de preços de petróleo e economia em expansão aumenta o consumo de petróleo nos EUA em 17%, alcançando 19,4 milhões b/d (BP), especialmente de veículos SUV. Gradativamente, o governo federal inicia uma política de incentivos para combustíveis alternativos e veículos *flex-fuel*, bem como novos subsídios para a exploração doméstica de petróleo. Paralelamente, observa-se a redução da dependência do petróleo estrangeiro⁵, resultado tanto do declínio da demanda quanto do aprimoramento de técnicas de perfuração.

Frente à posição de importador líquido de gás e de óleo, uma reviravolta ocorreria na indústria de E&P estadunidense. Conjuntamente com a cultura empresarial existente, conhecimento prévio das formações geológicas e capital de apoio, as inovações de duas tecnologias, no final da década de 1990 e início dos anos 2000, mudaram o rumo da indústria de gás: o fraturamento hidráulico (utilizado comercialmente pela primeira vez em 1949) e a perfuração horizontal (desenvolvida a partir da década de 1980), possibilitando maior acesso à rocha acumuladora de recursos. Nenhuma das práticas era inteiramente nova, mas o refinamento das técnicas transformou a viabilidade comercial do *shale gas*. O país, que durante muito tempo foi importador de gás natural, passou em 2017 a ser exportador líquido⁶ devido ao aumento de produção.

A exploração da formação de *shale* em Barnett/TX foi pioneira para disseminação da tecnologia no desenvolvimento de outras formações de *shale* nos EUA. Atualmente, a formação em Marcellus, na Bacia dos Apalaches (abrangendo Ohio, Pensilvânia e Virgínia Ocidental) é a maior fonte de gás natural proveniente de *shale* (EIA). Destaca-se que o crescimento da produção doméstica de gás nos EUA levou a conversão do então terminal de regaseificação de GNL de Cameron, no Golfo do México, para uma planta de liquefação com capacidade de 13,5 milhões de toneladas/ano de exportação⁷ (Chiyodacorp). Junto ao crescimento da produção, o país vivenciou uma notável expansão da infraestrutura para transporte de gás: hoje, a extensão total de gasodutos perfaz 2,65 milhões km de gasodutos de distribuição,

escoamento e transporte, além de gasodutos internacionais para conexão com o Canadá e o México (BTS).

No caso do petróleo, as formações de Bakken (que se estende da Dakota do Norte até o sul do Canadá) e Eagle Ford/TX foram as primeiras áreas beneficiadas com um aumento da produção, entre 2006 e 2009, por meio do aprimoramento das referidas técnicas. Diante do sucesso obtido, a metodologia de exploração foi emulada por diversas outras pequenas e médias empresas, multiplicando o número de poços e sondas de perfuração (Financial Times). Entre 2010 e 2015, a produção de petróleo dos EUA cresceu de uma forma com poucos paralelos na indústria petrolífera mundial, conforme ilustrado na Figura 1.

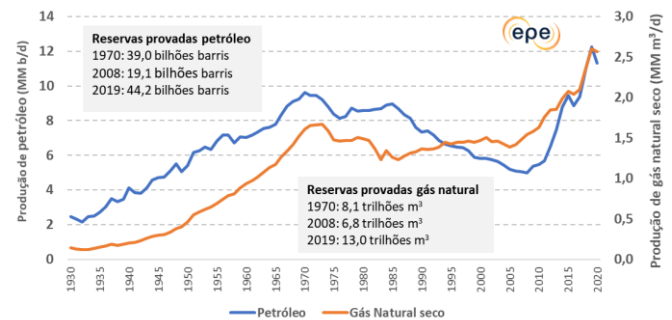


Figura 1. Produção de petróleo e gás natural nos EUA (EIA)

Não obstante o rápido avanço no ritmo de produção do país, o crescimento da demanda mundial se arrefeceu ao longo destes cinco anos, levando o preço do petróleo de um patamar de US\$ 100/b em 2014 para a metade desse valor no ano seguinte. Em consequência, a atividade exploratória diminuiu, acompanhando os cortes de custos, reduzindo temporariamente a produção. Apesar da crise, a indústria americana não colapsou, soerguendo-se graças a ganhos de eficiência, com perfurações mais profundas e de maior duração, e aprimoramento no tratamento de dados sísmicos.

As inovações proporcionadas pelo *fracking* consagraram a produção de hidrocarbonetos oriundos de formações *shale / tight* como um dos sustentáculos energéticos dos EUA⁸ (EPE). Adicionalmente às inovações, iniciativas do Governo Federal americano estimularam a produção doméstica, com políticas fiscais conjugadas à remoção de restrições ao uso do *fracking* e atividades em áreas *offshore*, além de flexibilização de regulamentações

⁴As importações via GNL iniciaram-se em 1995, registrando o volume máximo em 2007 com uma quantidade de 21,8 bilhões m³ (EIA).

⁵ Em 2015, as importações líquidas de petróleo e condensados atingiram o pico de 12,5 milhões b/d; se revertendo em 2020, com 651 mil b/d de exportações líquidas (EIA). Contudo, deve-se atentar que o saldo positivo de 2020 foi influenciado pela reduzida demanda anual em função dos efeitos restritivos na economia decorrentes da pandemia de Covid-19.

⁶ A primeira carga exportada de GNL, proveniente de *shale*, teve como destino o Brasil em 2016. Neste ano, foram enviadas 45 cargas provenientes de gás de *shale*; já em

2020, foram 669 cargas. Essa foi a primeira vez que os EUA passaram a ser exportadores líquido desde 1957 (Platts) (EIA).

⁷ Em 2020, a capacidade de regaseificação de GNL somou, em seus seis terminais, 69,1 milhões toneladas/ano (IGU).

⁸ A participação de poços horizontais entre 2009 e 2019 na produção de hidrocarbonetos passou de 3,6% para 15,8% (EIA).

ambientais ([Thomsom Reuters](#)). Nesse contexto, o número de poços produtores atingiu 1,03 milhão em 2014 e, em 2019, a produção de petróleo bruto registrou o recorde de 12,3 milhões b/d. Entretanto, no ano seguinte, o total produzido reduziu-se a 11,3 milhões b/d, em função da resposta à pandemia de Covid-19 (desse total, 65% são provenientes de recursos de *tight oil*) ([EIA](#)).

Presentemente, produtores vêm aumentando gradativamente as atividades de perfuração diante de uma recuperação nos preços das *commodities*, mas o crescimento da produção tem sido contido à medida que investidores pressionam as empresas por disciplina nos gastos, fluxo de caixa crescente e maior foco no retorno do investimento⁹. No geral, as empresas atuantes no *shale* sinalizam interesse em aumentar a produção ao final de 2021, ao mesmo tempo em que mantêm flexibilidade para revisar suas estratégias em 2022, de acordo com a necessidade de adicionar volumes marginais ao mercado¹⁰ ([Rystad Energy](#); [Reuters](#)). Neste contexto, há a perspectiva de que projetos com períodos de retorno mais curtos serão priorizados pelos agentes privados, assim como opções de investimento em portfólios mais diversificados ([Wood Mackenzie](#)).

No que tange à política climática, medidas estipuladas pelo atual Governo Federal, predominantemente associadas ao enrijecimento de medidas de descarbonização e de maior inserção de renováveis em sua matriz energética, ameaçam limitar a retomada das atividades de E&P aos patamares pré-pandemia. A suspensão temporária de novos arrendamentos e de autorizações para E&P em terras federais podem reduzir a produção no curto prazo, diminuir a arrecadação tributária e afetar os empregos no setor ([Dallas Fed](#); [Energy Fuse](#)). Algumas *majors*, historicamente erigidas sobre atividades correlatas aos combustíveis fósseis, já sinalizam desinvestimentos nessas atividades¹¹.

⁹ Fornecedores e empresas de serviços e estão experimentando uma modesta recuperação de suas margens, embora enfrentem uma inflação de custos, visto que os preços dos insumos estão aumentando junto com o custo da mão de obra.

¹⁰ Em 2022, a expectativa é que a produção avance em 820 mil b/d, totalizando 11,8 milhões b/d ([EIA](#)).

¹¹ A Royal Dutch Shell está revisando suas participações no maior campo de petróleo dos EUA (Bacia do Permian/TX) para uma possível venda, afastando-se gradualmente dos combustíveis fósseis à medida que enfrenta uma pressão crescente de seus acionistas para reduzir as emissões de carbono ([Reuters](#)).

¹² Pela meta climática estabelecida pelo governo de Joe Biden pretende-se cortar as emissões de carbono dos EUA pela metade até o final desta década uma queda entre 50% e 52% até 2030 em comparação com os níveis registrados em 2005 - e visam emissões líquidas zero até 2050, disponibilizando investimentos estimados em US\$ 6 trilhões. Em março, foi divulgado o Plano de Emprego Americano ("Plano de Infraestrutura"), o qual visa, entre outras medidas, estimular as cadeias de abastecimento domésticas e a produção de matérias-primas para baterias e veículos elétricos, catalisar capital privado com novos programas de subsídios federais, e fornecer aos consumidores incentivos fiscais para a compra desses veículos fabricados no país ([DOE](#); [Mayer Brown](#)).

¹³ As exportações totais de petróleo bruto dos EUA vêm crescendo continuamente (em base anual) desde 2010, tendo registrado um recorde em 2020 (3,18 milhões b/d), ano

em que as importações registraram 5,9 milhões b/d. As importações e exportações de derivados de petróleo diminuíram, respectivamente, 15% e 5% em 2020 em relação ao ano anterior. O propano foi o energético mais exportado em 2020, seguido pelo diesel ([EIA](#)).

As políticas para limitar as emissões e expandir a eficiência energética e o uso das energias renováveis estão bem estabelecidas na maioria dos estados (metade dos estados se comprometeu com emissões líquidas zero até 2050). Esses compromissos emergentes (como a redução progressiva no uso do carvão e nas vendas de veículos movidos a combustíveis fósseis) são imprescindíveis, pois representam um grau de rigor que pode não ser politicamente viável no nível federal, dada a divergência de entendimentos sobre a condução da política climática entre as linhas partidárias. Em contrapartida, a liderança do Governo Federal, norteadada pelo plano vigente de metas climáticas do país¹², pode colaborar no enfrentamento dos desafios interestaduais, como transmissão de eletricidade e autorização de novos dutos ([CSIS](#)).

A composição da matriz energética estadunidense vem passando por uma transição considerável: o consumo energético total contraiu-se 7% entre 2019 e 2020 (13% de redução na demanda de petróleo). As importações totais líquidas anuais de energia primária dos EUA apresentaram uma tendência de crescimento desde o início da década de 1950 até 2005, quando correspondiam a 30% do consumo total nacional de energia. Desde então, o total das importações diminuiu e o total das exportações anuais de energia aumentou¹³, tendo o país se convertido a exportador líquido de energia a partir de 2019 ([EIA](#)).

Exclusivamente para a energia originária de fontes renováveis, seu consumo aumentou 2%¹⁴ ([EIA](#)). A participação do carvão diminuiu na última década, à medida que o *boom* do *shale gas* possibilitou o uso de geradores a gás natural com custos mais competitivos. A geração de eletricidade oriunda de fontes renováveis também cresceu rapidamente, impulsionada por custos reduzidos e incentivos governamentais¹⁵. O setor de transportes, responsável por cerca de 70% do consumo de petróleo dos EUA, reduziu sua

em que as importações registraram 5,9 milhões b/d. As importações e exportações de derivados de petróleo diminuíram, respectivamente, 15% e 5% em 2020 em relação ao ano anterior. O propano foi o energético mais exportado em 2020, seguido pelo diesel ([EIA](#)).

¹⁴ Em 2020, o consumo de energia renovável nos EUA cresceu pelo quinto ano consecutivo, e totalizou 12% do total de energia consumido no país. A energia eólica (com maior participação entre as renováveis – 26%) é quase exclusivamente consumida no setor de energia elétrica, assim como a energia hidrelétrica (22% de participação, tendo esta permanecido relativamente estável desde 1970. Os biocombustíveis, incluindo etanol, biodiesel e outros combustíveis renováveis, foram responsáveis por cerca de 17% do consumo de energia renovável dos EUA em 2020. A energia solar contribuiu com 11%. Notadamente para os biocombustíveis, seu consumo declinou 11% em relação a 2019, em razão do decréscimo da atividade do setor de transporte durante a pandemia ([EIA](#)).

¹⁵ Após recordes de produção e consumo de energia em 2018, a produção de energia cresceu quase 6% em 2019, enquanto o consumo diminuiu cerca de 1%, com registro de sobreoferta energética pela primeira vez desde 1957. Em 2020, a produção total de energia foi reduzida em 5%, mas ainda era superior à demanda (cerca de 3%). Neste ano, os combustíveis fósseis - gás natural, petróleo e carvão - responderam por cerca de 79% da produção total de energia primária, complementados pela geração nuclear

demanda em 16% em relação aos níveis de 2019. Com isso, as participações do gás natural (34%) e do petróleo (35%) na matriz energética se aproximaram em 2020 (EIA).

