

NÚMERO 11 – 2º SEMESTRE/2021 – PUBLICAÇÃO: FEVEREIRO/2022

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

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



## PANORAMA DA AUSTRÁLIA



Foto: Ken Hodge, sob a licença CC BY 2.0.

A Austrália é um dos maiores produtores e exportadores de *commodities* energéticas, sendo um importante *player* na indústria mundial de óleo & gás. Atualmente, o país se destaca, especialmente, por sua posição de liderança no mercado internacional de GNL. Buscando reduzir a sua alta dependência dos combustíveis fósseis, o governo australiano tem promovido metas ambiciosas de redução de emissões e estratégias nacionais de longo prazo voltadas para novas tecnologias e combustíveis alternativos. Mesmo diante desses esforços, a Austrália deverá seguir ao longo das próximas décadas como um importante destino de investimentos em óleo & gás. **Página 2**

## CONJUNTURA INTERNACIONAL



Imagem: Nord Stream 2 / Nikolai Ryutin

O semestre foi caracterizado por uma crise energética na Europa e Ásia, com reflexos nos preços internacionais das principais fontes de energia. Enquanto a demanda continuou a crescer em direção a valores pré-pandemia, a oferta de óleo & gás seguiu limitada no curto prazo devido, em parte, às incertezas na capacidade da Opep+ em suprir o mercado e ao adiamento da expansão da oferta de GNL no mundo. Em relação à transição energética, persistem os desafios no sentido de promover uma matriz com menor

emissão de carbono sem comprometer a segurança energética dos países. **Página 6**

## ESTATÍSTICAS

Os preços internacionais de petróleo e gás natural subiram ao longo do 2º semestre de 2021. Esses aumentos se refletiram sobre os preços de combustíveis no País, com acentuada elevação nos preços de realização nas refinarias para gasolina, óleo diesel e GLP. Baixos níveis de estocagem de gás natural em vários países pressionaram o mercado internacional de GNL para suprimento no inverno, resultando em preços recorde. No Brasil, disparou a importação de GNL e o consumo de gás natural para geração de eletricidade, devido à crise hídrica. **Página 14**

## CONJUNTURA BRASIL



Foto: Pixabay/David Mark

O Brasil realizou duas rodadas de licitação no semestre, incluindo a de excedentes de cessão onerosa. Houve continuidade nos desinvestimentos da Petrobras em ativos de E&P, bem como nos setores de refino e distribuição de combustíveis. Com relação ao gás natural, desdobramentos relacionados à Nova Lei do Gás resultaram em muitos movimentos nos setores de distribuição, transporte e ativos de consumo. **Página 10**

## I. PANORAMA AUSTRÁLIA

A Austrália é um dos maiores produtores e exportadores de *commodities* energéticas do mundo, em especial de carvão e gás natural. Por outro lado, o país é um importante importador de derivados de petróleo na região da Ásia-Pacífico. No ano fiscal 2019/2020<sup>1</sup>, os combustíveis fósseis responderam por 93% do consumo final de energia da Austrália, sendo 37,3% de petróleo, 28,4% de carvão e 27,4% de gás natural ([Department of Industry, Science, Energy and Resources - DISER](#)). A Figura 1 apresenta as principais infraestruturas da indústria de óleo & gás da Austrália.

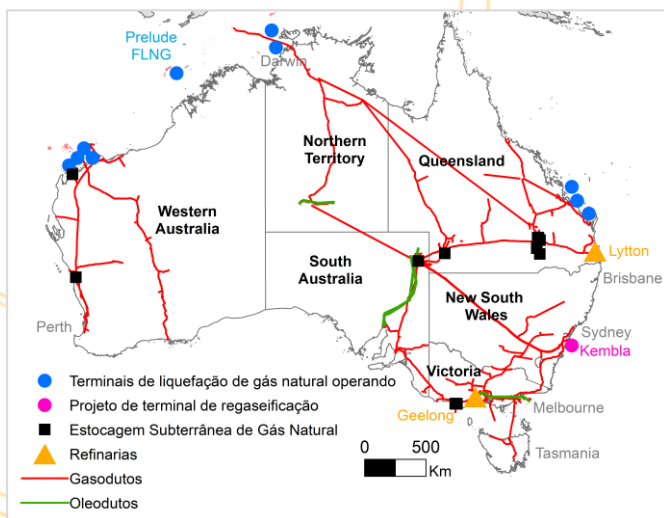


Figura 1 - Infraestrutura da indústria de óleo & gás da Austrália

Fonte: Elaboração própria a partir de [Austrália](#).

### Breve histórico da indústria australiana de óleo & gás

Apesar da indústria australiana de óleo e gás ter iniciado suas atividades ainda no século XIX, foi no final do século XX e início do século XXI que o país testemunhou um crescimento de sua indústria de hidrocarbonetos, especialmente gás natural.

A seguir apresenta-se um breve histórico da atividade petrolífera australiana, dividido por territórios: Norte, Oeste, Sul e Queensland:

- **Sul:** A primeira exploração de petróleo da Austrália foi realizada em 1866 em Alfred Flat, perto de Salt Creek (norte da Bacia Otway). Apesar do pioneirismo, a primeira licença de exploração da região foi concedida apenas em 1945, em uma área no sul da Bacia Cooper. Em 1966, o campo gigante de gás natural Moomba foi descoberto. No ano seguinte, houve a primeira descoberta *offshore* na Bacia Otway, enquanto, em 1978, ocorreu a primeira descoberta comercial de óleo na Bacia Eromanga ([Energy Information Australia](#)).

- **Queensland:** Em 1900, houve a descoberta acidental do primeiro campo de gás em Roma, em um poço perfurado para obtenção de água. Na década de 1960, diversas descobertas foram reportadas nas bacias de Bowen-Surat e Cooper-Eromanga. Na década de 1980, a pesquisa de gás oriundo de camadas de carvão (coalbed methane – CBM) foi intensificada na região ([Energy Information Australia](#)).

- **Norte:** Em 1922, o governo emitiu as primeiras licenças para exploração de petróleo na região. Porém, apenas na década de 1960 houve a primeira extração comercial de óleo em Mereenie e Palm Valley, na Bacia Amadeus. A construção do gasoduto Palm Valley, em 1983, permitiu o transporte de gás natural desses campos até Alice Springs. Entre 2007 e 2009, houve descobertas importantes nos campos *offshore* de gás Prelude e Concerto na Bacia Browse, onde foi instalado o navio de liquefação flutuante (FLNG) Prelude. Outro importante marco na região é o início da operação, em 2018, da planta de liquefação Ichthys, onde o gás chega por um gasoduto de 890 km de extensão (o maior gasoduto submarino do hemisfério sul e o 5º maior do planeta) ([Energy Information Australia](#)).

- **Oeste:** As atividades exploratórias iniciaram em 1946 na região, culminando na descoberta de petróleo na Bacia Northern Carnarvon em 1953. Quantidades comerciais de gás natural foram descobertas em 1966, na Bacia de Perth. A evolução da indústria de gás na região permitiu a conclusão, em 1985, do maior gasoduto australiano, Dampier-Bunbury, com 1.789 km ([Energy Information Australia](#)).

### Aspectos jurídicos da exploração e produção (E&P) de petróleo e gás

Na Austrália, a propriedade dos hidrocarbonetos localizados *onshore* e *offshore* até a faixa de três milhas náuticas da costa é atribuída a Estados ou Territórios, sem prejuízo do pagamento de compensação financeira pelos agentes aos proprietários de terras, que foram objeto de outorga de atividades de E&P. Por sua vez, os recursos situados em áreas *offshore* que ultrapassarem esses limites ficam sob a titularidade da Comunidade das Nações. As licenças de E&P conferem ao seu titular a propriedade dos recursos produzidos. Em determinados casos, é possível a retenção da descoberta até a sua viabilidade comercial, por um prazo de até 15 anos. Nesse sentido, o Estado Australiano auferir recursos por meio da arrecadação de participações governamentais ([Cunsolo](#)).

Os órgãos de cada divisão administrativa territorial responsabilizam-se pela outorga de licenças para E&P em suas respectivas áreas de

<sup>1</sup> O ano fiscal na Austrália compreende o período de julho a junho.

atuação. No caso de E&P *offshore*, o National Offshore Petroleum Titles Administrator (NOPTA) tem a atribuição de manter registro e acompanhamento do cumprimento da regulação pelos titulares das licenças, enquanto o National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA) supervisiona operações para cumprimento da regulação de saúde e segurança das instalações. Os aspectos ambientais das atividades *onshore* são regulados pela Environment Protection Authority (EPA) ([Cunsolo](#)).

### Reservas e produção de petróleo e gás natural

A Austrália possui reservas provadas de 2,4 bilhões de barris de petróleo<sup>2</sup> e de 2,4 trilhões m<sup>3</sup> de gás natural, o que equivalem a, respectivamente, 0,14% e 1,27% das reservas mundiais. Essas reservas são suficientes para manter a produção de petróleo atual do país por quase 14 anos, e de gás natural por quase 17 anos ([BP](#)).

As reservas australianas de petróleo têm diminuído nas últimas duas décadas, após terem alcançado a máxima histórica de 5,0 bilhões de barris em 2001. Da mesma forma, a produção de petróleo também tem apresentado declínio ao longo dos últimos 20 anos. Após atingir o pico de 806 mil barris por dia (b/d) em 2000, a produção recuou para 327 mil b/d em 2017, tendo se recuperado em seguida para 470 mil b/d em 2020 ([BP](#)), a partir de novos projetos *offshore*. A maior parte desta produção é de condensados e líquidos de gás natural (LGN), enquanto o óleo cru responde por menos de 30% ([DISER](#)).

Por sua vez, a produção australianas de gás natural tem crescido substancialmente nos últimos anos. O volume produzido foi de 53 bilhões m<sup>3</sup> em 2010 para 143 bilhões m<sup>3</sup> em 2020, a uma taxa de 10% a.a. no período (Figura 2). Atualmente, a Austrália é a sétima maior produtora mundial de gás e a maior exportadora de GNL ([BP](#)).

A atividade *upstream* na Austrália é realizada tanto por empresas multinacionais – Chevron, Shell, ExxonMobil, ConocoPhillips, Inpex, bp e TotalEnergies, como por empresas australianas – BHP Billiton, Origin Energy, Santos e Woodside Petroleum ([EIA](#)).

Os principais campos convencionais de petróleo e gás natural estão localizados em áreas *offshore* nas bacias Bonaparte, Browse e Northern Carnarvon, no noroeste australiano. Destacam-se, também, a produção *onshore* nas bacias Cooper-Eromanga e Bowen-Surat, nas regiões central e leste do país, e a produção *offshore* nas bacias Gippsland e Otway, no sudeste ([Geoscience Australia](#)).

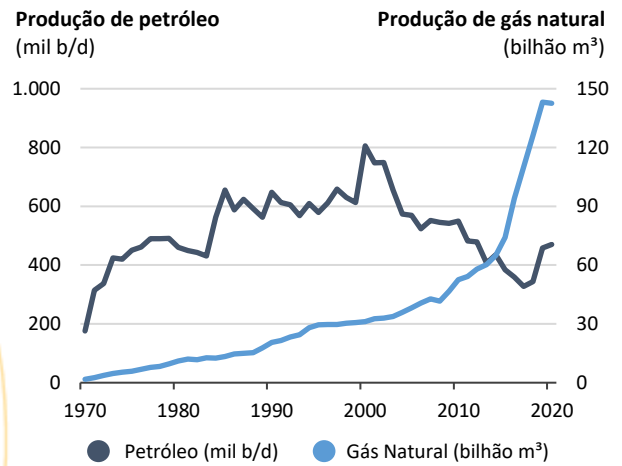


Figura 2 - Evolução da produção de petróleo<sup>3</sup> e gás natural da Austrália

Fonte: [BP](#).

A maior parte da produção de gás natural é proveniente de campos convencionais (75% do total), e a produção de gás de CBM responde pelo restante ([DISER](#)). Grande parte das reservas e da produção de CBM é oriunda da Bacia Bowen-Surat ([Geoscience Austrália](#)).

