

NÚMERO 15 – 2º SEMESTRE/2023 – PUBLICAÇÃO: MARÇO/2024

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

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



PANORAMA EMIRADOS ÁRABES UNIDOS



Foto: ADNOC/Divulgação

Membro da OPEP desde a década de 1960, os Emirados Árabes Unidos (EAU) têm histórica importância no fornecimento de petróleo para o mercado internacional. Embora tenham pioneirismo no comércio de GNL, os EAU são importadores de gás natural, haja vista o alto crescimento populacional nos anos 2000. Ao mesmo tempo que busca monetizar recursos petrolíferos, o país tenta se tornar um hub do comércio regional e global de petróleo e derivados, para além de investir em oportunidades tecnológicas para redução de suas emissões. Recentemente, foram anfitriões da COP 28, cujo principal resultado das negociações foi a conclusão do primeiro balanço global sob o Acordo de Paris. **Página 2**

CONJUNTURA INTERNACIONAL



Foto: Ricardo Stuckert/PR/Arquivo.

O período foi marcado por incertezas sobre os rumos da oferta e demanda global de óleo e gás: ampliação dos cortes pela OPEP+, retirada parcial de sanções à Venezuela e Irã, recordes de produção em países não-OPEP+, aliado a um contexto de maior instabilidade geopolítica, com a eclosão do conflito entre Israel e o grupo Hamas e os ataques dos Houthis no Mar Vermelho. Destacam-se, também, importantes fusões e aquisições entre grandes petrolíferas, além dos desdobramentos da COP 28. **Página 7**

ESTATÍSTICAS

Os preços internacionais de petróleo aumentaram em relação ao 1º semestre, em média de 7,1% no Brent e 7,6% no WTI. No 2º semestre, os preços do gás natural no Henry Hub aumentaram 11%, enquanto na Europa caíram em média 11%. A capacidade ociosa da OPEP+ aumentou 32% em relação ao 1º trimestre. A produção de gás natural atingiu o nível de 3 bilhões de metros cúbicos por dia nos Estados Unidos, e no Brasil alcançou entre 150 e 160 mil metros cúbicos por dia.

Página 15

CONJUNTURA BRASIL



Fonte: Pixabay

Em semestre marcado pela produção nacional recorde de petróleo e gás natural, o Brasil vive momento de crescimento do setor e anúncio de novos investimentos. Empresas sinalizaram o intuito de reestruturar algumas atividades, diante de estratégias de descarbonização. Em paralelo, o setor público entregou a Reforma Tributária como importante marco para o desenvolvimento do País e desenvolveu políticas visando a fomentar a abertura de mercado e competitividade do setor. **Página 11**

I. PANORAMA: EMIRADOS ÁRABES UNIDOS

Os Emirados Árabes Unidos (EAU) foram fundados em 1971 e são uma federação constituída por sete emirados: Abu Dhabi, Dubai, Sharjah, Ajman, Umm Al Quwain, Ras Al Khaimah e Fujairah. Abu Dhabi é a capital do país, o maior emirado e onde se concentram as reservas e operações da indústria de óleo e gás (O&G). Dubai é o segundo maior emirado e conhecido pelo recente crescimento econômico e populacional ([UAE- MOFA](#)).

Os EAU estão situados na região sudeste do continente asiático, na Península Arábica, e fazem fronteira territorial com a Arábia Saudita e com o Omã e possuem proximidade marítima, nos Golfos Pérsico e de Oman, com Catar e Irã. Essa localização contribuiu para uma longa história e importância dos EAU no comércio internacional.



Figura 1. Mapa político dos EAU

Fonte: [EIA](#)

Segundo o [Banco Mundial](#), os EAU são um país economicamente estável, com um PIB de US\$ 507,06 bilhões em 2022. A indústria de O&G é o motor da economia, tanto no que se refere ao uso desses energéticos no mercado doméstico quanto no fornecimento de petróleo no mercado internacional. Nesse sentido, em 2023, ocuparam a 10ª posição no Relatório de Competitividade Global divulgado anualmente pela escola de negócios IMD ([IMD](#)).

Desde 1971, a população dos EAU registou um aumento constante de 5% a 7% por ano durante mais de três décadas. Em 2007 e 2008, contudo, o crescimento da população atingiu quase 20% ao ano, impulsionado pelo crescimento do setor de construção civil e pelo afluxo de novos residentes, principalmente em Dubai. Atualmente, os EAU têm 9,4 milhões de habitantes, representando o 6º maior consumo de energia *per capita* do mundo ([Banco Mundial](#)).

O país tem abundantes reservas de O&G e, desde a década de 1960, é membro da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), onde tem capacidade de influenciar o mercado. Vale ressaltar que o gás natural cumpre um importante papel energético nos EAU, contabilizando 60% do consumo de energia primária, em especial no setor elétrico ([Enerdata e EIA](#), [Wood Mackenzie](#)). Nos últimos anos, porém, o país tem buscado diversificar sua matriz elétrica através da energia solar e nuclear, principalmente ([UAE-MOEI](#), [EIA](#)).

Breve histórico da indústria de óleo & gás natural

Nos primeiros anos da década de 1930, as primeiras equipes de empresas petrolíferas realizaram levantamentos geológicos nos EAU ([UAE Embassy](#)). A descoberta de petróleo, contudo, foi um imprevisto bem-vindo para a liderança local que havia contratado ocidentais para fazerem as pesquisas iniciais de perfuração para fornecimento de água potável ([Emirati Times](#)). A descoberta é considerada um ponto de inflexão que redefiniu o perfil da região, a ponto de sua história poder ser descrita antes e depois do petróleo. O local antes habitado por beduínos, tribos árabes nômades que dependiam da caça, pesca e cultivo de tâmaras para sobreviver, ficou famoso temporariamente por sua indústria de pérolas, a qual tornou-se quase obsoleta quando a inovação japonesa de pérolas cultivadas dominou o mercado ([Emirati Times](#)). Com a bem-sucedida produção e comercialização de petróleo, enormes riquezas foram auferidas, o que contribuiu fortemente para o desenvolvimento econômico e melhoria da qualidade de vida da região por meio de reformas na infraestrutura, construção de estradas, escolas, hospitais e habitações ([UAE Embassy](#)).

O petróleo foi descoberto nos EAU em 1958, no campo *onshore* de Murban ([Gulf News](#)). O primeiro petroleiro de óleo cru de Abu Dhabi partia do porto de Jebel Dhanna no início da década de 1960. Ao longo dos anos, novos campos surgiram em Umm Shaif, Bu Hasa e Zakum. O campo de Upper Zakum, descoberto em 1963, desenvolvido originalmente pela Abu Dhabi Marine Areas Ltd., uma *joint venture* entre a British Petroleum (hoje bp) e a Compagnie Française des Pétroles (hoje TotalEnergies)¹, é considerado o segundo maior campo *offshore* do mundo e bateu recordes² recentemente tornando-se o poço de óleo e gás mais longo do mundo com 15.240 metros de comprimento ([The National](#)). O campo é de propriedade da Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) que

² Superou o recorde anterior da Rússia (Rosneft) que perfurou um poço de 15.000 metros de comprimento em um projeto offshore no Mar de Okhotsk em 2017 ([The National](#)).

opera desde 2006 com ExxonMobil e Japan Oil Development Company (JODCO), empregando a primeira combinação de ilhas artificiais e perfuração de longo alcance no mundo ([ADNOC](#)). A ADNOC é de propriedade do governo de Abu Dhabi e fez parte de todas as iniciativas de descoberta e produção de óleo e gás na região. Trata-se de uma das maiores produtoras de óleo e gás do mundo, gerenciando cerca de 95% das reservas provadas de óleo cru e 92% das reservas provadas de gás natural dos EAU ([Business Council](#)). Por sua vez, o gás, até a década de 1970, era considerado um subproduto indesejado. Com investimentos em infraestrutura de transporte e plantas de liquefação pela estatal, o gás associado *offshore* foi destinado ao mercado externo via GNL e o gás associado *onshore* abasteceu o mercado doméstico. Abu Dhabi foi um dos pioneiros no comércio internacional de GNL, mas com o crescimento da demanda interna teve que investir também em processamento e transporte de gás oriundo do Catar. Em 1973, a ADNOC Distribution foi estabelecida por decreto real como a primeira empresa de propriedade do governo especializada no marketing e distribuição nacional e internacional de produtos petrolíferos. Em 1982, a empresa começou a abastecer aviões no aeroporto internacional de Abu Dhabi e cerca de uma década depois tornou-se membro do American Petroleum Institute (API) e recebeu sua primeira certificação de lubrificantes API ([Gulf News](#)).

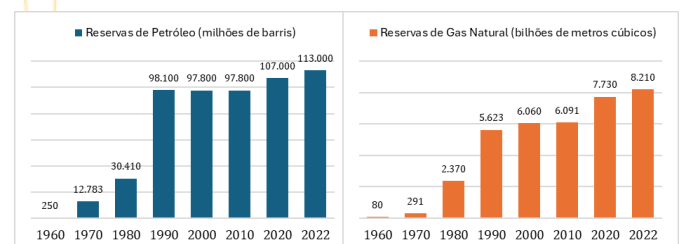
Dubai também é relevante no desenvolvimento da indústria de óleo e gás da região, sendo proprietário da Emirates National Oil Company (ENOC), a qual lida com a Dubai Petroleum desde a década de 1960, com a descoberta de petróleo no campo *offshore* de Fateh. Em 1969, Dubai começa a exportar óleo a partir do campo de Fateh. Durante a década de 1970, outros campos foram descobertos e apresentaram bom desempenho, como Falah, Rashid e Margham. Em 1999, a ENOC inaugura a primeira refinaria de petróleo e cria a Emirates National Petroleum (ENPC), que distribui produtos petrolíferos para mais de 125 estações de distribuição em Dubai e no norte dos EAU. A partir de 2007, a Dubai Petroleum assume o controle de todos os projetos relacionados a óleo e gás em Dubai, após negociações com empresas internacionais de petróleo (IOCs), tornando-se a maior operadora do emirado ([Gulf News](#)). Vale destacar que a presença de IOCs nos EAU remete às primeiras descobertas na região. Empresas predecessoras da bp e ExxonMobil participaram das primeiras concessões em Abu Dhabi e a Occidental Petroleum mantém presença nos EAU há mais de 15 anos ([Business Council](#)).

Reservas e produção de petróleo e gás natural

Os EAU detêm reservas notáveis de petróleo, atualmente, com 113 bilhões de barris em reservas provadas ([OPEP](#)). Recentemente, foram anunciadas três descobertas de petróleo, incluindo uma em Bu Hasa, o maior campo *onshore* de Abu Dhabi, com uma capacidade de produção de óleo bruto de 650 mil bpd. A descoberta em Bu Hasa inclui 500 milhões de barris de petróleo de um poço de exploração no campo. Além disso, foram anunciadas a descoberta de cerca de 100 milhões de barris de petróleo no Bloco 3 *onshore* de Abu Dhabi e cerca de 50 milhões de barris de no campo de Al Dhafra ([TRADE](#)).

O país produz uma variedade de petróleos, com destaque para os tipos Murban³ e Upper Zakum, que são destinados para exportação, por serem classificados como leve e relativamente ácidos ([EIA](#)). Alguns tipos de petróleos estão incluídos na cesta de qualidade que constitui o índice de referência Dubai/Omã, um marcador de preço internacional para o petróleo médio e ácido do Oriente Médio ([EIA](#)). Entre 2013 e 2022, os EAU produziram 2,9 milhões bpd de petróleo, representando, atualmente, o sétimo maior produtor de combustíveis líquidos do mundo ([EIA](#)). O pico de produção ocorreu em 2019 com 3,1 milhões de bpd de óleo bruto e condensado ([EIA](#)). Em 2020, os EAU começaram a reduzir a sua produção em virtude das consequências da pandemia de COVID-19, alinhados com os demais países membros da OPEP+ que acordaram em limitar significativamente a produção de petróleo ([EPE](#)). Recentemente, a sua quota de produção de óleo bruto aumentou em 200 mil bpd, o que significa uma produção de óleo bruto de 3,22 milhões de bpd em 2024, superando o pico de 2019 ([EIA](#)).

No que tange as reservas de gás natural, os EAU detêm 8,1 trilhões de metros cúbicos (Tm³) em reservas provadas de gás natural em 2022 ([OPEP](#)). 93% desse volume está localizado em Abu Dhabi e apresentou pouca variação desde a década de 1990. Apesar do alto volume, muitas estão associadas a óleo e são usadas para reinjeção para aumentar a produção de óleo. Nos últimos dez anos, a produção média de gás foi de 152 milhões de m³ por dia ([Energy Institute](#)).



³ Murban é o maior campo de petróleo bruto da ADNOC em volume, com uma capacidade de produção de cerca de 2 milhões bpd, de uma capacidade total da empresa de cerca

de 4 milhões bpd. É produzido a partir de 2.000 poços terrestres em 12 campos, e a ADNOC descreve o grau como leve e doce ([S&P Global](#)).