Relativo ao gás natural, em 2019 a rede de gasodutos movimentou cerca de 800 bilhões m³ para 76,9 milhões de clientes. Em 2020, as exportações e o consumo termelétrico foram recordes, contudo o consumo médio (2,15 bilhões m³/d), foi 2% menor que o registrado em 2019 em razão de um inverno com altas temperaturas e dos impactos econômicos da pandemia de Covid-19 (EIA).

A exportação recorde de gás natural¹⁶, em 2020, foi impulsionada, principalmente, pela demanda no mercado asiático devido às baixas temperaturas. Já o consumo no mercado de geração elétrica relativo ao ano de 2020, 2% maior que o registrado em 2019¹⁷, foi impulsionado, em parte, pelas altas temperaturas do verão estadunidense associado aos baixos preços do energético no mercado (EIA). Em relação às importações de gás natural diminuíram para menos de 74 bilhões m³ em 2020, menor nível desde 1993 (EIA; EIA). A dependência dos produtores de gás natural em relação as exportações de GNL para Europa e Ásia vem se aprofundando em razão da necessidade de absorção de sua produção crescente, a qual, em última instância, contribui para uma queda dos preços domésticos¹⁸ (Reuters).

Desde o levantamento das restrições às exportações há cinco anos, as correntes de petróleo dos EUA vêm conquistando maior relevância na cesta de refinadores asiáticos e europeus¹⁹. Em referência à capacidade de refino, houve uma queda de 4,5% em 2020 (para 18,1 milhões b/d - após recorde de 19,0 milhões b/d no ano anterior), refletindo a fraca demanda por combustíveis fósseis

durante a pandemia. Em razão das perdas financeiras, cinco instalações foram fechadas permanentemente²⁰ (Reuters; EIA), restando 129 refinarias em operação. No ano de 2020, a rede de oleodutos (extensão de 361 mil quilômetros - significativamente menor quando compara à rede de gasodutos) movimentou expressivos 3,4 bilhões de barris (BTS), evidenciando a relevância da infraestrutura dutoviária na logística de abastecimento do país. No tocante à infraestrutura estadunidense, os riscos inerentes aos projetos de oleodutos e gasodutos são significativos, o que inibe a expansão da malha dutoviária, fundamental para o escoamento da produção, tanto para o mercado interno como para exportação. Investidores e agências reguladoras federais estão sendo mais rigorosos na avaliação da viabilidade econômica de grandes projetos de infraestrutura. Paradoxalmente, em termos de garantia da segurança do abastecimento energético do país, expectativas do ritmo da transição energética constituem-se fatores restritivos a serem considerados para projetos dutoviários²¹, em função do deslocamento de investimentos anteriormente destinados aos combustíveis fósseis.

O êxito em desvincular-se da necessidade de importações de petróleo, em função da revolução proporcionada pela produção do shale e *tight oil*, favoreceu os EUA na condução de uma política externa contendedora com seus opositores (como a aplicação de sanções ao Irã²², ou na interposição entre as negociações de fornecimento de gás russo à Europa²³). Em um novo panorama, os EUA se deparam com novo dilema: como o distanciamento de uma matriz energética baseada no petróleo (em razão da busca por uma

(9%) e renováveis (12%). Em 2020, o petróleo forneceu aproximadamente 90% do consumo de energia do setor de transporte, mas apenas 1% do uso de energia primária do setor de energia elétrica (EIA). A participação do gás natural consumido pelo setor de energia elétrica nos EUA vem ganhando relevância, passado de 22% (em 2000) para 38% em 2020 (EIA).

¹⁶ Em 2020, foram exportados 85 bilhões m³ com cerca de 40% do volume sendo exportado por navios metaneiros, sendo metade remetida à Ásia (EIA).

¹⁷ O consumo de gás para a geração elétrica representou 329 bilhões m³ (EIA).

¹⁸ Entre 2015 e 2020, a produção de gás dos EUA cresceu cerca de duas vezes mais rápido (4,3% ao ano em média) do que o consumo (2,3% ao ano). Esse rebalanceamento permitiu o equilíbrio em preços domésticos mais baixos, reforçando a competitividade desta fonte nos EUA. Parte do excedente ofertado foi usado para substituir importações, inclusive de outras fontes, mas o restante foi exportado por gasoduto ou como GNL (EIA).

¹⁹ O petróleo WTI Midland está sendo cotado para compor a cesta do CIF Brent Dated a partir de 2022, uma vez que esse petróleo norte-americano se figura como um dos pilares para o abastecimento do noroeste da Europa (Platts).

²⁰ A maior refinadora de petróleo bruto do país, a Marathon Petroleum, fechou três instalações em 2020. Além delas, encerrará atividades uma refinaria da Shell e uma da independente HollyFrontier. Ressalta-se que a Marathon converteu duas refinarias para produção de diesel renovável, proposta a ser seguida pela HollyFrontier. Já a refinaria da Philadelphia Energy Systems, atingida por um incêndio em meados de 2019, será demolida (Reuters).

²¹ Diversos projetos de gasodutos foram descartados nos últimos anos, mesmo com a aprovação prévia da agência reguladora FERC, entre eles: o gasoduto Constitution; o

Projeto de Aprimoramento do Abastecimento do Nordeste (Pensilvânia para Nova York) e o gasoduto da Costa Atlântica (noroeste Virgínia para Virgínia e Carolina do Norte). Também foi descontinuado o projeto do oleoduto Keystone XL, projeto que visava o transporte de 800 mil b/d de petróleo proveniente de areias betuminosas da província canadense de Alberta até terminais marítimos localizados ao longo da costa do Golfo do México (IEEFA). Outros projetos questionados por ambientalistas e grupos indígenas, tanto dos EUA, como do Canadá, incluem a expansão do oleoduto canadense da Embridge Inc. em território estadunidense, o oleoduto Dakota Access da Energy Transfer LP e o Byhalia Connection Pipeline (World Oil).

²² Os EUA e o Irã retomaram, em junho, as negociações para reviver o acordo nuclear de 2015 (JCPOA) do qual os EUA se retiraram em 2018. Caso as penalidades sejam descontinuadas, a previsão é que a produção petrolífera iraniana retorne à patamares pré-sanções, considerando a retomada dos investimentos em campos de petróleo maduros (Reuters).

²³ A despeito das divergências estruturais nas políticas externas entre EUA e Rússia, a interconectividade dos mercados de petróleo e gás, por vezes, transcendem questões geopolíticas, sendo orientadas também por tendências econômicas e de mercados. O governo estadunidense renunciou às sanções aplicadas ao consórcio Nord Stream 2 (do qual a estatal Gazprom International LLC é a única acionista) (Reuters). Evidencia-se que, por quatro semanas (entre final de maio e meados de junho), os volumes importados de petróleo russo superaram as cargas originárias da Arábia Saudita, principal aliado dos EUA no Oriente Médio. Tal registro pode ser fundamentado, em parte, pela necessidade das refinarias americanas substituírem parcialmente seus suprimentos de petróleo pesado, sobretudo após a imposição de sanções à Venezuela em 2019 (EIA; Platts).

economia de baixo carbono) afetaria a garantia da segurança energética nacional?

A pandemia de Covid-19 criou volatilidades sem precedentes no crescimento econômico estadunidense em 2020²⁴ ([Cepal](#)). No primeiro semestre deste ano, verificou-se uma retomada do crescimento econômico, impulsionado pelo aumento do consumo das famílias e pela elevação de gastos do Governo Federal em medidas de combate à pandemia, como a intensificação do ritmo das vacinações e estímulos monetários e fiscais. Como reflexo, verificou-se aumento da demanda por gasolina²⁵.

Em fevereiro, as margens da gasolina aumentaram temporariamente devido às baixas temperaturas que provocaram quedas significativas na produção de petróleo bruto no Texas e em maio, em função de um ataque cibernético ao Oleoduto Colonial²⁶. No entanto, prevê-se que as margens da gasolina se reduzam no verão em resposta ao aumento do fator de utilização das refinarias nos EUA²⁷ ([EIA](#)). A recuperação da demanda por viagens (principalmente de lazer) também deverá aumentar as margens do combustível de aviação ([Argus](#); [EIA](#)). Todavia, diante do ritmo previsto de aceleração econômica (crescimento do PIB estimado entre 6,5% e 7,4% em 2021, maior taxa desde o início da década de 1980), há o receio de intensificação da inflação, já que restrições de oferta conjugadas à um substancial fomento à demanda reprimida poderão elevar os preços das *commodities* no curto prazo ([Reuters](#); [Wood Mackenzie](#); [EIA](#)).

As metas climáticas que foram estabelecidas em 2021 exigirão uma adequação do sistema de energia do país, remodelando o *status quo* da matriz energética, com a busca pelo protagonismo da energia renovável, como a solar, eólica (incluindo *offshore*) e do hidrogênio, além da necessidade de garantia de acesso às cadeias de abastecimento que alimentam este futuro elétrico/renovável.

²⁴ O crescimento recuou de 33,4% no terceiro trimestre para 4,3% no quarto. Para 2020 como um todo, a economia contraiu-se a uma taxa anual de 3,5% ([BEA](#)).

²⁵ Estima-se um consumo médio de gasolina nos EUA de 8,7 milhões b/d para 2021, e de 9,0 milhões b/d em 2022, volumes inferiores ao patamar de 9,3 milhões b/d registrado em 2019 ([EIA](#)).

²⁶ O ataque cibernético (*ransomware*) ao Oleoduto Colonial resultou na paralisação de vários dias do maior fornecedor de gasolina (45%) da Costa Leste dos EUA. O duto possui extensão de mais de 8,8 mil quilômetros e uma capacidade de 2,5 milhões b/d de derivados ([EIA](#)). A fim de mitigar a interrupção, o governo federal anunciou isenções de emergência para limites de peso em caminhões que transportam combustível, e dispensou temporariamente os requisitos da *Jones Act* (Lei de 1920 que determina que o transporte de cabotagem pela costa americana seja realizado somente por embarcações construídas no país, de propriedade de armadores locais e tripuladas por americano). Além disso, a Agência de Proteção Ambiental (EPA) permitiu um relaxamento provisório das especificações de qualidade da gasolina em alguns estados ([Energy Fuse](#)).

²⁷ O fator de utilização das refinarias foi de 88,7% da capacidade, na semana encerrada em 28 de maio, a maior desde o início das restrições impostas pela crise sanitária da pandemia de coronavírus. Todavia, ainda se encontra abaixo do patamar médio de 90,3% registrado em 2019 ([Platts](#); [EIA](#)).

Na evolução da transição para a mobilidade elétrica, minerais como o lítio, cobalto, grafite, níquel, cobre, entre outros, irão rivalizar com o petróleo e gás como a *commodity* mais estratégica. A eletrificação da frota de veículos somente auferirá benefícios econômicos e de segurança nacional significativos se as cadeias de abastecimento para essa transição forem desenvolvidas internamente e com países aliados²⁸ ([White House](#)).

A implementação de uma política direcionada ao atendimento de metas climáticas também servirá como um meio para os EUA conquistarem outros propósitos não necessariamente relacionados à energia e descarbonização. O fornecimento de tecnologia, financiamento, ou outro processo de assistência energética a países aliados integrarão sua política externa - especialmente em suas disputas por participação em diferentes mercados globais²⁹ ([Oxford Energy](#)). Nesse ínterim, a demanda por petróleo e gás natural parecem destinadas a continuar crescendo, evidenciando o esforço necessário para alcançar as metas de descarbonização declaradas, simultaneamente à necessidade em garantir suprimentos suficientes e acessíveis ao mercado³⁰.

A energia continuará a desempenhar um papel crítico na política externa dos EUA durante a transição energética. A interseção dessas duas arenas, no entanto, será ainda mais complexa, dada a atual geopolítica do petróleo e do gás natural, e as crescentes oportunidades de política externa associadas a fontes alternativas de energia. A capacidade dos EUA em utilizar sua produção de hidrocarbonetos como um instrumento de política externa também diminuirá à medida que a transição energética progride. Será necessário atentar ao ritmo de redução da demanda global de combustíveis fósseis e de quão resiliente/competitiva será a produção americana de hidrocarbonetos perante a um eventual cenário de preços baixos de petróleo.

