

NÚMERO 08 – 1º SEMESTRE/2020 – PUBLICAÇÃO: JULHO/2020

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

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

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



Ao final de 2019, as condicionantes da oferta e demanda mundial do petróleo indicavam a continuidade da dinâmica do setor petrolífero. O primeiro semestre de 2020, entretanto, apresentou um dos contextos mais desafiadores enfrentados pela indústria mundial do petróleo nas últimas décadas. A contrário de crises passadas enfrentadas pela indústria, a atual crise global afetou a saúde pública, além dos rumos da economia, da sociedade e, conseqüentemente, do setor energético. Esta edição do Boletim, reflete os efeitos da pandemia nos setores de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo.

## PANORAMA IRÃ



A história moderna do Irã tem sido moldada, em grande medida, pelo desenvolvimento da indústria do óleo e gás. Este setor desempenhou papel notável nos desdobramentos políticos e desenvolvimento socioeconômico do país no século XX e início do século XXI. No entanto, embora seja um dos maiores produtores e exportadores de petróleo, esses volumes sofreram muitas variações ao longo das décadas, refletindo instabilidades políticas, conflitos e sanções internacionais. Esse contexto tem limitado a atração de tecnologias e de investimentos estrangeiros para o país, conferindo grandes desafios à manutenção e expansão da sua capacidade produtiva de óleo e gás e restringindo as atividades necessárias ao desenvolvimento do seu enorme potencial geológico. **Página 2**

## CONJUNTURA INTERNACIONAL



A pandemia mundial de Covid-19 destruiu parte da demanda de petróleo e gás natural como consequência das medidas de distanciamento social e de restrições de mobilidade. A disputa por uma demanda minguante, associada às questões geopolíticas em um mercado sobreofertado e com elevado nível de estoques, gerou significativa oscilação de preços e alterou estratégias de oferta de grupos econômicos e países. **Página 6**

## ESTATÍSTICAS

A pandemia provocou impactos nas principais economias mundiais e na demanda de hidrocarbonetos. O descompasso entre oferta e demanda, impactado pelo isolamento social e por tensões entre países produtores quanto às cotas de produção levam o preço do barril de petróleo e seus derivados a valores muito abaixo dos recentemente observados. Houve aumento na capacidade ociosa nos setores de petróleo e gás natural. **Página 15**

## CONJUNTURA BRASIL



O segmento de E&P no Brasil, apesar dos impactos da pandemia, apresentou recordes de produção de hidrocarbonetos. Os reflexos da Covid-19 foram maiores na sequência da cadeia, onde a queda do consumo doméstico de gás natural e de combustíveis e alterações de preços internacionais refletiram em modificações na dinâmica da oferta interna de gás e derivados de petróleo. **Página 11**

## I. PANORAMA IRÃ

A República Islâmica do Irã possui uma das maiores reservas provadas de petróleo e gás natural do mundo, está entre os dez maiores produtores mundiais de petróleo e é o terceiro maior de gás.

### Breve histórico da indústria iraniana de óleo e gás

A história moderna do Irã tem sido moldada, em grande medida, pelo desenvolvimento da indústria do óleo e gás. Este setor desempenhou papel notável nos desdobramentos políticos e no desenvolvimento socioeconômico do país no século XX e início do século XXI.

A indústria iraniana do petróleo se inicia em 1901, quando o britânico William D'Arcy assinou contratos de concessão com o xá Muzaffar al-Din para exploração e refino de petróleo na região, com exclusividade por 60 anos. Em 1908, D'Arcy realizou a primeira descoberta de óleo em grandes volumes em Masjid-i-Suleiman, no sudoeste do Irã. Essa descoberta levou à criação da empresa Anglo-Persian Oil Company (posteriormente British Petroleum - BP) (YERGIN, 2012).

Embora a Anglo-Persian tenha crescido rapidamente no início dos anos 1910, a companhia enfrentou sérias dificuldades financeiras. A solução partiu do governo britânico, que adquiriu a maioria das ações da empresa em 1914, assumindo o controle direto da Anglo-Persian e, conseqüentemente, dos direitos de exploração no Irã. Entre 1920 e 1930, a produção iraniana de petróleo cresceu de 35 mil b/d para 120 mil b/d (ELM, 1992; YERGIN, 2012).

Em 1933, o xá Reza Pahlavi renegociou os termos do contrato de concessão, estabelecendo *royalty* fixo e remuneração de 20% dos lucros mundiais da Anglo-Persian. Ademais, o novo acordo reduziu a área da concessão em 75% e estendeu a duração por mais 60 anos. Durante e após a 2ª Guerra Mundial, a produção iraniana de petróleo cresceu vigorosamente, de 170 mil b/d em 1940 para 640 mil b/d em 1950, sendo impulsionada pelas descobertas de campos gigantes que se encontram em produção até hoje (ELM, 1992; YERGIN, 2012).

Nesse período, o nacionalismo ganhou força no Irã, especialmente no que tange aos direitos de exploração dos recursos naturais. Em 1951, o Parlamento Iraniano, sob a liderança do primeiro-ministro Mohammad Mossadegh, estatizou a indústria do petróleo, criando a National Iranian Oil Company (NIOC). Em resposta, os britânicos, com apoio de países ocidentais, realizaram um embargo ao Irã, afetando

severamente a economia do país. Em 1952, a produção iraniana caiu para apenas 20 mil b/d (YERGIN, 2012).

Em 1953, um movimento organizado pelas agências de inteligência britânicas e americanas derrubou o governo Mossadegh e promoveu o general pró-ocidente Fazlollah Zahedi como primeiro-ministro. No entanto, ao invés de reestabelecer o monopólio da BP, o novo acordo para o setor petrolífero do Irã estabeleceu um consórcio de empresas multinacionais<sup>1</sup>, dividindo os lucros igualmente com a NIOC. Além disso, definiu-se que os recursos minerais e as instalações eram de propriedade do Irã, cabendo ao consórcio de empresas a gestão, operação e desenvolvimento dos campos (YERGIN, 2012).

Nas duas décadas seguintes, a produção iraniana seguiu crescendo rapidamente, de 1,9 milhão b/d em 1965 para 6,1 milhões b/d em 1974 (BP, 2020). Com o objetivo de defender os seus interesses e ampliar as suas receitas de exportação, o Irã foi um dos membros fundadores da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opec) em 1960 e um dos principais atores no 1º choque do petróleo em 1973 (YERGIN, 2012).

Contudo, a história do Irã mudou drasticamente em 1979, quando a eclosão da Revolução Iraniana derrubou o xá Reza Pahlavi e ascendeu o novo regime teocrático do aiatolá Khomeini. Como resultado, a estatal NIOC assumiu o controle dos ativos da indústria petrolífera e acordos internacionais foram cancelados (YERGIN, 2012). O impacto foi duramente sentido na produção de petróleo, que recuou para apenas 1,5 milhão b/d em 1980 (Figura 1) (BP, 2020).

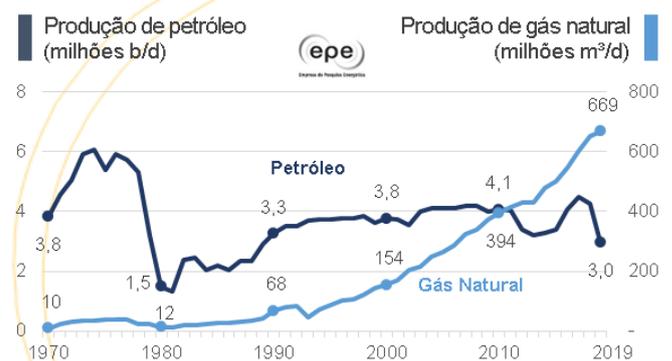


Figura 1 - Evolução da produção de petróleo<sup>2</sup> e gás natural<sup>3</sup> do Irã

Fonte: BP (2020)

<sup>1</sup> O consórcio foi estabelecido sob uma *holding* baseada em Londres, denominada Iranian Oil Participants (IOP) com 40% BP; 14% Shell; 8% Standard Oil of California (SoCal), 8% Gulf Oil e 8% Texaco (as três últimas, atualmente Chevron); 8% Standard Oil of New Jersey e 8% Standard Oil of New York (ambas, atualmente ExxonMobil); e 6% Compagnie Française des Pétroles (CFP, atualmente Total) (YERGIN, 2012).

<sup>2</sup> Os valores de produção de petróleo incluem óleo cru e condensados.

<sup>3</sup> Os valores de produção de gás natural refletem a produção bruta excluindo injeção e queima.

Ao longo das décadas de 1980 e 1990, o Irã sofreu diversas sanções internacionais, especialmente dos EUA, em resposta aos eventos da Revolução Iraniana, Guerra Irã-Iraque e demais tensões geopolíticas<sup>4</sup>. Ainda assim, a sua produção se reergueu gradualmente no período, avançando de 2,2 milhões b/d em 1985 para um patamar de 3,8 milhões b/d de 1993 a 2000 (BP, 2020). Com o aumento da produção e dos preços do petróleo nos anos 1990, o Irã ampliou suas receitas, permitindo investimentos em projetos de expansão de sua capacidade produtiva e na exploração de novos reservatórios. Ademais, o país destacou maior atenção ao desenvolvimento da produção não associada de gás natural. Muitos desses investimentos foram realizados em conjunto com empresas estrangeiras sob contratos de serviços de *buyback*<sup>5</sup>. Essa modalidade foi adotada pelo Irã após um longo período (1979-1998) no qual o país não assinou nenhum acordo com empresas internacionais (EIA, 2019).

Nas décadas de 2000 e 2010, as sanções ao Irã foram gradualmente ampliadas, principalmente por questionamentos ao seu programa nuclear<sup>6</sup>, afetando fortemente o setor petrolífero iraniano até os dias atuais. Os maiores impactos foram sentidos a partir do final de 2011, quando EUA e União Europeia elevaram sanções econômicas e tecnológicas ao país<sup>7</sup>. De 2011 a 2015, as exportações de petróleo do país declinaram de 2,5 milhões b/d para 1,1 milhão b/d. Em conjunto com o colapso dos preços do petróleo a partir de 2014, as receitas com exportação de petróleo recuaram 76% e o PIB iraniano declinou mais de 30% no mesmo período (OPEC, 2019). A produção de petróleo foi reduzida de um patamar de 4,1 milhões b/d em 2011 (que perdurava desde 2004) para uma média de 3,3 milhões b/d entre 2012 e 2015. Por outro lado, o Irã conseguiu expandir a sua produção de gás em mais de 30% entre 2011 e 2016 (BP, 2020).