Figura 2. Reservas de Petróleo e Gás Natural nos EAU

Fonte: adaptado de <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloadsOPEP>

Os EAU elencaram o objetivo de aumentar sua produção de gás e de se tornarem exportadores líquidos até 2030 ([Wood Mackenzie](#)), mas há desafios técnicos e financeiros para desenvolver alguns de seus campos que produzem gás natural altamente ácido ([EIA](#)).

Infraestrutura e mercado de gás natural

Investimentos em infraestrutura de transporte a partir da década de 1970, possibilitaram a maior utilização do gás natural no mercado doméstico. Nos EAU, o gás natural é utilizado, principalmente, para geração elétrica (usada em grande parte para captação de água e resfriamento) e no setor industrial ([Fanack](#)). O elevado consumo de eletricidade, atual 9º maior consumo *per capita* do mundo ([Aenert](#)), levou os EAU a se comprometerem com investimentos em expansão da geração (térmica à gás, solar e nuclear) ([EIA](#)).

Nos últimos 10 anos, o consumo médio foi na ordem de 186 milhões de m³ por dia e, desde 2010, o país se tornou importador líquido de gás natural, pois a demanda cresceu mais rapidamente do que as reservas poderiam ser desenvolvidas ([Energy Institute](#)). A principal fonte de gás natural importado é o Catar, por meio do gasoduto Ras Laffen-UAE (também conhecido como projeto Dolphin Gas ou gasoduto Dolphin Qatar-UAE), que iniciou suas operações comerciais em 2006 e possui contrato vigente até 2032 ([Wood Mackenzie](#)). O gasoduto tem 364 km e transporta gás natural do Campo Norte do Catar para as instalações de recebimento *onshore* em Taweelah (Abu Dhabi). A infraestrutura é operada pela Dolphin Energy, uma *joint venture* entre a Mubadala Development Company, a TotalEnergies e a Occidental Petroleum. Em 2022, foram movimentados cerca de 50 milhões de m³ por dia neste gasoduto. Entretanto, desde 2017, os EAU, além de Arabia Saudita, Egito e Barein, cortaram relações diplomáticas com o Catar e impuseram bloqueios comerciais. Apesar do fornecimento não ter sido afetado pelas tensões políticas, há um incentivo para que os EAU diversifiquem suas fontes energéticas, com metas previstas no Energy Strategy 2050 de elevar a participação de fontes limpas para 50% da matriz. ([Woodmac](#)) ([EIA](#)).

A infraestrutura de gás natural dos EAU é composta por 6 plantas de processamento de gás (Shah, Complexo de Habshan e Bab, Asab Bu, Hasa, Sharjah e Khor Kwair) que processam gás dos cinco principais campos do país (Shah, Sajaa, Asab (*onshore*), Zora e Saleh (*offshore*)). Além disso, conta com uma rede de 3,3 mil km de gasodutos, o terminal de exportação de gás natural liquefeito (GNL) de Das Island, na costa de Abu Dhabi, e dois terminais de importação de GNL baseados em FSRUs de Dubai Jebel Ali e Rwaise ([Aenert](#)). Os EAU são

pioneiros no mercado de GNL e exportaram em média 5,6 milhões de toneladas (MT) por ano de GNL a partir do terminal de Das Island nos últimos 10 anos. Os EAU também importaram 1,4 MT por ano, embora, recentemente, a importação de GNL tenha caído para 0,6 MT ([Energy Institute](#)). Atualmente, cerca de 95% das exportações são para a Ásia e os principais destinos são Índia (50%) e Japão (24%).

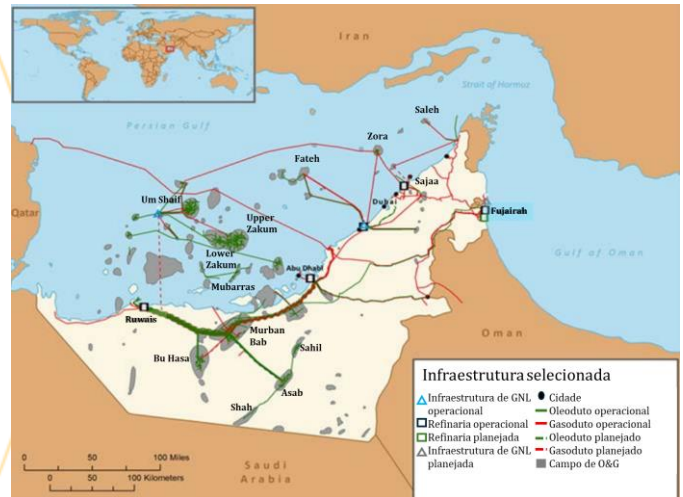


Figura 3. Infraestrutura de Óleo e Gás nos EAU

Fonte: Adaptado de [EIA](#)

Infraestrutura e mercado de petróleo e derivados

Os EAU são um grande exportador de petróleo e condensado, com uma média de 2,6 milhões bpd entre 2013 e 2022 ([EIA](#)). Em 2022, exportaram cerca de 3 milhões bpd de petróleo e condensado, quase todo (98%) destinado à Região Ásia-Pacífico, liderados pelo Japão (29%) e a China (23%), seguidos pela Índia (15%), Tailândia (12%) e outros países da Ásia-Pacífico (21%). Desde 2017, passaram a importar petróleo bruto e condensado para o refino e o consumo interno, aumentando gradualmente suas importações, chegando a valores de 291 mil bpd, em 2022 ([EIA](#)). As importações de petróleo bruto e condensado vieram de uma gama mais ampla de países, principalmente oriundos da África e o Oriente Médio, totalizando 81% dos volumes importados ([EIA](#)).

No período de 2019-2022, os EAU exportaram em média 1,5 milhão bpd de derivados de petróleo, sendo que, pouco mais da metade foram de GLP e nafta ([EIA](#)). No caso das importações, no mesmo período foram importados 650 mil barris de derivados de petróleo por dia, em que quase metade (45%) foram de gasolina e seus componentes para mistura ([EIA](#)).

A capacidade de refino dos EAU apresentou um crescimento significativo entre 2011 e 2022, de 707 mil bpd para 1.246 mil bpd (Figura 4), atingindo um pico de processamento de 1.119 mil bpd em 2017. No entanto, a partir de 2019, observa-se a queda dos valores de carga processada (acentuado pela pandemia COVID 19),

resultando no processamento de 983 bpd (2022) e uma maior ociosidade no parque de refino, com fator de utilização de 79%.

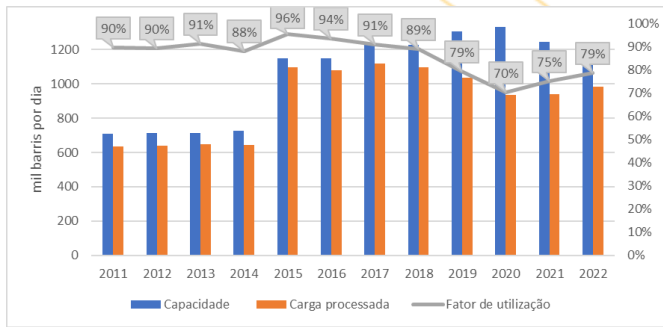


Figura 4. Capacidade de refinação dos EAU

Fonte: Adaptado a partir de [Energy Institute](#)

O parque de refino dos EAU conta com cinco refinarias em operação. A refinaria da ADNOC, em Ruwais, é a maior em termos de capacidade, com produção de 817 mil bpd e a de Umm Al Nar foi descomissionada em 2021, transferindo toda a força de trabalho para de Ruwais ([EIA](#)). A refinaria da ENOC, fundada em 1999 em Dubai, passou por uma expansão em 2019, ampliando a sua capacidade para 210,5 mil bpd ([ENOC](#)). A ECOMAR Energy Solution, fundada em 2020 em Fujairah, é uma refinaria modular que terá sua capacidade aumentada para 62.000 b/d, dos atuais 22.000 b/d, equipada com terminal de tanques de armazenamento associado de 400 mil m³, com planos de expansão para até 1 milhão de m³ ([ECOMAR](#)). A Refinaria Fort Energy Refining Middle East, localizada em Fujairah e com capacidade de 65 mil bpd, é uma *joint venture*, formada pela Montfort e o escritório privado do Xeique Ahmed Dalmook Al Maktoum, que adquiriram a refinaria e o comércio de combustíveis marítimos, da Uniper Energy em 2023 ([EIA](#)).

O negócio associado de comércio de combustível marítimo em Fujairah (um dos três maiores mercados de combustível de bunker do mundo), permite produzir e fornecer óleos combustíveis com baixo teor de enxofre (em conformidade com a IMO 2020) para o mercado de abastecimento, com vendas anuais da ordem de 30 milhões de barris de óleo combustível com baixo teor de enxofre, para a indústria naval ([FORT ENERGY](#)).

Com um aumento na procura no negócio de terminais de líquidos a granel, a ENOC criou a Empresa Horizon Terminals Limited (HTL) para consolidar os seus investimentos existentes em terminais e expandir o negócio globalmente. Nos EAU, os terminais concentram-se em Jebel Ali e Fujairah, totalizando uma capacidade de estocagem de petróleo e seus derivados, de aproximadamente 4 milhões m³ (alguns acessíveis por terra e mar). Há ainda um terminal para produtos químicos (54,4 mil m³) em Jebel Ali e um terminal de combustível de aviação, também em Jebel Ali, que está conectado por um oleoduto

de 54 km, ao Aeroporto Internacional de Dubai, para atender à crescente demanda no setor de aviação dos EAU. Para além do oleoduto, o terminal tem capacidade de movimentar o querosene de aviação por terra e mar ([ENOC](#), [HTL](#)).

Por fim, vale ressaltar que, os EAU seguem na tentativa de se tornar um centro de comércio regional e global de petróleo e derivados. Recentemente, os principais portos regionais de comércio de petróleo dos EAU apresentaram recordes de movimentação de volumes de combustíveis e outros derivados de petróleo, principalmente devido a fornecimentos da Rússia, do crescimento das exportações iranianas e novas refinarias na região ([S&P Global](#)). Os portos dos EAU, liderados por Fujairah, tornaram-se fundamentais para os esforços da Rússia em desviar as suas exportações de derivados de petróleo dos mercados tradicionais devido às sanções oriundas da guerra com a Ucrânia ([S&P Global](#)). As importações dos EAU de derivados de petróleo russos aumentaram de praticamente zero antes da guerra, para uma média de 58 mil bpd em 2022, e aumentaram ainda mais em 2023, com um volume médio anual de 96 mil bpd ([S&P Global](#)).

Os portos pequenos dos EAU, como Hamriyah e Khor Fakkan, têm sido cada vez mais utilizados, especialmente nos últimos dois anos, devido a um aumento nas exportações de produtos do Irã e de barris russos que não encontram um destino imediato, chegam aos EAU e são armazenados e reexportados. O aumento de exportação e importação em Jebel Ali, deve-se a uma expansão na ENOC, que elevou o seu poder de processamento de condensados, para produzir principalmente GLP e nafta. Alguns portos, como Khor Fakkan, oferecem serviços *ship-to-ship* no ancoradouro onde não existem procedimentos aduaneiros, o que reduz os custos. O óleo combustível utilizado para abastecimento foi majoritariamente importado para Fujairah, hoje o terceiro maior centro de abastecimento do mundo, ou produzido no porto pelas suas três refinarias. Mais óleo combustível também está chegando de novas refinarias na região, incluindo Al-Zour, do Kuwait, bem como óleo combustível russo. Existe a possibilidade de um “acordo” de aumento nos volumes e que provavelmente se trata de um produto “refaturado” (que oculta a origem do produto, seja porque o produto foi misturado ou porque houve mudança de partes envolvidas). Alguns comerciantes estabeleceram operações de reabastecimento em Khor Fakkan, que fica no emirado semi-autônomo de Sharjah e apresenta uma supervisão regulatória menos rigorosa, com o objetivo de desviar a procura de bunkers de Fujairah ([S&P Global](#)).

Estratégias de descarbonização, transição e segurança energética

Ações climáticas e de transição energética nos EAU tiveram início em 2017 com o lançamento do UAE Energy Strategy 2050. Tal documento é considerado a primeira estratégia de longo prazo unificada do país no que se refere a um futuro mais limpo do sistema energético. Em 2023, a estratégia foi atualizada, considerando triplicar a contribuição de energias renováveis em capacidade instalada, atualmente muito dependente de óleo e gás, e apresenta planos de investimentos que podem se aproximar de 55 bilhões de dólares (US\$) até 2030 para atender à crescente demanda energética do país, como resultado de uma economia em rápido crescimento, e de outras regiões do mundo (MOEI). Neste mesmo ano, outras 2 iniciativas foram lançadas: National Hydrogen Strategy e UAE Net Zero 2050. O hidrogênio emerge como alternativa de energia limpa para o futuro e a National Hydrogen Strategy visa a reforçar a posição dos EAU como potencial produtor e fornecedor de hidrogênio de baixa emissão, através do desenvolvimento de cadeias de abastecimento, criação de *hubs* e de um centro de pesquisa e desenvolvimento (MOEI). Já a iniciativa Net Zero 2050 apresenta o esforço do país para alcançar emissões líquidas zero até 2050, o que passa por investimentos em energia solar, geração distribuída, energia nuclear e armazenamento de energia por baterias (UAE). O país busca se alinhar aos objetivos do Acordo de Paris de limitar o aumento da temperatura média global em até 1,5°C comparado aos níveis pré-industriais. Sua mais recente submissão da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, em inglês) reflete uma maior ambição com a inclusão de uma meta de redução de emissões para o conjunto da economia. Os EAU se comprometem em reduzir 23,5% das suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) até 2030, relativo ao ano base 2016 (UNFCCC). No setor de transportes, por exemplo, adotaram a conversão em larga escala de veículos convencionais a gasolina e a diesel para gás natural, com foco especial em táxis, ônibus, veículos governamentais e comerciais. Além disso, foram estabelecidos regulamentos e incentivos para a mobilidade elétrica e o compromisso de finalizar a construção da rede ferroviária Etihad Rail para fornecer opções de mobilidade mais rápidas e limpas, ligando todos os principais portos industriais e centros comerciais do país (UNFCCC).