²⁸ Os EUA respondem por apenas uma pequena parte da cadeia de abastecimento - sobre a qual a China exerce vasto controle, desde minerais até mercados. Das 200 fábricas (de grande porte) de baterias em operação/desenvolvimento, 148 estão na China e apenas 11 na América do Norte. A China também produz 83% dos ânodos e 61% dos cátodos usados em baterias, além de 75% dos ímãs permanentes necessários para motores elétricos ([SAFE](#)). Nesse sentido, a rivalidade EUA-China em áreas de inovação e fabricação de tecnologia de energia limpa afetará o ritmo e o escopo do desenvolvimento da infraestrutura de energia ([CSIS](#)).

²⁹ O reengajamento com a América Latina e, em especial o Brasil, poderia ser construído em torno de objetivos concernentes à transição energética, possibilitando o desenvolvimento de mercados de energia sub-regionais integrados, fomentados por novos instrumentos para financiamento de projetos de infraestrutura e em tecnologias, incluindo veículos elétricos e estações de carregamento, aprimoramento de bateria, tecnologias de emissões negativas, hidrogênio verde, etc. ([Energy Policy](#)).

³⁰ A participação dos EUA nas recentes negociações da OPEP (no sentido de flexibilização das cotas de produção) pode sinalizar circunstanciais limitações da agenda climática proposta à eventos externos. Há uma preocupação em conter uma rápida ascensão dos preços do petróleo, buscando resguardar os consumidores de combustíveis fósseis ([EENews](#); [Brookings](#); [Forbes](#)).

II. CONJUNTURA INTERNACIONAL

O início do ano de 2021 foi marcado pela recuperação econômica e do mercado de óleo e gás (O&G). Campanhas de vacinação permitiram o retorno das atividades industriais e da mobilidade que, por sua vez, aumentaram a demanda por hidrocarbonetos, e majoraram as expectativas de um crescimento para o segundo semestre. Houve, também, um aumento da relevância da transição energética, com cada vez mais países e empresas firmando compromissos de reduções de suas emissões e neutralidade de carbono até 2050. Apesar disso, a demanda global de gás natural deve retornar a níveis pré-Covid-19 em 2021, enquanto a demanda global de petróleo deve voltar aos patamares anteriores à pandemia em 2022. Essa incerteza quanto ao aumento de demanda, devido à ocorrência de novas ondas de infecção do coronavírus, à lenta reação de produtores não-Opep, e à manutenção de uma alta capacidade ociosa pela Opep+, além de problemas de suprimento de GNL, levou a aumentos dos preços. Esses, por sua vez, promoveram um reinício da aprovação de projetos de O&G para suprir a demanda futura.

A economia mundial se recuperou no semestre, com destaque para as economias americana, europeia e chinesa. A economia europeia sofreu contração no primeiro trimestre, especialmente devido a uma nova onda de Covid-19, que causou novos *lockdowns*. As recuperações industrial e de mobilidade têm estimulado aumentos significativos da demanda mundial de petróleo. A demanda de diesel e gasolina estão voltando a seus patamares pré-crise nos EUA e no Reino Unido³¹, com a demanda global podendo ter alcançado 98 milhões b/d no final de junho (EIA) (EIA). O processamento por refinarias tem se recuperado devido às expectativas de uma retomada do consumo com o verão do hemisfério norte (Platts). Essa

expectativa se fortalece com o avanço da vacinação e o fim das restrições, especialmente nos EUA e Europa.

O mercado de gás natural e GNL foi bastante movimentado no início do semestre. No leste asiático, a onda de frio extremo na China e no Japão causaram um grande aumento na demanda por gás natural e eletricidade para aquecimento³², levando a importações recordes de GNL (EPE). No sul dos EUA, o inverno rigoroso provocou congelamento em diversas infraestruturas, com queda na produção de O&G (EPE). Estas condições meteorológicas extremas, e problemas em pontos de estrangulamento logísticos³³, resultaram em aumentos da demanda e dos preços de gás natural, indicando que a segurança do seu suprimento não deve ser tomada como certa (Platts). Embora as baixas temperaturas tenham desencadeado a crise energética na Ásia, principalmente na China e Japão, elas também expuseram uma falta de resiliência subjacente nos sistemas regionais de energia, causada pela rápida transição para o gás para aquecimento de ambientes e geração de energia elétrica³⁴. Por outro lado, a partir de abril, foi observado um aumento na exportação de gás dos EUA para o México através de gasodutos³⁵. A demanda também tem aumentado pelo uso do GNL como bunker marítimo³⁶.

A oferta de petróleo no semestre foi dominada pela atuação da Opep+. Uma piora das expectativas da demanda em janeiro levou o grupo a postergar os aumentos de produção anteriormente previstos, e a Arábia Saudita a anunciar um corte adicional de 1 milhão b/d (Platts) (Opep). O crescimento subsequente da demanda³⁷, os aumentos limitados da oferta pela Opep+³⁸ e a falta de reação da produção não-Opep promoveram redução significativa dos estoques mundiais³⁹. Essa conjuntura provocou aumentos de

³¹ Na primeira metade de junho, as demandas de diesel, gasolina e QAV dos EUA atingiram, respectivamente, 98%, 94% e 74% da demanda do mesmo período de 2019 (EIA).

³² Empresas de energia redirecionaram cargas de GNL para os mercados asiáticos e o custo do transporte de GNL dos EUA para o Japão pelo Canal do Panamá atingiu um recorde em janeiro. A China importou 33,22 Mt de GNL nos primeiros cinco meses, podendo ultrapassar o Japão como maior importador em 2021 (Reuters) (Reuters).

³³ A interrupção do Canal de Suez ocorrida em março prejudicou a passagem de mais de 400 navios que transitavam pela hidrovia, e afetou o prazo de entrega de 18 navios metaneiros com destino para a Ásia, principalmente (EPE) (Platts).

³⁴ A capacidade de ESGN da China como percentual da demanda anual é relativamente pequena, sendo de 7%, quando comparado a Japão (18%), Coreia do Sul (14%) e Europa (25%). Isso demonstrou o pouco espaço de manobra do país para lidar com estas contingências, forçando-o a ir ao mercado spot (Reuters) (Reuters) (Shell) (Reuters). A normalização das temperaturas asiáticas em fevereiro permitiu que os navios metaneiros dos EUA, que tinham sido redirecionados para a região em janeiro, voltassem a ser destinados à Europa para reabastecimento de sítios de estocagem (ESGN) (Reuters).

³⁵ O fluxo de gás natural entre EUA e México em maio foi de 180 milhões m³/d, cerca de 30% maior que em maio de 2020. Quatro projetos de gasodutos concluídos no Texas e

no México aumentaram a conectividade do *Waha Hub*, provocando queda na importação de GNL pelo México através do terminal de Manzanillo (ICIS) (NGI) (ICIS) (NGI) (EIA) (EIA).

³⁶ A SEA-LNG informou que existem atualmente cerca de 30 navios de abastecimento de bunker de GNL, e quase 20% dos navios encomendados este semestre serão movidos por este combustível (Platts). Além disso, Singapura realizou a primeira operação asiática de abastecimento de um navio para um porta-contêiner (Reuters).

³⁷ A demanda mundial de petróleo caiu de 96,5 milhões b/d em dezembro para 92,9 em janeiro, se recuperando rapidamente para 94,2 em fevereiro, e 96,4 em março, ficando em 96 até maio, e podendo ter chegado a 98 em junho (EIA).

³⁸ Com a volta do Irã, a Opep pode aumentar sua produção em 8,4 milhões b/d relativo à produção de 25,6 milhões b/d em maio. Países como Angola, Argélia e Venezuela tiveram suas capacidades reduzidas e não têm uma ociosidade grande. No entanto, Irã, Iraque, EAU, Arábia Saudita, Cazaquistão e Rússia podem elevar suas produções (MEES).

³⁹ Os estoques comerciais da OCDE atingiram patamares inferiores aos registrados no pré-Covid. No entanto, com mais de 2,9 bilhões de barris, ainda estão acima da média registrada entre 2010 e 2014, de 2,7 bilhões de barris (Dallas Fed). Além disso, os estoques chineses cresceram para 1,1 bilhão de barris no começo de 2021 (OilPrice).

preços de petróleo à medida que as projeções de demanda para o ano eram majoradas em função do avanço das vacinações (IEA).

Vale destacar que o aumento dos preços das *commodities* levou muitos analistas a falarem de um novo superciclo. Porém, no caso do mercado de petróleo, o crescimento da demanda é incerto, tanto no curtíssimo quanto no longo prazo, uma vez que existe capacidade ociosa no refino, a elasticidade da oferta está relativamente alta devido ao *tight* nos EUA, há capacidade ociosa produtiva da Opep e os estoques globais estão elevados. Esses fatores não parecem sustentar a teoria de que os preços de petróleo permanecerão em patamares acima de US\$ 100/b por um período de alguns anos, e neste caso não parece proceder falar-se de um superciclo para o óleo.

A conjuntura atual também teve impactos significativos sobre os preços do gás natural. Entre janeiro e fevereiro, o frio extremo em países da Ásia e nos EUA aumentou a demanda por gás natural, resultando em retiradas elevadas dos sítios de estocagem, juntamente com restrições do lado da oferta, que impulsionaram os preços do combustível a valores recordes nos mercados internacionais. O preço médio do GNL *spot* na Ásia foi aproximadamente US\$ 18,00/MMBtu, em janeiro, e o gás natural no Henry Hub valeu em média US\$ 5,35/MMBtu, em fevereiro. Como consequência, os níveis de armazenamento na Europa ficaram abaixo do normal, aumentando os requerimentos de gás natural para reabastecimento para o próximo inverno. Além disso, os grandes consumidores asiáticos aumentaram sua demanda para geração de eletricidade no verão, e os EUA enfrentam um início de estação com uma onda de calor que impulsiona o uso de ar-condicionado. Na Europa, houve ainda o registro de preços recordes no mercado de carbono, elevando as cotações do gás natural. Estas pressões pelo lado da demanda sustentaram o Henry Hub numa média de US\$ 3,26/MMBtu, o NBP acima de US\$ 8,00/MMBtu e o GNL acima de US\$ 10,00/MMBtu ao final do semestre. Por sua vez, a manutenção dos *spreads* entre os preços no *hub* norte-americano e os europeus e asiáticos têm favorecido a alta da produção de gás

natural nos EUA, bem como as exportações de GNL do país, fortalecendo a dinâmica entre esses mercados internacionais (EPE).

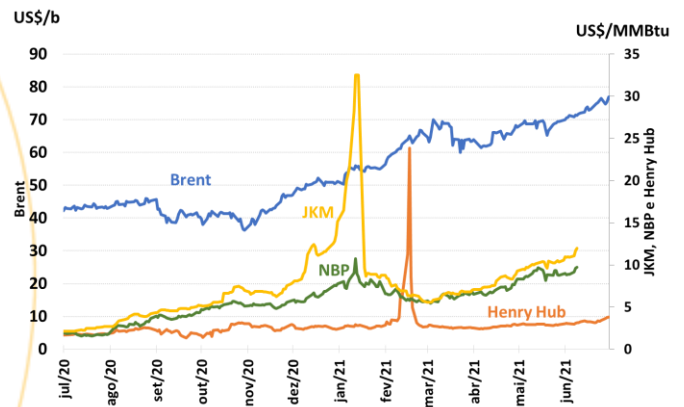


Figura 2. Preços internacionais de O&G (EIA) (EIA) (Platts) (Platts)

Os aumentos dos preços e da demanda por O&G deram impulso a uma recuperação dos investimentos globais *upstream*⁴⁰ e *midstream*⁴¹, apesar de ainda estarem em um patamar 50% abaixo dos registrados entre 2010 e 2014 (IEA). Cabe destacar que, atualmente, a recuperação de investimentos está ocorrendo principalmente nas estatais, com as *majors* mantendo os níveis de gastos de capital em *upstream* de 2020 (IEA). Essa nova estratégia de moderação das empresas, apesar dos preços mais altos, pode ser um reflexo do cenário atual, que continua incerto devido à possível volta da exportação iraniana⁴², às condições meteorológicas extremas, à alta capacidade ociosa da Opep+, às pressões inflacionárias, e à pandemia ainda ameaçando a recuperação da demanda. Outro motivo pode ser a pressão de investidores, insatisfeitos com a performance das grandes produtoras de capital aberto na última década⁴³, além de preocupações com a transição energética.

A mesma prudência está ocorrendo com as principais operadoras de O&G no *shale* dos EUA. Diferentemente da crise entre 2014-2016, a queda na produção de petróleo em abril de 2020 foi muito rápida, e a recuperação está sendo lenta. O mesmo não ocorreu com o gás natural, cuja produção caiu menos, e se recuperou mais rapidamente (EIA). Apesar de preços do WTI mais elevados do que os custos de *breakeven*⁴⁴, os gastos de capital das empresas de *shale oil* ficaram baixos⁴⁵. No entanto, a alta dos preços está acelerando as operações

⁴⁰ Os investimentos da Arábia Saudita em *upstream* atingiram seu maior valor desde 2019, e começou a relicitar campos *offshore* (MEES). Os Emirados Árabes Unidos (EAU) anunciaram investimentos para elevar sua capacidade produtiva de 4 para 5 milhões b/d em 2030 (MEES). No Brasil, a Petrobras contratou o oitavo FPSO para Búzios (Petrobras) e a Equinor anunciou FID no campo de Bacalhau (Moddec). A ExxonMobil e Hess adiaram para 2025 sua meta de produção de 800 mil b/d (Argus).