Ademais, as sanções limitaram acesso a tecnologias e investimentos estrangeiros necessários para expandir a capacidade produtiva de óleo e gás e reverter o declínio nos campos maduros. Nesse período, o Irã recorreu às empresas locais para desenvolver seus projetos de E&P (EIA, 2019).

Após o acordo sobre o programa nuclear iraniano e retirada das sanções em 2015<sup>8</sup>, sua produção e exportação de petróleo recuperaram os níveis pré-sanções (BP, 2020; OPEC, 2019). Ademais, buscando expandir a sua capacidade de produção no longo prazo e atrair investimentos estrangeiros e novas tecnologias, o Irã passou a oferecer em 2016 um novo modelo fiscal do *upstream*, o Iranian Petroleum Contract<sup>9</sup> (IPC). Até a metade de 2018, o Irã havia assinado dois contratos do tipo com empresas estrangeiras, sendo um com CNPC e Total para desenvolvimento da fase 11 de South Pars, e outro com a russa Zarubezhneft para desenvolvimento dos campos terrestres de Aban e Paydar-e Gharb (EIA, 2019).

Contudo, em 2018, os EUA anunciaram sua saída do JCPOA e restabeleceram sanções econômicas contra o Irã. Como resultado, a produção e exportação iraniana de petróleo declinaram novamente, os contratos assinados com empresas estrangeiras foram suspensos, e as condições macroeconômicas do país se deterioraram.

### **Reservas e produção de petróleo e gás natural**

O Irã possui reservas provadas de 156 bilhões de barris de petróleo<sup>10</sup>, sendo a quarta maior do mundo. Esse volume é equivalente a 9% das reservas mundiais e a 13% dos países-membros da Opec (BP, 2020).

Após registrar volumes de 4,5 milhões b/d em 2017, o maior desde 1978, e de 4,3 milhões b/d em 2018, a produção iraniana de petróleo declinou 30% em 2019, para 3,0 milhões b/d (BP, 2020). Ainda assim, o Irã foi o oitavo maior produtor de petróleo em 2019.

Em relação ao gás natural, o Irã detém a segunda maior reserva provada do mundo, com 32 trilhões m<sup>3</sup> (atrás apenas da Rússia), o equivalente a 16% das reservas mundiais. Além disso, o país é o terceiro maior produtor (atrás de EUA e Rússia), com volumes de 669 milhões m<sup>3</sup>/d em 2019. Apesar de suas reservas significativas e do crescimento da produção de 8% a.a. entre 2000 e 2019, a produção iraniana de gás natural representa pouco mais de 6% do total produzido globalmente (BP, 2020).

<sup>4</sup> Durante a Revolução, as tensões foram intensificadas pela invasão da embaixada dos EUA em Teerã. Em resposta, os americanos impuseram severas sanções econômicas e financeiras, que foram gradualmente ampliadas nos anos seguintes: em 1984/87 com a Guerra Irã-Iraque, e em 1995/96 quando os EUA proibiram qualquer comércio entre os países, incluindo petróleo, e impuseram pesadas restrições financeiras contra empresas que investissem no desenvolvimento do setor petrolífero iraniano (CRS, 2020).

<sup>5</sup> No regime de contrato de serviço de *buyback*, as empresas estrangeiras executam os investimentos com capital próprio em projetos de óleo e gás. Depois da sua conclusão, estas empresas entregam a propriedade dos ativos à estatal iraniana mediante compensação financeira previamente definida (EIA, 2019).

<sup>6</sup> O Programa Nuclear do Irã foi denunciado em 2002 por ter como objetivo a fabricação de armas nucleares, sendo corroborado em 2005 pela Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA). Em 2006, após suas exigências terem sido rejeitadas pelo Irã, o Conselho de Segurança da Organização das Nações Unidas (ONU) impôs sanções financeiras e tecnológicas ao país (CRS, 2020).

<sup>7</sup> As sanções incluíram embargo às exportações de petróleo, proibição da comercialização de equipamentos e de tecnologias no setor de energia, proibição de novos investimentos de empresas estrangeiras no Irã, e proibição da concessão de seguros à navios petrolíferos iranianos (ou estrangeiros que estivessem transportando óleos iranianos) (CRS, 2020).

<sup>8</sup> Conhecido como *Joint Comprehensive Plan of Action* (JCPOA), este acordo foi firmado com o Grupo P5+1 (China, França, Rússia, Reino Unido, EUA e Alemanha).

<sup>9</sup> Com a intenção de ser mais atrativo para as empresas multinacionais, o regime é uma combinação de contratos de *buyback* e de partilha de produção, abarcando as fases de exploração, desenvolvimento e produção, além da possibilidade de se estender para a fase de recuperação avançada (EIA, 2019).

<sup>10</sup> Os valores de reservas provadas de petróleo incluem óleo cru, condensados e líquidos de gás natural.

Os principais campos de petróleo e gás do Irã estão localizados em extensões terrestres na região sudoeste do país e em áreas *offshore* no Golfo Pérsico, como pode ser observado na Figura 2. Ressalta-se também que o Irã compartilha diversos campos *onshore* e *offshore* com países vizinhos, como Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Iraque, Kuwait, Qatar e Omã (NIOC, 2018).

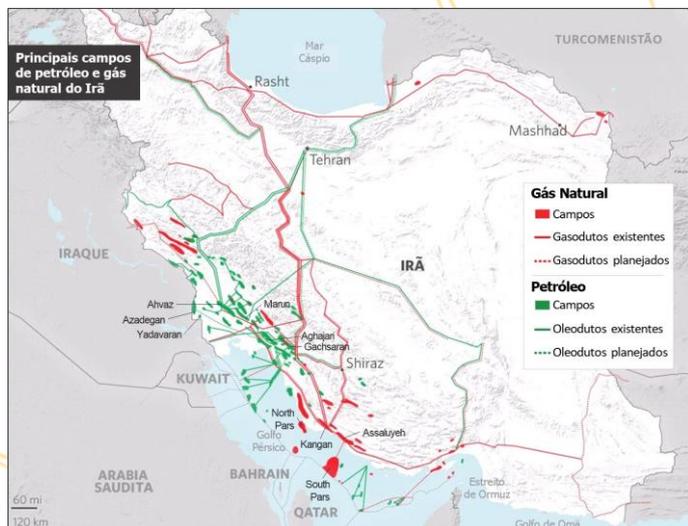


Figura 2 - Principais campos de petróleo e gás natural do Irã

Fonte: Adaptado de Stratfor (2019)

Estima-se que as acumulações terrestres representem mais de 70% das reservas provadas de petróleo e cerca de 85% da capacidade atual de produção do país (EIA, 2019). Destacam-se os campos *onshore* de Ahvaz, Gachsaran, Marun e Aghajari, que estão em operação há décadas e têm apresentado grandes taxas de declínio, exigindo investimentos em técnicas de recuperação avançada para a manutenção da sua capacidade de produção (EIA, 2019; NIOC, 2018). Entre as principais descobertas iranianas no final dos anos 1990 e início dos anos 2000, destacam-se os campos *onshore* de Azadegan, Yadavaran e Yaran, localizados em uma área chamada West Karoun, no sudoeste do país, compartilhando jazidas com o Iraque. Ao todo, esses campos produziram mais de 350 mil b/d de petróleo em 2019, e têm potencial de alcançar uma capacidade de produção de 1,2 milhão b/d em 2025 (PEDEC, 2019; SHANA, 2018a).

No que tange ao gás natural, grande parte da atividade do país está concentrada no campo gigante de South Pars, no *offshore* do Golfo Pérsico e que faz parte de uma grande estrutura de gás não associado que se estende por águas territoriais do Irã e do Qatar. Somadas as porções iraniana e catari (onde se chama North Field), estima-se que

seja o maior depósito de gás natural do mundo. No Irã, somente este campo é responsável por 40% das reservas provadas e por mais da metade da produção atual de gás natural. Como o projeto de South Pars não está totalmente desenvolvido<sup>11</sup>, há potencial para expansão (EIA, 2019; POGC, 2018). Atualmente, a sua produção bruta é de cerca de 700 milhões m<sup>3</sup>/d, e o Irã espera ultrapassar 1 bilhão m<sup>3</sup>/d em 2021 (SHANA, 2020a, 2020b).

### Infraestrutura e mercado de gás natural

Em 2019, o consumo interno de gás no Irã foi de 613 milhões m<sup>3</sup>/d, sendo o quarto maior do mundo, atrás de EUA, Rússia e China (BP, 2020). A demanda doméstica é distribuída entre três setores: geração elétrica, industrial e residencial/comercial. A geração termelétrica representa um terço do consumo doméstico de gás do Irã, sendo responsável por 70% de toda geração de eletricidade do país. Por sua vez, o setor industrial representa pouco mais de 25% do consumo de gás natural, com destaque para indústrias energointensivas (como aço e cimento) e para as que utilizam gás como matéria-prima (como petroquímica). Por fim, o setor residencial/comercial é responsável por cerca de 30% da demanda de gás, principalmente para calefação no período de inverno, o que torna o consumo do país altamente sazonal. Por isso, a demanda iraniana de gás natural regularmente supera a oferta durante os picos no inverno (JALILVAND, 2018a, 2018b).

Para contornar essa sazonalidade, o governo iraniano tem ampliado a capacidade de estocagem subterrânea de gás natural. Atualmente, o país conta com duas instalações, em Sarajeh e Shourijeh, com capacidade de 9 bilhões m<sup>3</sup>/ano. Porém, mais projetos estão em estudo para os próximos anos (JALILVAND, 2018b; NIGC, 2015).