### Infraestrutura e mercado de gás natural

Em 2020, o consumo doméstico<sup>4</sup> de gás foi de 40,9 bilhões m<sup>3</sup>, menos de 30% da produção total do país ([BP](#)), sendo o restante exportado. Em função de suas características geográficas, as exportações da Austrália são realizadas totalmente por GNL, sendo destinadas majoritariamente para China, Japão e Coreia do Sul ([BP](#); [DISER](#)).

A Austrália possui dez terminais de liquefação de gás natural, que somam uma capacidade total de produção de GNL de 88 milhões de toneladas por ano (Mtpa). As duas maiores plantas são North West Shelf e Gorgon, ambas localizadas em Western Australia, com capacidade de 16,9 Mtpa e 15,6 Mtpa, respectivamente ([Chevron](#); [DISER](#); [Woodside](#)). No oeste, há também as unidades Wheatstone (8,9 Mtpa), Ichthys (8,9 Mtpa), Pluto (4,9 Mtpa), Darwin (3,7 Mtpa) e Prelude (3,6 Mtpa), com gás natural oriundo das bacias Bonaparte, Browse e Northern Carnarvon ([Chevron](#); [Inpex](#); [JERA](#); [Shell](#); [Woodside](#)). Destaca-se, em particular, o FLNG Prelude<sup>5</sup>, a maior instalação flutuante de liquefação de gás do mundo. No leste, há três terminais de liquefação: Australia Pacific (9,0 Mtpa), Queensland Curtis (8,5 Mtpa) e Gladstone (7,8 Mtpa), sendo as três unidades abastecidas com gás de CBM ([APLNG](#); [Santos](#); [Shell](#)).

As exportações australianas de GNL somaram 106,2 bilhões m<sup>3</sup> (78,1 Mtpa) em 2020, cerca de 11% do comércio internacional de gás

<sup>2</sup> As reservas provadas incluem óleo cru, condensados e líquidos de gás natural.

<sup>3</sup> Os valores de produção de petróleo incluem óleo cru e condensados.

<sup>4</sup> A demanda interna tem a seguinte distribuição: geração elétrica (36%), mineração (25%), industrial (23%) e residencial (11%). A geração termelétrica a gás é responsável por 21% de toda a geração de eletricidade ([DISER](#)).

<sup>5</sup> Operado pela Shell, o FLNG Prelude foi um projeto com custos de capital da ordem de US\$ 15 bilhões, em valores estimados em 2017 ([Rystad Energy](#); [Shell](#)).

natural. As exportações do país aceleraram a partir de 2016, com a entrada em operação das plantas Gorgon (2016), Wheatstone (2017) e Ichthys (2018). Em 2020, a Austrália ultrapassou o Catar (78,0 Mtpa) como maior exportadora de GNL, assumindo a liderança mundial neste mercado (BP; DISER), conforme Figura 3.

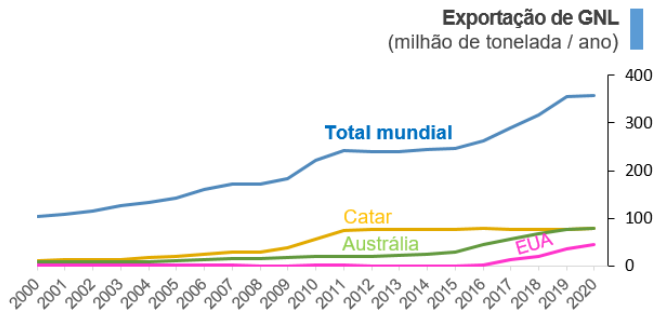


Figura 3 - Exportações de GNL total, da Austrália, do Catar e dos Estados Unidos entre 2000 e 2020

Fonte: BP.

Em 2021, o governo australiano lançou o Plano Nacional de Infraestrutura de Gás Natural, no qual são identificadas ações necessárias para desenvolver o setor e evitar riscos de desabastecimento até 2027. Em especial, o documento destaca o projeto de terminal de regaseificação de gás de Port Kembla, que poderá se tornar o primeiro do tipo na Austrália, para atender à crescente demanda da região sudeste<sup>6</sup> (DISER; Reuters). Ademais, a Austrália possui doze instalações de estocagem subterrânea de gás, indicadas na Figura 1, que abastecem o mercado interno nos picos de demanda no inverno e permitem a arbitragem dos preços (DISER).

### Infraestrutura e mercado de petróleo e derivados

O consumo total de derivados de petróleo na Austrália cresceu a uma taxa de 1,3% a.a. entre 2011 e 2019, com destaque para o óleo diesel (3,4% a.a.) e o querosene de aviação (3,3% a.a.). A demanda de diesel tem sido impulsionada pelo crescimento da mineração e agricultura e, também, pelo aumento da frota de veículos movidos por este combustível. A expansão do turismo internacional na Austrália, por sua vez, tem conduzido o crescimento da demanda por combustíveis de aviação. Por outro lado, a gasolina (-0,9% a.a.) e o GLP (-8,1% a.a.) exibiram retração no período, devido à migração da frota de veículos leves para o diesel, aos ganhos de eficiência energética veicular, e ao fim de subsídios do governo australiano à conversão de veículos para GLP. Em 2020, por conta dos impactos da pandemia de Covid-19, o consumo de derivados de petróleo recuou 14%, tendo se recuperado parcialmente ao longo de 2021, ainda abaixo do patamar pré-pandemia (Department of Environment and Energy - DEE; DISER).

<sup>6</sup> Além disso, há também outros cinco potenciais projetos de regaseificação, propostos por empresas do setor nos últimos anos, sendo todos concentrados nas costas sul e leste.

O segmento de refino de petróleo e o mercado de combustíveis têm passado por mudanças significativas na Austrália nos últimos 20 anos. O país possuía oito refinarias, somando mais de 800 mil b/d de capacidade de refino, que supriam grande parte da demanda doméstica de combustíveis líquidos. Mas, desde então, seis refinarias foram desativadas, incluindo fechamentos recentes em 2021<sup>7</sup> (APH; bp; ExxonMobil). Assim, atualmente há apenas duas refinarias em operação: a refinaria Geelong, da Viva Energy, e a refinaria Lytton, da Ampol, totalizando 229 mil b/d de capacidade, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Refinarias de petróleo na Austrália

Refinarias em operação				
Refinaria	Operadora	Localização	Capacidade	
Geelong	Viva Energy	Geelong	120 mil b/d	
Lytton	Ampol	Brisbane	109 mil b/d	
Refinarias desativadas				
Refinaria	Operadora	Localização	Capacidade	Desativação
Altona	ExxonMobil	Melbourne	90 mil b/d	2021
Kwinana	bp	Kwinana	146 mil b/d	2021
Bulwer Island	bp	Brisbane	102 mil b/d	2015
Kurnell	Ampol	Sydney	135 mil b/d	2014
Clyde	Shell	Sydney	85 mil b/d	2012
Port Stanvac	ExxonMobil	Adelaide	80 mil b/d	2003

Fontes: Ampol, APH, APH e Viva Energy.

Esse movimento de desativação ocorreu, sobretudo, em função da maior competição com os grandes centros refinadores da Ásia. Nas últimas décadas, a acelerada expansão do refino na região, com instalações modernas, mais eficientes, de maior complexidade e menor custo operacional, promoveu uma sobreoferta de capacidade na Ásia-Pacífico, pressionando as margens das refinarias australianas e favorecendo importações de derivados (AIP; APH; DISER).

A Austrália é, portanto, amplamente dependente de importações de combustíveis líquidos. Essa dependência externa tem se intensificado ano após ano com os fechamentos de refinarias. A fatia do mercado interno de derivados de petróleo atendida por importação aumentou de 36% em 2011 para 72% em 2021. Os principais fornecedores são países asiáticos – Singapura, Coreia do Sul e Malásia responderam por mais de 60% do volume importado em 2021 (DISER).

Ademais, embora a produção de óleo cru e condensado seja superior à capacidade de refino, a Austrália importa a maior parte do petróleo processado em suas refinarias – cerca de 75% do total, em média, nos últimos dez anos (DISER). Isso ocorre, pois, o óleo cru e condensado produzidos no país estão distantes e não são adequados às refinarias

<sup>7</sup> As refinarias Kwinana, da bp, e Altona, da ExxonMobil, foram desativadas em 2021.

locais, encontrando menores custos logísticos e maiores margens nos mercados asiáticos (DEE). Cerca de 80% do petróleo produzido na Austrália entre 2011 e 2021 foi exportado, sendo destinado, sobretudo, para mercados da Ásia-Pacífico: Singapura, Malásia, Indonésia, Tailândia, China e Coreia do Sul (DISER).

Para atender a sua ampla necessidade de importações de petróleo e derivados, a Austrália conta com diversos terminais ao longo de sua costa (AIP). Inclusive, as refinarias desativadas nos últimos anos foram convertidas em terminais de armazenamento e movimentação de líquidos (DEE). Por sua vez, a rede de oleodutos do país é bastante limitada, especialmente se comparada à infraestrutura existente de gás. Destaca-se a linha Tarbat-Jackson-Moomba-Port Bonython, que soma 1.062 km de extensão e escoar petróleo, condensados e líquidos de gás natural de campos *onshore* da Bacia Cooper para a costa sul (Pipeliner; Pipeliner). Os dutos de derivados estão limitados às áreas metropolitanas, conectando refinarias e terminais às bases primárias e aeroportos, não havendo linhas cruzando o país para suprimento de distintas regiões. Assim, a Austrália depende amplamente de caminhões para a distribuição em seu vasto território (DEE).

Buscando aperfeiçoar a segurança do abastecimento de combustíveis no país, o governo australiano anunciou diversas medidas ao longo de 2020 e 2021, que culminaram com a aprovação da Lei de Segurança de Combustíveis em junho de 2021. A lei estabelece o instrumento de pagamentos de serviços de segurança de combustíveis (“Fuel security services payment – FSSP”) para as duas refinarias domésticas durante períodos de prejuízo financeiro<sup>8</sup>. A fim de mitigar os riscos, a Austrália também entabulou um acordo com os EUA para ter acesso às suas reservas estratégicas (DISER).

### **Políticas ambientais e estratégias de longo prazo**

No âmbito do Acordo de Paris, a Austrália planeja reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa em 26% a 28% até 2030, em comparação aos níveis de 2005; tendo ainda como objetivo atingir a neutralidade de emissões até 2050 (DISER). Durante a COP 26, o governo australiano sinalizou investimentos em armazenamento de energia, captura, uso e armazenamento de carbono, além de novos

combustíveis e tecnologias, o que reflete o *Roadmap* de Investimento em Tecnologia (DISER), principal pilar do Plano de Redução de Emissões no Longo Prazo (DISER). No âmbito deste encontram-se as seguintes linhas estratégicas: hidrogênio<sup>9</sup>, bioenergia<sup>10</sup>, e minerais críticos<sup>11</sup>, entre outras.

### **Considerações finais**

A Austrália é rica em recursos energéticos e um importante *player* na indústria mundial de óleo & gás. O país se destaca, especialmente, por sua posição atual de liderança no mercado internacional de GNL. Por estar próxima aos mercados asiáticos de *commodities* energéticas, a Austrália possui uma grande capacidade de comércio e de atração de investimentos à atividade petrolífera local.

O setor de gás natural do país tem crescido de forma significativa nos últimos anos, sendo conduzido principalmente pelos vultosos investimentos em terminais de liquefação, especialmente se considerados os desafios enfrentados pelos projetos de gás na última década: aumento dos custos de capital, escassez de mão de obra especializada e legislação ambiental mais restritiva. Entretanto, há dúvidas acerca do futuro dos grandes projetos de GNL na Austrália, com as pressões cada vez maiores pela transição energética e controle de emissões de metano (ABC; UPSTREAM).

Embora seja uma grande produtora e exportadora de gás, a Austrália é amplamente dependente de importações de petróleo e derivados para atendimento ao seu mercado interno. Dessa forma, o país está frequentemente sujeito a choques de oferta e de preços, afetando a sua economia doméstica. Nesse contexto, o governo australiano tem aprovado diversas medidas visando ampliar a segurança energética.