Vale ressaltar, contudo, que os EAU têm como estratégia a monetização de seus recursos petrolíferos enquanto investem em oportunidades tecnológicas de manutenção ou até mesmo de expansão da produção de óleo e gás (UAE Embassy; S&P Global). A ADNOC, por exemplo, tem planos de expandir a produção de óleo para 5 MMb/d até 2027 e se tornar autossuficiente em gás até 2030,

enquanto anuncia uma meta de redução da intensidade de suas emissões de GEE em 25% até 2030 (ADNOC; S&P Global). Tal meta se apoia num conjunto de objetivos, incluindo aumento da eficiência energética, eliminação de *flaring*, captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) e hidrogênio. Sendo assim, planeja-se utilizar o gás do *flaring* em uma das maiores usinas de processamento de gás natural do mundo, estabelecendo a primeira empresa de produção de GNL na região (ADNOC). Além disso, a ADNOC desenvolve juntamente com a Masdar, braço de energia renovável da Mubadala Energy, a primeira rede comercial em escala regional no mundo para CCUS. O projeto Al Reyadah, localizado em Abu Dhabi, captura CO₂ em uma instalação da Emirates Steel Industries, comprime, desidrata e transporta-o através de um gasoduto para injeção em poços de petróleo para aplicações de recuperação avançada de petróleo (The National). Ainda, a ADNOC anunciou uma parceria com a SOCAR, companhia petrolífera estatal do Azerbaijão, que sediará a COP29, para a promoção do hidrogênio a partir de gás natural (ADNOC).

No final de 2023, os EAU foram anfitriões da 28ª Conferência das Partes (COP28) cujo principal resultado das negociações foi a conclusão do primeiro balanço global sob o Acordo de Paris, que avaliou o estado da arte da resposta global às mudanças climáticas. Após quase 30 anos, esta foi a primeira vez que uma decisão da COP tratou explicitamente de combustíveis fósseis, principais causadores das mudanças climáticas (IPCC). No entanto, o resultado ficou aquém da completa eliminação gradual (*phase out*, em inglês) que muitos disseram ser necessária para o aquecimento global ficar abaixo de 1,5°C (IPCC; IEA; SEI; Tong; Welsby; Muttitt&Kartha). Após dias de intensa diplomacia para definir a melhor linguagem no documento final (CarbonBrief), houve acordo para a transição para longe dos combustíveis fósseis (*transitioning away from fossil fuels*, em inglês) nos sistemas energéticos, de maneira justa, ordenada e equitativa (UNFCCC). Interessante notar que os EAU escolheram o sultão Al-Jaber para presidir as negociações, o qual é presidente da Masdar, mas também presidente-executivo da ADNOC. Alegações da influência da indústria fóssil e *greenwashing* atormentaram a presidência durante toda a cúpula (CNN). Al-Jaber aproveitou para lançar um tratado de descarbonização do setor de óleo e gás, assinado por 50 empresas que representam mais de 40% da produção mundial (COP28UAE), porém foi criticado por tratar apenas de emissões operacionais e não da eliminação gradual de óleo e gás (CarbonBrief). Os EAU até apresentam planos para reduzir o consumo de óleo e gás na região, mas mostram poucos sinais de moderação na produção e exportação desses energéticos (Nature; S&P Global).

II. CONJUNTURA INTERNACIONAL

O segundo semestre de 2023 foi marcado por grandes incertezas sobre os rumos da oferta e demanda global de petróleo e gás natural. Ampliação dos cortes voluntários pela OPEP+, recordes de produção de petróleo em países não-OPEP+ e de gás natural nos EUA, retirada parcial de sanções à Venezuela e ao Irã, e indisponibilidades temporárias de terminais de GNL são alguns dos destaques pelo lado da oferta. No que tange à demanda global de óleo e gás, o ritmo de crescimento abrandou significativamente ao longo de 2023, diante de resultados econômicos abaixo das expectativas nos principais mercados globais. Isso tudo em um contexto de maior instabilidade geopolítica, com a eclosão do conflito entre Israel e o grupo Hamas, os ataques dos Houthis no Mar Vermelho, a retomada da disputa territorial entre Venezuela e Guiana sobre a região de Essequibo, além da continuidade do conflito entre Rússia e Ucrânia, que perdura desde o início de 2022. O período também ficou marcado por anúncios de importantes fusões e aquisições entre grandes petrolíferas e pelos desdobramentos da COP 28, realizada nos Emirados Árabes Unidos.

Esse conjunto de eventos exerceu grande influência sobre os preços internacionais do petróleo. Entre julho e setembro, as preocupações do mercado com um quadro de déficit no balanço de oferta e demanda global elevaram celeremente os preços do Brent de US\$ 75/b para quase US\$ 100/b. Porém, entre outubro e dezembro, essas preocupações foram minimizadas, dado que a força da oferta não-OPEP+ coincidiu com a desaceleração do crescimento da demanda mundial de petróleo, de modo que os preços retornaram para patamar próximo aos US\$ 75/b, conforme exibido na Figura 5.

A demanda global de petróleo cresceu 2,3 milhões de barris por dia (b/d) em 2023, com a recuperação pós-pandemia praticamente concluída (IEA). Ainda que esse resultado tenha ficado acima das expectativas iniciais do mercado para o ano – que eram de aumento de 1,9 milhão b/d (IEA), o ritmo de crescimento foi abrandando ao longo de 2023. No quarto trimestre, a demanda global cresceu 1,7 milhão b/d, bem abaixo da taxa média de 3,2 milhões b/d registrada entre o segundo trimestre de 2022 e o terceiro trimestre de 2023. A desaceleração do crescimento ocorreu sobretudo fora da China, com aumento de apenas 300 mil b/d durante o semestre, diante da deterioração das perspectivas macroeconômicas (IEA).

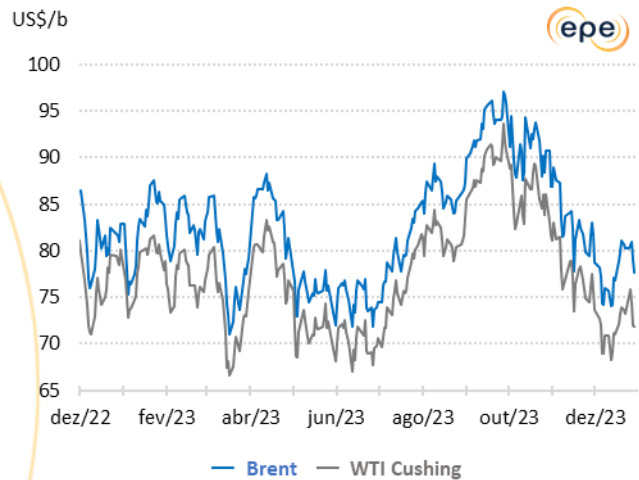


Figura 5. Preços internacionais do petróleo (EIA)

Pelo lado da oferta, a OPEP+ anunciou, em novembro de 2023, a ampliação dos cortes voluntários para um total de 2,2 milhões b/d, com vigência a partir de janeiro até o fim de março de 2024, liderados por Arábia Saudita e Rússia⁴. Esse volume é complementar aos cortes anunciados em abril de 2023 e posteriormente prorrogados até o fim de 2024. Essa decisão foi justificada como uma medida preventiva para assegurar a estabilidade do mercado global de petróleo (OPEP). Apesar desses cortes voluntários, o aumento maior que o esperado na oferta de países não-OPEP+ equilibrou o mercado global de petróleo ao final do segundo semestre. O crescimento da produção desses países foi de 2,7 milhões b/d em comparação ao mesmo período de 2022, com destaque para Brasil, Guiana e EUA (EIA).

A produção de óleo cru dos EUA atingiu recorde histórico de 13,3 milhões b/d em dezembro de 2023, superando a máxima anterior de 13,0 milhões b/d registrada em novembro de 2019. O crescimento foi de 1,0 milhão b/d em 2023, sendo impulsionado pela produção da Bacia do Permian, nos estados do Texas e Novo México (EIA; EIA). O refino estadunidense também obteve boa performance no ano, tendo operado com fator de utilização médio acima de 90% (EIA), diante de elevadas margens de refino (Reuters). No entanto, ao mesmo tempo em que produção e refino de petróleo aumentam, o setor industrial norte-americano tenta se recuperar de um período de contração (Reuters). Nesse contexto, ainda que a demanda total de derivados de petróleo do país tenha aumentado 1,1% em 2023, o consumo doméstico de óleo diesel registrou queda de 2,3% (EIA).

⁴ Os cortes voluntários adicionais anunciados pela OPEP+ em novembro de 2023 foram: Arábia Saudita (1,0 milhão b/d), Rússia (500 mil b/d), Iraque (223 mil b/d), Emirados Árabes Unidos (163 mil b/d), Kuwait (135 mil b/d), Cazaquistão (82 mil b/d), Argélia

(51 mil b/d) e Omã (42 mil b/d). No caso da Rússia, o volume inclui 300 mil b/d de petróleo e 200 mil b/d de derivados (OPEP).

A China, por sua vez, foi responsável por grande parte do crescimento da demanda global de petróleo em 2023 (alta de 1,7 milhão b/d), sendo impulsionada pelo aumento das viagens domésticas após o fim da política de “Covid zero” em dezembro de 2022 e pela expansão de sua indústria petroquímica (IEA). Em conjunto com margens atrativas de refino e maior disponibilidade de cotas de exportação de produtos refinados⁵, esse quadro contribuiu para que as refinarias chinesas registrassem recorde de processamento de petróleo em 2023, com 14,7 milhões b/d, alta de 9% em relação ao ano anterior (Reuters). Do mesmo modo, as importações do país – maior comprador de petróleo do mundo – também alcançaram máxima histórica em 2023, somando 11,3 milhões b/d, aumento de 11% frente a 2022 (Reuters; S&P Global).

A Rússia é a principal fornecedora de petróleo para a China, tendo ultrapassado a Arábia Saudita em 2023. Os volumes de óleo russo desembarcados em território chinês subiram 24% no ano (CNN). Apesar desse aumento, a Rússia registrou recuo de 0,8% na produção e de 3,3% nas exportações de petróleo em 2023 (TASS). Além disso, em setembro, o país restringiu temporariamente as exportações de gasolina e diesel para todos os países fora da União Econômica Eurasiática⁶. De acordo com o governo russo, essa decisão buscou estabilizar o mercado interno, que estava há meses com escassez de combustíveis, afetando os preços domésticos (Reuters). Com o reestabelecimento do seu mercado interno nas semanas seguintes, a Rússia retomou as exportações de gasolina e diesel ao longo de outubro e novembro (Reuters; Reuters).

Em relação aos mercados internacionais de gás natural, houve uma adaptação após o fim da pandemia e permanência do conflito Rússia-Ucrânia. No segundo semestre de 2022, houve uma escalada de preços de gás natural cujo fator principal foi a intensificação da demanda europeia por GNL visando à reposição dos seus níveis de armazenamento. Na sequência do inverno 2022-2023, com elevadas temperaturas e redução acentuada do consumo pela indústria, o armazenamento de gás na União Europeia (UE) atingiu nível recorde⁷.

No segundo semestre de 2023, o preço do gás natural no Henry Hub nos EUA registrou média de US\$ 2,66/MMBtu, uma queda de 61% em relação ao preço médio anual de 2022. Com os elevados níveis de

estocagem e a baixa demanda mundial, os preços do gás natural na Europa e do GNL na Ásia se reduziram em torno de 60% e 70%, respectivamente, em relação ao mesmo período de 2022. Os preços médios nos hubs europeus de comercialização NBP e TTF registraram médias em torno de US\$ 12/MMBtu (S&P Global; ICE), enquanto, na Ásia, os preços do GNL avaliados pelo JKM tiveram média próxima de US\$ 14/MMBtu na segunda metade do ano (S&P Global; JOGMEC), conforme Figura 6.