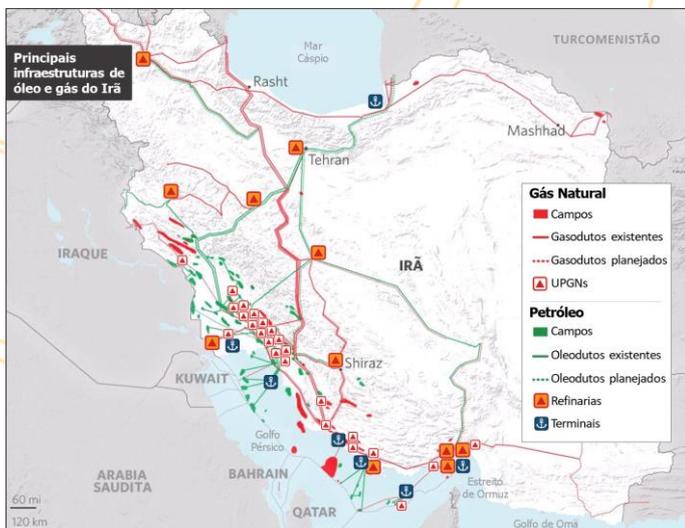
Apesar da sazonalidade de demanda, o país é um exportador líquido de gás natural, sendo o excedente exportado majoritariamente para Iraque e Turquia, e também para Armênia e Azerbaijão<sup>12</sup>. Em 2019, as exportações somaram 46 milhões m<sup>3</sup>/d, menos de 2% do comércio internacional de gás (BP, 2020). Como não possui plantas de liquefação de gás, os volumes exportados pelo país ficam restritos aos gasodutos. Apesar dos planos de longa data, as tentativas do Irã em desenvolver projetos de GNL esbarraram particularmente nas sanções internacionais, em termos de acesso à tecnologia de liquefação e investimentos estrangeiros (FORD, 2020).

<sup>11</sup> Originalmente, o plano de desenvolvimento de South Pars previa 24 fases, sendo que 22 já foram concluídas. Diversas empresas estrangeiras participaram ao longo do projeto, como a francesa Total, a malaia Petronas, a russa Gazprom, a italiana Eni, a norueguesa Equinor, a chinesa CNPC, entre outras (Oil & Gas Journal, 2019; POGC, 2018). Em 2019, o país anunciou mais quatro fases de desenvolvimento (REUTERS, 2019a).

<sup>12</sup> O Iraque é o maior mercado para o gás iraniano (25 milhões m<sup>3</sup>/d em 2019), seguido pela Turquia (20 milhões m<sup>3</sup>/d em 2019). Já Armênia e Azerbaijão receberam, em conjunto, 1 milhão m<sup>3</sup>/d em 2019 (BP, 2020). Com a Armênia, o Irã realiza operações de troca de gás por eletricidade. Com o Azerbaijão há uma operação na qual o Irã realiza um *swap* de gás, entregando no enclave de Nakhchivan e recebendo o mesmo montante na conexão do gasoduto Astara no norte do país (EIA, 2019).

Destacam-se os projetos Iran LNG<sup>13</sup>, Persian LNG e Pars LNG, que perfazem uma capacidade de exportação de 35 a 45 Mtpa de GNL (pouco mais de 10% do comércio mundial em 2019) (BP, 2020; SHANA, 2018b).

A estatal responsável pelo processamento, transporte e distribuição do gás natural é a National Iranian Gas Company (NIGC), detentora de 24 unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e de uma malha de gasodutos com quase 40 mil km (Figura 3) (EIA, 2019). A NIGC pretende ampliar em 7,5 mil km a sua rede até 2023, incluindo a conclusão do trecho 9 do projeto Iranian Gas Trunkline (IGAT-9). Este gasoduto possui uma extensão superior a 1,8 mil km e conecta os campos da Bacia Khuzestan à fronteira com a Turquia, ampliando a capacidade de exportação do país (SHANA, 2019).



**Figura 3 - Principais infraestruturas de petróleo e gás natural no Irã**  
Fonte: Adaptado de Stratfor (2019); EIA (2019) e OPEC (2019)

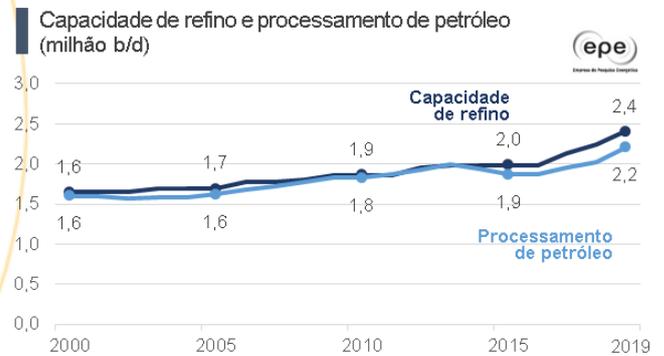
### Infraestrutura e mercado de petróleo e derivados

Os principais campos na região sudoeste do Irã estão conectados a uma vasta rede de infraestrutura, integrando refinarias, terminais e oleodutos aos principais centros consumidores do país (Figura 3).

O Irã possui 11 refinarias em operação (sendo seis unidades na região sudoeste, próximas à costa do Golfo Pérsico, e cinco distribuídas nas regiões central e noroeste do país), totalizando a capacidade de 2,4 milhões b/d, o oitavo maior parque de refino do mundo (BP, 2020; OPEC, 2019). Destacam-se as três maiores do país: Persian Gulf Star (420 mil b/d, mas com expansão prevista para 480 mil b/d ainda em 2020), Abadan (399 mil b/d) e Isfahan (375 mil b/d) (OPEC, 2019; SHANA, 2020c).

<sup>13</sup> O projeto Iran LNG é o que se encontra em fase mais avançada. Com capacidade de 10,5 Mtpa, a construção foi iniciada em 2007 pela empresa alemã Linde. Porém, em decorrência das sanções, a companhia abandonou o projeto em 2012. De acordo com o governo iraniano, o empreendimento encontrava-se com metade do avanço físico em 2016. Mais recentemente, negociações com estrangeiras, como BP, Shell e Total, não evoluíram em função das sanções ao país a partir de 2018 (FORD, 2020; OILPRICE, 2020).

No passado, em função da sua capacidade limitada de refino, o Irã dependia de importações de derivados, especialmente gasolina. Em resposta às dificuldades na importação impostas pelas sanções, o país realizou investimentos na expansão do refino, incluindo a entrada em operação da refinaria Persian Gulf Star a partir de 2016. Isso permitiu um aumento da carga processada de 1,8 milhão b/d em 2010 para 2,2 milhões b/d em 2019 (Figura 4) (BP, 2020).



**Figura 4 - Evolução da capacidade de refino e do processamento de petróleo no Irã**

Fonte: BP (2020)

A rede de oleodutos do Irã possui mais de 14 mil km de extensão, sendo o maior duto de óleo cru uma linha de cerca de 1,5 mil km que conecta os campos próximos a Ahvaz até Rey, nos arredores da capital Teerã (OPEC, 2017; SHANA, 2018c).

O maior terminal de exportação de petróleo do Irã está localizado na ilha de Kharg, no Golfo Pérsico, com capacidade de 7 milhões b/d, sendo responsável por cerca de 90% das exportações de óleo do país (EIA, 2019; OILPRICE, 2020). O país possui ainda o terminal Assaluyeh, para exportação de LGN e condensados, dois terminais na região do Golfo Pérsico (Lavan e Sirri), um no Mar Cáspio (Neka), e outras instalações de menor porte para derivados (EIA, 2019; IOTC, 2016).

Percebe-se, portanto, a elevada dependência das movimentações de petróleo do Irã ao Estreito de Ormuz<sup>14</sup>, uma rota estratégica entre produtores do Oriente Médio e os principais mercados consumidores do mundo, e que tem sido uma área de tensões e conflitos há décadas. Com o objetivo de reduzir a sua dependência ao Estreito, o Irã tem buscado alternativas, como o projeto do terminal de Jask, ao sul do país, na costa do Golfo de Omã, e com capacidade de exportação de 2 milhões b/d (IOTC, 2016). No âmbito desse projeto, o governo iraniano anunciou em junho o início da construção do oleoduto Goureh-Jask, com 1 mil km de extensão (PLATTS, 2020).

<sup>14</sup> O Estreito de Ormuz é uma via navegável que separa Irã e Omã, conectando o Golfo Pérsico ao Golfo de Omã e Mar Árábico. Embora tenha 34 km de largura no ponto mais reduzido, a sua faixa de navegação é de apenas 3 km. Estima-se que mais de 20% da produção mundial de petróleo passe pelo Estreito diariamente, sendo a maior parte proveniente do Irã, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Kuwait e Iraque. Ademais, a via também é caminho para o GNL exportado pelo Qatar (EIA, 2019; REUTERS, 2019b).

### Considerações finais

Detentor de uma das maiores reservas de óleo e gás, o Irã possui uma posição de destaque na história da indústria petrolífera mundial. No entanto, embora seja um dos maiores produtores e exportadores de petróleo, esses volumes sofreram muitas variações ao longo das décadas, refletindo instabilidades políticas, conflitos, limitações tecnológicas e de investimentos, e sanções internacionais.

Por outro lado, o setor de gás natural tem crescido significativamente nos últimos anos, com destaque para o desenvolvimento do campo gigante de South Pars. Até o momento, esse crescimento tem sido orientado pelo consumo interno iraniano, porém, o país apresenta elevado potencial para se tornar um *player* importante no mercado exportador de gás natural nos próximos anos.

Por fim, o Irã encontra-se em um contexto de sanções pelos EUA e de tensões com outras potências regionais, o que tem limitado a atração de tecnologias e de investimentos estrangeiros pelo país. Isso suscita grandes desafios associados à manutenção e expansão da sua capacidade produtiva de óleo e gás, restringindo as atividades necessárias ao desenvolvimento do seu enorme potencial geológico.

## II. CONJUNTURA INTERNACIONAL

No primeiro semestre de 2020, medidas de distanciamento social decorrentes da disseminação da pandemia de Covid-19<sup>15</sup> causaram impactos significativos na demanda energética mundial. Esse choque de demanda ocorreu em meio a uma conjuntura de estoques elevados e alta capacidade ociosa no setor petrolífero, além de sobreoferta no setor de gás natural.