⁴¹ Dois projetos de terminais de GNL na América do Norte devem ter seu FID aprovado ainda este ano. Segundo o plano quinquenal de eletrificação da China (2021-2025), o país pretende aumentar a participação da geração elétrica das suas usinas de ciclo combinado a gás natural de 8% para 15% em 5 anos (EPE) (Reuters) (Reuters) (Reuters) (IHS Markit).

⁴² Negociações para o retorno dos EUA ao pacto nuclear (JCPOA) começaram em abril. A volta da produção iraniana poderia adicionar mais de 1 milhão b/d (OJES).

⁴³ A representatividade do setor de energia no S&P 500 caiu de 30% em 1980, para 15% em 2010, e somente 2,3% no final de 2020 (IEEFA). ExxonMobil, BP, Chevron, TotalEnergies e Shell distribuíram US\$ 561 bilhões aos seus acionistas entre 2011 e 2020, no entanto, geraram somente US\$ 325 bilhões de fluxo de caixa de suas operações (EWG). Além disso, somente em 2020, empresas produtoras listadas em bolsa nos EUA e Europa depreciaram seus ativos em US\$ 145 bilhões (WSJ).

⁴⁴ O *breakeven* médio de petróleo nos EUA varia entre US\$ 46/b e US\$ 58/b (Dallas Fed).

⁴⁵ No quarto trimestre de 2020, os gastos de capital das empresas do *shale* foram de apenas 55% do seu fluxo de caixa, frente a mais de 90% registrados até 2016. Os planos das empresas de capital aberto não preveem aumentos nesses gastos para 2021 (Oxford).

de fraturamento de O&G, que começam a se aproximar dos níveis pré-pandemia. A recuperação está sendo puxada por empresas de capital fechado. Isso pode indicar que a volta da atividade das empresas públicas, que estão tendo um fluxo de caixa recorde esse ano⁴⁶ ([Rystad](#)), poderá levar a produção de O&G dos EUA a superar patamares anteriores ([Rystad](#)).

A recuperação da demanda por gás natural explica a volta do interesse em projetos de construção e expansão de terminais de GNL, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e gasodutos no Catar, Rússia, EUA, Canadá, Bélgica, Itália, entre outros países⁴⁷. Já o foco na redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) induziu o planejamento para construção de infraestruturas de captura e armazenamento de carbono (CCS) em terminais de GNL e UPGNs, principalmente nos EUA ([EPE](#)).

A paisagem geopolítica do O&G tem sido marcada pelas mudanças nos fluxos destes combustíveis, associadas à pressão da transição energética global. O fornecimento de gás natural russo para a Europa tem ganhado espaço, e deve aumentar ainda mais com a entrada em operação do gasoduto Nord Stream 2 (NS 2), que recentemente teve as sanções removidas pelos EUA⁴⁸, apesar da oposição de alguns países, como a Polônia ([EPE](#)). Além disso, a Gazprom começou a fornecer gás natural para a Sérvia e Bósnia-Herzegovina, através de nova rota pela Turquia e Bulgária, aumentando de 4 para 6 os países do sul da Europa que importam gás natural russo ([Gazprom](#)).

Na Ásia, a competição por importações de GNL aumenta. As exportações de GNL dos EUA para a China, Japão e Coreia do Sul atingiram recordes. Isso pode reformular o mapa asiático de energia, à medida que os EUA conquistam estes mercados. No caso do Japão, historicamente abastecido pelo Catar, a evolução das importações dos EUA é particularmente notável⁴⁹ ([Reuters](#)).

Neste semestre, a transição energética ganhou ainda mais relevância. A Arábia Saudita anunciou sua adesão a um fórum de países produtores (*Net Zero Producers Forum*) para discutir como ajudar a implementar as metas do Acordo de Paris, e se comprometeu a gerar 50% de sua eletricidade de fontes renováveis até 2030 ([Reuters](#)). No Japão, o governo de Tóquio decidiu suspender por 5 anos a taxa de entrada para navios de abastecimento de *bunker* de GNL e movidos a GNL nos portos de Tóquio, Yokohama e Kawasaki ([Argus](#)). Mas o desenvolvimento mais relevante do semestre foram os anúncios feitos por União Europeia, Rússia, EUA e China. O Parlamento Europeu aprovou o aumento das metas de corte das emissões até 2030 de 40% para 55% da base de 1990, tornando-as legalmente vinculantes ([Platts](#)), o que pode ter favorecido o novo recorde dos preços de carbono, que superaram €50 a tonelada⁵⁰. A União Europeia e Grã-Bretanha tem feito apostas no H₂ verde nos setores de transporte⁵¹ e energia ([Reuters](#)). A Alemanha pretende implementar projetos conjuntos em H₂ verde com Austrália⁵² e Rússia⁵³, em função de seu programa de US\$ 10,9 bilhões ([EPE](#)). Os EUA reingressaram no Acordo de Paris, e anunciaram metas para reduzir suas emissões de GEE em mais de 50% até 2030 (base 2005) ([White House](#))⁵⁴. A Rússia informou que pretende tornar a região produtora de O&G de Sakhalin neutra em carbono até 2025 ([Reuters](#)). A China anunciou que começará a reduzir seu consumo de carvão doméstico a partir de 2026 ([Reuters](#)), apesar de ainda estar financiando a construção de termelétricas a carvão em outros países ([Macau](#)).

Pressões ambientais também foram sentidas de forma particularmente intensa por empresas de energia. *Majors* europeias estavam adiantadas em seus compromentimentos com metas ambientais e de sustentabilidade (ESG)⁵⁵. Apesar disso, uma Corte Holandesa ordenou que a Shell corte suas emissões de CO₂, de seus

⁴⁶ Um outro motivo para a lenta recuperação da produção de *shale* pode ser o fato de pelo menos 12 produtores terem feito *hedge* de sua produção de 2021 a preços em torno de US\$ 40/b ([Reuters](#)). Isso pode ter limitado o fluxo de caixa dessas empresas, e pode estar contribuindo para o limitado investimento em nova atividade exploratória.

⁴⁷ No Catar, foi anunciada a expansão do terminal de GNL North Field East para 32 Mtpa de capacidade, o maior projeto individual de GNL do mundo ([Reuters](#)). A Rússia iniciou a construção de um complexo para processamento de 123,3 milhões m³/d de gás natural e produção de 13 Mtpa de GNL. Nos EUA, a expansão do sistema de gasoduto Agua Blanca de 51 milhões m³/d entrou em operação, enquanto a FERC aprovou o terceiro trem de liquefação da planta de GNL Corpus Christi ([EPE](#)). Em Moçambique também houve interrupção de uma importante infraestrutura de GNL por força maior ([EPE](#)).

⁴⁸ No final do semestre, os EUA renunciaram às sanções contra o NS 2. A construção do NS 2 está em sua etapa final, faltando dois meses para o término do projeto ([EPE](#)).

⁴⁹ Futuros projetos de GNL em desenvolvimento nos EUA enfrentarão concorrência do Catar, que já anunciou planos para uma expansão da capacidade de exportação ([Reuters](#)). O Catar deve ser capaz de produzir GNL a um custo de US\$ 4/MMBtu, abaixo dos US\$ 5 a US\$ 8/MMBtu para novos projetos em Moçambique, Rússia e EUA, e US\$ 7 a US\$ 11/MMBtu para novos projetos da Austrália ([Reuters](#)).

⁵⁰ Este mercado de carbono do bloco europeu é a sua principal ferramenta para reduzir as emissões de GEE, obrigando usinas de energia, indústrias e companhias aéreas com voos dentro da Europa a comprar créditos quando poluem ([Reuters](#)).

⁵¹ A European Hydrogen Backbone (EHB) propôs a construção de uma rede de transporte de H₂ de 11,6 mil km até 2030, que se expandiria para 39,7 mil km em 21 países europeus até 2040. Esta rede de H₂, prevista para 2040, custaria entre €43 bilhões e €81 bilhões ([Argus Media](#)). A Airbus está desenvolvendo sua primeira aeronave a H₂, que deve ficar pronta até 2035. No entanto, projeta que até 2050 a maioria das aeronaves ainda irão requerer turbinas tradicionais ([Reuters](#)).

⁵² A alemã RWE acordou com a australiana H2U tratativas para lidar com futuras importações de H₂ verde de seu terminal de GNL proposto em Brunsbuttel ([Reuters](#)).

⁵³ Alemanha e Rússia estão estudando uma parceria para desenvolvimento de projetos conjuntos em H₂ verde para os setores da indústria, energia e transporte ([Reuters](#)).

⁵⁴ Os EUA também anunciaram uma iniciativa para ajudar a acelerar a redução do custo de produção de H₂ ([DOE](#)).

⁵⁵ Acionistas da Total aprovaram a meta *net zero* e a mudança da marca para TotalEnergies ([Reuters](#)). A empresa também renunciou sua adesão ao American Petroleum Institute (API) nos EUA, devido a divergências sobre as posições da associação

fornecedores e clientes, em 45% entre 2019 e 2030 ([Rechtspraak](#)). Empresas estadunidenses não demonstram o mesmo comprometimento, acenando para uma redução de emissões, mas reforçando o O&G como sua prioridade ([ExxonMobil](#)) ([ExxonMobil](#)) ([Chevron](#)) ([Reuters](#)). Não obstante, um fundo ativista conseguiu eleger três de doze diretores para o conselho da ExxonMobil, alegando que a empresa corre risco de falência caso continue investindo somente em fósseis ([Reuters](#)). Na Chevron, acionistas votaram a favor de uma proposta para que a empresa corte as emissões causadas pela utilização de seus produtos por clientes (scope 3). No entanto, a proposta não indicava uma meta, e todas as outras propostas ESG não foram aprovadas por acionistas da Chevron e Exxon ([Platts](#)). Empresas têm aumentado a comercialização de cargas de hidrocarbonetos, principalmente GNL, neutras em carbono⁵⁶, em linha com as promessas de redução de emissões de GEE. Compromissos *net-zero* até 2050 já cobrem mais de 70% das emissões do planeta. Entretanto, somente 20% desses são legalmente vinculantes ([SAEE](#)), evidenciando que não é certo que essas metas serão atingidas, ou que todos os países irão cumprir suas promessas com investimentos e regulações.

É importante destacar aspectos que a IEA indica em seu roteiro *net-zero* até 2050. A agência não declara que o fim de investimentos em novos campos de O&G tornará o mundo neutro em carbono. Ela pondera que se esse caminho for trilhado, que requer a implantação imediata e massiva de todas as tecnologias de energia limpa existentes, combinada com uma aceleração da inovação, não haveria necessidade de investimentos em novas fontes fósseis ([IEA](#)). Porém, o mundo não está nem ao menos próximos desse caminho. No cenário referencial da IEA, a demanda de O&G deve continuar crescendo pelo menos até 2030 ([IEA](#)) ([IEA](#)). Este crescimento deve ser puxado por economias emergentes e em desenvolvimento, considerando que ainda existem 760 milhões de pessoas sem acesso a eletricidade e 2,6 bilhões sem acesso a cocção limpa. A inclusão e integração energética dessas pessoas nestes mercados significa um aumento da demanda energética ([IEA](#)) que, se for feita com energias limpas, necessitará aumentar em sete vezes os investimentos nessas tecnologias, para US\$ 150 bilhões por ano ([IEA](#)).

Com relação à demanda de gás natural, a IEA projeta um aumento de 3,2% em 2021, impulsionado por mercados de rápido crescimento, principalmente na Ásia⁵⁷, recuperando as perdas de consumo ocorridas em 2020 ([IEA](#)). A expectativa de crescimento global da demanda de GNL passou de 1,5% ao ano entre 2019 e 2025 para a faixa de 3-5% ao ano entre 2021 e 2025⁵⁸ ([IEA](#)) ([Reuters](#)). Estima-se que a Índia será a maior impulsionadora do crescimento da demanda global de energia nas próximas duas décadas, aumentando sua dependência das importações de GNL⁵⁹, o que exigirá investimentos significativos para superar gargalos de infraestrutura ([IEA](#)).