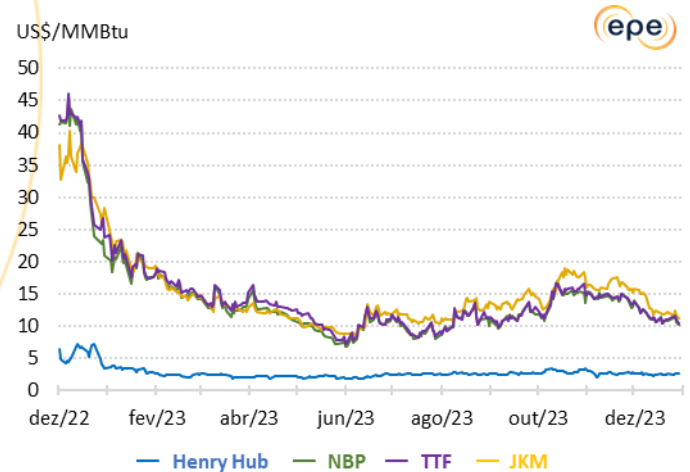


Figura 6. Preços internacionais de gás natural (EIA; ICE; S&P Global; S&P Global)

Nesse contexto, a UE tem buscado traçar novas rotas e redesenhar sua infraestrutura para diminuir sua dependência do gás russo⁸, permitindo que seus Estados-membros tenham o poder de impedir total ou parcialmente essa importação (Financial Times).

O consumo de gás natural em mercados maduros da Europa, América do Norte e Ásia-Pacífico⁹ declinou em 2023, sendo influenciado por iniciativas de eficiência energética e pela maior adoção de energias renováveis (IEA). Enquanto isso, o crescimento da demanda global de gás tem se concentrado no Sudeste Asiático e em partes da África e do Oriente Médio (Petroleum Economist).

O mercado global de GNL cresceu 2,8% em 2023, alcançando a marca de 401 milhões de toneladas (Mt) (Global LNG Hub). As importações asiáticas de GNL foram moderadas na maior parte do semestre, tendo se recuperado no último trimestre, chegando a um nível recorde em dezembro. Esse movimento foi impulsionado pela China, que chegou a 72 Mt em 2023 e ultrapassou o Japão como maior

⁵ Após declínio em 2022, as exportações de produtos refinados pela China alcançaram 1,2 milhão b/d em 2023 (com destaque para querosene de aviação e diesel), alta de 17% em relação ao ano anterior (Reuters).

⁶ Armênia, Bielorrússia, Cazaquistão, Quirguistão e Rússia.

⁷ O armazenamento atingiu 99,6% de preenchimento da capacidade na primeira semana de novembro e encerrou 2023 a 86,4% (GIE/AGSI; Reuters; Reuters; Reuters).

⁸ Nesse sentido, os países da UE aumentaram as importações de outros fornecedores e, ao mesmo tempo, reduziram o uso de gás natural. A Noruega substituiu a Rússia como a maior fornecedora de gás por gasoduto da UE e as importações de GNL aumentaram, sendo lideradas pelo fornecimento dos EUA (Reuters).

⁹ Os mercados maduros da Ásia-Pacífico englobam Austrália, Coreia do Sul, Japão, Nova Zelândia e Singapura (IEA).

importador mundial¹⁰ ([Reuters](#); [Reuters](#); [Reuters](#); [Reuters](#)). Por sua vez, as exportações de GNL dos EUA aumentaram 12% em 2023 em comparação com 2022 ([EIA](#)). Neste mesmo período, os EUA atingiram recordes mensais (8,6 Mt) e anuais (91,2 Mt) em dezembro de 2023, à frente da Austrália e do Qatar ([Reuters](#)). Os principais destinos dessas exportações foram a Europa (61%) e a Ásia (27%) ([Nasdaq](#)).

Os EUA consolidaram sua posição como o principal exportador de GNL do mundo em 2023. Essa liderança foi alcançada em função do retorno do terminal Freeport LNG à operação plena (após incêndio ocorrido em 2022) e do aumento da produção da instalação Calcasieu Pass, da Venture Global, que adicionaram, respectivamente, 6 Mt e 3 Mt à totalidade de 91,2 Mt produzidos no ano pelo país. Isso destaca o protagonismo que os EUA possuem no atendimento da demanda crescente de GNL ([Reuters](#)), além de participarem do crescimento das exportações da América do Norte¹¹ ([EIA](#)).

Do outro lado do planeta, e aquecendo o consumo do mercado asiático, a produção de gás natural da China em 2023 atingiu 630 milhões m³/d, um crescimento de 5,6% em relação a 2022¹² ([S&P Global](#)). Por sua vez, a Índia assinou contratos de importação de GNL de longo prazo¹³, a fim de aumentar a estabilidade dos preços de gás e fortalecer sua segurança energética ([Reuters](#)). O país também planeja construir sítios de estocagem subterrânea de gás natural (ESGN) em campos depletados¹⁴. Na Austrália, a Shell informou que retomou, em dezembro, as operações de carregamento de GNL a partir da instalação Prelude FLNG¹⁵, após uma série de manutenções iniciadas em agosto ([Gas Processing & LNG](#)).

No âmbito da geopolítica, a segunda metade de 2023 teve eventos importantes, como tensões entre países e disputas territoriais, com efeitos sobre os fluxos de óleo e gás. A guerra na Ucrânia ainda é um dos fatores determinantes desses impactos, em função de todas as

sanções econômicas impostas à Rússia. Desde outubro, o governo americano tem imposto sanções mais severas a navios e organizações que transportam petróleo russo acima do preço-teto de US\$ 60/b ([Reuters](#)). Além disso, em novembro, sanções sobre o projeto do terminal russo Arctic LNG 2 levaram a acionista japonesa Mitsui a se retirar do empreendimento¹⁶, resultando também na declaração de força maior da Novatek sobre o suprimento de GNL ([Reuters](#)). Apesar dessas sanções, a primeira fase do projeto entrou em operação no fim de dezembro de 2023, com expectativa dos primeiros embarques de GNL no primeiro trimestre de 2024 ([Reuters](#); [WorldOil](#)).

Por outro lado, com o intuito de buscar medidas de ampliar os fluxos globais e aliviar os altos preços do petróleo, os EUA suavizaram sanções sobre o Irã em agosto, permitindo exportações de petróleo do país à China, seu principal comprador¹⁷ ([Rigzone](#)). As sanções econômicas impostas à Venezuela também foram temporariamente suspensas, admitindo que o país exporte petróleo, sem limitações, até março de 2024¹⁸ ([Reuters](#)). Porém, ao mesmo tempo em que busca melhores relações geopolíticas para comercializar seu petróleo, a Venezuela continua envolvida em tensões com a Guiana sobre a região de Essequibo ([EPE](#)). Apesar da disputa territorial, a exploração e produção de petróleo nas águas guianenses segue em ritmo acelerado¹⁹ ([Bloomberg](#)).

Outro evento geopolítico relevante no período foi o início do conflito entre Israel e o grupo Hamas, em outubro, que gerou incertezas sobre seus impactos na indústria de óleo e gás. Como consequência dessa escalada de tensões no Oriente Médio, os Houthis²⁰ iniciaram uma onda de ataques a navios no Mar Vermelho em novembro, levando diversas companhias a suspenderem viagens pelo Canal de Suez e Estreito de Babelmândebe e buscarem rotas alternativas como o Cabo da Boa Esperança, no sul da África. Os ataques constituem a maior perturbação no comércio mundial desde a pandemia de

¹⁰ A China recuperou a posição de maior importadora de GNL em 2023 e a Ásia liderou o mercado, com 64% da demanda global do combustível ([Global LNG Hub](#); [LNG Prime](#)).

¹¹ Atualmente, há cinco projetos de terminais de liquefação em construção nos EUA: Golden Pass (18,1 milhões de toneladas por ano – Mtpa), Plaquemines LNG (27,5 Mtpa), Corpus Christi Stage III (11,45 Mtpa), Port Arthur (13,5 Mtpa) e Rio Grande (16,2 Mtpa). Os dois primeiros têm expectativa de início de operação já em 2024 ([EIA](#); [EIA](#); [Reuters](#)). Além desses, há três projetos em construção no México (Fast LNG Altamira, Fast LNG Lakach e Energia Costa Azul) e dois no Canadá (LNG Canadá e Woodfibre LNG) ([EIA](#)).

¹² Desse crescimento, 43% foram representados pela parcela de gás natural não convencional, tais como: gás em formação fechada (*tight gas*), gás de folhelho (*shale gas*) e metano de carvão (*coalbed methane*) ([S&P Global](#)).

¹³ Os acordos são de 1,4 Mtpa por 14 anos com a Abu Dhabi Gas Liquefaction (ADNOC LNG) dos EAU, e de 0,8 Mtpa por dez anos com a francesa TotalEnergies ([Reuters](#)).

¹⁴ Localizados no oeste e nordeste do país, possibilitam o aumento da participação do gás natural para 15% na matriz energética até 2030, com capacidade inicial de estocagem de 3 a 4 bcm ([Reuters](#)).

¹⁵ Localizada a 475 km da costa oeste da Austrália, o Prelude apresenta capacidade de produção de 3,6 Mtpa de GNL; 1,3 Mtpa de condensado e 0,4 Mtpa de GLP ([Shell](#)).

¹⁶ O projeto do terminal russo Arctic LNG 2 da Novatek, localizado na Sibéria, tem capacidade de 19,8 Mtpa de GNL e 1,6 Mtpa de condensado ([Reuters](#)).

¹⁷ O Irã restaurou sua produção para a maior capacidade desde o início das sanções, há cinco anos, ajudando a moderar o aumento dos preços do petróleo. O governo dos EUA ainda não permite trocas entre o Irã e países da Europa, Japão e Coreia do Sul, mas aceita as exportações para a China ([Rigzone](#)).

¹⁸ Há múltiplos interesses dos EUA e da Venezuela no relaxamento das sanções. As eleições presidenciais americanas ocorrerão neste ano, e o governo tem o objetivo de manter sob controle os preços do petróleo. Entre outras exigências, a Venezuela deve permitir um ambiente eleitoral competitivo, com respeito aos direitos humanos, e iniciar a libertação de presos políticos e americanos detidos no país ([Reuters](#)).

¹⁹ A ExxonMobil iniciou as operações de sua terceira instalação de produção *offshore* na Guiana em novembro. A capacidade do FPSO, no campo de Payara, é de 220 mil b/d, permitindo a elevação da produção total do país para 620 mil b/d ([Rigzone](#); [S&P Global](#)). Buscando atingir o seu objetivo de alcançar 1,2 milhão b/d até o final de 2027 na Guiana, a ExxonMobil anunciou, em agosto, o seu sexto projeto no país, em um investimento de quase US\$ 13 bilhões ([Reuters](#)). A empresa, junto com a TotalEnergies, também adquiriu blocos de exploração no primeiro leilão da Guiana, ocorrido em setembro. Esse leilão vinha sendo adiado desde 2022 e atraiu grande interesse internacional, devido aos mais de 11 bilhões de barris de petróleo descobertos nos últimos anos ([Reuters](#)).

²⁰ Os Houthis, grupo rebelde que controla o norte e a costa oeste do Iêmen, alegam que os ataques são um apelo das nações islâmicas pelo apoio aos palestinos ([Al Jazeera](#)).

Covid-19, afetando os fluxos de transporte de óleo e GNL no Oriente Médio²¹ ([Al Jazeera](#)).

A movimentação de grandes petrolíferas no mercado de fusões e aquisições foi outro ponto de destaque do segundo semestre de 2023. Em outubro, a ExxonMobil anunciou a aquisição da Pioneer Natural Resources em uma operação de troca de ações no valor de US\$ 59,5 bilhões. Com esse movimento, a empresa torna-se a maior produtora de óleo em formação fechada (*tight oil*) e de *shale gas* do mundo, com amplas reservas na Bacia do Permian²², totalizando uma produção de 4,5 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed) ([Bloomberg](#); [S&P Global](#)). Também em outubro, a Chevron anunciou a aquisição da Hess por US\$ 53 bilhões, conferindo uma maior presença no Golfo do México e nos ativos de *shale* em Bakken (no norte dos EUA), e assegurando uma participação de 30% no profícuo bloco Stabroek na Guiana. Com o acordo, a Chevron elevará a sua produção para 3,7 milhões boed e expandirá seu volume de *shale* em 40% ([Reuters](#); [S&P Global](#)).

Um dos últimos eventos relevantes em 2023 foi a 28ª edição da Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas para Mudança do Clima (COP 28). Ocorrida em Dubai, EAU, a Conferência concluiu o primeiro balanço dos esforços mundiais para enfrentar as alterações climáticas no âmbito do Acordo de Paris, e propôs um acordo de transição para eliminação gradual dos combustíveis fósseis ([UNFCCC](#); [UNFCCC](#)). Diversas outras ações foram propostas e anunciadas durante a COP 28, incluindo compromissos financeiros com a causa climática²³. Por sua vez, o compromisso de transição para eliminação gradual dos combustíveis fósseis gerou debates e negociações, e, embora não venha a ser satisfatório para a maioria dos países, foi a linguagem destinada a sinalizar a intenção²⁴ ([MEI](#)).