Ao longo de 2019, as cotas definidas pela Opep+<sup>16</sup> conseguiram manter oferta e demanda mundial de petróleo em equilíbrio, que manteve os preços entre US\$60 e US\$70/b. Esses patamares garantiam importantes receitas aos países produtores de petróleo<sup>17</sup>, porém sem estimular uma destruição de demanda acelerada e aumentos de oferta no restante do mundo. Não obstante, a produção nos Estados Unidos (EUA) continuou a crescer significativamente, e apesar do aumento da demanda global e da redução das produções no Irã e Venezuela, os estoques mundiais se mantiveram em níveis próximos de seus recordes. Com as limitações adotadas por Rússia e Arábia Saudita, os EUA se tornaram os maiores produtores de

<sup>15</sup> Covid-19 é uma doença causada por um novo coronavírus, identificado em 2019. A sigla vem de Corona Virus Disease.

<sup>16</sup> Acordo entre membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e alguns outros importantes produtores globais, com destaque para a Rússia.

### Referências

- 1) [BP, \(2020\). Statistical Review of World Energy 2020.](#)
- 2) [CRS. CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, \(2020\). Iran Sanctions.](#)
- 3) [EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, \(2019\). Background reference: Iran.](#)
- 4) [FLM, M., \(1992\). Oil, power and principle: Iran's oil nationalization and its aftermath.](#)
- 5) [FORD, N., \(2020\). Iran's LNG ambitions in limbo.](#)
- 6) [IOTC. IRANIAN OIL TERMINALS COMPANY, \(2016\). Oil Terminals.](#)
- 7) [JALILVAND, D., \(2018a\). The US exit from the JCPOA: what consequences for Iranian energy?](#)
- 8) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2018b\). Progress, challenges, uncertainty: ambivalent times for Iran's energy sector.](#)
- 9) [NIGC. NATIONAL IRANIAN GAS COMPANY, \(2015\). Iranian Gas Industry – Characteristics & Opportunities.](#)
- 10) [NIOC. NATIONAL IRANIAN OIL COMPANY, \(2018\). National Iranian Oil Company, National Development Structure.](#)
- 11) [OIL & GAS JOURNAL, \(2019\). Iran commissions four South Pars phases.](#)
- 12) [OILPRICE, \(2020\). The crucial oil pipeline that could help Iran skirt sanctions.](#)
- 13) [OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, \(2019\). OPEC Annual Statistical Bulletin 2019.](#)
- 14) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2017\). OPEC Annual Statistical Bulletin 2017.](#)
- 15) [PEDEC. PETROLEUM ENGINEERING AND DEVELOPMENT COMPANY, \(2019\). PEDEC pursuing oil project in Makran, West Karoon regions.](#)
- 16) [PLATTS, \(2020\). Iran building pipeline to avoid disputed oil waterway.](#)
- 17) [POGC. PARS OIL AND GAS COMPANY, \(2018\). South Pars Gas Field.](#)
- 18) [REUTERS, \(2019a\). Iran to launch new development phases of South Pars gas field.](#)
- 19) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2019b\). Strait of Hormuz: the world's most important oil artery.](#)
- 20) [SHANA, \(2020a\). SP11 development gets under way.](#)
- 21) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Enhanced gas production, biggest oil industry measure to save environment.](#)
- 22) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020c\). Refining capacity of PGSR to hit 480k bpd by September.](#)
- 23) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2019\). IGAT-9 extension under way.](#)
- 24) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2018a\). West Karoun oil output growing.](#)
- 25) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2018b\). LNG, Iran bargaining chip.](#)
- 26) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2018c\). IOPTC handles 123bn liters oil and oil products in one year.](#)
- 27) [STRATFOR, \(2019\). The geopolitics of Iran: Holding the center of mountain fortress.](#)
- 28) [YERGIN, D., \(2012\). O Petróleo: Uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro.](#)

petróleo e gás natural do mundo, sendo responsáveis por 10% das exportações de Gás Natural Liquefeito (GNL) e 11% das exportações de petróleo e seus derivados em 2019, conforme Figura 5.

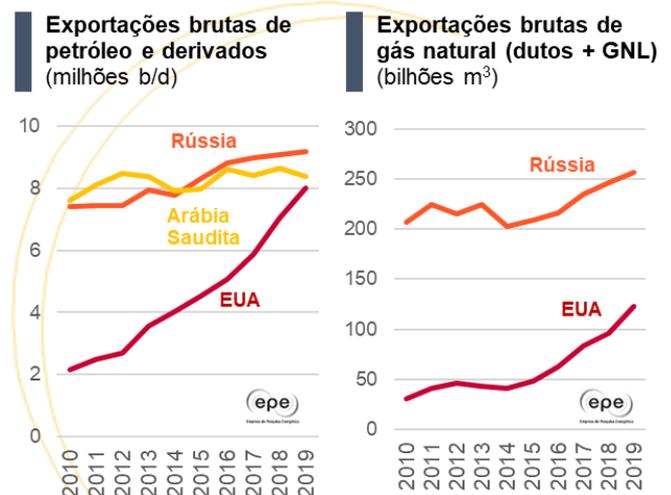


Figura 5 - Evolução das exportações de petróleo e gás natural de países selecionados

Fonte: BP (2020a)

<sup>17</sup> O preço de equilíbrio externo de petróleo (*external breakeven oil price*), valor capaz de equilibrar a balança de pagamento dos países, está entre US\$ 50/b e US\$ 60/b para a maior parte dos produtores da Opep+ (IMF, 2019).

A Covid-19 começou a se alastrar rapidamente pela China no final de 2019, forçando o governo a implementar restrições à mobilidade em janeiro, e posteriormente determinar que as principais metrópoles entrassem em quarentena em fevereiro (WHO, 2020a). A paralisação da mobilidade e redução da atividade industrial provocaram uma queda expressiva da demanda por O&G, causando adiamentos, atrasos e cancelamentos de cargas de GNL<sup>18</sup>, derrubando seus preços no país para menos de US\$ 3,00/MMBtu em fevereiro.

O vírus se disseminou pelo mundo, e em março a Organização Mundial da Saúde declarou a existência da pandemia global da Covid-19 (WHO, 2020b). Medidas para impedir a propagação começaram a ser adotadas em muitos países, e medidas de isolamento foram sendo adotadas em várias das principais economias globais, com impacto econômico significativo (IMF, 2020a). Somente nos EUA, mais de 30 milhões de pessoas entraram com pedido de seguro-desemprego nas primeiras cinco semanas de quarentena (DOL, 2020).

A mobilidade mundial despencou em abril, fazendo a Agência Internacional de Energia (AIE, ou IEA em inglês) projetar uma queda na demanda por petróleo de 30 milhões b/d no mês, quase 30% da demanda, e de 9 milhões b/d para o ano (IEA, 2020a). Somado a isso, as novas projeções de preços indicam um patamar de equilíbrio inferior ao originalmente previsto, o que levou empresas a adotarem estratégias para reduzir seus custos e postergar investimentos. A América Latina foi, proporcionalmente, a região que sofreu maiores reduções de investimentos por conta da crise (WOODMACKENZIE, 2020).

Por sua vez, os preços do GNL na Ásia continuaram sua queda histórica, sendo registradas negociações feitas com preços até US\$ 1,85/MMBtu no início de maio (REUTERS, 2020b). Preços de gás natural em países europeus<sup>19</sup> também recuaram, atingindo pela primeira vez na história patamares abaixo das cotações no Henry Hub, conforme Figura 5 (PLATTS, 2020a).

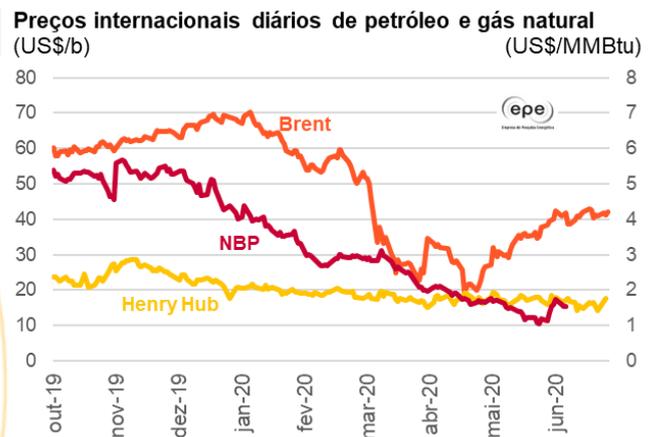


Figura 6 - Preços internacionais de petróleo e gás natural

Fonte: EIA (2020a) e Platts (2020a)

Vale destacar que o mercado de GNL já se encontrava com sobre oferta devido ao aumento das exportações dos EUA e Austrália, e da redução da demanda por aquecimento, por conta do inverno mais ameno<sup>20</sup>.

Muitos países responderam com anúncio de estímulos fiscais e monetários para evitar o colapso de contratos e falências generalizadas<sup>21</sup>. Apesar disso, o Banco Mundial projetou uma queda de 6% no PIB mundial no ano, o que se configuraria como o pior resultado desde a 2ª Guerra Mundial (WB, 2020).

As incertezas no período foram exacerbadas pela geopolítica. Em janeiro, os EUA ordenaram o bombardeio do chefe da Guarda Revolucionária iraniana (DOD, 2020a), o que instigou crescentes confrontos entre as nações<sup>22</sup>, com o Irã ameaçando fechar o estreito de Ormuz<sup>23</sup> (DOS, 2020a). Isso causou um acirramento das sanções ao Irã, dificultando suas exportações de O&G, e afetando sua produção. O semestre também foi marcado por um acirramento das sanções à Venezuela (DOS, 2020b), forçando a saída da Chevron e da Rosneft do país. Também dificultaram a importação de diluente e a exportação de petróleo, o que contribuiu para ampliação dos estoques, obrigando o Irã a reduzir o seu número de sondas ativas a somente uma de gás (BAKER HUGHES, 2020).

<sup>18</sup> Em fevereiro, a CNOOC suspendeu pelo menos três contratos de importação de GNL devido a motivos de força maior declarados (REUTERS, 2020a).