O ano de 2021 tem sido dominado pela recuperação econômica global, que ocorreu apesar de um ambiente de grande incerteza. Ondas de frio e calor intenso afetaram a demanda e a oferta de O&G, e novas variantes e ondas de infecções de coronavírus introduziram uma insegurança energética na trajetória de recuperação, ressaltando a importância dos combustíveis fósseis. A transição energética também ganhou ainda mais relevância em 2021. Cada vez mais países e empresas se comprometeram ou foram pressionados a se engajar na busca pela redução de emissões ou neutralidade de carbono. Para que o mundo seja carbono neutro até 2050, segundo a IEA, é necessário que a demanda por combustíveis fósseis caia continuamente, e nesse cenário, investimentos em novos projetos fósseis não seriam necessários. Contudo, o mundo não está nem ao menos próximo desse cenário. A demanda de gás natural deve retornar aos níveis pré-Covid em 2021, e a de petróleo em 2022, com elevação de preços de O&G, que por sua vez estimulam aumentos dos investimentos na oferta. Apesar dos avanços de fontes alternativas, que devem eventualmente contribuir para a redução da demanda de O&G na (Organização para Cooperação e de Desenvolvimento Econômico) OCDE, a inclusão de pessoas em situação de pobreza energética de países emergentes e em desenvolvimento devem fazer a demanda desses combustíveis seguir crescendo. A transição energética é uma realidade, mas as demandas por O&G devem continuar elevadas por décadas, exigindo mais investimentos, e mantendo a relevância do setor.

acerca do clima ([TotalEnergies](#)). A Eni anunciou a redução de seu *capex upstream* até 2024, com foco em gás natural e em projetos de CCS ([Eni](#)). A Shell se comprometeu em eliminar as emissões líquidas de carbono até 2050 ([Shell](#)). Nos EUA, a NextDecade anunciou projeto piloto para monitoramento e certificação de emissões de GEE da planta Rio Grande LNG, primeiro projeto do tipo na indústria global de GNL ([Reuters](#)) ([NAP](#)).

⁵⁶ A Gazprom, a Toho Gas, e a Pavilion Energy entregaram cargas de GNL neutras em carbono, compensando as emissões através de créditos de carbono. A japonesa Astomos e a indiana Reliance também compraram cargas de GLP e petróleo neutras em carbono ([Argus](#)) ([Argus](#)) ([Reuters](#)) ([Argus](#)) ([Reuters](#)) ([Platts](#)).

⁵⁷ As demandas de gás natural na China e UE em 2021 devem ficar 14% e 8,5% acima dos níveis de 2019, respectivamente, enquanto que nos EUA a demanda deve ficar 2% abaixo em relação a 2019 ([IEA](#)).

⁵⁸ A Shell projetou uma duplicação da demanda global de GNL em relação a 2020 ([Reuters](#)) ([Shell](#)). Shell, Cheniere e a JOGMEC indicaram que a região da Ásia-Pacífico será a impulsionadora da demanda mundial de GNL ([IHS Markit](#)).

⁵⁹ Neste contexto, as importações de GNL da Índia podem quadruplicar para mais de 120 bilhões m³ em 2040, em relação aos valores de 30 bilhões de m³ em 2019 ([Argus](#)).

III. CONJUNTURA BRASIL

O primeiro semestre de 2021 foi marcado pelo recrudescimento da pandemia de Covid-19, especialmente nos meses de março e abril, e a superlotação de hospitais e alto número de mortes diárias levaram a novas medidas restritivas à movimentação e ao funcionamento do comércio, impactando a economia e a demanda por combustíveis (EPE). O semestre foi marcado também pelo início da campanha de vacinação para o enfrentamento da pandemia, com 34,5% dos brasileiros tendo recebido a primeira dose da vacina, e 12,3% imunizados com as duas doses ou dose única até junho deste ano (Portal G1) (IBGE).

A redução das incertezas quanto ao mercado de óleo e gás facilitaram a definição de um cronograma para as licitações do setor no País. A 2ª rodada de licitações dos volumes excedentes da Cessão Onerosa foi autorizada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), para os campos de Atapu e Sépia, após ajustes nos parâmetros técnicos e econômicos⁶⁰. Um acordo entre a União e a Petrobras definiu compensação financeira de US\$ 6,5 bilhões a ser paga pelo novo contratante à Petrobras pelo diferimento do fluxo de caixa e pelos investimentos já realizados nas duas áreas (MME) (Petrobras) (MME) (EPBR) (MME) (MME). Além disso, a Petrobras manifestou interesse em exercer seu direito de preferência nos dois campos na futura licitação, garantindo à empresa a operação do campo e participação mínima de 30% (Petrobras). O leilão está previsto para ocorrer em dezembro de 2021 (ANP).

A 17ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios em regime de concessão, prevista para outubro de 2021, terá 92 blocos em oferta nas bacias sedimentares marítimas de Pelotas, Potiguar, Campos e Santos (MME). Com relação à Oferta Permanente, foi realizada a atualização do edital, com inclusão de áreas a serem ofertadas, e 1.068 blocos exploratórios estarão disponíveis (ANP).

Destaca-se que o País teve recorde na distribuição de *royalties* e participação especial oriundos da indústria de petróleo e gás natural. No caso dos *royalties*, maio foi o período de maior arrecadação na história do setor, sendo distribuídos R\$ 3,3 bilhões, um aumento de 150% em comparação a maio do ano passado. No que se refere à

participação especial, foram distribuídos, no primeiro trimestre do ano, R\$ 9,14 bilhões, o que representa um acréscimo de 69% em relação ao quarto trimestre de 2020 (ANP).

Neste contexto de resultados expressivos e perspectivas favoráveis, tem havido incentivo à exploração das reservas de óleo e gás do País. Com o objetivo de revitalizar a atividade no pós-sal, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o PROMAR, que busca elaborar estratégias visando a criação de condições para a revitalização dos campos marítimos maduros e melhores condições para o aproveitamento econômico de acumulações marginais (MME) (ANP). Baker Hughes e Petrobras assinaram contrato para o fornecimento de equipamentos submarinos para a revitalização das áreas de Marlim e Roncador⁶¹ (Baker Hughes).

No *upstream* nacional, o Brasil consolida sua produção, especialmente no pré-sal, com a descoberta no poço pioneiro do bloco C-M-411 (Petrobras) e planos de desenvolvimento nas áreas de Bacalhau⁶² e Pão-de-Açúcar (Petrobras). No campo de Búzios, a Petrobras tem avançado na contratação de três FPSOs, com previsão de entrada em 2024 e 2026 (Petrobras). Na Bacia do Parnaíba, a Eneva declarou comercialidade da acumulação Fortuna, com estimativa de *gas-in-place* de 6,8 bilhões m³ de gás natural (Eneva). Por outro lado, insucessos na fase exploratória levaram à devolução das áreas de Peroba (EPBR) e Sudeste de Libra (Petrobras). Além disso, o início da produção do campo de Mero foi postergado para 2022 (Petrobras).

A partir da promulgação da Nova Lei do Gás, foram publicados pelo MME os primeiros regulamentos em relação às diretrizes estabelecidas, na forma do decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021 (DOU) (DOU). No decreto é reforçada a observância dos instrumentos legais e infralegais em relação à promoção da concorrência e da liquidez do mercado de gás natural; à promoção da livre iniciativa para exploração das atividades concorrenciais; à expansão, em bases econômicas, do sistema de transporte e das demais infraestruturas; à promoção da eficiência e do acesso não discriminatório às

⁶⁰ O Bônus de Assinatura em Sépia foi reduzido de R\$22,9 para R\$ 7,1 bilhões, e em Atapu de R\$13,7 para R\$ 4,0 bilhões. As alíquotas óleo-lucro, por sua vez, foram reduzidas em Sépia de 27,8% para 15,0%, e em Atapu de 26,2% para 5,8%.

⁶¹ O acordo contempla até cinco sistemas de *manifold* de produção e injeção submarinos, além do fornecimento de 32 módulos de controle submarinos.

⁶² É prevista a perfuração de 19 poços, além da instalação de FPSO próprio, afretado pela Modec, com capacidade para 220 mil b/d, maior já entregue no Brasil. Decidiu-se pela reinjeção do gás (Valor) (Terciotti) (EPBR)

infraestruturas; e à harmonização entre as regulações federal e estaduais relativas à indústria de gás natural.

Paralelamente, a ANP realizou no primeiro semestre de 2021 três *workshops* sobre o modelo conceitual para o Mercado de Gás, tratando sobre aspectos de contratação e comercialização no setor. Enquanto o primeiro workshop tratou do assunto de forma geral, o segundo *workshop* teve como foco as regras para balanceamento e coordenação entre os transportadores, e o terceiro tratou da comercialização e dos diferentes tipos de arranjos contratuais (ANP). Foi publicado o Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias para o Mercado de Gás Natural, que tem como objetivo apresentar diretrizes gerais, com adoção voluntária, sobre a regulação do setor, visando apoiar as decisões dos reguladores estaduais quanto ao segmento de distribuição de gás natural (ANP) (MME).

Diversos eventos na cadeia do gás foram registrados no semestre, destacando a emissão de autorizações e licenças ambientais, além da ocorrência de chamada pública para as distribuidoras de gás natural e certame de arrendamento de terminal de GNL.

Novos agentes receberam autorizações da ANP para realizarem a atividade de carregamento e comercialização de gás natural na esfera de competências nacionais⁶³. Até o primeiro semestre de 2021, 73 agentes possuíam autorização para exercerem a atividade de carregamento de gás natural, se tratando de 67 potenciais novos agentes no setor em adição aos 6 agentes que de fato realizaram movimentação de gás natural no período (CMGN).

No que toca às autorizações para importação, até a publicação da Nova Lei do Gás, o MME havia autorizado volumes para algumas empresas (Shell Energy, Âmbar Energia, Trafigura do Brasil Importação Exportação e Comércio Ltda e Blueshift - MME), sendo substituído, a partir de abril, pela ANP, que ficou responsável por esta atividade, e emitiu novas autorizações de importação em nome da Âmbar Energia Ltda e Petróleo Brasileiro S.A (ANP) (ANP) (ANP).

No primeiro semestre de 2021, foi emitida Licença Ambiental de Instalação junto ao Instituto do Meio Ambiente de Santa Catarina, habilitando a New Fortress Energy (NFE) para implementação do Terminal Gás Sul (TGS) na Baía de Babitonga/SC (Governo de SC).

Entre os objetivos do Novo Mercado de Gás, está a entrada de novos agentes para fornecimento de gás natural às CDLs. Neste sentido, no primeiro semestre de 2021 foram realizadas duas chamadas públicas. A primeira, para recebimento do gás natural em 2021 e contando com as distribuidoras de gás natural Copergás (PE), Algás (AL), Cegás (CE), Potigás (RN) e Sergas (SE), recebeu 24 propostas para fornecimento de gás natural de 9 participantes (Abegás). A segunda, para recebimento do gás natural em 2022, contou com as distribuidoras Sulgás, Compagas, SCGÁS, MSGÁS e GasBrasileiro, recebendo mais de 130 propostas de 13 agentes (Abegás) (Abegás).

No semestre, o certame de arrendamento do terminal de GNL da Baía de Todos os Santos/BA encontra-se em andamento⁶⁴ e o terminal de GNL do Porto do Açú/RJ começou a operar comercialmente⁶⁵. Atualmente, o Brasil conta com dois terminais de GNL privados – Porto do Açú/RJ e Barra dos Coqueiros/SE e a Petrobras detém três – Baía de Guanabara/RJ, Baía de Todos os Santos/BA e Pecém/CE. Na Figura 3, são apresentados os terminais de GNL existentes e previstos no Brasil.

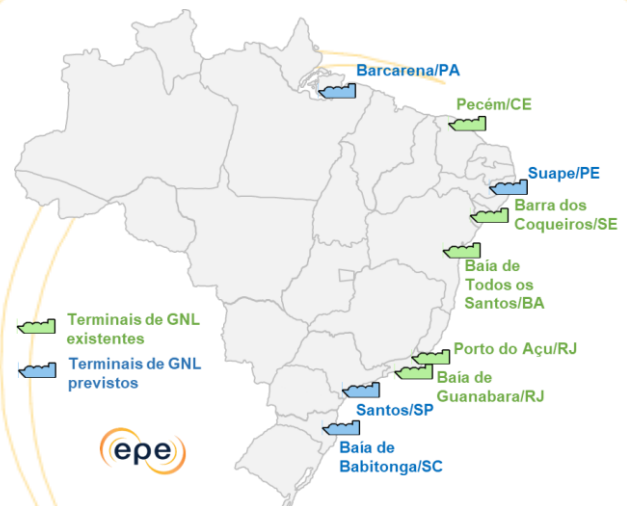


Figura 3 – Terminais de GNL existentes e previstos no Brasil

⁶³ Entre os agentes que receberam autorização para comercialização no primeiro semestre de 2021, podem ser citados a Centrais elétricas de Sergipe S.A (CELSE), SPE Rio Ventura S.A. e Âmbar Comercializadora de Gás Ltda (ANP) (ANP) (ANP). No caso do carregamento de gás natural, receberam autorizações a Gas Bridge, a Brookfield Gestão e Energia S.A., entre outros (Abegás) (ANP).