A indústria do GNL se posicionou como parte da solução do desafio global da transição energética, incluindo a substituição do carvão e a sua utilização como *bunker* marítimo, especialmente na Ásia, onde a demanda por energia deverá dobrar até 2050. Contudo, para que o

GNL seja viável em um futuro de emissões líquidas zero (*net zero*), investimentos em tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) devem ser potencializados, permitindo reduzir as emissões associadas à produção e ao consumo de gás ([Reuters](#)).

Durante a Conferência, também foi anunciada uma regulamentação da Agência de Proteção Ambiental dos EUA (EPA) para reduzir as emissões de metano e outros poluentes atmosféricos nas operações de óleo e gás do país, totalizando 58 Mt entre 2024 e 2038 ([Reuters](#)).

Considerações finais

Os quatro últimos anos foram de grande turbulência na indústria de óleo e gás, com os efeitos da pandemia de Covid-19, do conflito entre Rússia e Ucrânia, além de outras tensões geopolíticas. Esses eventos contribuíram para uma alta volatilidade dos mercados nesse período. No entanto, ao longo de 2023, os preços internacionais de petróleo e gás natural retornaram para níveis próximos aos anteriores a esses acontecimentos.

No caso do gás natural, os mercados evoluíram para um novo equilíbrio em 2023. Com altos níveis de estoque e melhores perspectivas de oferta, foi alcançada uma estabilidade para o final do semestre e para o início de 2024. Uma redução da demanda na Europa e a participação dos mercados maduros na Ásia atenuaram o impacto de oferta de gás, ocasionado em 2022. Após um inverno ameno em 2023, espera-se uma maior demanda por aquecimento no Hemisfério Norte, pois um retorno às condições climáticas médias do inverno é aguardado. Acredita-se que, em 2024, os mercados de gás natural vislumbrem um retorno ao forte crescimento, impulsionado pelos setores industrial e de energia da Ásia, do Oriente Médio e dos países ricos em gás na África, já que essas regiões apresentam economias de rápido crescimento.

Cabe destacar, também, a aceleração dos esforços mundiais no enfrentamento das alterações climáticas, com destaque para os acontecimentos da COP 28. Mesmo diante desses avanços, ressalta-se que o petróleo e gás natural continuarão desempenhando papel fundamental na oferta e demanda global de energia por décadas.

²¹ O fornecimento de petróleo na Europa foi diretamente afetado, perdendo quase metade do volume comercializado, uma redução de 1,07 milhão b/d em outubro para 570 mil b/d em dezembro ([Reuters](#)).

²² Com a aquisição da Pioneer, a ExxonMobil se tornará uma gigante focada na *shale*. Somente na Bacia do Permiano, a companhia passará a ter produção de 1,3 milhão boed, mais que o dobro do volume atual ([Bloomberg](#); [S&P Global](#)).

²³ No sentido de apoiar os países mais afetados pelas mudanças climáticas, foi aprovado um fundo de perdas e danos, para o qual os EUA e a Alemanha anunciaram contribuição de US\$ 100 milhões, e os EUA, US\$ 17,5 milhões. A COP 28 aprovou também o Objetivo

Global de Adaptação (GGA), indicando diretrizes para a resiliência aos impactos das mudanças climáticas. Ademais, a Conferência observou que limitar o aquecimento global a 1,5°C exigirá esforços significativos ([Reuters](#); [MEI](#); [Brasil](#)).

²⁴ É importante ressaltar que essa foi a primeira vez que um compromisso com a redução de combustíveis fósseis foi estabelecido em um acordo da COP ([MEI](#)).

III. CONJUNTURA BRASIL

A economia brasileira registrou crescimento de 2,0% no 3º trimestre de 2023 em relação ao mesmo trimestre de 2022, e 0,1% em relação ao trimestre anterior (resultado influenciado pelo desempenho da agropecuária, que recuou 3,3%) (IBGE). As expectativas acerca do PIB de 2023 apontam para um crescimento de 2,92% (BC). O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) fechou o ano de 2023 com variação acumulada de 4,62%, abaixo dos 5,79% registrados em 2022. Destaca-se que, mesmo diante de cenário geopolítico turbulento, com eclosão de conflitos no Oriente Médio, os combustíveis, acompanhando os preços do petróleo, registraram quedas de preços (IBGE).

O semestre foi marcado por movimentações na esfera regulatória do setor de gás. Os comitês do programa Gás para Empregar foram prorrogados por 120 dias, e tiveram como primeiros resultados a identificação de gargalos para o crescimento do setor no país. O programa identificou a existência de desafios à comercialização do gás da União de contratos de partilha, motivo pelo qual o MME propôs um Projeto de Lei que aumenta as atribuições da PPSA, possibilitando a venda no *city gate*, e não apenas na “cabeça do poço” (MME; MME).

Na esteira da transição energética, o governo enviou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei contendo o programa Combustível do Futuro, composto por um conjunto de iniciativas para a promoção da mobilidade de baixo carbono²⁵. Ademais, o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços criou em dezembro o programa nacional de Mobilidade Verde e Inovação (Mover)²⁶, que amplia as exigências de sustentabilidade da frota automotiva e estimula a produção de novas tecnologias nas áreas de mobilidade e logística, expandindo o antigo Rota 2030 (MDIC, 2023).

²⁵ Entre as medidas estão a criação do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), do Programa Nacional do Diesel Verde (PNDV), e a elevação dos teores mínimos e máximos da mistura de etanol anidro à gasolina para 22% e 30%, respectivamente. Ademais, inclui propostas de marcos regulatórios para combustíveis sintéticos e captura e estocagem geológica de CO₂ (MME).

²⁶ O programa, criado via Medida Provisória nº1205, de 30 de dezembro de 2023, tem o intuito de promover a expansão de investimentos em eficiência energética, incluir limites mínimos de reciclagem na fabricação dos veículos e cobrar menos imposto de quem polui menos, criando o IPI Verde. (Brasil, 2023)

Um dos principais destaques do semestre foi a aprovação da Reforma Tributária (Emenda Constitucional nº 132/2023), capaz de causar impactos relevantes na alocação, redistribuição e equilíbrio da economia. A reforma prevê o imposto seletivo incidente sobre a produção, extração, comercialização ou importação de bens e serviços prejudiciais à saúde ou ao meio ambiente (Senado). Cumpre destacar que a reforma alterou bases constitucionais capazes de aprimorar o sistema tributário nacional, tornando-o mais simples e transparente²⁷, reduzindo o custo e a barreira ao investimento no Brasil. Como um importante e ascendente *player* do setor petrolífero, o País poderá²⁸ multiplicar o volume de investimentos em todos os elos da cadeia de abastecimento nacional e de exportação.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autorizou, por meio da Resolução CNPE nº 11, de 20 de dezembro de 2023, a licitação de 11 blocos no Sistema de Oferta Permanente sob o regime de partilha de produção²⁹, e estabeleceu o conteúdo local mínimo obrigatório nos próximos ciclos de Oferta Permanente para os regimes de concessão e de partilha de produção. O conteúdo local mínimo não será adotado como critério de julgamento das ofertas na licitação, passando a integrar as cláusulas contratuais, ao contrário do que ocorria no passado (CNPE)³⁰.

Com o objetivo de viabilizar a entrada de novos agentes no mercado de gás natural, a ANP aprovou a Resolução nº 961/2023, que simplifica a contratação de capacidade existente em gasodutos de transporte através da dispensa de chamada pública (EPBR; ANP). Além disso, também aprovou propostas tarifárias apresentadas pelas operadoras de gasodutos de transporte TBG, TSB e TAG com aplicação de 90% de desconto nas tarifas aplicáveis às interconexões, reduzindo o custo da movimentação do gás no sistema interligado (ANP).

²⁷ O novo texto constitucional inclui a indicação que o Sistema Tributário Nacional deve observar os princípios da simplicidade, da transparência, da justiça tributária, da cooperação e da defesa do meio ambiente.

²⁸ Além do prazo estabelecido por intermédio da Emenda Constitucional nº 132/2023, o processo de aprimoramento tributário requer novas etapas, que incluem as regulamentações das novas regras estabelecidas na Constituição Federal.

²⁹ Trata-se dos blocos de Itaimbezinho, Ametista, Ágata, Mogno, Jaspe, Amazonita, Safira Leste, Safira Oeste, Citrino, Larimar e Ônix.

³⁰ Ainda sobre conteúdo local, a ANP publicou a Resolução nº 963, que busca simplificar procedimentos de acreditação de organismos de certificação (ANP).

Ainda no ambiente regulatório, foi aberta nova disputa judicial entre a ANP e a Arsesp (Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo) junto ao STF, devido à criação pelo órgão paulista de novas regras para comercialização de gás ([Arsesp](#); [EPBR](#))³¹. As duas partes ainda negociam acordo sobre a classificação do gasoduto Subida da Serra, da Comgás ([ANP](#)). A Arsesp também flexibilizou condições de migração entre o mercado cativo e mercado livre³² ([EPBR](#); [Arsesp](#)). Assim, a necessidade de harmonização de aspectos legais e regulatórios entre as esferas federal e estaduais ainda representa um desafio para o desenvolvimento do mercado de gás³³.

De julho a dezembro de 2023, a produção nacional de petróleo foi em média 3.575 mil b/d, superior à média do primeiro semestre, de 3.199 mil b/d. Já a produção de gás natural de julho a dezembro foi em média 155 milhões m³/dia, apresentando um acréscimo de 7,3% quando comparado com a produção média do primeiro semestre do ano. O mês de novembro atingiu recorde de produção, sendo 3,678 Mboe/d de petróleo e 162 MMm³/d de gás natural. A reinjeção técnica de gás natural permaneceu acima de 50% (EBC; ANP).

O período também apresentou a perspectiva da afluência de investimentos em *upstream*. A ANP promoveu dois ciclos da Oferta Permanente. No leilão de partilha de blocos do pré-sal, apenas o bloco Tupinambá foi arrematado pela BP Energy na Bacia de Santos, enquanto o 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e o 2º Ciclo da Oferta Permanente da Partilha resultaram no arremate de 192 blocos. Foram concedidos 44 blocos na bacia de Pelotas, sendo 29 operados pela Petrobras (em parceria com Shell e CNOOC) e 15 pela Chevron³⁴ ([EBC](#)). Na Bacia do Amazonas, um bloco (área de acumulação marginal de Japiim) foi arrematado por Eneva e Atem, e 4 blocos somente pela Atem. A estreante Elysian arrematou blocos nas bacias Potiguar, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas. Já a Blueshift arrematou um bloco na Bacia do Paraná ([EPBR](#)). Além disso, foi leiloada para a Equinor a primeira área exploratória fora da plataforma continental, na Bacia de Santos ([EPBR](#)).

De julho a dezembro de 2023, a produção nacional de petróleo foi em média 3.575 mil b/d, superior à média do primeiro semestre, de 3.199 mil b/d. Por sua vez, a produção de gás natural no mesmo período foi em média 155 milhões m³/dia, apresentando um acréscimo de 7,3% quando comparado com a produção média do primeiro semestre do ano. O mês de novembro registrou recorde de produção, sendo 3,678 Mboe/d de petróleo e 162 MMm³/d de gás natural. A reinjeção técnica de gás natural permaneceu acima de 50% ([EBC](#); [ANP](#)).

Em novembro de 2023, a Petrobras aprovou seu Plano Estratégico 2024-28, com aumento de 31% nos investimentos previstos em relação ao plano anterior, totalizando US\$ 102 bilhões. O setor de Exploração e Produção (E&P) será o principal destinatário dos investimentos, recebendo US\$ 73 bilhões, seguido por Refino, que contará com US\$ 17 bilhões, e Gás e Energia, que terá alocados US\$ 3 bilhões. Os investimentos em E&P têm entre seus objetivos a maximização do valor do portfólio, reposição de reservas e foco em ativos rentáveis. No que tange aos investimentos em refino, destacam-se os destinados à ampliação do programa RefTOP, que tem como objetivo incrementar a eficiência operacional e energética, com US\$ 776 milhões. A estatal ratifica o foco em produtos de alto valor agregado e baixo carbono, com investimentos totalizando US\$ 11,5 bilhões. Os montantes estão destinados ao desenvolvimento de projetos eólicos e solares *onshore*, eólicos *offshore*, projetos e P&D em CCUS e hidrogênio, além da expansão de projetos de biorrefino ([Petrobras](#)).

O Plano Estratégico 2024-2028 da Petrobras também inclui a operação do gasoduto Rota 3 e da UPGN do GASLUB com início em 2024, com capacidade de escoamento de 18 MMm³/dia e processamento de 21 MMm³/dia, e outros investimentos a médio prazo na infraestrutura de gás natural. Já o gasoduto do Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP), com capacidade de 18 MMm³/dia, inicialmente previsto para 2028, deverá entrar em operação em 2029 ([Petronotícias](#); [Petrobras](#))³⁵.

³¹ A [Deliberação 1.485/2023](#) transferiu para o agente transportador (regulado pela ANP) a apresentação de laudo diário de qualidade do gás comercializado. Apesar de questionamentos quanto ao tema pela ANP e associações da indústria, a agência estadual manteve a Taxa de Fiscalização e Controle sobre a Comercialização (0,5% sobre o faturamento de comercialização), criada em 2020.