<sup>19</sup> No mercado europeu, o suprimento de GNL se manteve em 84 milhões de m<sup>3</sup>/dia, 34% maior do que no primeiro semestre de 2019. Esse crescimento não foi impulsionado pela maior demanda de GNL, mas sim pela absorção de parte do excedente de oferta no resto do mundo. Nas importações por gasodutos ocorreu um declínio de 22%. (OIES, 2020).

<sup>20</sup> A demanda por gás natural apresentou acentuada queda devido ao inverno no hemisfério norte com elevadas temperaturas, causando um aumento considerável dos estoques. Destaca-se que a Europa teve o inverno mais quente registrado nos últimos anos (EIA, 2020b; OIES, 2020).

<sup>21</sup> CSIS (2020a) estima que os países do G20 estejam provendo US\$ 6,3 trilhões em estímulos fiscais, o que representa 9,3% do PIB de 2019 desses países.

<sup>22</sup> Pelo menos 15 ataques foram registrados contra forças americanas e aliadas no Iraque por milícias alinhadas ao Irã entre janeiro e março. Ataques a foguetes ao campo Taji no Iraque mataram dois soldados americanos, levando os EUA a atacarem depósitos de armas usados por forças financiadas pelo Irã dentro do Iraque, o que por sua vez gerou mais retaliações (CSIS, 2020b; DOD, 2020b).

<sup>23</sup> Conforme abordado na seção *Panorama Irã*, o estreito de Ormuz é o gargalo marítimo mais importante do mundo para o transporte de petróleo.

A disputa comercial entre EUA e China, que se atenuou com a assinatura da primeira fase de um acordo comercial em janeiro (USTR, 2020), também voltou a gerar incertezas quanto ao crescimento do comércio global. Os EUA acusaram a China de reter informações acerca do vírus, e ameaçaram a remoção do tratamento especial concedido à Hong Kong após redução de proteções individuais aos residentes<sup>24</sup> (DOS, 2020d). A China, que havia voltado a comprar petróleo, cargas de GNL e produtos agrícolas dos EUA, ameaçou cancelar as importações caso o país interferisse em seus assuntos domésticos (REUTERS, 2020c). Essas tensões voltaram a trazer à tona preocupações com uma retração da globalização, com seus respectivos impactos sobre o crescimento e a demanda por petróleo (PE, 2019).

Além do choque de demanda e das incertezas geopolíticas, a oferta de petróleo também oscilou com intensidade e velocidade não vistas desde a 2ª Guerra Mundial. No começo do ano, houve aumentos de produção de países não-Opep como EUA, Canadá e Brasil (IEA, 2020a). Esses aumentos parcialmente compensaram as quedas em Líbia, cuja guerra civil agravou-se a partir de janeiro<sup>25</sup>, e Irã e Venezuela, ambos sancionados pelos EUA. Ao longo de fevereiro, os países da Opep+ discutiram cortes adicionais devido às pressões sobre a demanda causadas pela pandemia (OPEC, 2020a). A decisão da Rússia de abandonar o acordo<sup>26</sup> contribuiu para a queda de 9% na cotação do Brent. Em seguida, a Arábia Saudita aumentou a oferta de petróleo de 9,7 milhões para 12,3 milhões b/d em abril<sup>27</sup>. A cotação do petróleo tipo Brent desabou 26,5% no dia 9 de março, a maior

queda diária registrada desde 1991. O preço caiu de pouco mais de US\$ 50/b para perto de US\$ 30/b<sup>28</sup>.

A relativa inflexibilidade da oferta de O&G no curto prazo<sup>29</sup>, a queda na demanda e o aumento da oferta de petróleo da Opep+ fizeram o mercado projetar uma sobreoferta de petróleo significativa, que poderia fazer com que os estoques globais atingissem sua capacidade ao longo do ano<sup>30</sup>, pressionando os preços para baixo. Além disso, a contínua redução da demanda sinalizou o esgotamento da capacidade de estocagem local, forçando o arrefecimento ou mesmo paralisação da produção, como ocorrido no oeste do Texas. Neste caso, a redução das compras de petróleo por refinarias e o aumento da produção no Permian conduziram ao fim da disponibilidade de estocagem em Cushing, levando os contratos futuros do petróleo tipo WTI a patamares negativos<sup>31</sup>. O esgotamento de alguns estoques, a redução na disponibilidade de navios<sup>32</sup>, os preços muito baixos e a impossibilidade de escoar o petróleo forçaram muitos produtores, em especial em campos terrestres dos EUA e do Canadá, a cortarem gastos e investimentos<sup>33</sup>, e a interromperem a produção em diversos poços. Segundo a AIE, a produção de EUA e Canadá diminuiu em 3 milhões b/d em maio e deve cair 4 milhões b/d em junho, comparativamente a abril/2020 (IEA, 2020a).

<sup>24</sup> A região de Hong Kong detém autonomia e tratamento especial como entreposto comercial. Como consequência dos protestos pró-democracia na região, a China aprovou leis reduzindo as proteções individuais aos residentes de Hong Kong (DOS, 2020c), o que suscitou ameaças da retirada do status comercial especial pelos EUA (DOS, 2020d).

<sup>25</sup> Apesar da guerra civil e do cerco à capital Trípoli há meses, a produção de O&G havia sido preservada. Isso mudou em janeiro, quando a Libyan National Army (LNA), do leste do país, iniciou um bloqueio dos portos do país para acabar com as fontes de receita do Government of National Accord (GNA), do oeste do país. A produção de petróleo caiu de 1,2 milhão para menos de 100 mil b/d desde então (MEES, 2020a).

<sup>26</sup> Empresas russas vinham investindo durante os últimos anos, aumentando sua capacidade ociosa e se preparando para elevar sua produção quando do fim das cotas (PE, 2020). Além disso, a Rússia estava perdendo *market share*, em um momento em que os EUA estavam acirrando as sanções contra a Rosneft devido à Venezuela (DOS, 2020b), e contra a construção do gasoduto Nord Stream 2 que deve ligar a Rússia à Alemanha (DOS, 2020e). Concomitantemente, os EUA estão aumentando as exportações de GNL à Europa (EC, 2020a), e as sanções impostas desde a anexação da Crimeia ainda estavam causando dificuldade de financiamento para contratação de serviços petrolíferos a empresas russas (CRS, 2020). Além disso, a interrupção da produção na região da Sibéria por um período mais longo de tempo pode ser prejudicial, uma vez que instalações sem uso no frio do inverno podem ser danificadas (BLOOMBERG, 2020a).

<sup>27</sup> Para garantir compradores, a estatal petrolífera Aramco ofereceu descontos de até US\$ 8/b para seus petróleos (PLATTS, 2020b).

<sup>28</sup> O patamar de preços ficou muito abaixo do *breakeven* fiscal de muitos países, forçando-os a adotar medidas de austeridade, como retratado pelo aumento do Imposto sobre Valor Agregado e a retirada da renda mensal aos cidadãos na Arábia Saudita (MEES, 2020b). Além disso, investimentos em exploração e produção nesses países foram reduzidos para preservar as suas reservas financeiras (MEES, 2020c; EPE 2020).

<sup>29</sup> Projetos convencionais de O&G têm uma longa fase exploratória, custo inicial elevado e operacional relativamente baixo. Esses projetos não têm incentivos para paralisar suas operações, mesmo que a conjuntura seja de preços *spot* abaixo de seus custos operacionais. No caso de projetos não-convencionais, a fase exploratória e investimentos iniciais podem ser menores (SENATE, 2019). Quedas nos preços tendem a reduzir a atividade exploratória, mas têm menor efeito sobre a atividade produtiva no curto prazo.

<sup>30</sup> Ao final de março a Rystad Energy projetou que os estoques globais estariam cheios ao final de junho se a produção mundial não se reduzisse (RYSTAD, 2020a).

<sup>31</sup> Os contratos financeiros futuros de petróleo tipo WTI Midland são negociados para entrega física no terminal de Cushing em Oklahoma. Em meados de abril, sua capacidade de estocagem estava comprometida. No dia do vencimento do contrato futuro, os agentes que não liquidaram sua posição com antecedência foram obrigados a receber os volumes contratados. Porém, como não havia capacidade ociosa e a liquidez do contrato estava muito baixa, os detentores desses títulos chegaram a pagar US\$ 40/b para vender essa obrigação (EIA, 2020c).

<sup>32</sup> O *contango*, que ocorre quando o preço do futuro financeiro está acima do preço *spot*, alcançou ao longo do mês de março o maior valor desde 2009, rentabilizando a estocagem de petróleo (REUTERS, 2020d). Essa estrutura financeira e a falta de estoques em terra rentabilizou o estoque flutuante em petroleiros (ARGUS, 2020).

<sup>33</sup> Diferentemente do que aconteceu no fim de 2014 e em 2015, quando uma boa parte dos cortes de investimentos foram absorvidos por reduções de valores contratados e ganhos de eficiência, os cortes atuais estão se refletindo em redução do número de sondas e cancelamentos e adiamentos de projetos de forma mais imediata (CGEP, 2020). Segundo IEA (CGEP, 2020) e Rystad (2020b), os investimentos em *upstream* devem cair 30%, ou US\$ 156 bilhões em 2020.

Antes mesmo da queda da produção norte-americana ser confirmada, em março, a Opep+ anunciou o maior corte da história, de 9,7 milhões b/d<sup>34</sup> para maio e junho, sendo reduzidos para 7,7 milhões b/d entre julho e dezembro (OPEC, 2020b). Rússia, Arábia Saudita, EAU e Kuwait começaram a cortar antes do fim de abril, e os países da Opep+ tiveram um índice de conformidade nos cortes acima de 80% (PLATTS, 2020c). Além disso, a WoodMackenzie (2020) projeta que os cortes de produção não relacionados à OPEC+ chegarão a 500 mil b/d na América Latina em 2020.