⁶⁴ Houve doze empresas pré-qualificadas para o novo certame de arrendamento do terminal de GNL da Baía de Todos os Santos/BA, após na primeira etapa o processo ter sido encerrado sem vencedor (Petrobras). Após a Petrobras ter informado que a Compass Gás e Energia S.A. foi readmitida no processo de venda da Gaspetro, o processo passa agora pela apreciação do Cade, na etapa de análise do Ato de Concentração (Petrobras). A NFE

confirmou a decisão final de investimento para os terminais de GNL em Suape/PE e Barcarena/PA, ambos com operação prevista para o 1º trimestre de 2022 (EPBR). A empresa Compass estimou que o terminal de GNL no Porto de Santos/SP também seja concluído até 2022 (Compass).

⁶⁵ No terminal de GNL do Porto do Açú/RJ, a Gás Natural Açú (GNA) recebeu cerca de 66 mil toneladas de GNL que foram utilizadas para comissionamento do terminal da usina termelétrica a gás natural UTE GNA I, e alguns meses depois o terminal obteve autorização para operação definitiva (Abegás) (Abegás) (ANP).

Observa-se que outros sete projetos de terminais estão previstos nos próximos anos, e poderão promover maior oferta de gás natural com diferentes parâmetros de flexibilidade em diversos pontos da malha, possibilitando também o transbordo do GNL ainda líquido para *isocontêineres* a fim de atender a novos clientes por meio dos chamados gasodutos virtuais.

A Petrobras seguiu com o programa de desinvestimentos, realizando operações nos segmentos de exploração e produção, gás natural e refino. A empresa também continua com o desinvestimento em segmentos como o de petroquímica⁶⁶, de biocombustíveis⁶⁷ e de distribuição de combustíveis, com o anúncio da oferta pública do restante de suas ações na BR Distribuidora⁶⁸ ([BR Distribuidora](#)).

Em linha com seu planejamento estratégico, a Petrobras mantém seu foco no desenvolvimento de campos de grande porte no pré-sal. Ao mesmo tempo, a estatal segue vendendo campos terrestres e campos maduros em águas rasas⁶⁹, além da venda do campo de Frade para a PetroRio ([Petrobras](#)).

No setor de gás natural, a estatal avançou no primeiro semestre de 2021 no seu programa de desinvestimentos, e em atendimento ao Termo de Compromisso de Cessação (TCC) celebrado entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), informou sobre o início da fase não vinculante para venda de sua participação de 51% na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) e de 25% na Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB) ([Petrobras](#)). Foi concluída a venda da participação remanescente de 10% da Petrobras na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) para a Nova Infraestrutura Gasodutos Participações S.A. (NISA) ([Petrobras](#)). A TBG também informou sobre o andamento do processo de chamada pública (CP02/2020) para contratação de capacidade em seu Sistema de Transporte ([TBG](#)).

Com relação aos seus ativos de refino, também foco de desinvestimentos⁷⁰, o Cade aprovou, em junho, a transação de venda da Refinaria Landulpho Alves (RLAM), em São Francisco do Conde, na

Bahia, e de seus ativos logísticos associados para o Mubadala Capital. O contrato de venda havia sido assinado em março, pelo valor de US\$ 1,65 bilhão ([Petrobras](#)). No que diz respeito aos demais desinvestimentos em refinarias, o Cade prorrogou pela segunda vez alguns prazos para a Petrobras vender alguns de seus ativos. As novas datas para assinatura dos acordos de venda entre a Petrobras e os eventuais compradores para os ativos de refino são: Até 31/07/2021 para a venda das seguintes unidades: Refinaria Isaac Sabbá (Reman), Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor), e Refinaria Alberto Pasqualini (Refap); Até 30/10/2021 para a alienação da Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Gabriel Passos (Regap), e Refinaria Abreu e Lima (Rnest); Até 31/12/2021 para a venda da Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar). O prazo para a conclusão e efetivação das vendas permanece o mesmo para todas as operações: 31 de dezembro de 2021. ([Governo Federal](#)).

No âmbito operacional, com o fator de utilização (FUT) atingindo 80% ([Petrobras](#)), a Petrobras segue aumentando a oferta de diesel de baixo teor de enxofre (S-10). Em maio, pelo terceiro mês consecutivo, a companhia superou o recorde de vendas de diesel S-10, alcançando 450 mil bpd, o que corresponde a um aumento de 3% em relação ao recorde anterior de 437 mil bpd, registrado em abril de 2021 ([Petrobras](#)). Ainda visando aumentar sua capacidade de produzir óleo diesel S-10, a empresa iniciou processo de licitação internacional para implantação de uma nova unidade de hidrotreatamento na Replan/SP. A unidade terá capacidade de produção de 10.000 m³/dia e tem início de operação previsto para 2025 ([Petrobras](#)).

Em um contexto de desinvestimento de 50% de seu parque de refino, a Petrobras lançou em maio o programa RefTOP – Refino de Classe Mundial, um conjunto de iniciativas visando implementar melhorias para aumentar a eficiência e desempenho operacional das refinarias que não estão na carteira de desinvestimento⁷¹ e posicionar a Petrobras de forma mais competitiva na abertura do mercado de refino de petróleo no País. Os investimentos inicialmente previstos

⁶⁶ A Petrobras está em fase de desinvestimento de sua participação na empresa Deten Química, produtora de surfactantes ([Petrobras](#)), bem como reforçou que a venda da Braskem é parte de seu Planejamento Estratégico 2021-2025 ([Petrobras](#)).

⁶⁷ A Petrobras finalizou a venda da totalidade das suas ações (50% do capital da empresa) da BSBios para a empresa RP Participações em Biocombustíveis S.A. O valor da operação totaliza R\$ 322 milhões. A BSBios é proprietária de duas usinas de biodiesel, uma no Rio Grande do Sul e a outra no Paraná, cada uma com capacidade de produção de 414 mil m³/ano.

⁶⁸ O processo encontra-se atualmente sob a análise da CVM, sendo necessária sua aprovação.

⁶⁹ A Petrobras concluiu as vendas de Polo Miranga, Polo Peroá e do campo Rabo Branco. Estão em fase de desinvestimento o Polo Norte Capixaba, Polo Carmópolis, Polo Urucu e as concessões de Albacora e Albacora Leste ([EPE](#)).

⁷⁰ Os ativos são: (i) Refinaria Isaac Sabbá (Reman), Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) – 31/07/2021; (ii) Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), Refinaria Gabriel Passos (Regap) e Refinaria Abreu e Lima (RNEST) – 30/10/2021; (iii) Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar) – 31/12/2021; e (iv) Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) – 30/06/2021 ([Petrobras](#)).

⁷¹ Estas refinarias são: Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), Refinaria Duque de Caxias (Reduc), Refinaria de Capuava (Recap), Refinaria de Paulínia (Replan) e Refinaria Henrique Lage (Revap).

no RefTOP até 2025 são de aproximadamente US\$ 300 milhões ([Petrobras](#)).

Em um período em que o aumento dos preços de petróleo e a desvalorização do real promoveram sucessivas altas nos preços de gasolina e óleo diesel no início do semestre, a metodologia de reajuste de preços de combustíveis da Petrobras foi o principal ponto abordado pelo novo presidente da empresa. O novo presidente afirmou que é necessário conciliar os interesses de consumidores e de acionistas, sem desprezar a paridade internacional, mas contribuindo para a geração de previsibilidade ao planejamento econômico nacional ([Petrobras](#)).

Embora a política da Petrobras esteja alinhada à paridade internacional, os aumentos de preços de combustíveis ocorridos no semestre tiveram reflexo em setores econômicos. Em resposta aos aumentos de preço, que impactaram setores como os caminhoneiros⁷², em março, o Governo Federal promulgou medidas para a desoneração dos tributos federais do óleo diesel, pelo período de dois meses, e do gás liquefeito de petróleo (GLP), de forma definitiva⁷³ ([MEcon](#)).

Outro componente importante na formação do preço do diesel B, o biodiesel e sua comercialização apresentaram mudanças relevantes. Neste semestre, a ANP aprovou proposta de modelo de comercialização de biodiesel, para substituição dos leilões públicos realizados pela Agência. O novo formato deverá entrar em vigor no início de 2022. A contratação de biodiesel será feita diretamente pelas distribuidoras, com meta compulsória individual de contratação de 80% do volume do bimestre anterior (ANP). ([Petrobras](#)). Ainda sobre biocombustíveis, com reflexos sobre o preço final ao consumidor, a Comissão de Constituição e Justiça (CCJ) da Câmara aprovou o PDC 978/2018, que libera a venda direta de etanol hidratado entre usinas e postos de combustíveis ([Câmara](#)).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou em 13 de abril a Resolução nº 04/2021 que estabeleceu a redução da mistura obrigatória do biodiesel no óleo diesel de 13% (B13) para 10% (B10) no âmbito do leilão L-79. ([DOU](#)).

Após a queda nos preços de gás natural observada ao longo de 2020, em 2021 houve recuperação nos valores devido à indexação dos contratos que continua relacionada ao Brent. Em maio, diversas Companhias Distribuidoras Locais informaram sobre os repasses aos clientes do aumento de 39% no preço da molécula de gás natural vendida pela Petrobras, devido ao reajuste contratual. Embora seja prevista a realização dos repasses de forma integral, podem ser adotadas medidas visando o diferimento, o parcelamento e/ou a amortização do aumento ([Abegás](#)) ([Abegás](#)) ([Abegás](#)) ([Abegás](#)). A Petrobras acena com a possibilidade de migração para novos modelos de contratos de gás natural, considerando indexação ao Henry Hub ao invés do Brent, e promovendo maior estabilidade nos preços com aprimoramento da competitividade do gás em relação ao óleo e aos combustíveis líquidos. A escolha poderá ser feita a critério do cliente, e as fórmulas de precificação serão anunciadas após as negociações comerciais ([Petrobras](#)).

O intuito de promover a descarbonização tem norteado ações do Governo em direção aos combustíveis mais limpos. Neste sentido, importante assinalar o lançamento, em 20 de abril, pelo CNPE do Programa Combustível do Futuro, que tem como diretriz a construção de uma matriz de transportes mais limpa e sustentável⁷⁴.

Assim, o primeiro semestre de 2021 foi marcado por diversos eventos relevantes no setor de óleo, gás e biocombustíveis no País, com impactos na oferta de energéticos, na infraestrutura de abastecimento, nos preços e na consolidação de mercados, havendo perspectivas de alterações na composição da matriz energética brasileira no médio e longo prazos.

⁷² Em protesto contra o aumento de preços do diesel, caminhoneiros anunciaram uma paralisação em fevereiro (CNTRC) (Minfra)

⁷³ Desoneração válida apenas ao produto destinado ao uso doméstico e envasado em recipientes de até 13 quilos.

⁷⁴ Entre seus objetivos estão o aumento na utilização de combustíveis sustentáveis e de baixa intensidade de carbono, a promoção da utilização em larga escala do etanol de segunda geração, o incentivo às pesquisas sobre células combustíveis a etanol e a criação de corredores verdes para o

abastecimento de veículos movidos a biometano, gás natural e/ou GNL⁷⁴. Também serão tratados os combustíveis sustentáveis e de baixo carbono como o biodiesel de bases parafínica e éster, e os combustíveis sintéticos. Ademais, o Programa promoverá o desenvolvimento tecnológico nacional e proporá medidas para desenvolver os arcabouços legal e regulatório para a tecnologia de captura e armazenagem de gás carbônico, criará condições para a introdução de bioquerosene de aviação, e buscará medidas para incentivar o investimento de recursos em pesquisa e desenvolvimento. ([MME](#)) ([MME](#))

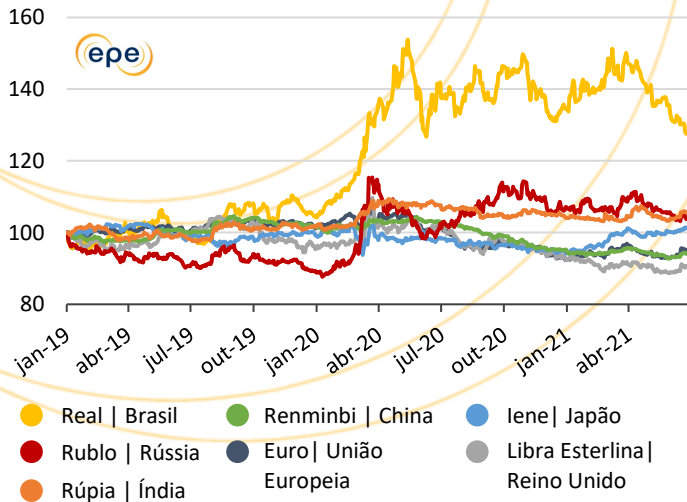
IV. ESTATÍSTICAS

VARIÇÃO REAL DO PIB (%)	2018	2019	2020	2020T3	2020T4	2021T1
Brasil	1,8%	1,4%	-4,1%	-3,9%	-1,2%	2,3%
China	6,7%	5,8%	2,3%	4,9%	6,5%	18,3%
Estados Unidos	3,0%	2,2%	-3,5%	-2,8%	-2,4%	0,4%
Índia	6,5%	4,0%	-8,0%	-7,5%	0,5%	1,8%
Japão	0,6%	0,3%	-4,8%	-5,5%	-1,0%	-1,5%
União Europeia	2,3%	1,7%	-6,1%	-4,0%	-4,4%	-1,2%
Rússia	2,8%	2,0%	-3,1%	-3,0%	-2,7%	-2,0%
Mundo	3,6%	2,8%	-3,3%

Fonte: OCDE e FMI.