³² As principais mudanças são: possibilidade de rescisão antecipada de contratos do mercado cativo, migração parcial para o mercado livre (criação do perfil de consumidor parcialmente livre) e redução de prazo máximo para retorno de consumidor ao mercado cativo.

³³ Em dezembro, o Estado do Rio de Janeiro instituiu a TFFPG (Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás) ([Lei Estadual nº 10.254/2023 - RJ](#)). A lei prevê descontos de até 80% da taxa em determinadas situações de produção, incluindo condições voltadas ao aproveitamento de gás natural ([EPBR](#)). A medida não é inédita, visto que a Lei Estadual nº 7.182/2015 havia estabelecido uma taxa com base no volume de barris de petróleo produzidos. Contudo, o STF declarou sua inconstitucionalidade sob o argumento de que a base de cálculo não guardava relação e coerência com os custos da atividade fiscalizatória ([STF](#)).

³⁴ Nas últimas duas décadas, a Bacia de Pelotas atraiu pouca atenção em razão, principalmente, do direcionamento dos esforços para a atividade na área do pré-sal.

³⁵ A Petrobras optou por baixar o percentual de conteúdo local das FPSOs do projeto SEAP a fim de viabilizar a contratação, estando sujeita ao pagamento de multas ao órgão regulador ([Petrobras](#); [Petróleo Hoje](#); [CNPE](#)).

No *upstream*, a Petrobras iniciou a produção do quinto FPSO no Campo de Búzios, com capacidade de produzir 150 mil b/d de óleo e 6 milhões de m³/d de gás natural (EPBR). Além disso, o FPSO Anita Garibaldi entrou em operação nos campos de Marlim e Voador, com capacidade de produzir 80 mil b/d de óleo e 7 milhões de m³/d de gás e estará, em conjunto com o FPSO Anna Nery, substituindo nove plataformas que serão descomissionadas (Petrobras). Na Bacia de Santos, teve início a produção do FPSO Sepetiba, no campo de Mero, com capacidade de produzir 180 mil b/d de óleo e 12 milhões de m³/d de gás natural (EBC). Na porção da Margem Equatorial, a Petrobras iniciou perfurações no poço Pitu Oeste, na Bacia Potiguar (Petrobras).

Em setembro, o consórcio formado por Equinor, Repsol Sinopec Brasil e Petrobras submeteu à ANP a declaração de comercialidade e planos de desenvolvimento de duas áreas do bloco de concessão do pré-sal BM-C-33, na Bacia de Campos. As áreas, batizadas como Raia Manta e Raia Pintada, contêm volumes recuperáveis de gás natural e condensado superiores a 1 bilhão de boe. O projeto deve entrar em operação em 2028 e contará com tratamento do gás até a especificação na própria FPSO e gasoduto ligado à malha integrada de transporte através do Terminal de Cabiúnas, em Macaé (RJ). A capacidade do gasoduto do Projeto Raia será de 16 Mm³/dia, com média de exportação de 14 Mm³/dia (Equinor; Petrobras).

Na exploração *onshore*, as áreas de desenvolvimento Tucano Grande e Tucano Grande Sul, na Bacia Tucano Sul, Bahia tiveram a comercialidade parcial declarada. As áreas serão operadas pela Imetame Energia, com 70% de participação da Energy Paranã (ANP). Na Bacia do Parnaíba, a Eneva segue desenvolvendo o Parque dos Gaviões, tendo lançado o sétimo poço produtor de gás natural (ANP).

No segmento de *downstream*, destacou-se a decisão da Petrobras de retomar os investimentos no polo GasLub. O complexo foi novamente redesenhado e contará com refinaria voltada para produção de óleo diesel, com início da operação previsto para 2028, e unidades de bioquerosene de aviação (BioQAV) e diesel renovável após 2028 (Petrobras)³⁶.

A Petrobras concluiu operações comerciais de desverticalização da cadeia produtiva de gás natural, permitindo acesso a sua infraestrutura por empresas parceiras. Nesse aspecto, foi concluída a

aquisição do Polo Potiguar³⁷ antes pertencente a Petrobras, pela 3R Petroleum (Petrobras). Além disso, as empresas celebraram acordo para acesso à unidade de tratamento de Cacimbas (UTGC), em Linhares (ES), para tratamento de gás do campo de Peroá (Bacia do Espírito Santo) (Petrobras). No mesmo sentido, em dezembro, a Equinor assinou contrato para inclusão no SIE-BC (Sistema Integrado de Escoamento - Bacia de Campos)³⁸, passando a utilizar a partir de janeiro de 2024 a rede de gasodutos para escoar gás do campo de Roncador (no qual tem 25% de participação) e acessar a UTGCAB (Petrobras). Em ambos os casos as empresas privadas passam a vender o gás diretamente ao mercado, em movimento que promove aumento de concorrência.

Ao mesmo tempo, a Petrobras buscou renegociar os termos firmados com o Cade na área de refino e gás natural (Petrobras). Um dos pontos solicitados é o fim da venda do controle da TBG. Em refino, o acordo previa a venda de oito refinarias, tendo concretizado três transações (Rlam, Reman e SIX) e rescindido o contrato de venda da Lubnor (Petrobras).

Em relação aos derivados de petróleo, um dos destaques do semestre foi a importação recorde de óleo diesel da Rússia, especialmente devido ao seu preço descontado frente ao produto ofertado na Costa do Golfo, representando, em dezembro, 87% das importações de óleo diesel do País (ComexStat). Já o gás natural apresentou redução da importação ao longo do ano, com queda de 24% no terceiro trimestre em relação à média do primeiro semestre (MME). Tal queda pode ser relacionada ao anúncio feito pela Bolívia, em setembro, de fim das reservas de gás natural, com previsão de interrupção das exportações. A estatal boliviana YPFB negociou com a Petrobras um aditivo de contrato para 2024-2025 mantendo o volume máximo de 20 Mm³/dia, mas flexibilizando compromissos firmes de entrega (Petrobras). Ao mesmo tempo, a Argentina apresenta um cenário de incertezas quanto à integração energética com o Brasil. Apesar da indicação pública de preferência pela exportação de gás na forma de GNL, o país enfrenta dificuldades para realizar reformas, aliadas à dependência sazonal de importações do gás boliviano, limitando o volume disponível ao mercado brasileiro (EPBR; EPBR).

³⁶ A UPGN do complexo tem início da operação previsto para o segundo semestre de 2024. O projeto inclui integração com a Refinaria Duque de Caxias (Reduc), que receberá o gás tratado e frações líquidas (Petronotícias).

³⁷ Essa aquisição é composta por contratos de concessão de 22 campos de óleo e gás na Bacia Potiguar e instalações do Ativo Industrial Guamaré (AIG), que inclui UPGN e a Refinaria Potiguar Clara Camarão – RPCC.

³⁸ O SIE foi criado em 2020, após acordo da Petrobras com o Cade, inicialmente voltado somente para a Bacia de Santos e formado por Petrobras, Shell, Repsol Sinopec e Petrogal (Petrobras; Petrobras).

A Petrobras passou a ofertar maior variedade de contratos de fornecimento às distribuidoras de gás, com possibilidade de indexação ao Henry Hub e prazos contratuais de 4 a 11 anos; ainda assim, apenas 20% do volume contratado e divulgado no segundo semestre seguiu o novo indexador. Além disso, 10% do volume negociado foi contratado para entrega em *hub*³⁹. A indexação ao Brent, adotada pela maioria das concessionárias estaduais, seguiu o fator de 11,9% da cotação de petróleo. Foram realizados majoritariamente contratos de longo prazo, mas com previsão de redução do volume em caso de migração de usuários para o mercado livre (EPBR).

A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) realizou oferta de capacidade do Gasbol para o período de 2024 a 2028 e contratou, para 2024, um total de 20,9 Mm³/dia de entrada e 11 Mm³/dia de saída. Já a TAG realizou 35 contratos de capacidade, totalizando 4,3 Mm³/dia de entrada e 4,7 Mm³/dia de capacidade de saída (TAG; Portal de Oferta de Capacidade).

O GNL importado continuou a apresentar volatilidade de preços como reflexo de tensões internacionais⁴⁰, suprimindo hoje apenas 1,5% do consumo brasileiro de gás, com ligeira recuperação desde a alta de preços em 2022 (ver seção *Estatísticas*).

A New Fortress Energy (NFE) assumiu o contrato de reserva de capacidade da termelétrica Portocem, de 1,6 GW, no Ceará, e pretende transferir a capacidade contratada para unidades ligadas a seus terminais de regaseificação⁴¹. No final de 2023, foi concluída a desativação do terminal de regaseificação da Petrobras em Pecém, que já operava há anos com elevada capacidade ociosa (New Fortress Energy; Complexo do Pecém; EPBR)⁴². Ademais, foi iniciada a operação comercial da UTE Marlim Azul, em Macaé (RJ), de 565 MW, a primeira termelétrica a utilizar 100% de gás do pré-sal (MME).

O mercado de biogás e biometano apresentou crescimento gradual, estimulado pela flexibilização no acesso à infraestrutura de gás natural. A Compagás sinalizou o interesse em firmar o fornecimento de biometano em 2024 (Compagas; EnergiaHoje), e a Copergás assinou adicional de contrato para aquisição de metano com a Orizon VR, totalizando 130 mil m³/d por um prazo de 10 anos (EPBR).

No segmento de fertilizantes, a Petrobras anunciou um contrato em modelo de *tolling*⁴³ com a Unigel para produção de fertilizantes nitrogenados nas fábricas de Sergipe e da Bahia (Petrobras). As duas unidades tiveram a produção paralisada durante o segundo semestre de 2023 devido à queda no preço dos produtos, que não foi acompanhada pelo preço do gás natural (UNIGEL). A reativação atende ao Plano Nacional de Fertilizantes aprovado em novembro pelo Confert visando à redução da dependência externa do setor (MDIC).

Em um período em que foram observados recordes de produção de petróleo e gás natural, importantes movimentações visam a aumentar a oferta de petróleo e gás natural nos próximos anos. O movimento de abertura de mercado de gás segue liderado pelo segmento de transporte de sua cadeia, havendo uma grande expectativa do setor em relação aos resultados a serem indicados no relatório do Gás para Empregar.

Por fim, em uma conjuntura de continuidade dos investimentos em petróleo e gás natural, iniciativas de reposicionamento das empresas, bem como o direcionamento de políticas públicas visam a pavimentar o caminho para a descarbonização do setor no contexto de transição energética.

³⁹ No modelo de hub, a Petrobras arca com a tarifa de entrada no sistema de transporte e o cliente arca com a tarifa de saída.

⁴⁰ Continuidade do conflito Rússia-Ucrânia e início do conflito Israel-Hamas, com crescentes restrições à circulação de navios no Mar Vermelho.

⁴¹ TGS, em Santa Catarina, e Barcarena, no Pará.

⁴² A NFE anunciou também a expansão de seu parque de regaseificação em Barcarena, com início de operação de nova FSRU no primeiro semestre de 2024. O terminal terá capacidade para regaseificar 15 Mm³/d de gás e suprirá a UTE Novo Tempo, de 630 MW,

com conclusão prevista para 2025, e a refinaria de alumina Alunorte, que prepara a conversão de matriz energética de óleo combustível para gás natural (New Fortress Energy; LNG Prime; Hydro Alunorte). Essa operação se alinha à tendência do mercado consumidor de óleo e gás de buscar substituições da matriz energética, tendo em vista compromissos para redução da emissão de gases do efeito estufa.

⁴³ *Tolling agreement*, também chamado de industrialização por encomenda, é um tipo de contrato em que o proprietário da matéria-prima paga pelo serviço da indústria de transformação, recebendo o produto processado (Nasdaq).

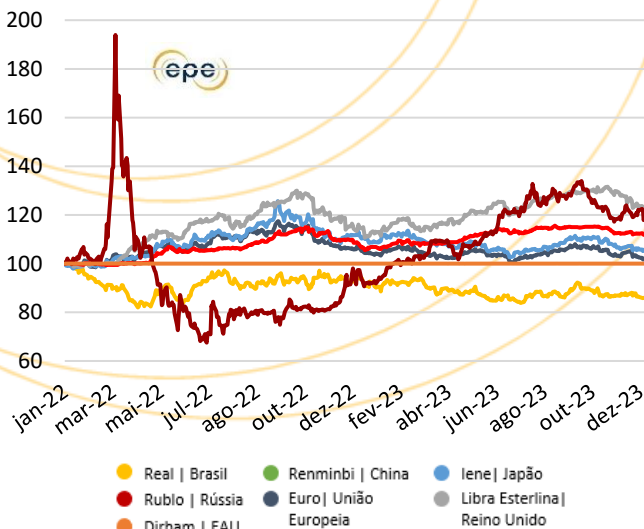
IV. ESTATÍSTICAS

VARIÇÃO REAL DO PIB (%)	2020	2021	2022	2023T1	2023T2	2023T3
Brasil	-3,3%	5,0%	2,9%	3,7%	3,4%	2,5%
China	2,2%	8,4%	3,0%	4,5%	6,3%	4,9%
Estados Unidos	-2,8%	5,9%	2,1%	1,7%	2,4%	2,9%
Índia	-5,8%	9,1%	7,2%	6,3%	7,3%	7,0%
Japão	-4,2%	2,2%	1,0%	2,5%	2,3%	1,6%
União Europeia	-5,6%	5,9%	3,6%	1,1%	0,5%	0,0%
Rússia	-2,7%	5,6%	-2,1%
Mundo	-2,8%	6,3%	3,5%

Fonte: OCDE e FMI.