O mês de abril trouxe o início da flexibilização de restrições de deslocamento/isolamento social em diversos países, o que fez a demanda, especialmente por gasolina<sup>35</sup>, começar a subir em maio e junho. Estas ações contribuíram para a recuperação parcial das cotações de petróleo, chegando ao aumento de mais de 100% nos preços tanto do Brent (de menos US\$20 a mais de US\$ 40/b) quanto do WTI (de US\$ 13 a aproximadamente US\$ 40/b).

A demanda por gás natural também se recuperou, especialmente refletida no aumento das importações chinesas<sup>36</sup>. Esse crescimento, juntamente com o cancelamento de cargas de GNL oriundas dos EUA<sup>37</sup>, contribuíram para a recuperação parcial dos preços nos mercados europeus e asiáticos para entre US\$ 2,40 e 2,65/MMBtu (EPE, 2020). Para o Henry Hub, cujo preço *spot* foi US\$ 1,75/MMBtu em maio, a expectativa é de que permaneça abaixo de US\$ 2,00/MMBtu nos próximos meses (EIA, 2020d; 2020e).

Como forma de apoio à recuperação econômica diversos países adotaram medidas de estímulo, especialmente aqueles mais expostos aos efeitos da crise em função da participação da indústria do petróleo e gás natural na economia de cada país (IMF, 2020b; 2020c). Adicionalmente, a Comissão Europeia se comprometeu a investir bilhões de euros em um *Green Deal* europeu, em linha com o

fornecimento de estímulos fiscais associados à transição para uma economia menos carbono intensiva<sup>38</sup> (EC, 2020b). A Alemanha foi além, anunciando sua estratégia nacional de hidrogênio (BMW, 2020). Além disso, houve o compromisso de BP, Shell e Total em se tornarem carbono-neutras até 2050 (BP, 2020b; TOTAL, 2020; SHELL, 2020).

Diante dos indicativos de intensificação das políticas públicas voltadas à transição para uma economia de baixo carbono como combate à atual crise, e em meio às fortes oscilações de preços do semestre, com significativa baixa comparativa em relação ao início do ano, algumas empresas divulgaram reduções nas suas expectativas de longo prazo para os preços do petróleo e gás natural<sup>39</sup>.

A AIE indica que o mercado deve continuar equilibrado nos próximos meses, reduzindo a preocupação de um esgotamento da capacidade de estocagem global de petróleo (IEA, 2020a). No entanto, a AIE utiliza como premissa uma recuperação em V da economia global (CGEP, 2020), e há sinais de que a recuperação da demanda pode não ocorrer na velocidade originalmente estimada<sup>40</sup>. Outra premissa foi a de uma recuperação lenta da produção mundial, em especial do *shale* nos EUA, o que entra em conflito com anúncios de algumas petrolíferas independentes americanas, que já anunciaram aumentos da produção a partir de julho<sup>41</sup>, além de não levar em conta a resiliência da produção não-convencional nos EUA<sup>42</sup>. Por fim, deve-se também levar em conta o contexto de níveis recordes de estoques comerciais de petróleo (EIA, 2020f). Esses fatores podem fazer com que a oferta e demanda não se equilibrem no curto prazo, novamente aumentando a volatilidade dos preços de petróleo.

<sup>34</sup> Incluem a diminuição das produções de Rússia e de Arábia Saudita, ambas em 2,5 milhões b/d (OPEC, 2020b). Ademais, os países do G20 garantiram cortes de mais 3,7 milhões b/d, além de compras para seus estoques estratégicos, o que completaria uma redução da oferta de 19,5 milhões b/d (AL ARABIYA, 2020).

<sup>35</sup> A demanda por gasolina foi muito afetada com o isolamento social e as restrições à mobilidade, mas também foi o derivado de petróleo que se recuperou mais rapidamente. Nos EUA, a demanda de gasolina já se aproxima da média sazonal (REUTERS, 2020e). As vendas de automóveis na China já estão acima das observadas para o mesmo período no ano passado (BLOOMBERG, 2020b), o que estimula ainda mais a recuperação continuada da demanda por gasolina.

<sup>36</sup> As importações chinesas de GNL aumentaram de mínimos anuais a máximos históricos para este período do ano, devido à sua recuperação econômica (PLATTS, 2020d). Esse aumento é fruto da retomada após o sucesso no combate à disseminação do vírus no país. Além disso, também se deve à expansão da capacidade de regaseificação, e do oportunismo de aumentar estoques, aproveitando as baixas cotações *spot*. Esse aumento pode promover a China ao maior importador de GNL no mundo, especialmente devido à queda de 19% das importações japonesas em maio, quando comparado ao mesmo mês de 2019 (REUTERS, 2020f).

<sup>37</sup> Os compradores de GNL da Ásia e Europa já cancelaram mais de 20 cargas provenientes dos EUA para entrega em junho e 45 para julho. Os volumes de GNL destinados para exportações dos EUA reduziram a um valor médio de 190 milhões m<sup>3</sup>/d em maio, o nível mais baixo desde outubro de 2019 (EIA, 2020c).

<sup>38</sup> Tais medidas também são defendidas por IEA (2020b).

<sup>39</sup> A Petrobras reduziu seu preço de longo prazo para o Brent de US\$ 65/b para US\$ 50/b, a BP de US\$ 70/b para US\$ 55/b e a Shell para US\$ 60/b. Para o Henry Hub, a BP reduziu seu preço de longo prazo de US\$ 4,00/MMBtu para US\$ 2,90/MMBtu, e a Shell, para US\$ 3,00/MMBtu. (PETROBRAS, 2020; BP, 2020b; MEES, 2020d; Shell, 2020).

<sup>40</sup> A Coreia do Sul anunciou que estava em meio a uma segunda onda de infecções, um novo surto ocorreu em Pequim, o número de casos voltou a subir na Índia e continua a subir no Brasil. Os EUA também registraram novo aumento de casos, com o estado do Texas voltando a implementar medidas de distanciamento social. (WHO, 2020c)

<sup>41</sup> A Continental, Devon, EOG e Diamondback anunciaram que irão aumentar sua produção, ou que os fluxos de muitos poços foram reduzidos e não completamente interrompidos, o que permite uma recuperação da produção em um horizonte menor (EPE, 2020). Além disso, *majors* como Chevron e ExxonMobil anunciaram que interromperam a produção de poços mais novos, o que significa que esses poços podem ser rapidamente colocados para produzir com altos fluxos (BLOOMBERG, 2020c).

<sup>42</sup> A produção não convencional nos EUA provou ser muito resiliente durante o período de preços baixos entre 2015 e 2017. Entre os fatores que permitiram isso pode se destacar um mercado financeiro sofisticado, ganhos de eficiência, apoio governamental, conhecimento geológico, parque de refino sofisticado e presença de infraestrutura (OIES, 2015).

A AIE ainda projeta que os cortes de investimentos de US\$ 250 bilhões em O&G para 2020 podem reduzir em 2,5 milhões b/d a produção global de petróleo em 2025. Isso poderia fazer com que a oferta não acompanhe a demanda, levando a uma escalada de preços no médio prazo (CGEP, 2020). Além disso, apesar do adiamento de diversos projetos de liquefação<sup>43</sup>, outros investimentos em gás natural nos EUA e Rússia foram mantidos<sup>44</sup>, e a primeira bolsa de negociação de gás natural foi inaugurada na Índia<sup>45</sup>.

O semestre testemunhou mudanças sem precedentes tanto da oferta e demanda, quanto dos preços. A pandemia e suas consequências podem permanentemente mudar o funcionamento do setor de O&G, mas destacam-se a capacidade de adaptação, a resiliência e a organização do setor. Apesar de interesses muitas vezes conflituosos, os principais agentes optaram pela busca da estabilidade do mercado e do abastecimento, sinalizando capacidade adaptativa para manter relevante a participação dessas fontes energéticas mesmo em um mundo em transição.