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

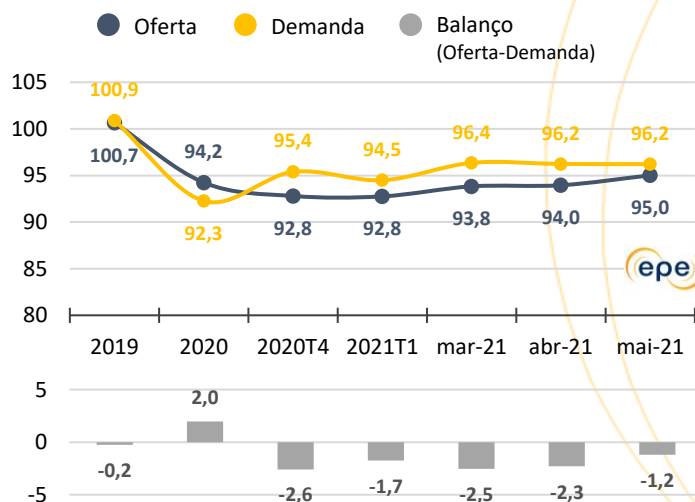
EVOLUÇÃO DE MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR (BASE 100 = JANEIRO 2019)



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 EIA.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

PREÇOS SPOT DE PETRÓLEO E GÁS (\$/b ou \$/MMBtu)	2020	2020 T3	2020 T4	2021 T1	2021 ABR	2021 MAI	2021 JUN
Brent	41,96	42,91	44,32	61,04	64,81	68,53	73,16
WTI	39,16	40,89	42,52	58,09	61,72	65,17	71,38
Henry Hub	2,03	1,87	2,52	3,50	2,66	2,91	3,26
NBP	3,32	2,84	5,59	6,77	7,12	8,94	9,45
JKM	4,39	3,63	7,98	9,96	8,00	10,03	11,57
GNL Japão	4,45	4,03	6,73	12,60	8,30	9,70	9,70

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

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 18 de junho.

OFERTA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2019	2020	2020 T4	2021 T1	2021 MAR	2021 ABR	2021 MAI
África	8,5	7,1	7,3	7,5	7,6	7,6	7,7
Américas	34,0	32,5	32,1	31,3	32,3	32,3	33,0
Ásia-Pacífico	9,5	9,2	9,2	9,3	9,4	9,3	9,3
Europa e Eurásia	18,7	17,7	17,4	17,8	17,9	18,0	18,0
Oriente Médio	29,9	27,7	26,8	26,9	26,7	26,7	27,0
Mundo	100,7	94,2	92,8	92,8	93,8	94,0	95,0

Fonte: EPE a partir de EIA.

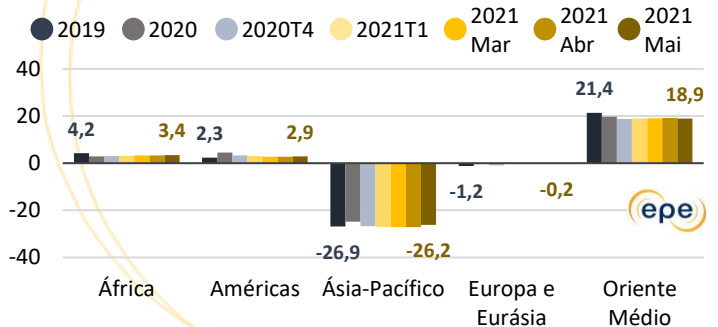
Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

DEMANDA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2019	2020	2020 T4	2021 T1	2021 MAR	2021 ABR	2021 MAI
África	4,3	4,1	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Américas	31,7	27,9	28,8	28,3	29,5	29,6	30,1
Ásia-Pacífico	36,4	34,1	35,9	36,4	36,5	36,5	35,5
Europa e Eurásia	19,9	18,1	18,4	17,6	18,3	18,2	18,2
Oriente Médio	8,6	8,0	8,1	7,9	7,7	7,6	8,1
Mundo	100,9	92,3	95,4	94,5	96,4	96,2	96,2

Fonte: EPE a partir de EIA.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais e biocombustíveis líquidos. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

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



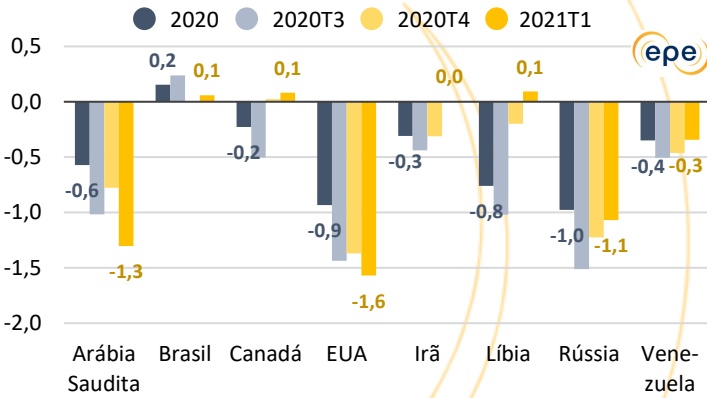
Fonte: EPE a partir de EIA.

Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

CAPACIDADE OCIOSA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2019	2020	2020 T4	2021 T1	2021 ABR	2021 MAI	2021 JUN
OPEP	2,51	6,19	7,68	8,20	8,47	8,12	7,46

Fonte: EIA.

VARIACÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RELAÇÃO A 2019 (milhões b/d)



Fonte: EPE a partir de EIA.

Nota: Inclui óleo cru e condensados.

INDICADORES DE ATIVIDADE DO SETOR DE ÓLEO & GÁS	2019	2020	2020 T4	2021 T1	2021 ABR	2021 MAI	2021 JUN
---	------	------	---------	---------	----------	----------	----------

Sondas em uso

Estados Unidos	943	433	311	393	436	453	464
Mundo	2.177	1.352	1.065	1.228	1.189	1.262	1.325

Contratos futuros

NYMEX WTI (mil contratos)	2.075	2.328	2.541	2.939	2.975	3.081	3.125
---------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

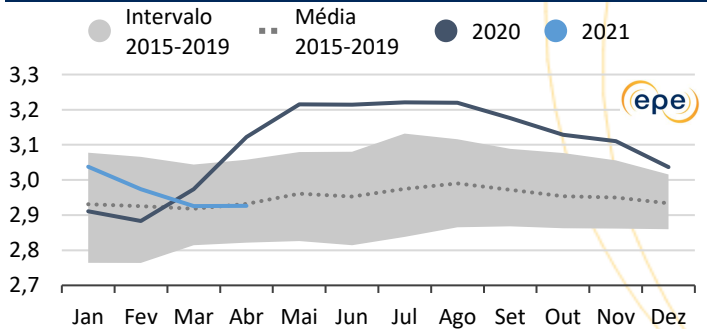
Fator de utilização de refinarias

Ásia	85%	85%	88%	91%	89%	85%	89%
Brasil	75%	76%	79%	78%	63%	71%	n.d.
Estados Unidos	90%	79%	78%	78%	86%	87%	92%
Europa	83%	72%	70%	72%	74%	73%	78%

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

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, enquanto o fator de utilização das refinarias da Ásia abrange China, Coreia do Sul, Índia, Japão e Singapura.

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



Fonte: EPE a partir de EIA.

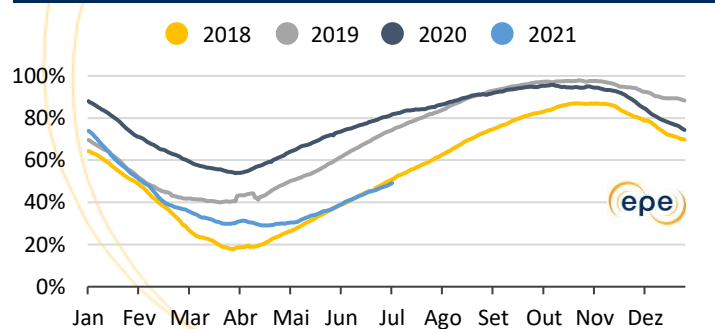
Nota: Inclui óleo cru, condensados, LGN, cargas de refinarias, derivados de petróleo (gasolina, destilados médios, óleo combustível e outros produtos), aditivos/oxigenados e outros hidrocarbonetos.

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

Mês	País	Descrição
2021/01	Paquistão	Bid for Grant of Petroleum Exploration Rights
2021/02	Noruega	25th Licensing Round
2021/04	Suriname	Shallow Offshore Bid Round 2020/2021
2021/05	Senegal	Senegal Licensing Round 2020
2021/06	Austrália	2020 Offshore Petroleum Exploration Acreage Release
2021/07	Nigéria	Marginal Field Bid Round - 2020
2021/07	Angola	Licitação de Blocos Petrolíferos 2020
2021/07	Índia	Open Acreage Licensing Policy Bid Round-V
2021/07	Egito	Egypt's First Digital International Bid Round for Petroleum Exploration and Exploitation
2021/08	Índia	Discovered Small Fields (DSF) Bid Round-III
2021/08	Malásia	Malaysia Bid Round 2021
2021/09	Noruega	Awards in Predefined Areas (APA) 2021
2021/10	Indonésia	Indonesia Petroleum Bid Round 2021
2021/10	Timor-Leste	2ª Ronda de Licenciamento de Timor-Leste
2021/11	Canadá	Nova Scotia 2021 (NS21-1)
2021/11	Colômbia	Ronda Colombia 2021
n.d.	Canadá	Labrador South 2021 (NL16-CFB03)
n.d.	Israel	4th Offshore Bidding Round
n.d.	Líbano	2nd Offshore Licensing Round
n.d.	Somália	Offshore Licensing Round
n.d.	Sudão do Sul	South Sudan Oil Licensing Round
n.d.	Trinidad e Tobago	2020 Deep Water Competitive Bid Round

Fonte: Agência Nacional de Hidrocarburos - ANH (Colômbia), Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - ANPG (Angola), Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais - ANPM (Timor-Leste), Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board - C-NLOPB, Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board - C-NSOPB, Department of Industry, Science, Energy and Resources (Austrália), Department of Petroleum Resources (Nigéria), Directorate General of Hydrocarbons (Índia), Lebanese Petroleum Administration, Ministry of Energy (Israel), Ministry of Energy (Paquistão), Ministry of Energy and Energy Industries (Trinidad e Tobago), Ministry of Energy and Mineral Resources (Indonésia), Ministry of Petroleum & Mineral Resources (Egito), Ministère du Pétrole et des Énergies (Senegal), Norwegian Petroleum Directorate - NPD, Petroleum Economist, Petronas, Somalia Petroleum Authority, Staatsolie Hydrocarbon Institute - SHI (Suriname).

ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL NA EUROPA (% capacidade total)



Fonte: EPE a partir de AGSI+.

CRONOGRAMA DE LICITAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Rodada	Data	Descrição
17ª Rodada de Licitações de Blocos	2021/10	92 blocos <i>offshore</i> nas bacias de Campos, Pelotas, Potiguar e Santos
2ª Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa	2021/12	Excedente de produção dos campos de Atapu e Sépia
18ª Rodada de Licitações de Blocos	2022	Blocos <i>offshore</i> 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.