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

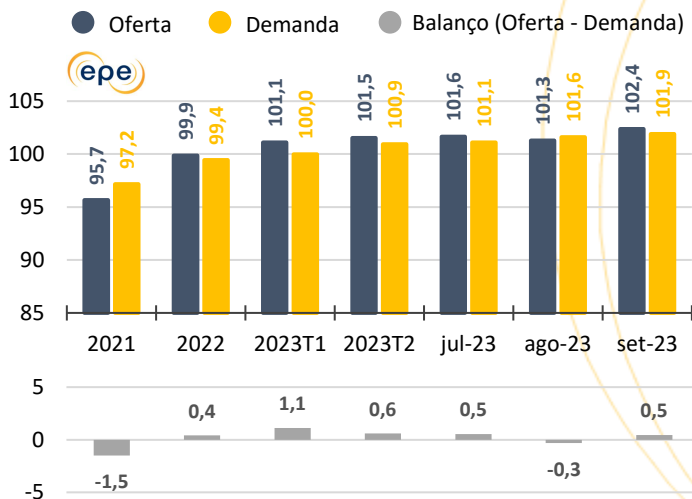
EVOLUÇÃO DE MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR (BASE 100 = JANEIRO 2022)



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)	2022	2023 T1	2023 T2	2023 T3	2023 OUT	2023 NOV	2023 DEZ
Brent	100,93	81,06	78,13	86,65	90,60	82,94	77,76
WTI	94,90	75,91	73,54	82,25	85,64	77,69	71,90
Henry Hub	6,45	2,64	2,16	2,59	2,98	2,71	2,52
NBP	32,00	16,02	10,43	10,61	14,22	14,39	11,42
JKM	33,98	16,36	10,90	12,55	16,34	16,23	12,97
GNL Japão	29,62	n.d.	n.d.	11,90	14,70	n.d.	n.d.
GNL Brasil	22,72	n.d.	11,31	8,34	n.d.	n.d.	n.d.

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

Nota: ¹ Preços de petróleo em US\$/b e preços de gás natural em US\$/MMBtu. As cotações correspondem ao preço Free on Board (FOB), exceto JKM e "GNL Japão" que são Delivered Ex Ship (DES). ² "GNL Japão" e "GNL Brasil" correspondem aos preços médios do GNL importado por esses países.

OFERTA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2021	2022	2023 T1	2023 T2	2023 JUL	2023 AGO	2023 SET
África	7,5	7,2	7,4	7,4	7,4	7,4	7,5
Américas	33,1	35,0	36,0	37,1	38,4	38,5	38,9
Ásia-Pacífico	9,1	9,0	9,2	9,3	9,2	9,2	9,2
Europa e Eurásia	17,8	17,7	18,1	17,6	17,4	17,2	17,2
Oriente Médio	28,1	30,9	30,4	30,2	29,3	29,1	29,7
Mundo	95,7	99,9	101,1	101,5	101,6	101,3	102,4

Fonte: EPE a partir de EIA.

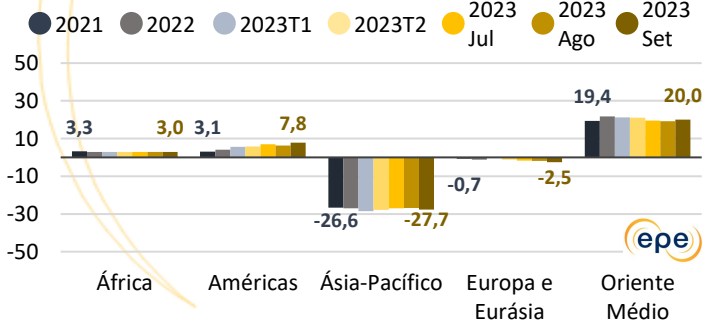
Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

DEMANDA GLOBAL DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2021	2022	2023 T1	2023 T2	2023 JUL	2023 AGO	2023 SET
África	4,3	4,4	4,5	4,5	4,4	4,4	4,5
Américas	30,0	30,9	30,5	31,3	31,4	32,2	31,1
Ásia-Pacífico	35,7	36,1	37,8	37,1	36,3	36,0	36,9
Europa e Eurásia	18,5	18,8	18,0	18,8	19,2	19,1	19,7
Oriente Médio	8,6	9,2	9,1	9,2	9,8	9,9	9,7
Mundo	97,2	99,4	100,0	100,9	101,1	101,6	101,9

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.

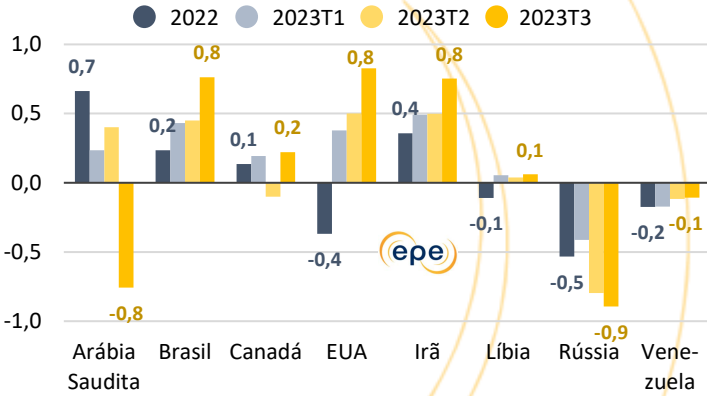
Nota: Inclui óleo cru, condensados, líquidos de gás natural (LGN), não convencionais, biocombustíveis líquidos e ganhos de processamento. Não inclui gás natural liquefeito (GNL) e hidrogênio líquido.

CAPACIDADE OCIOSA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (milhões b/d)	2022	2023 T1	2023 T2	2023 T3	2023 OUT	2023 Nov	2023 DEZ
---	------	---------	---------	---------	----------	----------	----------

Opep	2,41	3,15	3,23	4,19	4,15	4,27	4,36
------	------	------	------	------	------	------	------

Fonte: EIA.

VARIÇÃO 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	2022	2023 T1	2023 T2	2023 T3	2023 OUT	2023 Nov	2023 DEZ
---	------	---------	---------	---------	----------	----------	----------

Sondas em uso

Estados Unidos	723	760	719	649	623	619	623
Mundo	1.747	1.900	1.797	1.789	1.777	1.794	1.739

Contratos futuros

NYMEX WTI (mil contratos)	2.378	2.177	2.385	2.247	2.288	2.173	2.088
---------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

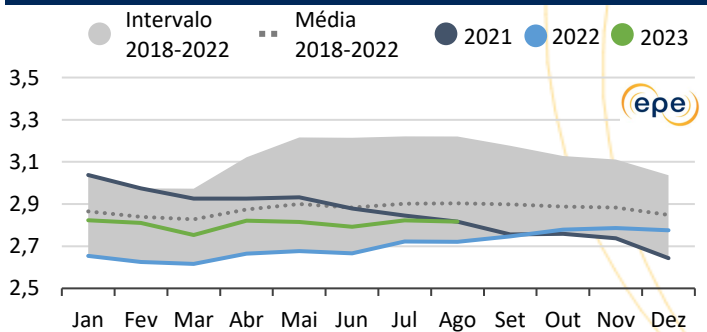
Fator de utilização de refinarias

Ásia	88%	92%	92%	94%	92%	93%	93%
Brasil	84%	84%	89%	90%	91%	88%	88%
Estados Unidos	92%	87%	92%	93%	87%	90%	..
Europa	82%	80%	82%	80%	80%	79%	81%

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 IEA.

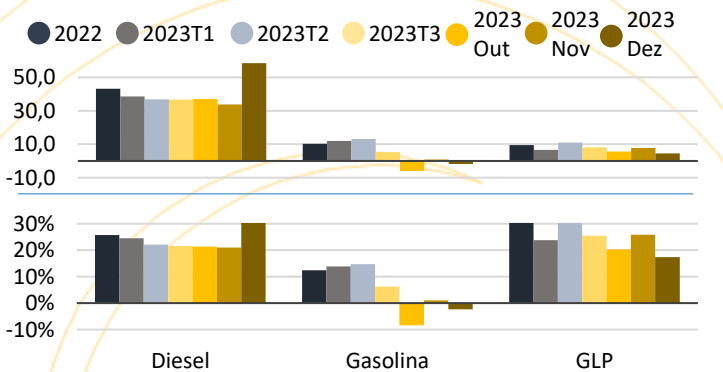
Nota: Inclui óleo cru, condensados, LGN, cargas de refinarias, derivados de petróleo (gasolina, destilados médios, óleo combustível e outros produtos), aditivos/oxigenados e outros hidrocarbonetos.

RODADAS DE LICITAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL VIGENTES NO MUNDO NO 2º SEMESTRE DE 2023

País	Rodada de Licitação	Período
Angola	2023 Oil Concessions Licensing Round	30/09/23 – 19/03/24
Brasil	2º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção	17/08/23 – 31/05/24
Brasil	4º Ciclo da Oferta Permanente – Concessão	17/08/23 – 28/06/24
Canadá	NL23-CFB01 Eastern Newfoundland	02/11/23
Canadá	NL23-CFB02 South Eastern Newfoundland	02/11/23
Canadá	NS22-1 Nova Scotia	29/09/22 – 19/09/23
China	8 blocks (offshore) 2023	20/06/23 – 31/01/24
Estados Unidos	Lease sale 261 (Golfo do México)	20/12/23
Guiana	Guyana 2022 licensing round	15/07/23
Israel	4th Offshore Bid Round	13/12/22 – 29/06/23
Líbano	Second licensing round	05/04/19 – 30/06/23
Líbano	Third licensinf round	27/12/23 – 02/07/24
Malásia	Malaysia Bid Round 2023	15/02/23 – 15/09/23
Trindade e Tobago	2023 Shallow Water Competitive Bidding Round	03/10/23 – 02/04/24

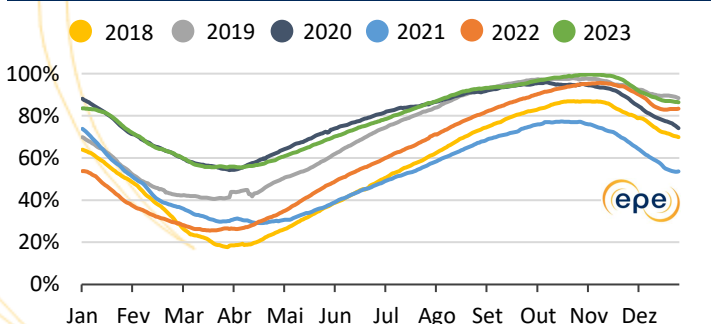
Fonte: ANPG (Angola); Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil); Canada-Newfoundland & Labrador Offshore Petroleum Board (Canadá); CNOOC (China); Bureau of Ocean Energy Management (Estados Unidos); Ministry of Natural Resources (Guiana); Ministry of Energy (Israel); Lebanese Petroleum Administration (Líbano); Petronas (Malásia); Ministry of Energy and Energy Industries (Trindade e Tobago).

DEPENDÊNCIA EXTERNA DA DERIVADOS DE PETRÓLEO (mil m³/d e percentual)



Fonte: EPE a partir de ANP.

ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL NA UNIÃO EUROPEIA (% capacidade total)



Fonte: EPE a partir de AGSI+.

PRODUÇÃO DE ÓLEO

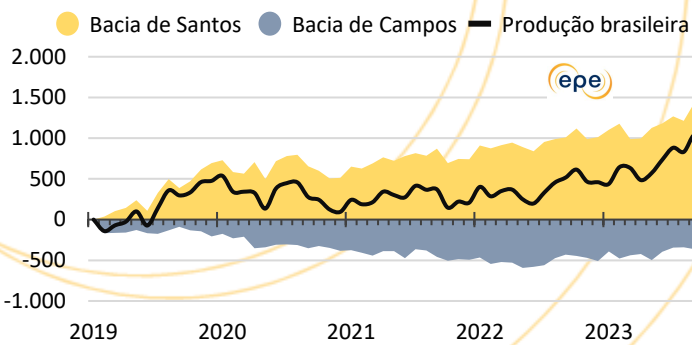
& GÁS NO BRASIL
(mil b/d ou MMm³/d)

	2022	2023 T1	2023 T2	2023 T3	2023 Out	2023 Nov	2023 Dez
Petróleo	3.021	3.217	3.236	3.549	3.543	3.679	3.585
Mar (pré-sal)	2.302	2.473	2.478	2.686	2.722	2.825	2.742
Mar (pós-sal)	639	674	683	778	735	771	760
Terra	79	70	76	85	85	83	83
Gás natural	138	143	146	153	153	162	156
Mar (pré-sal)	99	107	107	115	114	121	118
Mar (pós-sal)	19	16	16	17	17	17	15
Terra	20	19	22	21	21	24	23

Fonte: ANP.