## Referências

- 1) [AL ARABIYA, \(2020\)](#). Global oil supply cut equals over 19 mln barrels per day.
- 2) [ARGUS, \(2020\)](#). VLCC floating storage bookings hit at least 71.
- 3) [BAKER HUGHES, \(2020\)](#). International Rig Count.
- 4) [BLOOMBERG, \(2020a\)](#). Russia's OPEC+ Challenge: Cut Output Without Maiming Industry.
- 5) [, \(2020b\)](#). China's Monthly Car Sales Rise for First Time in Almost a Year.
- 6) [, \(2020c\)](#). The Great Shale Shut-In Has Begun.
- 7) [BMW, GERMAN MINISTRY ECONOMIC AFFAIRS, \(2020\)](#). The National Hydrogen Strategy.
- 8) [BP, \(2020a\)](#). BP Statistical Review of World Energy.
- 9) [, \(2020b\)](#). Progressing strategy development.
- 10) [CGEP, COLUMBIA CENTER ON GLOBAL ENERGY POLICY, \(2020\)](#). IEA WEI 2020.
- 11) [CRS, CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, \(2020\)](#). U.S. Sanctions on Russia.
- 12) [CSIS, CENTER FOR STRATEGIC & INTERNATIONAL STUDIES, \(2020a\)](#). Breaking down the G20 Covid-19 Fiscal Response.
- 13) [, \(2020b\)](#). Iran and the Changing Military Balance in the Gulf.
- 14) [DOD, US DEPARTMENT OF DEFENSE, \(2020a\)](#). Statement.
- 15) [, \(2020b\)](#). U.S. Strikes 5 Kata'ib Hezbollah Targets in Iraq.
- 16) [DOL, US DEPARTMENT OF LABOR, \(2020\)](#). Unemployment Insurance Weekly Claims.
- 17) [DOS, US DEPARTMENT OF STATE, \(2020a\)](#). Iran's History of Naval Provocations.
- 18) [, \(2020b\)](#). Venezuela-Related Sanctions.
- 19) [, \(2020c\)](#). Joint Statement on Hong Kong.
- 20) [, \(2020d\)](#). Secretary Michael R. Pompeo at a Press Availability.
- 21) [, \(2020e\)](#). Fact Sheet on U.S. Opposition to Nord Stream 2.
- 22) [EC, EUROPEAN COMMISSION, \(2020a\)](#). EU-U.S. LNG Trade.
- 23) [, \(2020b\)](#). Europe's moment: Repair and prepare for the next generation.
- 24) [EIA, ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, \(2020a\)](#). Henry Hub Natural Gas Spot Price.
- 25) [, \(2020b\)](#). European natural gas storage inventories at record-high levels.
- 26) [, \(2020c\)](#). WTI crude oil futures prices below zero.
- 27) [, \(2020d\)](#). Natural Weekly Update – May 27<sup>th</sup>.
- 28) [, \(2020e\)](#). Short-Term Energy Outlook (monthly).
- 29) [, \(2020f\)](#). U.S. commercial crude oil inventories reach all-time high.
- 30) [EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, \(2020\)](#). Fatos Relevantes da Indústria do O&G.
- 31) [GOLAR LNG, \(2020\)](#). FLNG Gimi Force Majeure claim.
- 32) [IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, \(2020a\)](#). Oil Market Report (monthly).
- 33) [, \(2020b\)](#). IEA offers world governments a Sustainable Recovery Plan.
- 34) [IMF, INTERNATIONAL MONETARY FUND, \(2019\)](#). Regional Economic Outlook.
- 35) [, \(2020a\)](#). Policy Responses to Covid-19.
- 36) [, \(2020b\)](#). Special Series on Covid-19.
- 37) [, \(2020c\)](#). How Oil-Dependent Countries can Respond to Coronavirus and the Oil Crash.
- 38) [MEES, MIDDLE EAST ECONOMIC SURVEY, \(2020a\)](#). Libya's On/Off Output Restart.
- 39) [, \(2020b\)](#). Saudi Reverts To Austerity To Shore Up Government Finances.
- 40) [, \(2020c\)](#). Key Mena Producers See Drilling Activity Slump.
- 41) [, \(2020d\)](#). BP To Write-Off Up To \$17.5bn.
- 42) [OGJ, OIL & GAS JOURNAL, \(2020a\)](#). Sempra awards Port Arthur LNG EPC contract.
- 43) [, \(2020b\)](#). Gazprom begins Power of Siberia 2 pipeline design, survey work.
- 44) [OIES, OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES, \(2020\)](#). Natural Gas Demand: The impacts of COVID-19.
- 45) [OPEC, ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, \(2020a\)](#). Coronavirus: JTC recommends extending production adjustments to end 2020.
- 46) [, \(2020b\)](#). 10th (Extraordinary) OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting.
- 47) [PETROBRAS, \(2020\)](#). Desempenho no 1º trimestre de 2020.
- 48) [PE, PETROLEUM ECONOMIST, \(2019\)](#). Chinese-US trade war threatens globalization.
- 49) [, \(2020\)](#). Russian oil hits another peak.
- 50) [PGJ, PIPELINE & GAS JOURNAL, \(2020a\)](#). Meritage Midstream Commissions New Natural Gas Plant in Powder River Basin.
- 51) [, \(2020b\)](#). Poland's Gaz-System Reaches \$306 Million Pipeline Deal.
- 52) [, \(2020c\)](#). India Steps up Bet on Gas With First Gas Trading Exchange.
- 53) [PIERIDAE ENERGY, \(2020\)](#). Pieridae & Uniper agree to extend key deadlines.
- 54) [PLATTS, S&P GLOBAL PLATTS, \(2020a\)](#). UK NBP Gas Price Assessment.
- 55) [, \(2020b\)](#). Saudi Arabia slashes April oil selling prices.
- 56) [, \(2020c\)](#). OPEC+ delivers 85% compliance on oil output cuts.
- 57) [, \(2020d\)](#). Coronavirus dashboard for energy demand update #52
- 58) [WHO, WORLD HEALTH ORGANIZATION, \(2020a\)](#). Report of the WHO-China Joint Mission.
- 59) [, \(2020b\)](#). Director-General's opening remarks.
- 60) [, \(2020c\)](#). Coronavirus Disease (COVID-19) Dashboard.
- 61) [REUTERS, \(2020a\)](#). China's biggest liquefied gas importer suspends some contracts.
- 62) [, \(2020b\)](#). Global LNG-Asian LNG price drops as deals done at record lows.
- 63) [, \(2020c\)](#). China buys U.S. soybeans after halt to U.S. purchases ordered.
- 64) [, \(2020d\)](#). Brent's fall creates steepest contango in 11 years.
- 65) [, \(2020e\)](#). U.S. gasoline consumption rebounds, jet stays depressed.
- 66) [, \(2020f\)](#). China could top Japan's LNG imports in 2020.
- 67) [, \(2020g\)](#). Russia's Novatek cuts 2020 capex by 20%.
- 68) [RYSTAD, \(2020a\)](#). History's largest oil glut months away from topping world storage.
- 69) [, \(2020b\)](#). Global upstream investments set for 15-year low.
- 70) [SENATE, US SENATE, \(2019\)](#). Congressional testimony of Jason E. Bordoff.
- 71) [SHELL, ROYAL DUTCH SHELL PLC, \(2020\)](#). Shell second quarter 2020 update note.
- 72) [TOTAL, \(2020\)](#). Total adopts a new climate ambition to get to net zero by 2050.
- 73) [USTR, UNITED STATES TRADE REPRESENTATIVE, \(2020\)](#). Economic and trade agreement.
- 74) [WB, WORLD BANK, \(2020\)](#). Understanding the depth of the 2020 global recession.
- 75) [WOODMACKENZIE, \(2020\)](#). After the crash – what's changed in Latin America upstream?

<sup>43</sup> Um projeto de liquefação de gás com uma capacidade de 10 Mtpa na Nova Escócia, Canadá, teve sua decisão final de investimento adiada para junho de 2021 (PIERIDAE ENERGY 2020). Já a planta de GNL Obsky, na Rússia, com capacidade de 4,8 Mtpa, teve seu lançamento adiado para pelo menos 2024 (REUTERS, 2020g). A BP solicitou a postergação em um ano da entrega do FLNG Gimi, com capacidade de 2,5 Mtpa, que será direcionado para o projeto Greater Tortue-Ahmedyia, na fronteira marítima da Mauritânia e Senegal (GOLAR LNG, 2020).

<sup>44</sup> A Golden Pass LNG pediu permissão para aumentar a capacidade do terminal de GNL da empresa no Texas, ainda em construção, de 15,6 para 18,1 Mtpa. Foi feito um acordo para a construção de uma nova planta de liquefação com capacidade de 13,5 Mtpa no Texas, e foi concluído o comissionamento da unidade de processamento de gás natural Steamboat I na Baía Powder River, em Wyoming, com capacidade nominal de 5,7 milhões m<sup>3</sup>/d e possibilidade de expansão para 17 milhões m<sup>3</sup>/d (PGJ, 2020a; OGJ, 2020a). Quanto a novas infraestruturas de gás natural, dois dutos importantes tiveram

evolução no primeiro semestre de 2020: o Baltic Pipe e o Power of Siberia 2. Planejado para ser comissionado em outubro de 2022, o Baltic Pipe possui capacidade de cerca de 28 milhões m<sup>3</sup>/d e conectará a rede da Polônia ao suprimento da Noruega através da Dinamarca (PGJ, 2020b). Por sua vez, o gasoduto Power of Siberia 2 recebeu autorização do governo russo para a fase inicial de pré-investimento, que incluiu os estudos de viabilidade, design e pesquisa. Este gasoduto poderá transportar 50 bilhões m<sup>3</sup>/ano da Rússia para o oeste da China via Mongólia. Trata-se de mais uma fase do gasoduto Power of Siberia, que já se encontra em operação desde dezembro, e que transporta uma média de 10 milhões m<sup>3</sup>/d (OGJ, 2020b).

<sup>45</sup> A Índia inaugurou sua primeira bolsa de negociação de GNL, permitindo que agentes locais e estrangeiros possam vender diretamente a clientes domésticos. O objetivo é facilitar o comércio de GNL, principalmente das cargas spot mais baratas (PGJ, 2020c).

### III. CONJUNTURA BRASIL

Conforme apresentado na seção *Conjuntura Internacional*, a pandemia de Covid-19 trouxe novos desafios, sendo significativos seus reflexos sobre consumo, serviços e atividade industrial no Brasil no primeiro semestre, impactando diretamente a indústria de petróleo e gás natural. Na prática, os efeitos da pandemia foram verificados sobre a economia do País a partir do final do primeiro trimestre<sup>46</sup>. Em abril, a atividade econômica doméstica atingiu o seu menor patamar, havendo recuperação parcial em maio e junho<sup>47</sup>.

Não obstante o contexto descrito, o segmento de Exploração e Produção (E&P) nacional obteve resultados significativos no decorrer do primeiro semestre de 2020. Foram assinados contratos de partilha de produção de Búzios e Itapu, ambos da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, e de Aram, da 6ª Rodada de Partilha de Produção (ANP, 2020a; PETROBRAS, 2020a). Também foram registradas novas descobertas e realizados Testes de Longa Duração (TLDs)<sup>48</sup>, bem como declaradas as comercialidades de poços na Bacia Potiguar e no pré-sal de Santos. Entretanto, em face ao cenário econômico decorrente da pandemia, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em atendimento à determinação do Ministério de Minas e Energia (MME), suspendeu a realização da 17ª Rodada de Licitações de áreas para exploração e produção (regime de concessão) e da 7ª Rodada de Partilha, conforme descrito no cronograma de licitações, na seção Estatísticas.

Em janeiro, registrou-se produção recorde de petróleo e gás natural nacional, totalizando 4,0 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), sendo 3,2 milhões b/d de petróleo e 138,7 milhões m<sup>3</sup>/d de gás natural. A produção dos cinco primeiros meses de 2020 superou em 13% a do período correspondente em 2019. Até maio, a

média diária de produção do pré-sal aumentou 30% em relação ao período análogo de 2019, totalizando 2,5 milhões boe/d. Adicionalmente, a representatividade do pré-sal na produção nacional de óleo e gás elevou-se, passando de 61% em maio/2019 para 68% em maio/2020 (ANP, 2020b; 2020c). Ressalta-se o desempenho da produção no Campo de Búzios<sup>49</sup>.