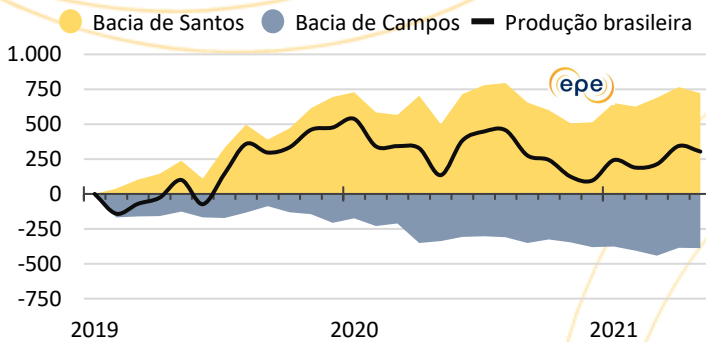
PRODUÇÃO DE ÓLEO & GÁS NO BRASIL (mil b/d ou MIMm³/d)

	2019	2020	2020 T4	2021 T1	2021 ABR	2021 MAI
Petróleo	2.788	2.940	2.785	2.846	2.972	2.932
Mar (pré-sal)	1.737	2.040	1.952	2.073	2.182	2.129
Mar (pós-sal)	947	805	742	680	703	712
Terra	104	95	91	93	87	90
Gás natural	122,5	127,5	127,8	131,2	131,4	134,6
Mar (pré-sal)	71,0	83,7	81,3	88,5	92,1	89,0
Mar (pós-sal)	28,8	23,3	22,9	21,4	21,4	22,9
Terra	22,7	20,5	23,6	21,3	17,9	22,7

Fonte: ANP.

Nota: Produção de petróleo em mil barris por dia (b/d) e produção de gás natural em milhões m³ por dia (MIMm³/d). Petróleo inclui óleo cru e condensados. Produção de gás natural se refere à produção bruta.

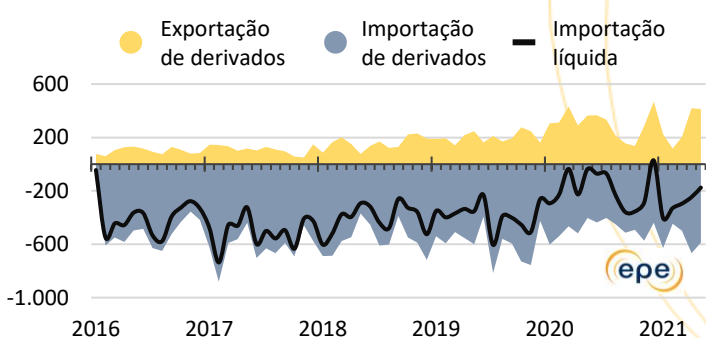
VARIÇÃO DA PRODUÇÃO BRASILEIRA DE PETRÓLEO, COM DESTAQUE PARA AS BACIAS DE CAMPOS E SANTOS, EM RELAÇÃO A JANEIRO DE 2019 (mil b/d)



Fonte: EPE a partir de ANP.

Nota: Inclui óleo cru e condensados.

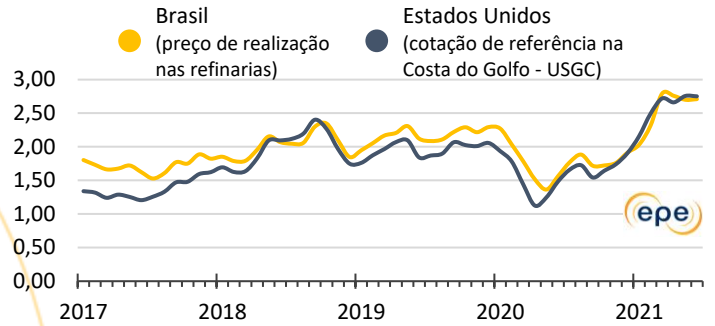
BALANÇO DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL (mil b/d)



Fonte: EPE a partir de ANP.

Nota: Importações são indicadas como negativas, enquanto exportações são positivas. Não inclui fornecimento de QAV para aeronaves estrangeiras e de combustíveis marítimos para navios estrangeiros.

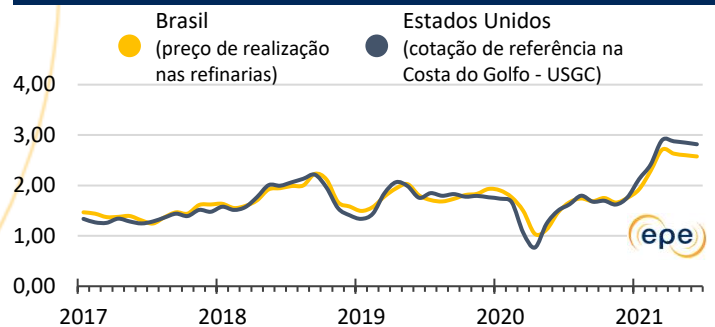
PREÇOS DE REFERÊNCIA DO ÓLEO DIESEL NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



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.

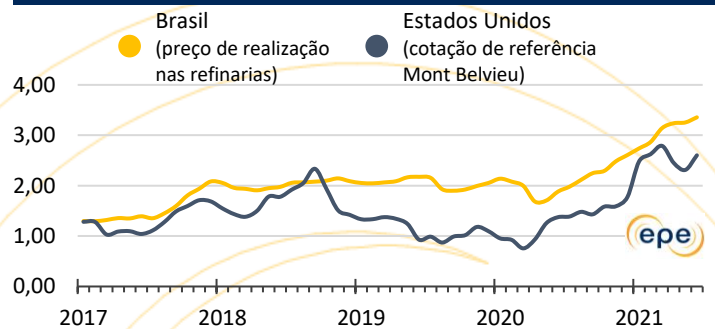
PREÇOS DE REFERÊNCIA DA GASOLINA NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



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.

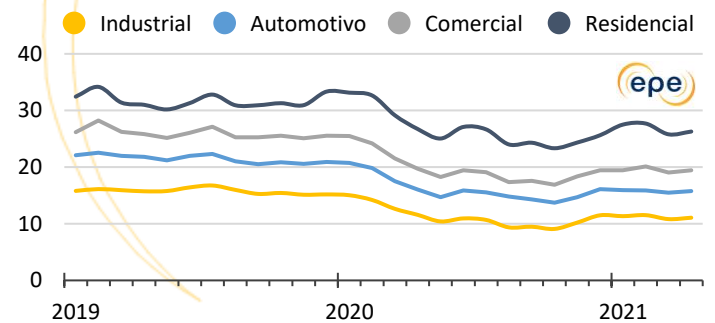
PREÇOS DE REFERÊNCIA DO PROPANO NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO DO GLP NO BRASIL (R\$/kg)



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.

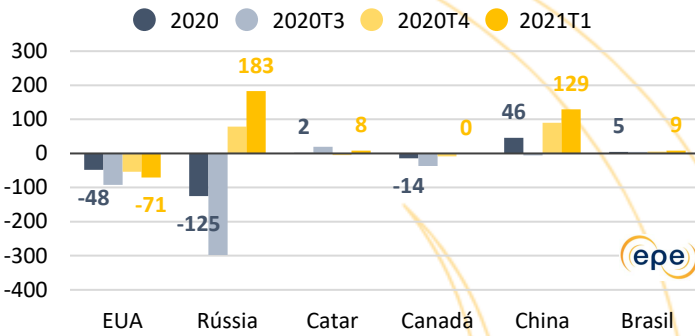
PREÇOS DE GÁS NATURAL AO CONSUMIDOR FINAL NO BRASIL (US\$/MMBtu)



Fonte: EPE a partir de MME.

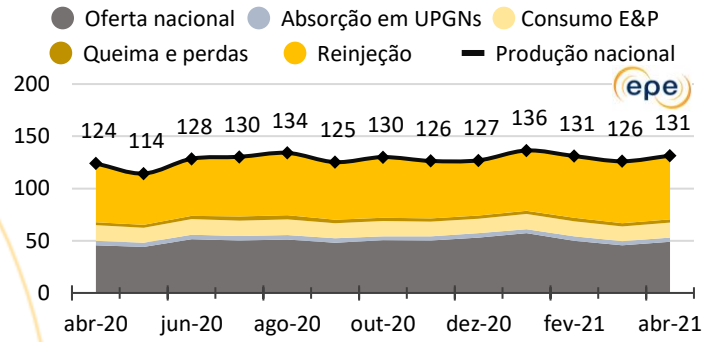
Nota: Faixas de consumo por segmento: Industrial - 20 mil m³/d; Automotivo - faixa única; Comercial - 800 m³/mês; Residencial - 12 m³/mês.

VARIÇÃO DA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL EM RELAÇÃO A 2019 (MMm³/d)



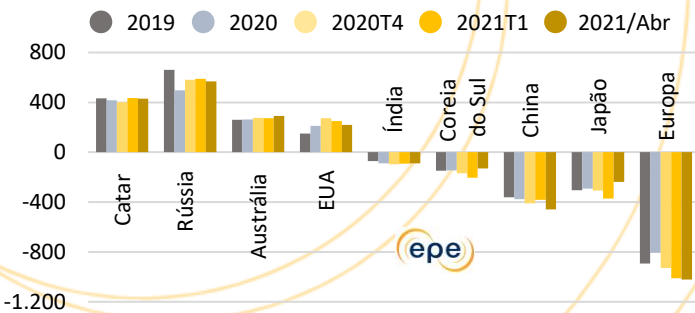
Fonte: EPE a partir de [JodiGas](#) e [ANP](#).

PRODUÇÃO BRUTA E OFERTA NACIONAL DE GÁS NATURAL (MMm³/d)



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

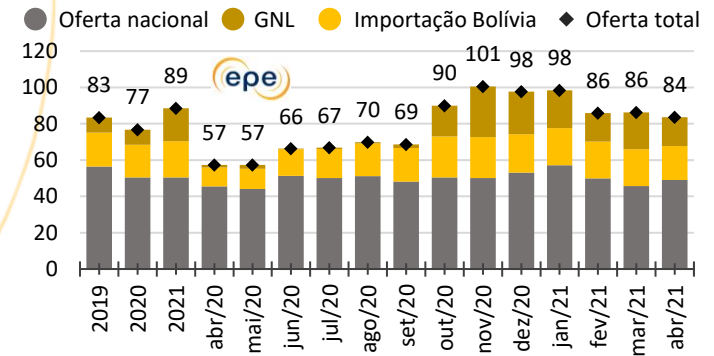
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL E GNL NO MUNDO (MMm³/d)



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

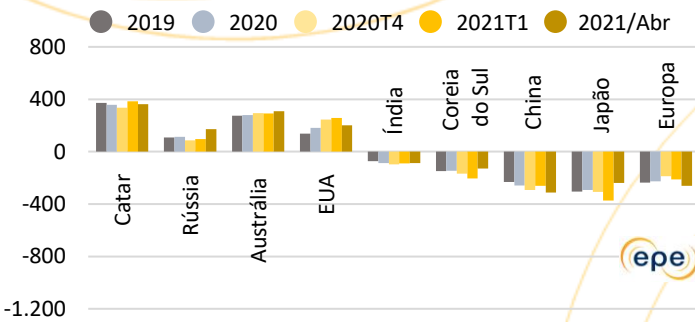
Nota: Importações são indicadas como negativas, enquanto exportações são positivas. Europa compreende Reino Unido, Alemanha, França, Espanha, Itália e Turquia.

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



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

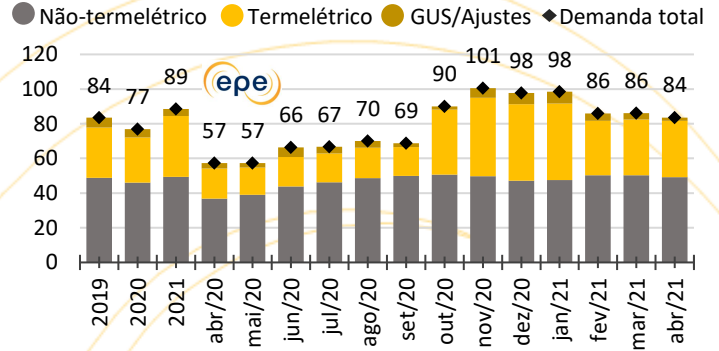
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GNL NO MUNDO (MMm³/d)



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

Nota: Importações são indicadas como negativas, enquanto exportações são positivas. Europa compreende Reino Unido, Alemanha, França, Espanha, Itália e Turquia.

DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)



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

Diretora de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Superintendente de Petróleo e Gás Natural

Marcos Frederico Farias de Souza

Superintendente de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis

Angela Oliveira da Costa

Coordenação Técnica

Gabriel de Figueiredo da Costa
Marcelo Castello Branco Cavalcanti

Suporte Administrativo

Sergio Augusto Melo de Castro

Autores

Ana Claudia Sant'Anna Pinto
Bianca Nunes de Oliveira
Bruno Rodamilans Lowe Stukart
Carlos Augusto Góes Pacheco
Carlos Eduardo Rinco de Mendonça Lima
Claudia Maria Chagas Bonelli
Fernanda Corrêa Ferreira
Filipe de Pádua Fernandes Silva
Gabriel de Figueiredo da Costa
Lucas dos Santos Rodrigues Morais
Patricia Feitosa Bonfim Stelling
Rafael Moro da Mata