A Austrália também tem promovido metas ambiciosas de redução de emissões e planos e estratégias nacionais de longo prazo voltados a tecnologias e combustíveis alternativos. Busca-se, assim, reduzir a alta dependência do país aos combustíveis fósseis. Apesar desses esforços, a Austrália deverá continuar ao longo das próximas décadas como um importante destino de investimentos em óleo & gás.

<sup>8</sup> Para serem elegíveis aos recursos do FSSP, que podem atingir A\$ 2,3 bilhões até 2030 (R\$ 9,5 bilhões), Ampol e Viva Energy se comprometeram em manter suas refinarias em operação ao menos até 2027, com opção de extensão até 2030. Ademais, a lei estabelece obrigações de volumes mínimos de estoques para gasolina, diesel e querosene de aviação. O pacote de medidas do governo também prevê recursos às refinarias locais de até A\$ 302 milhões (R\$ 1,2 bilhão) para investimentos na produção de combustíveis de maior qualidade e menor teor de poluentes, e de até A\$ 260 milhões (R\$ 1,1 bilhão) para construção de novas estocagens de diesel (Argus Media; Austrália; DISER; Reuters).

<sup>9</sup> De acordo com a Estratégia Nacional de Hidrogênio, publicada em 2019, com base apenas na qualidade dos recursos eólicos, solares e hídricos, cerca de 11% do território australiano seria adequado para produção de hidrogênio renovável (COAG Energy Council). O incentivo ao hidrogênio apresenta sinergias com a modernização de veículos e de combustíveis, no âmbito da Estratégia de Combustíveis e Veículos do Futuro, que

vislumbra oportunidades de investimento na infraestrutura de carregamento de veículos elétricos e também de reabastecimento de hidrogênio (DISER).

<sup>10</sup> Vale destacar que, em nível regional, a Austrália conta com potencial para a produção de bioenergia para setores caracterizados por altos custos de abatimento, bem como para complementar as estratégias de descarbonização no setor de transportes, conforme o *Roadmap* de Bioenergia (ARENA).

<sup>11</sup> A Austrália é líder na produção de lítio, além de detentora de reservas significativas de cobalto, manganês, tungstênio e zircônio. A Estratégia de Minerais Críticos, lançada pelo governo australiano, busca identificar oportunidades para o segmento, sendo a detenção de reservas de minerais considerada um poderoso ativo geopolítico no contexto da transição energética (DISER).

## II. CONJUNTURA INTERNACIONAL

Ainda que o mercado tenha experimentado uma relativa atenuação das tensões em relação à instabilidade da demanda em função da evolução da crise sanitária<sup>12</sup>, o preço *spot* do petróleo Brent apresentou significativa volatilidade no segundo semestre de 2021, variando entre US\$ 65/b e US\$ 86/b (EIA). No início do referido período, indefinições acerca de aumentos na oferta de petróleo por parte de membros da Opep+, bem como crescimento da demanda em função do verão no Hemisfério Norte, e interrupções na produção e no refino em função de eventos climáticos (como o Furacão Ida<sup>13</sup>, no Golfo do México) resultaram em aumentos nos preços (Reuters; Reuters). Posteriormente, o viés de alta foi reforçado pela limitação dos membros da Opep+ em alcançarem suas novas cotas e pela projeção de aumentos no consumo de derivados de petróleo por termelétricas, motivada pela escassez de gás natural, e pelos altos preços deste combustível e do carvão (Reuters; IEA; WorldOil). Disrupções nas ofertas e elevação dos preços das *commodities* geraram significativa pressão inflacionária tanto em economias avançadas como em países emergentes.

Em contrapartida, o avanço da variante Delta, seguida pela variante Ômicron, a retomada da produção em países não-Opep (como o México) e a desaceleração da economia chinesa amplificaram as incertezas quanto à demanda no curto prazo, restringindo ligeiramente o ritmo de aumento registrado desde junho/2021 (Reuters). Todavia, o restabelecimento do volume consumido de petróleo e derivados, em relação ao início do ano, concomitante às perspectivas de atenuação da crise sanitária, asseveraram um patamar médio acima de US\$ 73/b em dezembro (EIA).

À medida em que foram retomadas as atividades comerciais, houve aumento no consumo, principalmente de gasolina e diesel (Reuters). Ainda que se observem empenhos no sentido de redução no consumo de combustíveis fósseis, como os enfatizados na 26ª Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP26), o atendimento da demanda global suscitou pressões sobre o aumento da oferta.

A Opep+ se empenhou para aumentar a produção no curto prazo (meta de 400 mil b/d), apesar de reveses decorrentes da redução de investimento e do declínio natural de campos maduros. Em dezembro, a produção total dos dez principais membros da Opep esteve 440 mil b/d abaixo de sua alocação (*déficits* de Angola e Nigéria<sup>14</sup>, e interrupções na Líbia, a despeito de maior produção no Iraque, Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos) (MEES; MEES; MEES). Na Venezuela, os volumes exportados de petróleo em dezembro (cerca de 619 mil b/d) dobraram em relação ao mesmo período de 2021<sup>15</sup>, fato propiciado pelo apoio do Irã<sup>16</sup>, o qual fornece matéria-prima para ser utilizada como diluente no petróleo venezuelano, tornando-o mais comercializável. A Rússia, apesar de um aumento de sua cota de produção na Opep+, não logrou êxito em elevar sua produção em dezembro, indicando a prognose de esgotamento de sua capacidade de produção incremental (World Oil). Ocorreram, também, modificações dos modelos fiscais com vista à atração de mais investimentos, conforme realizado pelos governos egípcio e nigeriano (MEES; Petroleum Economist).

Outros produtores não-Opep também se destacaram no semestre em análise, como os Estados Unidos, a Noruega, o Brasil e o Canadá<sup>17</sup> (IEA). No que tange à atividade de E&P no *shale* e *tight oil* estadunidense, esta ainda se mostra como um fator-chave no balanço de oferta no mercado mundial. A permanência de um patamar elevado do preço internacional do petróleo propicia investimentos em perfuração, ainda que tenha se verificado a manutenção da disciplina nos gastos de *majors* em 2021, a despeito da rápida expansão de empresas privadas de pequeno e médio porte. Ademais, as perspectivas para as empresas atuantes no E&P de não-convencionais nos EUA estão diretamente associadas à suas exposições aos seus respectivos acionistas. Nesse contexto, expectativas de retomada econômica, impulsionadas por pacotes de estímulos fiscais podem revigorar investimentos na produção do

<sup>12</sup> Houve redução dos óbitos a partir da progressividade da vacinação contra a Covid-19, com reflexos na redução de medidas restritivas à circulação.

<sup>13</sup> O furacão Ida, ocorrido entre o final de agosto e início de setembro foi uma das tempestades mais dispendiosas da história dos EUA, impactando significativamente a produção e o transporte de petróleo e gás natural por semanas, aumentando a pressão de alta sobre os preços globais da energia (OECD).

<sup>14</sup> A produção nigeriana decresceu em razão de problemas operacionais e técnicos (como a declaração de força maior no terminal de Forcados em agosto), desafios contínuos de segurança no Delta do Níger e subinvestimento em blocos em águas profundas, dificultando o cumprimento de sua cota de produção de petróleo, fixada em 1,596 mil b/d (Oxford Energy).

<sup>15</sup> A produção média venezuelana de petróleo, em novembro, foi de 625 mil b/d. Em dezembro, registrou, em um único dia, a marca de 1 milhão b/d. (OPEC, World Oil).

<sup>16</sup> O Irã ainda enfrenta obstáculos para seu desenlace comercial, em razão do intrincado processo de reestabelecimento do Acordo Nuclear e da definitiva suspensão às sanções impostas pelos EUA; mas isso não impediu um aumento em suas exportações (OPEC; Kapsarc).

<sup>17</sup> No Canadá, a abertura do oleoduto Enbridge Line 3 possibilitou uma capacidade adicional de exportação de petróleo de 760 mil b/d para os oleodutos dos EUA. Ainda que auxilie operacionalmente os produtores locais, permanecem desafios em função da saída de grandes seguradoras do mercado de *oil sands*, retirando a cobertura do oleoduto Trans Mountain e aumentando seus custos (Kapsarc).

*shale/tight*<sup>18</sup>. Na América Latina, ressaltam-se as descobertas no *offshore* da Guiana (bloco de Stabroek), que elevaram as estimativas de recursos recuperáveis do país para 10 bilhões de barris (Rigzone), e o anúncio de parceria com o Suriname para desenvolvimento de suas reservas de gás natural, visando a exportação ao mercado brasileiro (Platts). Na Argentina, a produção de petróleo na região Vaca Muerta registrou recorde de produção de 190 mil b/d em outubro (65% superior ao registrado no ano anterior), sendo a área de extração de *tight oil* com maior taxa de crescimento mundial em 2021 (OilNow).

O segundo semestre de 2021 também foi marcado pelo agravamento de uma crise energética na Europa e na Ásia<sup>19</sup> que impactou de forma significativa os preços da energia nessas regiões. Um dos principais motivos foi o descasamento entre oferta e demanda de gás natural. Enquanto a demanda retornou rapidamente aos níveis pré-Covid em consequência do arrefecimento da pandemia; da recuperação econômica; e de um verão mais quente no Hemisfério Norte, a oferta não conseguiu acompanhar esse ritmo, resultado principalmente dos adiamentos da expansão da oferta de GNL no mundo entre 2019-2020, do declínio na produção de gás na Europa e da redução do fornecimento global de GNL devido a interrupções nas instalações de exportação em vários países. Tal descasamento entre oferta e demanda de gás provocou a maior redução dos níveis de estocagem de GNL já vista na Europa nos últimos cinco anos (EIA).

Diante da possibilidade de um inverno mais frio do que a média, foram contratadas mais cargas de GNL em diversos países da Europa a fim de normalizar seus níveis de estocagens e garantir a segurança energética (Platts). Enquanto isso, a Ásia, que vinha de um crescimento cada vez maior do seu consumo de gás<sup>20</sup>, disputava cargas de GNL no mercado internacional, com uma demanda também maior por parte da América do Sul (Brasil e Argentina) (Reuters). Nesse cenário, a China ultrapassou o Japão como o maior importador de GNL em 2021, posto que era do Japão há 51 anos, enquanto Austrália e Catar seguiram como os maiores exportadores de GNL, sendo previsto que os Estados Unidos passarão a ocupar o posto de maior exportador em 2022 (EIA) (Reuters).

<sup>18</sup> Em novembro, a Câmara dos EUA aprovou o *Build Back Better Act*, que, combinado com a *Infrastructure Investment and Jobs Act*, disponibilizará cerca de US\$ 3 trilhões na atualização e expansão dos sistemas de infraestrutura física do país e financiará programas sociais com foco na educação, saúde e meio ambiente (Smart Asset).

<sup>19</sup> Foram relatados inclusive apagões em países dessas regiões, como na China (Reuters; Reuters).

<sup>20</sup> Resultado da recuperação acentuada de sua economia e da transição energética para uma política de menor emissão de carbono. Soma-se, ainda, a escassez de suprimentos de carvão na China, a maior demanda por GNL pelos setores de energia elétrica e industrial no Japão, além de menor produção de usinas nucleares na Coreia do Sul (EIA).

Em meados de outubro, os preços, que já vinham em alta no segundo semestre de 2021, atingiram o seu pico, com o principal índice de preços de cargas *spot* entregues na Ásia, o JKM, chegando a US\$ 56,33/MMBtu, enquanto os principais índices de referência de preço de gás da Europa, o TTF e o NBP, registravam os seus recordes de médias diárias negociadas no patamar de US\$ 40/MMBtu (Figura 4) (EIA; Platts). É importante destacar que poucas cargas foram negociadas a este patamar, já que a maior parte das comercializadas na Ásia são atreladas a contratos de longo prazo vinculados ao preço do petróleo, que mesmo com a recente alta, ainda apresentou menor volatilidade em relação ao gás natural (Reuters). Os contratos futuros de gás natural nos Estados Unidos também subiram, atingindo o fechamento em outubro mais elevado dos últimos 12 anos (Reuters).