Nota: Produção de petróleo em mil barris por dia (b/d) e produção de gás natural em milhões m³ por dia (MMm³/d). Petróleo inclui óleo cru e condensados. Produção de gás natural se refere à produção bruta.

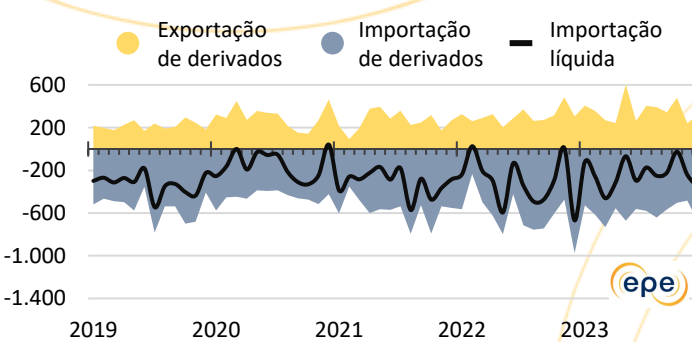
VARIÇÃO DA PRODUÇÃO BRASILEIRA DE PETRÓLEO, COM DESTAQUE PARA AS BACIAS DE CAMPOS E SANTOS, EM RELAÇÃO A JANEIRO DE 2019 (mil b/d)



Fonte: EPE a partir de ANP.

Nota: Inclui óleo cru e condensados.

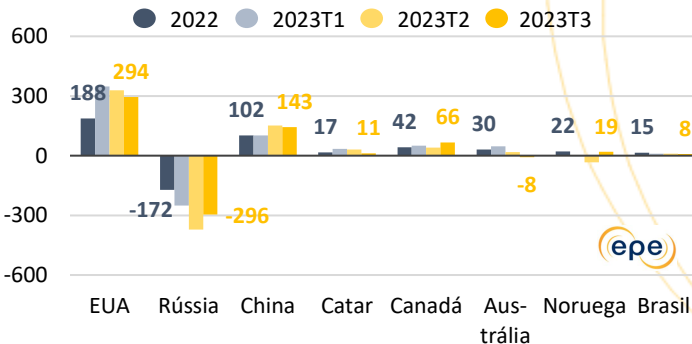
BALANÇO DE IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO NO BRASIL (mil b/d)



Fonte: EPE a partir de ANP.

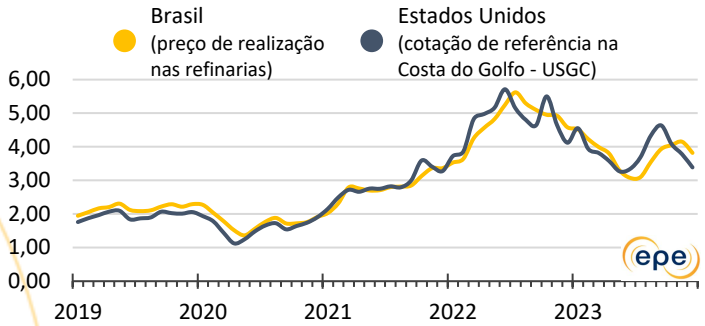
Nota: Importações são indicadas como negativas, enquanto exportações são positivas. Não inclui fornecimento de QAV para aeronaves estrangeiras e de combustíveis marítimos para navios estrangeiros.

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



Fonte: EPE a partir de JodiGas e ANP.

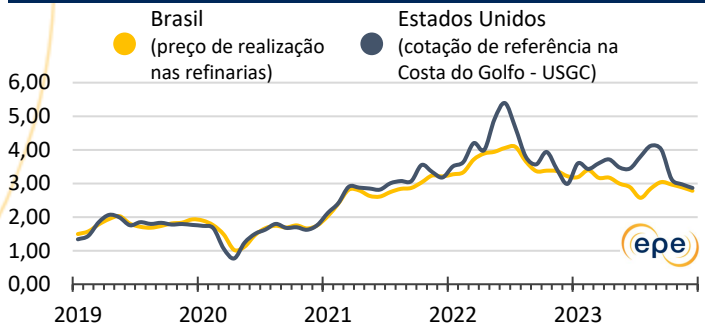
PREÇOS DE REFERÊNCIA DO ÓLEO DIESEL NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



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.

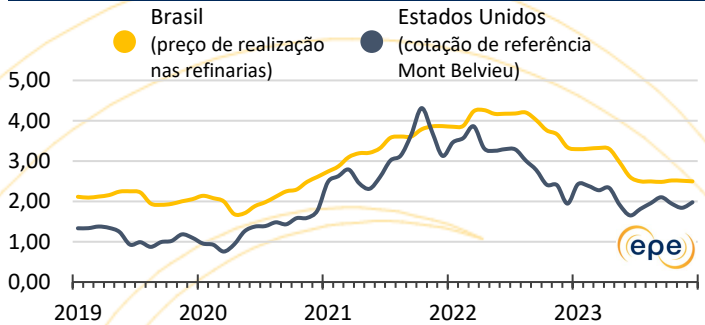
PREÇOS DE REFERÊNCIA DA GASOLINA NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL (R\$/l)



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.

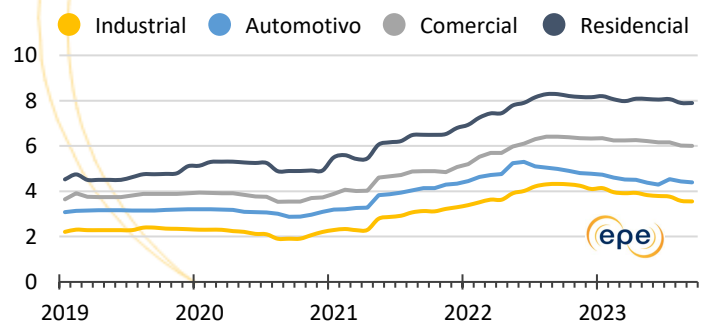
PREÇOS DE REFERÊNCIA DO PROPANO NOS ESTADOS UNIDOS E DE REALIZAÇÃO DO GLP NO BRASIL (R\$/kg)



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.

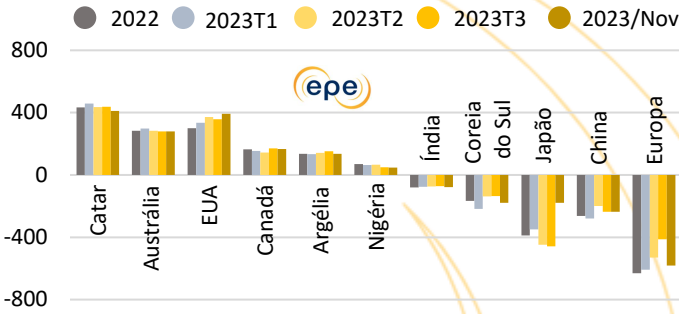
PREÇOS DE GÁS NATURAL AO CONSUMIDOR FINAL NO BRASIL (R\$/m³)



Fonte: EPE a partir de MME.

Nota: Consumo Industrial: 20 mil m³/d; Automotivo: faixa única; Com.: 800 m³/mês; Resid.: 12 m³/mês.

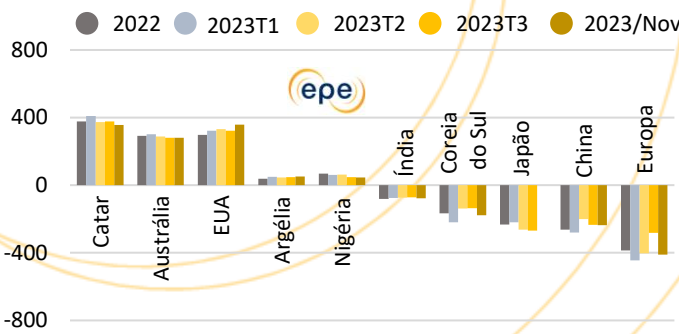
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL E GNL NO MUNDO (MMm³/d)



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

Nota: Importações líquidas são indicadas como negativas, enquanto exportações líquidas são positivas. Europa compreende Alemanha, Holanda, Itália, Bélgica, França, Reino Unido, Espanha, Turquia e Noruega. Dados para Rússia indisponíveis desde dez/21.

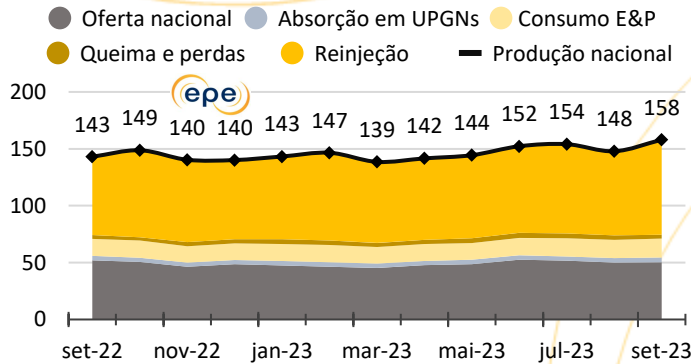
BALANÇO DE EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO DE GNL NO MUNDO (MMm³/d)



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

Nota: Importações líquidas são indicadas como negativas, enquanto exportações líquidas são positivas. Europa compreende Alemanha, Holanda, Itália, Bélgica, França, Reino Unido, Espanha, Turquia e Noruega. Dados para Rússia indisponíveis a partir de dez/21.

PRODUÇÃO BRUTA E OFERTA NACIONAL DE GÁS NATURAL (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

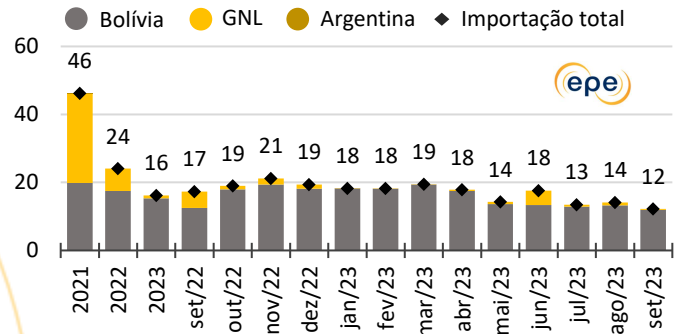
Superintendente de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis

Angela Oliveira da Costa

Coordenação Técnica

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

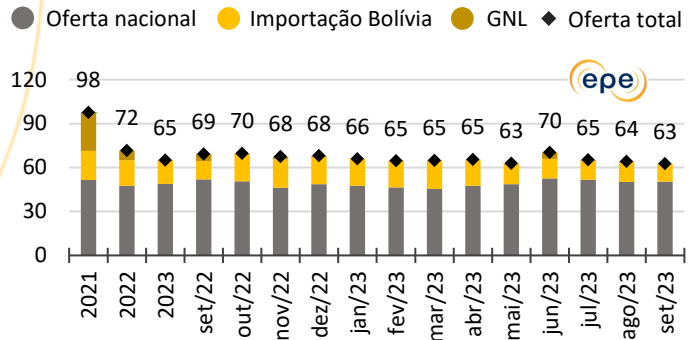
IMPORTAÇÕES BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL (MMm³/d)



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

Nota: ¹ Em out/21 e dez/21, houve importação de 0,16 MMm³/d e 2 MMm³/d, respectivamente, de gás natural da Argentina. ² A média de 2023 corresponde até o mês de setembro.

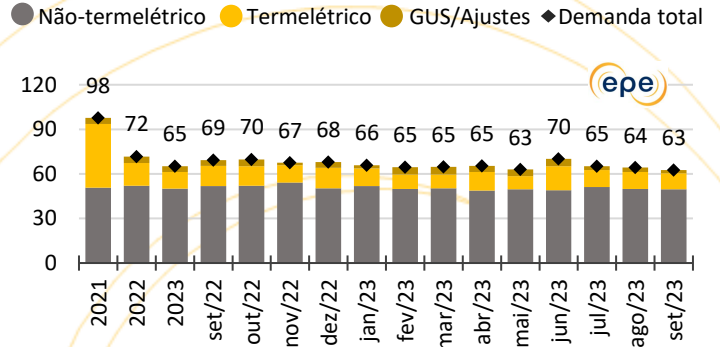
OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)



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

Nota: ¹ Em out/21 e dez/21, houve importação de 0,16 MMm³/d e 2 MMm³/d, respectivamente, de gás natural da Argentina. ² A média de 2023 corresponde até o mês de setembro.

DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MMm³/d)



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

Nota: A média de 2023 corresponde até o mês de setembro.

Autores

Bianca Nunes de Oliveira
Bruno Scola Lopes da Cunha
Cláudia Maria Chagas Bonelli
Fernanda Corrêa Ferreira
Filipe de Pádua Fernandes Silva
Filipe Soares da Cruz
Henrique Plaudio Gonçalves Rangel
Ivan Pablo Lobos Avilés
Laura Cristina Daltro Cardoso
Lucas dos Santos Rodrigues Moraes
Luiz Paulo Barbosa da Silva
Rafael Moro da Mata
Vinícius Folly Barbosa
Vitor Manuel do Espírito Santo Silva