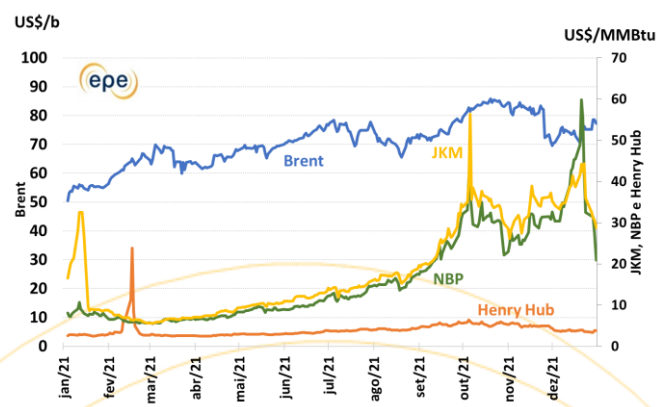


Figura 4 – Preços internacionais de O&G (EIA; EIA; Platts; Platts)

Com a escalada do preço do gás natural no mercado internacional, o fornecimento de eletricidade e gás utilizado para calefação e processos industriais subiram drasticamente na Europa e na Ásia no período, o que forçou governos a intervirem no repasse desses custos, a reduzirem tributos sobre tais serviços e criarem subsídios para controlar pressões inflacionárias mais amplas (IHS Markit). Essa nova dinâmica de preços tem impactado os fluxos comerciais, desencadeado a destruição da demanda e forçado os compradores a reconfigurar suas estratégias de aquisição de energia. O preço do gás em outubro, que superou em quase 900% seu preço no começo de 2021<sup>21</sup>, motivou alguns países da Europa e da Ásia a reativarem usinas térmicas a óleo combustível e a carvão, e reconverter caldeiras, freando momentaneamente suas transições energéticas

<sup>21</sup> Com a alta do preço do gás natural em 2021, o ambiente tem sido favorável para que alguns projetos de novas plantas, ou expansões de plantas já existentes, de liquefação de gás natural consigam atingir decisão final de investimento. Nos Estados Unidos, enquanto o Trem 6 de Sabine Pass e os primeiros módulos do projeto Calcasieu Pass LNG entraram em operação no final de 2021, outros projetos estão em fase de construção, como os demais módulos do projeto Calcasieu Pass LNG, com previsão de entrada em operação em 2022 e o Golden Pass LNG, para 2024 (EIA). Fora dos EUA, destaque para o projeto Ecow-Gas, localizado em Gana na África Ocidental, próximo à fase de comissionamento, que deve viabilizar o acesso ao GNL através da logística de pequena escala a países como Líbia, Serra Leoa e Burkina Faso (Platts). O cenário mais atrativo à assinatura de contratos

em prol de uma maior segurança energética ([Platts](#)). O preço elevado do carbono na Europa, consequência de uma redução da oferta de créditos de carbono pela União Europeia, também ajudou a aumentar os custos da energia no continente, aliado a um aumento do preço internacional do óleo e do carvão ([Reuters](#); [Reuters](#)).

Apesar de nas semanas seguintes ter havido quedas diante dos recordes registrados em outubro, o patamar de preços seguiu oscilando em níveis ainda elevados (US\$ 30/MMBtu). Mesmo com indícios de um inverno mais ameno na Europa, o preço do gás em dezembro voltou ao patamar de US\$ 40/MMBtu, e na última semana atingiu novos recordes (NBP e TTF chegaram a ser comercializados próximos de US\$ 60/MMBtu), antevendo uma perspectiva de escassez na oferta de gás disponível para os próximos meses do inverno. A Europa tem vivenciado uma situação de aumento cada vez maior da dependência de importações e de estocagens de gás ao longo do tempo, resultado de uma produção doméstica em declínio. Em dezembro, o *spread* entre os preços da Europa em relação a Ásia culminou no redirecionamento de muitas cargas flexíveis para a Europa, que antes tinham outras destinações. O *spread* foi resultado, em parte, por estocagens em níveis elevados na Ásia, principalmente no Japão ([Bloomberg](#)) ([Financial Post](#)).

O gasoduto Nord Stream 2, por sua vez, poderia ajudar a reduzir a instabilidade da oferta de gás na Europa. Apesar de já construído<sup>22</sup>, o duto ainda não tem uma data certa para começar a escoar o gás. Isso porque, como o gasoduto passa por território alemão, deve obedecer às regras de *unbundling* da Diretiva de Gás da União Europeia (UE), onde o carregador, o transportador e o comercializador não podem ser uma única empresa. A Gazprom, proprietária do duto, se opôs às exigências e caberá aos órgãos reguladores da Alemanha analisar a situação. O prazo esperado para que todo o processo transcorra é de cerca de seis meses<sup>23</sup> ([Bloomberg](#)). O Nord Stream 2 é contestado por parte da cúpula da UE e pelos Estados Unidos, pois a maior dependência da Europa com os russos pode ser usada como arma geopolítica, como já ocorrido. A Rússia é responsável por mais de um

terço das importações de gás da Europa. A Ucrânia seria uma das nações mais afetadas com a entrada em operação do novo gasoduto, uma vez que uma parte significativa do seu PIB vem de encargos cobrados sobre o volume transportado pelo gasoduto que passa pelo país, que teria o seu fluxo reduzido ([The Guardian](#)).

A rápida disseminação da variante Ômicron, desde novembro, também deprimiu os indicadores de mobilidade em diversos países ([WorldOil](#)). As margens de lucro das refinarias asiáticas na produção de gasolina diminuíram ao final do semestre. Entretanto, a expectativa para 2022 é de recuperação dos mercados emergentes, como Indonésia e Tailândia ([IEA](#); [Economic Times](#)). Houve cancelamento, pela estatal Adnoc, do projeto de uma nova refinaria, com capacidade para 400 mil b/d em Abu Dhabi. Porém, outros projetos de expansão no segmento de refino se mantiveram nos planos de empresas atuantes na Arábia Saudita, Omã, Catar, Irã e Iraque ([MEES](#)). Ao final do semestre, a carga de petróleo processado por refinaria aumentou nos Estados Unidos, China e Índia, acompanhando as perspectivas de retomada da demanda petrolífera. Vale destacar que, no início do semestre em análise, a demanda global de derivados de petróleo se fortaleceu devido ao consumo de gasolina e ao aumento das viagens internacionais, à medida que mais países reabriram suas fronteiras e aumentaram as campanhas de vacinação. O setor de energia e as indústrias intensivas em energia utilizaram maior parcela de derivados para garantir a manutenção das atividades<sup>24</sup>.

Empresas petrolíferas, a despeito da necessidade perdurável por combustíveis fósseis para atendimento da demanda energética, continuam a direcionar parcela dos investimentos em políticas de descarbonização, com projetos de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), biocombustíveis e hidrogênio ([Platts](#); [ExxonMobil](#); [Bunge](#)). Mesmo os “petroestados”, como Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos, também investiram em energias alternativas visando cumprir as metas de se tornarem economias carbono-neutras (*net-zero*) até 2060<sup>25</sup> ([MEES](#); [Reuters](#)). Entretanto,

de longo prazo como forma de se proteger da volatilidade dos mercados de curto de prazo de GNL tem favorecido os investimentos no lado da oferta ([Platts](#); [Financial Review](#)) ([Platts](#); [Platts](#)). Porém, a entrada em operação de parte deles ainda pode levar algum tempo, o que pode vir a perdurar o cenário de oscilações nos preços internacionais no curto/médio prazo.

<sup>22</sup> Concluídas suas obras de instalação em setembro, o gasoduto, que se inicia em território russo e percorre o Mar Báltico até a costa alemã, tem capacidade de dobrar o transporte de gás natural da Rússia para Europa.

<sup>23</sup> Dentro do cenário de atrasos relacionados a aprovação do gasoduto Nord Stream 2, em dezembro, a Gazprom reverteu o fluxo do gasoduto Yamal-Europe para o leste, o que significa que o gás está sendo enviado do leste da Alemanha para a Polônia. O movimento é visto pelo Ocidente como uma forma de pressionar os preços e, mesmo a Rússia estando honrando todos os seus compromissos de fornecimento previamente firmados com a Alemanha, tem forçado os alemães a consumir mais do seu gás estocado em pleno inverno ([Reuters](#)).

<sup>24</sup> Como ocorrido na China e na Índia, em função da elevação dos preços do carvão e do gás natural, acarretando, inclusive, uma disponibilização coordenada de suas reservas estratégicas de petróleo ao mercado petroquímico.

<sup>25</sup> Há uma distinção na forma como as empresas internacionais de petróleo e as empresas nacionais de petróleo (NOC) enfrentam o desafio da descarbonização. As multinacionais, sob a ingerência dos acionistas para restringir os combustíveis fósseis em seus negócios, redirecionam mais investimentos para energias renováveis e eletrificação. As NOC, incluindo as do Golfo Pérsico, têm incumbências para geração de receitas governamentais, simultaneamente à imprescindibilidade de suprimento seguro de energia para a população dos países onde operam. Uma vez que a transição energética ocorrerá com ritmos distintos nas diversas regiões, mesmo com investimento em renováveis, algumas NOCs poderão não ser capazes de gerar o mesmo volume de receitas que aqueles obtidos pela comercialização de óleo e gás natural, redefinindo o papel geoeconômico e político dos países nos quais estão presentes ([AGSIW](#)).



apesar de os gastos associados à transição estarem aumentando gradualmente, permanecem aquém do necessário para atender à crescente demanda por serviços de energia de forma sustentável (IEA). As metas assumidas na COP26, embora sejam um passo positivo para descarbonização da matriz energética (notadamente, redução do carvão e de metano<sup>26</sup>), garantem menos da metade da redução nas emissões necessária para ser consistente com o Cenário Net-zero<sup>27</sup> (IEA; OECD).

No sentido de buscar atingir metas de emissão de carbono zero e, em alguns lugares, reduzir o tributo sobre carbono pago, diversos novos projetos de plantas de liquefação de gás, e mesmo as em operação, têm buscado associar ao seu modelo de negócio sistemas de CCUS e, em alguns deles, também a produção de Hidrogênio Azul (Argus). Já são 20 projetos comerciais de CCUS<sup>28</sup> operando no mundo atualmente, com planos de mais 30 em breve, com destaque para países como Estados Unidos, Japão, Coreia do Sul, Catar e Austrália (Reuters). Da mesma forma, cresce o interesse por “gás certificado”, que em geral significa que foi verificado por um terceiro independente, é produzido de maneira consistente com certos padrões ambientais, sociais e de governança. No entanto, a escassez atual por cargas deve vir a atrasar ainda a popularização da certificação de cargas de GNL em um futuro próximo (Platts).

Ainda relacionado às questões de transição para diretrizes de carbono zero, em dezembro, a Comissão Europeia (CE) apresentou um pacote de propostas legislativas no sentido de que os contratos de gás natural de longo prazo da UE não seriam estendidos após 2049. A medida tem o intuito de descarbonizar os mercados de gás da UE, promover o hidrogênio e reduzir as emissões de metano (NGI). No mesmo sentido, a CE propôs um pacote legislativo (*Fit for 55*, ainda pendente de aprovação) cuja meta consiste em reduzir suas emissões de GEE em 55% até 2030, tendo como medida os níveis de 1990, e de aumentar a participação de renováveis na demanda final de 32% para 40%. Ademais, outros projetos recomendam a redução das emissões de novos veículos em 55% em 2030, e 100% em 2035, o que na prática baniria veículos a combustão interna (Platts; Platts).

O processo de popularização de veículos elétricos também se fortaleceu, tanto de leves como de pesados, tendo sido registrado investimentos em novas fábricas de veículos e de baterias (AB;

Reuters; Ford). No entanto, o setor automobilístico e eletroeletrônico, principalmente na Europa, vem enfrentando escassez de insumos industriais, como semicondutores, essenciais para produção de veículos, além de aumento de restrições comerciais, o que acaba por gerar escassez de novos veículos e aumento da demanda (e, conseqüente, valorização de usados).

A escalada no preço da energia no mundo tem causado dúvidas quanto à celeridade e à segurança energética de uma transição acelerada rumo a uma matriz mais limpa. Enquanto usinas de geração a carvão, óleo combustível e até nucleares são estimuladas a serem descontinuadas na Europa e na Ásia, os consumidores dessas regiões tem sofrido com preços elevados da energia. A incerteza política sobre a implementação das metas de emissões líquidas de carbono zero está complexificando o investimento em energia limpa e infraestrutura. Isso pode aumentar a percepção de riscos da ocorrência de uma transição abrupta, com preços de energia mais elevados e voláteis, o que, em última instância, afetaria os padrões de vida das pessoas, minando o apoio público para promoção da transição energética. A grande questão é equilibrar essa transição sem comprometer a segurança energética no curto/médio prazo.

Mesmo com um prognóstico otimista em relação à redução da letalidade da pandemia, persiste o desconhecimento acerca do efetivo impacto de novas variantes da Covid-19 à saúde pública e de suas respectivas medidas sanitárias de controle (inclusive, com a ainda existente disparidade no acesso a vacinas, especialmente em regiões de baixa renda e/ou afetadas por conflitos). Isto pode vir a resultar em novas restrições aos deslocamentos, às atividades econômicas e à normalização da cadeia produtiva global. Entretanto, caso haja uma recuperação econômica subsequente, especialmente nos mercados asiáticos, e uma amenização dos índices inflacionários, a perspectiva da demanda por petróleo, que atingiu brevemente os níveis pré Covid-19 no início de novembro/2021 (Reuters), poderá atingir novos recordes na maior parte de 2022. No mais, o mercado de óleo e gás continuará sendo afetado por tensões geopolíticas, incluindo a guerra comercial entre a China e os Estados Unidos, bem como a relação política com o Irã, e eventuais embates em que a Rússia, terceiro maior produtor mundial de petróleo e supridor de relevante parcela de gás natural para a Europa, possa se envolver.

<sup>26</sup> Mais de 20 países, incluindo Estados Unidos, Japão, Austrália e Canadá, assinaram a Declaração do Clydebank durante a COP26 para desenvolvimento de, ao menos, seis corredores de transporte ecológico entre dois ou mais portos até 2025. As opções de combustíveis alternativos para o transporte marítimo apontadas foram metanol verde, hidrogênio líquido e amônia. As embarcações de alto mar contribuem com cerca de 85% das emissões marítimas totais e são as mais difíceis de descarbonizar, devido ao grande

volume de combustível de alta densidade energética consumido e ao longo tempo de vida da frota (Platts).

<sup>27</sup> As promessas climáticas globais deixam uma lacuna de 70% na quantidade de reduções de emissões necessárias até 2030 para manter a meta de 1,5 °C factível (OECD).

<sup>28</sup> Os projetos têm como objetivo reduzir as emissões dentro do processo de transporte e liquefação do gás que, juntamente com créditos de carbono, buscam negociar cargas com emissão zero (Argus).

### III. CONJUNTURA BRASIL

No segundo semestre de 2021, o avanço do cronograma de vacinação contra a Covid-19 no Brasil ocasionou uma melhora nos indicadores da pandemia, reduzindo hospitalização, mortalidade e, conseqüentemente, flexibilizando medidas restritivas à movimentação e ao funcionamento do comércio, reaquecendo a atividade econômica e a demanda de combustíveis (EPE). Ao fim do semestre, 75,6% dos brasileiros haviam recebido a primeira dose da vacina, enquanto 67,2% estavam com o esquema vacinal completo (Portal G1) (IBGE).

O *upstream* brasileiro teve um semestre muito ativo, que contou com a realização de licitações importantes, descobertas de novos recursos, aumento da produção de pré-sal e desinvestimentos da Petrobras. Conforme o cronograma de licitações de áreas definido no primeiro semestre, a 2ª Rodada de Licitações do Volume Excedente da Cessão Onerosa foi realizada em 17 de dezembro, com a participação de onze empresas habilitadas. Esta rodada envolveu a oferta das áreas de Atapu e Sépia, ambas no Polígono do Pré-Sal (MME). A Petrobras manifestou interesse em exercer seu direito de preferência nos dois campos, garantindo à empresa a operação do campo e participação mínima de 30% (CNPE) (Petrobras). O campo de Sépia foi arrematado pelo consórcio formado por TotalEnergies (28%), Petronas (21%) e QP Brasil (21%), com a Petrobras exercendo seu direito de preferência para se tornar operadora com 30% de participação, e com uma proposta de excedente de óleo de 37,43%<sup>29</sup>. No campo de Atapu, a oferta vencedora foi a do consórcio formado por Petrobras (52,5%), Shell (25%) e TotalEnergies (22,5%), ofertando à União um excedente em óleo de 31,68%. Ao final da Rodada, foram arrecadados R\$ 11,14 bilhões em bônus de assinatura, tornando-se o terceiro leilão mais rentável da história do País (ANP).

A 17ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios em regime de concessão ocorreu em 07 de outubro de 2021, com a participação de nove empresas habilitadas (Agência Brasil). O leilão recebeu críticas por alegados riscos ambientais relacionados à atividade exploratória de algumas das áreas ofertadas (ANP) (Câmara dos Deputados). Foram arrematados 5 dos 92 blocos em oferta nas bacias marítimas de Pelotas, Potiguar, Campos e Santos, resultando em um bônus

arrecadado de R\$ 37 milhões, com previsão de investimento mínimo de R\$ 136,3 milhões durante a fase de exploração (Agência Brasil).

A Oferta Permanente será a modalidade preferencial de contratação de áreas de E&P, podendo substituir outros tipos de leilões daqui para frente. Por meio da Resolução CNPE nº 27/2021, a ANP foi autorizada a definir e licitar, em Oferta Permanente, no regime de concessão, blocos em quaisquer bacias terrestres ou marítimas. Isso inclui os blocos que seriam ofertados na 18ª Rodada em 2022 (MME) (epbr). Em paralelo, o CNPE aprovou os parâmetros técnicos e econômicos para a licitação de 11 blocos no regime de partilha de produção, autorizando a ANP a ofertá-los no sistema de Oferta Permanente. A autorização contempla as áreas previstas para a 7ª e 8ª Rodadas de Partilha de Produção, bem como áreas não arrematadas de Rodadas de Partilha anteriores. No final de 2021, houve, também, a definição do cronograma para o 3º Ciclo da Oferta Permanente de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais para outorga de contratos de concessão para exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural, aberta em 16 de dezembro. Foi definida a data para apresentação de ofertas em 13 de abril de 2022, e prazo para assinatura dos contratos até o fim de outubro de 2022 (ANP).

Visando harmonizar regimes distintos de exploração, foram assinados acordos de coparticipação para os campos de Itapu e Búzios, em que coexistem contratos de cessão onerosa e de partilha. Neste último, o valor total da compensação à Petrobras foi atualizado para US\$ 29 bilhões, que será recuperado como custo em óleo, e de US\$ 2,9 bilhões em dinheiro, já pagos pela CNODC e CNOOC<sup>30</sup> (ANP) (Petrobras) (Petrobras) (Petrobras). A resolução dessas disputas favorece mais investimentos no *upstream* brasileiro.

Com o dólar mais alto e aumento dos preços internacionais do petróleo, o País teve recorde na arrecadação e distribuição de *royalties* e participação especial oriundos da indústria de petróleo e gás natural<sup>31</sup> (CBIE). Para estimular mais investimentos e produção, e com o objetivo de revitalizar a produção *onshore* e em campos maduros, a ANP aprovou a redução da alíquota de *royalties*

<sup>29</sup> A Petrobras apresentou proposta individual pelo campo, no entanto, o excedente em óleo oferecido, de 30,30%, foi inferior à outra proposta.

<sup>30</sup> As parcelas da jazida compartilhada de Búzios são 88,99% para a Petrobras, 7,34% para a CNOOC e 3,67% para a CNODC. (Petrobras)

<sup>31</sup> A arrecadação totalizou R\$ 35,29 bilhões na parcial do ano até julho, um salto de 28,9% na comparação com os 7 primeiros meses do ano passado. Trata-se do maior valor nominal para o período na série histórica iniciada em 1999.

incidentes sobre 36 campos operados por empresas de pequeno ou médio portes. A alíquota foi reduzida para 5% ou 7,5% (ANP).

A exploração nacional permitiu que o Brasil mantivesse o ritmo de novas descobertas, especialmente no pré-sal, onde a Petrobras anunciou descoberta no bloco de Aram<sup>32</sup> (Petrobras), e a ExxonMobil indícios de hidrocarbonetos no poço pioneiro localizado na área de Titã e em Opal-1A (epbr). Adicionalmente, ao longo do semestre houve outras descobertas de hidrocarbonetos pela Eneva em blocos localizados na Bacia do Parnaíba (Petróleo Hoje) (Petroleo Hoje) (Petróleo Hoje), e indícios de gás natural no offshore do Espírito Santo (Petróleo Hoje). A PetroRio informou que protocolou junto à ANP Declaração de Comercialidade da descoberta de Wahoo, na Bacia de Campos<sup>33</sup>. A Petrobras declarou a comercialidade de sete de seus campos na Bacia de Sergipe-Alagoas<sup>34</sup> (PetroRio) (Petrobras) (Petrobras).

Houve queda da produção de petróleo ao longo do semestre, de 7%, resultando em volumes de 2,9 milhões b/d em novembro de 2021. Já em relação ao gás natural, observou-se redução de 2% ao longo do semestre, resultando em volume de 136,6 milhões de m<sup>3</sup>/d em novembro de 2021 (ANP).

Apesar da menor produção de hidrocarbonetos, as perspectivas do *upstream* são de muitos negócios. A Petrobras divulgou em seu Plano Estratégico 2022-2026 que planeja investir US\$ 57 bilhões em E&P até 2026, sendo que 67% serão destinados para os ativos do pré-sal (Petrobras) (Petrobras). Paralelamente, a empresa mantém programa de desinvestimentos, nos segmentos de exploração e produção, gás natural e refino, distribuição<sup>35</sup> e petroquímica<sup>36</sup>, tanto para melhor alocação dos recursos da empresa quanto para atendimento aos Termos de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) assinados com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade).

Entre os principais desinvestimentos no *upstream* da Petrobras do período, a empresa transferiu o controle do Polo Carmópolis para a Carmo Energy por US\$ 1,1 bilhão (Petrobras), do Polo Bahia Terra para o consórcio formado por Aguila Energia e Infra Construtora por

cerca de US\$ 1,5 bilhão (Petrobras), do Polo Alagoas para Petro+ por US\$300 milhões (Petrobras) e do campo de Papa-Terra, na Bacia de Campos, para a 3R Petroleum (Petrobras). A empresa mantém negociações com a PetroRio para a venda dos campos de Albacora e Albacora Leste (Petrobras), e com a 3R Petroleum para a venda do Polo Potiguar, que além de campos em terra e em águas rasas também engloba a Refinaria Clara Camarão (RPCC) (Petrobras). Adicionalmente, também foram concluídos desinvestimentos nas bacias de Campos, Espírito Santo, Sergipe-Alagoas, Potiguar, Paraná, Recôncavo e Tucano (Petrobras) (Petrobras) (Petrobras) (Petrobras) (Petrobras) (Petrobras) (Petrobras) (Petrobras). Essa atividade de fusões e aquisições estimula novos investimentos nesses campos maduros, especialmente agora que a ANP reduziu os *royalties* para esse tipo de ativo, o que pode reverter o declínio apresentado por diversos desses campos nos últimos anos.

No segmento de refino, a Petrobras finalizou a venda da Refinaria de Mataripe e seus ativos logísticos associados, localizados no estado da Bahia, para o Mubadala Capital. Após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação foi concluída com o pagamento de US\$ 1,8 bilhão para a Petrobras. Em agosto, a estatal assinou a venda Refinaria Isaac Sabbá (Reman), em Manaus/AM, e seus ativos logísticos associados pelo valor de US\$ 189,5 milhões, para o grupo Atem. A Petrobras também assinou, em novembro, contrato com a empresa Forbes & Manhattan Resources Inc. para a venda da Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), em São Mateus do Sul/PR, por US\$ 33 milhões (Petrobras) (Petrobras) (Petrobras). Estes desinvestimentos vão ao encontro aos compromissos assumidos com o Cade para desinvestimento de 50% de sua capacidade de refino, visando estimular o ambiente concorrencial do País<sup>37</sup>. Com relação a investimentos no parque de refino, a Petrobras prevê a conclusão do 2º trem da RNEST e a operacionalização do Polo GasLub (Petrobras).

No âmbito operacional, o fator de utilização (FUT) das refinarias aumentou no segundo semestre, atingindo 90% no mês de outubro, em função de aumentos dos volumes demandados pelas distribuidoras. A Petrobras informou que a demanda dos distribuidores por diesel aumentou 20%, enquanto a demanda por

<sup>32</sup> O bloco foi adquirido em 2020. A Petrobras é a operadora do bloco e detém 80% de participação, em parceria com a empresa CNOOC (20%).

<sup>33</sup> A descoberta conta com 126 milhões de barris recuperáveis de óleo. A empresa pretende formar um cluster de produção, compartilhando a infraestrutura entre os campos de Frade e Wahoo.

<sup>34</sup> Os campos são Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Palombeta, Cavala, Agulhinha e Agulhinha Oeste. A empresa prevê a instalação de dois FPSOs SEAP I e II, uma prevista para iniciar sua produção de 2026, e a outra ainda em fase de planejamento (Petrobras).

<sup>35</sup> A Petrobras concluiu, no 2º semestre, a venda de sua participação remanescente na Vibra Energia (antiga BR Distribuidora) através de oferta secundária de ações.

<sup>36</sup> O Conselho de Administração da Petrobras aprovou, em dezembro, o modelo de venda de até 100% das ações da Braskem detidas pela companhia por meio de oferta secundárias de ações, em conjunto com a Novonor (Petrobras).

<sup>37</sup> Entre as refinarias que constavam no plano de desinvestimentos da Petrobras com alienação prevista até o fim de 2021 e que não foram vendidas, estão a Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor), a Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), a Refinaria Gabriel Passos (Regap), a Refinaria Abreu e Lima (Rnest) e a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar) (Governo Federal).

gasolina subiu 10% na comparação com novembro do ano anterior, indicando a recuperação da demanda nacional de combustíveis líquidos ([Petrobras](#)). Visando aumentar sua capacidade de produzir óleo diesel S-10, a estatal divulgou em seu Plano Estratégico 2022-2026 que planeja construir uma nova unidade de hidrotreatamento na Replan/SP, com capacidade de produção de 10.000 m<sup>3</sup>/d e início de operação previsto para 2025, assim como modernizar unidades de tratamento na Reduc/RJ e na Revap/SP. Com esses investimentos, a companhia pretende produzir somente diesel S-10 em seu parque de refino em 2026 ([Petrobras](#)) ([Petrobras](#)). Os investimentos, e a otimização da operação das refinarias com o aumento da concorrência, podem contribuir para a redução de importações de combustíveis.

Os preços domésticos de combustíveis aumentaram consideravelmente ao longo do semestre, acompanhando os preços internacionais e oscilações cambiais. Visando amenizar os efeitos do aumento do preço do gás liquefeito de petróleo (GLP – comumente conhecido como gás de cozinha ou de botijão), foi sancionada a Lei nº 14.237/2021, que estabelece o Auxílio Gás para famílias de baixa renda. Financiado por uma alíquota adicional da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide), o programa atenderá cerca de 2 milhões de famílias a um custo de R\$ 592 milhões ([Governo Federal](#)). A Petrobras também aprovou um dispêndio de R\$ 300 milhões, em um período de 15 meses, para a criação de um programa social de apoio a famílias em situação de vulnerabilidade social, com foco no GLP ([Petrobras](#)).

Também houve novidades em relação aos biocombustíveis no semestre. A ANP aprovou proposta de modelo de comercialização de biodiesel, para substituição dos leilões públicos realizados pela Agência. O novo formato entrou em vigor em janeiro de 2022. A contratação de biodiesel é feita diretamente pelas distribuidoras, com meta compulsória individual de contratação de 80% do volume do bimestre anterior ([ANP](#)). Por ser um componente importante na formação do preço do óleo comercializado, e em função do aumento dos preços de óleo de soja, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) optou por manter o teor da mistura obrigatória do biodiesel no óleo em 10% durante o ano de 2022. A justificativa é a proteção dos interesses do consumidor quanto ao preço, qualidade e oferta dos produtos. O teor adotado é uma tentativa de contenção dos

preços do óleo diesel ao consumidor final, resguardando a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) ([MME](#)).

O mercado de gás natural também foi marcado por mudanças significativas ao longo do semestre. A Petrobras deu continuidade a processos de desinvestimento em ativos de gás natural, atendendo a compromissos definidos no TCC firmado com o Cade, que visa a ampliação da concorrência neste mercado ([Cade](#)).

No setor de transporte de gás natural, pode-se perceber o interesse da Petrobras em venda de sua participação nas empresas transportadoras. No semestre, houve o início da fase vinculante para recebimento de propostas para alienação das parcelas de 51% na TBG e 25% na TSB ([Petrobras](#)). A empresa também assinou, em julho, contrato para venda da totalidade de sua participação na Gaspetro para a Compass (empresa do Grupo Cosan), cumprindo os compromissos assinados no âmbito do setor distribuição de gás natural<sup>38</sup> ([Petrobras](#)).

Mais ações relacionadas ao TCC assinado entre Cade e Petrobras dizem respeito a ações relacionadas ao acesso a terceiros às infraestruturas da empresa. Assim, a Petrobras anunciou a criação de um ambiente virtual para fornecimento de informações sobre seus gasodutos de escoamento ([Petrobras](#)) ([Petrobras](#)). Neste sentido, é relevante destacar a publicação pela ANP, em setembro de 2021, da Resolução nº 852/2021 que discorre sobre, entre outros assuntos, o acesso de terceiros às UPGNs ([ANP](#)). Posteriormente, no mês de novembro, foi assinado um contrato para escoamento de gás, bem como de utilização da UPGN Guimarães, entre Petrobras e Potiguar E&P ([Petrobras](#)). Já em dezembro, a Petrobras assinou contratos de compra e venda de gás para operações de *swap* com a Shell Brasil, Repsol Sinopec Brasil e Petrogal. A Petrobras processará o gás produzido por estas empresas, disponibilizando-o novamente para transporte aos consumidores finais, viabilizando assim o acesso direto ao mercado por estas empresas ([Petrobras](#)).

Já em relação ao desinvestimento em unidades de consumo de gás natural, a Petrobras finalizou os procedimentos de venda de participações da empresa em ativos de geração, como a Usina Termelétrica (UTE) Potiguar (20%), a Companhia Energética Manauara (40%) e a Breitener Energética S.A (proprietária das UTEs Tambaqui e Jaraqui) em novembro de 2021 ([Petrobras](#)) ([Petrobras](#)). Também em novembro, destaca-se o arrendamento da Termocamaçari, de propriedade também da Petrobras, para a Unigel,

<sup>38</sup> Neste sentido, também em relação à saída do setor distribuição, a estatal concluiu a venda de sua participação acionária remanescente na Petrobras Distribuidora, se desvinculando à ESGas ([Petrobras](#)).

com o intuito de uma melhor alocação de seu capital e facilitar a entrada de novos agentes no segmento de gás e energia ([Petrobras](#)).

Por fim, também destaca-se com relação ao TCC Cade/Petrobras o arrendamento, pela Excelerate Energy Comercializadora de Gás Natural, do terminal de GNL da Bahia, de propriedade da Petrobras, até dezembro de 2023, com transferência da operação à empresa assinada em dezembro ([Petrobras](#)) ([Petrobras](#)).

A Petrobras recebeu, em dezembro, a autorização da ANP para os testes operacionais de entrada do gás natural no Polo GasLub, em Itaboraí/RJ, e, após essa fase, terão início os testes dos sistemas que utilizarão o gás natural para a geração de vapor e energia. Esta unidade, em conjunto com os dutos de escoamento, compõem o Projeto Integrado Rota 3, capaz de escoar e processar até 21 milhões m<sup>3</sup>/d de gás natural oriundo do Pré-Sal, com início de operação previsto para 2022 ([Petrobras](#)).

Foram realizadas, ao longo do segundo semestre do ano, chamadas públicas para fornecimento de gás natural para as distribuidoras bem como a assinatura de contratos entre fornecedores e as companhias distribuidoras locais (CDLs). Assim, entre julho e setembro de 2021, as distribuidoras Naturgy e Gasmig iniciaram suas chamadas públicas para fornecimento aos mercados de RJ e MG, respectivamente, a SCGÁS assinou contrato de fornecimento junto à NFE Power (GNL regaseificado), enquanto a Potiguar E&P fechou contratos de fornecimento para Potigas e Cegás ([Abegás](#)) ([Abegás](#)) ([Abegás](#)) ([Abegás](#)) ([Abegás](#)). Já no quarto trimestre de 2021, novas chamadas públicas das distribuidoras foram finalizadas. Algás, Cegás, PBGÁS, e Bahiagás publicam seus resultados, destacando-se que a Compass sagrou-se vencedora em todos estes processos ([Abegás](#)) ([Abegás](#)) ([Abegás](#)) ([Abegás](#)) ([Abegás](#)) ([Abegás](#)).

Um outro movimento importante no setor de distribuição de gás no Brasil foi a aquisição da Sulgás pela Compass em outubro de 2021, o que, em conjunto com os eventos destacados sobre as chamadas públicas das distribuidoras, evidencia a posição de destaque da empresa neste elo da cadeia ([Abegás](#)). No mesmo mês, a Companhia Energética de Brasília (CEB) adquiriu a totalidade das ações da CEBGÁS, de posse da Gaspetro. ([Abegás](#)). A Comgás teve a renovação de sua concessão antecipada, agora com vigência até 2049 tendo, como contraparte, que investir 21 bilhões de reais até o fim do período de concessão ([Abegás](#)). Tais eventos evidenciam os avanços no setor distribuição relacionados à harmonização das regulações estaduais e federal do Novo Mercado de Gás.

Quando se observa o mercado de gás natural com destaque aos principais setores (termelétrico e industrial), é relevante mencionar a Chamada Pública feita pela Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) em setembro de 2021 para a contratação de mais de 6 milhões m<sup>3</sup>/d de gás natural. Este movimento buscou estimular a abertura do mercado e proporcionar uma aproximação entre supridores e potenciais consumidores livres da Associação ([Abrace](#)). Também é relevante destacara assinatura, em agosto, de dois acordos para o fornecimento de gás natural às FAFENs da Unigel na Bahia e em Sergipe, por meio de GNL que será importado e regaseificado a partir de 2022 pela New Fortress Energy ([Abegás](#)). Em relação ao setor termelétrico, destaca-se que foram contratadas 14 termelétricas a gás natural por meio de procedimento simplificado para geração de eletricidade além de 9 usinas a gás natural, sendo 2 abastecidas por gás nacional, no Leilão de Reserva de Capacidade ocorrido em dezembro. ([MME](#)) ([MME](#)) ([EPE](#)).

No período de janeiro a setembro de 2021, foram observados aumentos nos preços de gás natural para o consumidor final de diversas CDLs. É possível que ainda sejam observados aumentos adicionais nos preços da molécula de gás natural nos próximos meses, devido ao repasse dos aumentos inéditos observados nos principais *hubs* globais em setembro e outubro de 2021 ([MME](#)).

Ao longo do segundo semestre de 2021, a geração termelétrica se manteve em patamares próximos a sua capacidade máxima devido à redução da geração hidrelétrica para promoção da recomposição dos reservatórios. Essa alta demanda tem sido suprida, em parte, por gás importado regaseificado nos terminais de GNL do País, cujos patamares em setembro alcançaram recordes históricos. ([MME](#)) ([MME](#)).

Embora a preocupação com mudanças climáticas e transição energética esteja cada vez mais presente, tanto as grandes petroleiras quanto empresas independentes seguem confiantes na produção brasileira. Apesar de perdurarem incertezas devido à pandemia ([EPE](#)), o governo brasileiro, contudo, mantém uma agenda de reformas regulatórias do setor, aprimorando a Oferta Permanente, a comercialização de biodiesel e de etanol hidratado, e buscando a construção de mercados mais competitivos para os derivados de petróleo, os biocombustíveis e o gás natural.

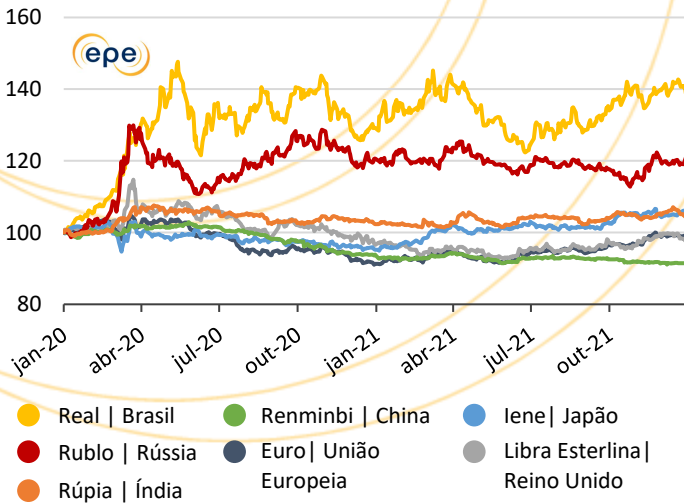
## IV. ESTATÍSTICAS

VARIÇÃO REAL DO PIB (%)	2018	2019	2020	2021T1	2021T2	2021T3
<b>Brasil</b>	1,8%	1,4%	-4,1%	2,6%	12,2%	4,0%
<b>China</b>	6,8%	6,0%	2,3%	18,3%	7,9%	4,9%
<b>Estados Unidos</b>	2,9%	2,3%	-3,4%	0,5%	12,2%	4,9%
<b>Índia</b>	6,5%	4,0%	-7,3%	1,0%	19,5%	8,5%
<b>Japão</b>	0,6%	0,0%	-4,6%	-1,8%	7,3%	1,1%
<b>União Europeia</b>	2,3%	1,9%	-5,9%	-1,1%	13,8%	4,1%
<b>Rússia</b>	2,8%	2,0%	-3,0%	-0,4%	7,6%	3,8%
<b>Mundo</b>	3,6%	2,8%	-3,1%	..	..	..

Fonte: OCDE e FMI.

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

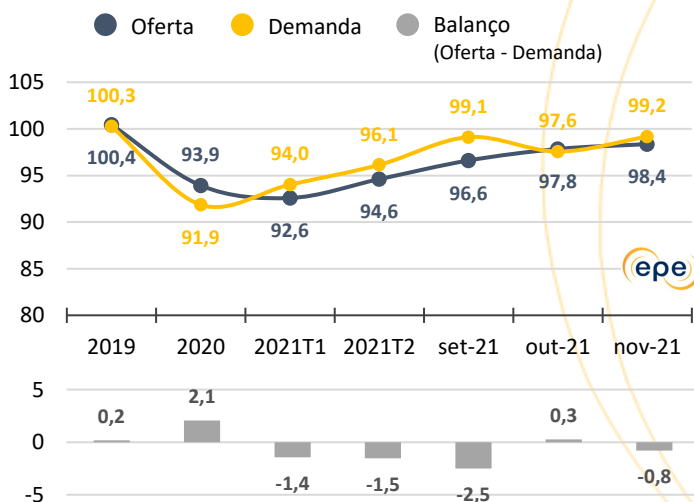
### EVOLUÇÃO DE MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR (BASE 100 = JANEIRO 2020)



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	2021 T1	2021 T2	2021 T3	2021 OUT	2021 NOV	2021 DEZ
<b>Brent</b>	41,96	61,04	68,88	73,51	83,54	81,05	74,17
<b>WTI</b>	39,16	58,02	66,19	70,58	81,48	79,15	71,71
<b>Henry Hub</b>	2,03	3,50	2,95	4,35	5,51	5,05	3,76
<b>NBP</b>	3,32	6,77	8,72	16,82	31,34	28,25	37,84
<b>JKM</b>	4,39	9,96	10,04	18,70	35,97	32,81	36,58
<b>GNL Japão</b>	4,45	12,60	9,23	16,90	26,50	35,00	33,20

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.

OFERTA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2019	2020	2021 T1	2021 T2	2021 JUL	2021 AGO	2021 SET
<b>África</b>	8,6	7,1	7,6	7,5	7,6	7,4	7,6
<b>Américas</b>	34,0	32,5	31,3	33,2	34,0	33,7	33,2
<b>Ásia-Pacífico</b>	9,3	9,1	9,2	9,1	9,1	9,1	9,0
<b>Europa e Eurásia</b>	18,6	17,6	17,7	17,5	17,7	17,5	17,9
<b>Oriente Médio</b>	29,9	27,6	26,8	27,3	28,5	28,7	28,9
<b>Mundo</b>	100,4	93,9	92,6	94,6	96,9	96,4	96,6

Fonte: EPE a partir de EIA.

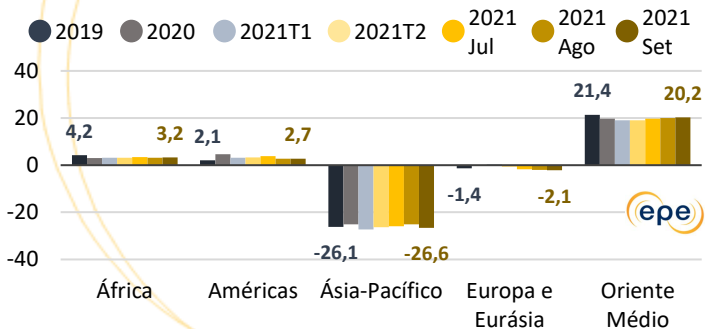
Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

DEMANDA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2019	2020	2021 T1	2021 T2	2021 JUL	2021 AGO	2021 SET
<b>África</b>	4,4	4,2	4,4	4,4	4,2	4,3	4,4
<b>Américas</b>	32,0	27,8	28,2	30,0	30,2	30,9	30,5
<b>Ásia-Pacífico</b>	35,4	34,2	36,4	35,5	35,0	34,2	35,6
<b>Europa e Eurásia</b>	20,0	17,7	17,3	18,1	19,5	19,5	20,0
<b>Oriente Médio</b>	8,5	8,0	7,8	8,2	8,7	8,8	8,7
<b>Mundo</b>	100,3	91,9	94,1	96,2	97,6	97,7	99,2

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)



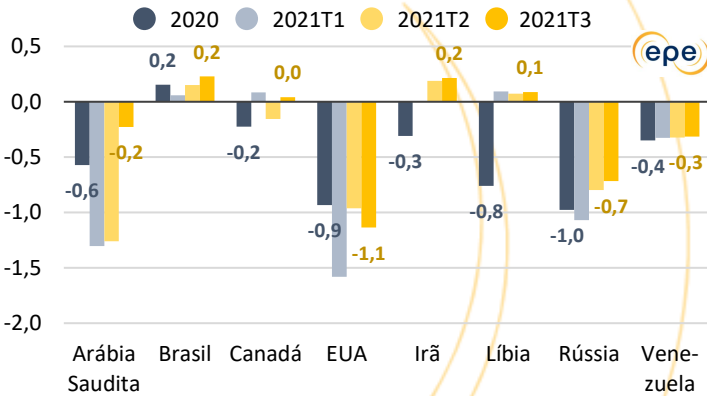
Fonte: EPE a partir de EIA.

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	2021 T2	2021 T3	2021 SET	2021 OUT	2021 NOV
Opep	2,57	5,72	6,86	5,52	5,23	5,03	4,72

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.

ÍNDICADORES DE ATIVIDADE DO SETOR DE ÓLEO & GÁS	2020	2021 T1	2021 T2	2021 T3	2021 OUT	2021 NOV	2021 DEZ
---	------	---------	---------	---------	----------	----------	----------

**Sondas em uso**

Estados Unidos	433	393	450	496	538	560	579
Mundo	1.352	1.228	1.259	1.421	1.504	1.544	1.563

**Contratos futuros**

NYMEX WTI (mil contratos)	2.328	2.939	3.060	2.868	3.053	2.742	2.512
---------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

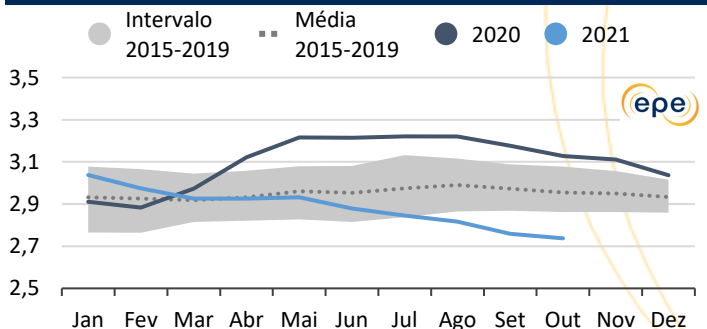
**Fator de utilização de refinarias**

Ásia	85%	91%	88%	88%	90%	94%	94%
Brasil	76%	78%	71%	80%	85%	82%	82%
Estados Unidos	79%	78%	89%	89%	86%	88%	90%
Europa	72%	72%	75%	80%	79%	82%	83%

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.

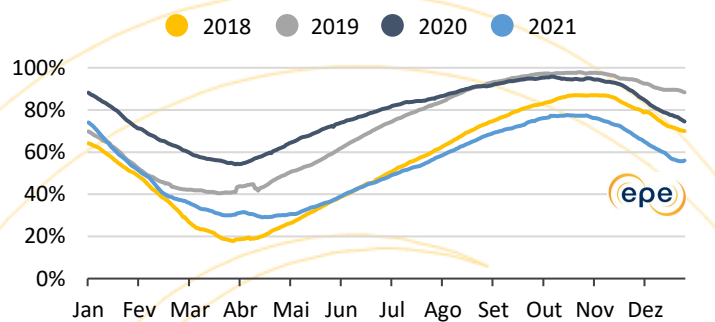
Nota: Inclui óleo cru, condensados, LGN, cargas de refinarias, derivados de petróleo (gasolina, destilados médios, óleo combustível e outros produtos), aditivos/oxigenados e outros hidrocarbonetos.

**RODADAS DE LICITAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO MUNDO EM 2022**

Mês	País	Rodada de Licitação
2022/02	Egito	2021 Limited Bid Round
	Índia	Open Acreage Licensing Policy Bid Round-VII
	Austrália	2021 Offshore Petroleum Exploration Acreage Release
2022/03	Índia	Discovered Small Fields (DSF) Bid Round-III
	Indonésia	2nd Round 2021
	Timor-Leste	2ª Ronda de Licenciamento de Timor-Leste
2022/06	Paquistão	Bidding Round 2022
	Líbano	2nd Offshore Licensing Round
	Malásia	Malaysia Bid Round 2022
	Trinidad e Tobago	2021 Deep Water Competitive Bid Round
	n.d. Noruega	Awards in Predefined Areas (APA) 2021
	n.d. Somália	Offshore Licensing Round
	n.d. Sudão do Sul	South Sudan Oil Licensing Round

Fonte: Autoridade Nacional do Petróleo e Minerais - ANPM (Timor-Leste), Science, Energy and Resources (Austrália), Directorate General of Hydrocarbons (Índia), Lebanese Petroleum Administration (Líbano), 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), Norwegian Petroleum Directorate - NPD (Noruega), Petronas, Somalia Petroleum Authority (Somália), South Sudan Licensing Round (Sudão do Sul).

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



Fonte: EPE a partir de AGSI+.

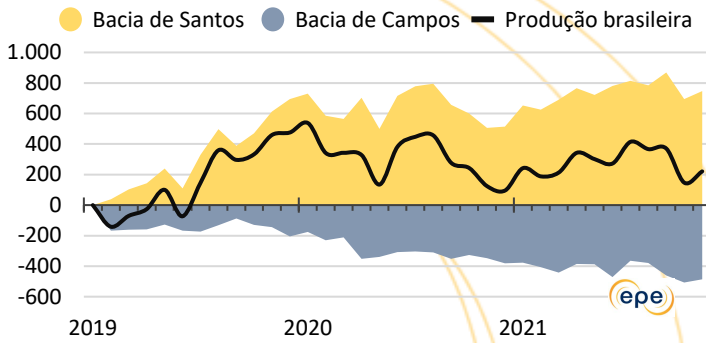
**PRODUÇÃO DE ÓLEO & GÁS NO BRASIL (mil b/d ou MIM<sup>3</sup>/d)**

	2020	2021 T1	2021 T2	2021 T3	2021 OUT	2021 NOV
<b>Petróleo</b>	2.940	2.846	2.936	3.014	2.778	2.852
Mar (pré-sal)	2.040	2.072	2.151	2.223	2.089	2.142
Mar (pós-sal)	805	681	697	705	604	626
Terra	95	93	88	86	85	84
<b>Gás natural</b>	127	130	134	136	132	137
Mar (pré-sal)	84	88	91	93	88	91
Mar (pós-sal)	23	21	22	19	19	21
Terra	20	21	21	24	25	25

Fonte: ANP.

Nota: Produção de petróleo em mil barris por dia (b/d) e produção de gás natural em milhões m<sup>3</sup> por dia (MIM<sup>3</sup>/d). Petróleo inclui óleo cru e condensados. Produção de gás natural se refere à produção bruta.

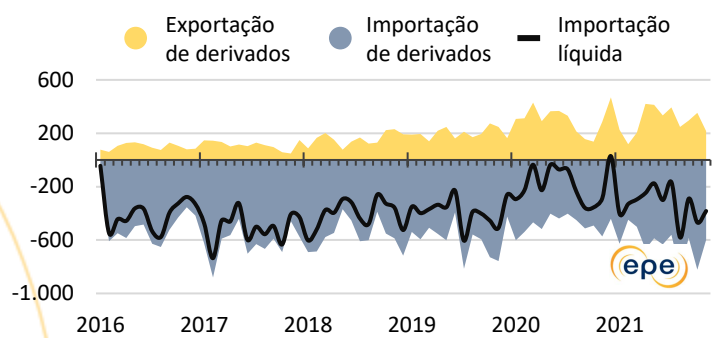
**VARIÇÃO DA PRODUÇÃO BRASILEIRA DE PETRÓLEO, COM DESTAQUE PARA AS BACIAS DE CAMPOS E SANTOS, EM RELAÇÃO A JANEIRO DE 2019 (mil b/d)**



Fonte: EPE a partir de ANP.

Nota: Inclui óleo cru e condensados.

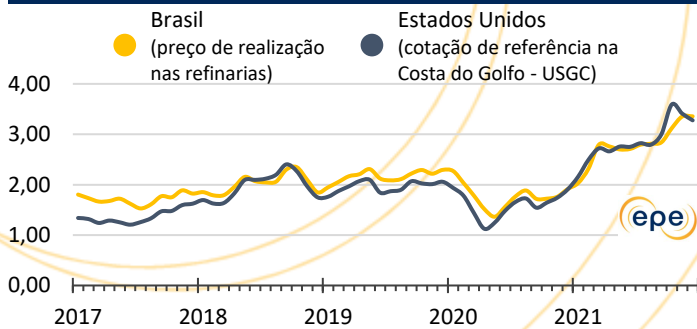
**BALANÇO DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL (mil b/d)**



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.

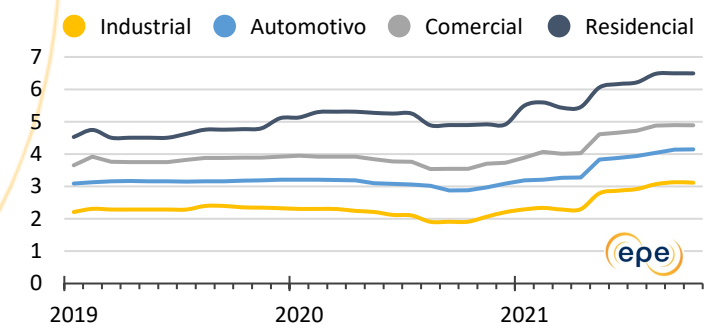
**PREÇOS DE REFERÊNCIA DO ÓLEO DIESEL NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)**



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.

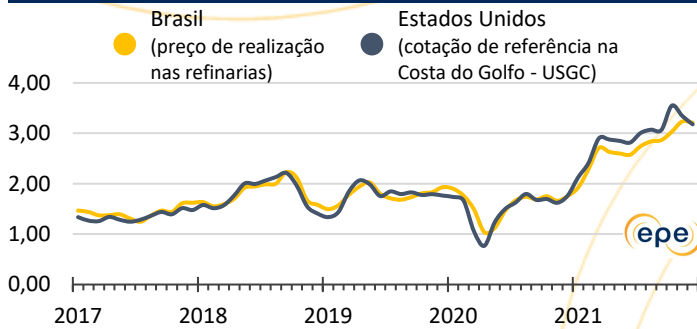
**PREÇOS DE GÁS NATURAL AO CONSUMIDOR FINAL NO BRASIL (R\$/m³)**



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.

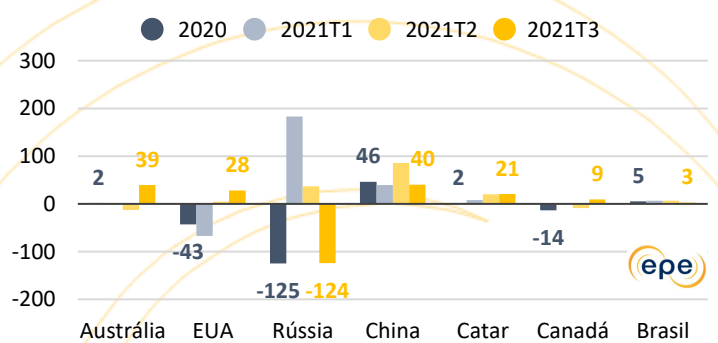
**PREÇOS DE REFERÊNCIA DA GASOLINA NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)**



Fonte: EPE a partir de ANP, EIA e Banco Central do Brasil.

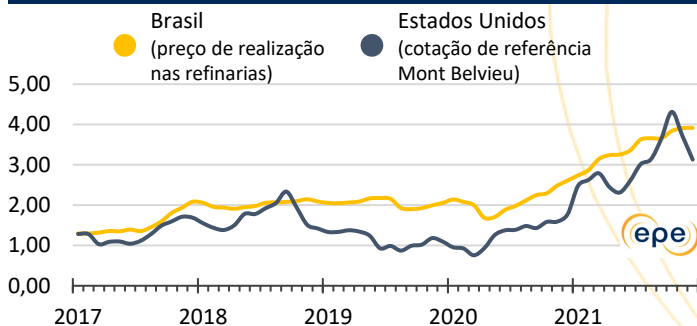
Nota: A cotação de referência para os Estados Unidos é a Gasoline Regular Spot FOB U.S. Gulf Coast.

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



Fonte: EPE a partir de JodiGas e ANP.

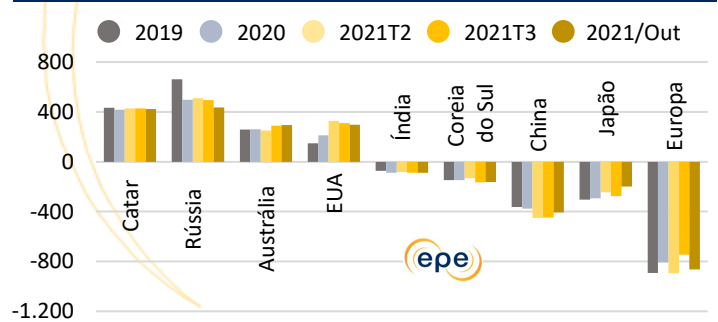
**PREÇOS DE REFERÊNCIA DO PROPANO NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO DO GLP NO BRASIL (R\$/kg)**



Fonte: EPE a partir de ANP, EIA e Banco Central do Brasil.

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

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

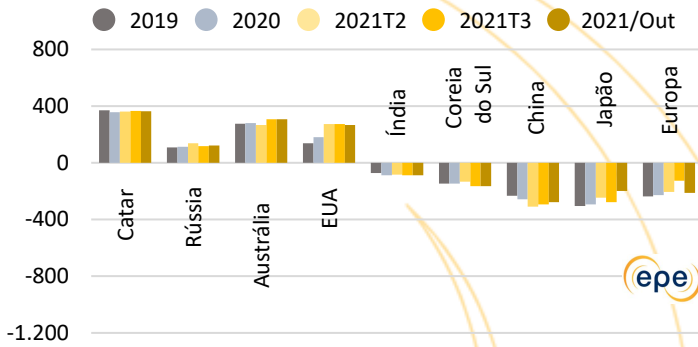


Fonte: EPE a partir de JodiGas.

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



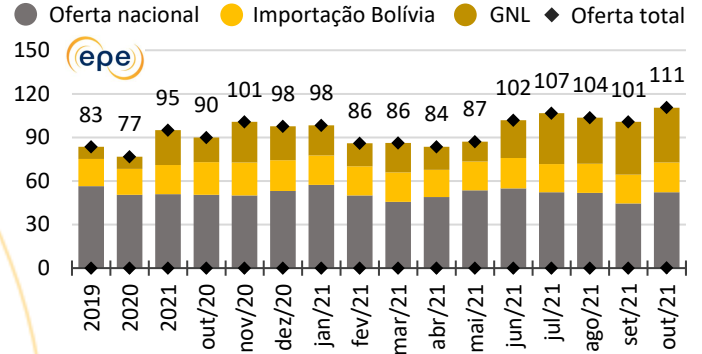
**BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GNL NO MUNDO (MMm³/d)**



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.

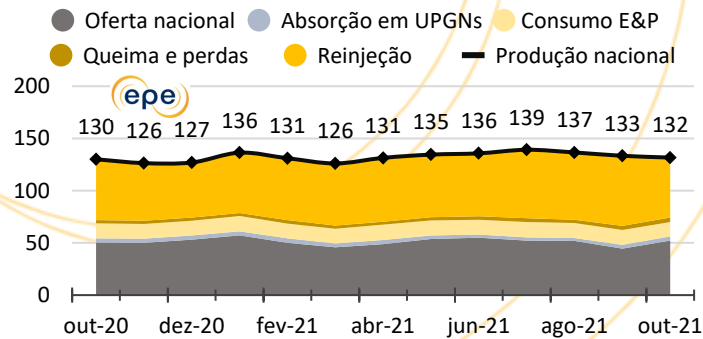
**OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)**



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

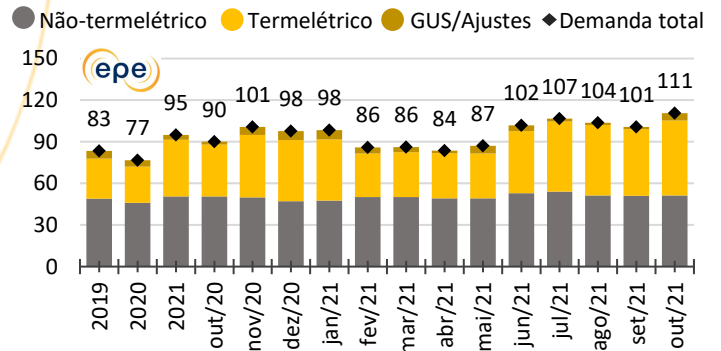
Nota: Em out/21, houve importação de 0,16 MMm³/d de gás natural da Argentina, que não está exibido na escala do gráfico.

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



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

**DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)**



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

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Superintendente de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis**

Angela Oliveira da Costa

**Superintendente de Petróleo e Gás Natural**

Marcos Frederico Farias de Souza

**Coordenação Técnica**

Ana Claudia Sant'Anna Pinto  
Marcelo Castello Branco Cavalcanti  
Marcelo Ferreira Alfradique  
Patricia Feitosa Bonfim Stelling

**Suporte Administrativo**

Sergio Augusto Melo de Castro

**Autores**

Bianca Nunes de Oliveira  
Bruno Rodamilans Lowe Stukart  
Carlos Augusto Góes Pacheco  
Carlos Eduardo R. de Mendonça Lima  
Carolina Oliveira de Castro  
Fernanda Corrêa Ferreira  
Filipe de Pádua Fernandes Silva  
Henrique Plaudio Gonçalves Rangel  
Luiz Paulo Barbosa da Silva  
Rafael Moro da Mata