As exportações de petróleo em maio/2020 apresentaram um aumento de 75% em relação a maio/2019, contribuindo para o acumulado no ano superar em 23% o período correspondente em 2019 (ANP, 2020a). Cabe evidenciar que, neste período, a Petrobras estabeleceu novo recorde de exportação de óleo cru, sendo a China o principal destino (PETROBRAS, 2020a).

No que concerne às importações de gás natural, apesar de janeiro manter a tendência de crescimento observada ao fim de 2019, houve decréscimo do volume importado nos meses subsequentes<sup>50</sup>, reflexo da queda na atividade econômica. Houve redução da importação via Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), crescentemente compensada pelo aumento no GNL até março, devido ao baixo patamar de preços<sup>51</sup> (MME, 2020a). A partir de abril, as importações atingiram os menores volumes do último decênio, decorrentes da queda de atividade no mercado interno. Cabe destacar que a Petrobras respondeu por 85% das cargas importadas de GNL até abril, sendo o restante referente ao terminal de Sergipe, das Centrais Elétricas de Sergipe (Celse). Ainda em relação aos terminais de GNL, projetos associados à demanda em pequena escala<sup>52</sup> e às termelétricas<sup>53</sup> avançaram no semestre. Outros projetos de infraestrutura de gás natural<sup>54</sup>, como o Rota 3, demonstraram novas oportunidades de negócios.

<sup>46</sup> O PIB recuou 1,5% no primeiro trimestre de 2020 (comparado ao quarto trimestre de 2019), a maior contração desde 2015, repercutindo os primeiros impactos da pandemia da Covid-19 na economia brasileira (BCB, 2020a).

<sup>47</sup> A perspectiva atual é de contração do Produto Interno Bruto (PIB) em 6,5% para o ano de 2020 (BCB, 2020a; 2020b).

<sup>48</sup> Foram efetuados TLDs nos campos de Albacora e Farfan (litoral sergipano - Petrobras), além de descobertas nas Bacias de Campos e Santos. Também foram realizadas perfurações de novos poços no bloco de Saturno (Bacia de Santos/Shell), Gato do Mato (Shell) e em campos terrestres da Bacia do Parnaíba (Eneva) (EPE, 2020a).

<sup>49</sup> A produção no Campo de Búzios registrou novo recorde em junho: 664 mil b/d de óleo e 822 mil boe/d (óleo e gás). Destaca-se, também, o início da produção da plataforma P-70 em Atapu (pré-sal da Bacia de Santos) (PETROBRAS, 2020a).

<sup>50</sup> As importações de gás boliviano reduziram-se de 29 para 10 milhões m<sup>3</sup>/d entre janeiro e abril, enquanto as de GNL decresceram de 3,2 para 1,4 milhão m<sup>3</sup>/d, com pico de 14 milhões m<sup>3</sup>/d em março (MME, 2020a).

<sup>51</sup> O preço médio das cargas FOB para o Brasil, entre janeiro a abril, foi de US\$ 3,64 /MMBtu, reduzindo 52% em relação ao mesmo período de 2019 (MME, 2020a). O aumento do volume de gás regaseificado no primeiro trimestre é decorrente, em parte, dos baixos preços internacionais no mercado *spot* e de curto prazo, consequência da sobreoferta de GNL no mercado internacional. Uma parcela desse incremento se deve,

também, à capacidade da Petrobras de compor as importações via gasoduto a partir da Bolívia, ou através dos terminais de GNL.

<sup>52</sup> Distribuição do GNL em pequena escala pela BR Distribuidora, fornecimento de gás veicular e industrial para o Maranhão, abastecimento do interior do Pernambuco via caminhões de GNL e a importação de GNL argentino para o Rio Grande do Sul (PORTOS E NAVIOS, 2020; EPE, 2020a; IN, 2020).

<sup>53</sup> Foi emitida licença de instalação para a Usina Termelétrica (UTE) GNA II, no Porto de Açú/RJ onde a UTE GNA I e o Terminal de GNL se encontram em fase final de implantação. O Terminal de Regaseificação de GNL da Celse recebeu o primeiro carregamento para comissionamento em fevereiro e a UTE vinculada recebeu, em março, liberação da ANEEL para operação comercial (INEA, 2020; ANEEL, 2020a; 2020b). O projeto Azulão recebeu liberação de financiamento para seu projeto integrado de UTE em Roraima abastecida com GNL liquefeito no campo e transportado via caminhões (EPBR, 2020b).

<sup>54</sup> Licenciamento ambiental de gasoduto de escoamento do pré-sal da Bacia de Santos até o Porto de Itaguaí/RJ (Rota 4b), a submissão ao IBAMA de unidade de tratamento de gás natural em Presidente Kennedy/ES, autorização de operação da UPGN Caburé/BA e dos dutos de escoamento, acordo entre McDermott e Petrobras para lançamento do último trecho do duto Rota 3 (EPBR, 2020a; PETROLEO HOJE, 2020a, ANP, 2020d; PETROLEO HOJE, 2020b).

As empresas de petróleo e gás adotaram estratégias de otimização de ativos frente à redução da demanda por hidrocarbonetos, realizando paralisações<sup>55</sup> e hibernações de plataformas (principalmente em águas rasas - GAUDARDE, 2020). Também iniciaram a renegociação e postergação de contratos<sup>56</sup>, com foco na otimização de Capex e redução do nível de estoques, de maneira a evitar a adoção de medidas custosas como o afretamento de navios para armazenar líquidos. Ademais, foram antecipadas paradas programadas para manutenção, bem como adiamentos na retomada de unidades paralisadas (EPE, 2020a; PETROBRAS, 2020a).

Incertezas em relação ao processo de retomada econômica acarretaram postergação de decisões de investimentos<sup>57</sup>, com minimizações de custos operacionais e administrativos, além de revisão da carteira de projetos e redefinição do cronograma de desinvestimentos de ativos<sup>58</sup>. Ainda assim, a Petrobras busca dar prosseguimento aos processos de desinvestimentos previstos nos Termos de Cessação de Conduta (TCCs) assinados com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), tanto na área de refino<sup>59</sup> quanto na área de gás natural<sup>60</sup>.

Em fevereiro, a Petrobras anunciou o atendimento dos compromissos firmados, TCC assinado com o Cade para os seis primeiros meses do ano, medidas estas alinhadas aos esforços relacionados ao Programa Novo Mercado de Gás, para o desenho de

um mercado mais dinâmico, aberto e competitivo<sup>61</sup> (PETROBRAS, 2020a).

De forma a proporcionar maior participação de outros agentes no mercado, a Petrobras assinou novo aditivo contratual com a YPFB em março, reduzindo suas obrigações de fornecimento de gás (de 30 milhões para 20 milhões m<sup>3</sup>/d) e permitindo a comercialização do restante diretamente com outros agentes. Em maio, a estatal iniciou procedimento para acesso de terceiros às suas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), possibilitando que produtores de gás contratem essa atividade junto às unidades existentes.

Outros movimentos que objetivaram a abertura no âmbito do Programa Novo Mercado de Gás dizem respeito aos esforços dos estados na busca por maior dinamismo e harmonização entre as regulações estaduais<sup>62</sup> e federal, e ações para remoção de barreiras alfandegárias<sup>63</sup>.

No segmento de refino, houve paralisação das atividades em algumas unidades de processo<sup>64</sup>, além de significativa redução do fator de utilização (FUT) em abril, com posterior recuperação deste índice<sup>65</sup>. Com os impactos na demanda de combustíveis e biocombustíveis, em especial, de gasolina, óleo diesel e querosene de aviação (QAV), houve alteração do perfil de produção, visando à maximização do rendimento de óleo diesel em detrimento de gasolina e QAV (EPE, 2020b).

<sup>55</sup> Durante o mês de maio, 34 campos (16 marítimos - totalizando 60 instalações de produção marítimas, e 18 terrestres) tiveram suas produções interrompidas temporariamente devido aos efeitos da pandemia e, em abril, foram 38 campos, com 66 unidades marítimas (ANP, 2020e).

<sup>56</sup> A ANP decidiu flexibilizar algumas obrigações de empresas do setor em abril, como: possibilidade de prorrogação por nove meses da fase de exploração de contratos de partilha; extensão dos prazos para a entrega dos relatórios de Conteúdo Local; redução de alíquotas de *royalties*, entre outras medidas (DOU, 2020a; MME, 2020c; EPE, 2020a). A Agência também publicou a Resolução nº 817/2020, que trata do descomissionamento de instalações de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural (DOU, 2020b).

<sup>57</sup> Além de revisar, temporariamente, metas de produção de petróleo em março, a Petrobras indicou cortes de US\$ 3,5 bilhões nos investimentos programados para 2020 (montante final de US\$ 8,5 bilhões), em função principalmente de postergações de atividades exploratórias, interligações de poços e construção de instalações de produção e refino, e da desvalorização do real frente ao dólar americano. Com muitos dos seus custos em reais, um câmbio desvalorizado reduz as necessidades de caixa medidas em dólares (EPE, 2020a).

<sup>58</sup> No segmento de E&P, a Petrobras realizou a venda de suas participações em campos terrestres na Bacia do Tucano e em sete campos terrestres na Bacia Potiguar. Também iniciou fase vinculante de ativos nas Bacias de Solimões (Urucu – incluindo as UPGNs e demais infraestruturas associadas) e Pelotas; e divulgou oportunidade na área de exploração e escoamento na Bacia de Pará-Maranhão, Sergipe-Alagoas; Espírito Santo (Golfinho e Camarupim); Camamu; Campos (Papa-terra) e Santos (Merluza e Lagosta), entre outros (PETROBRAS, 2020b).

<sup>59</sup> A Petrobras anunciou em março, a postergação do recebimento de ofertas vinculantes no processo de venda de oito de suas unidades de refino e respectivos ativos logísticos, sob a justificativa de assegurar a efetiva realização da avaliação de risco (*due diligence*) por parte de potenciais compradores (PETROBRAS, 2020b).

<sup>60</sup> Ainda que não contemplado no termo original do TCC, a Petrobras anunciou seu interesse na venda dos dutos de escoamento do Pré-sal (Rotas 1, 2 e 3) através da criação, até o final de 2020, de uma empresa a ser responsável por esta infraestrutura (OGLOBO, 2020).

<sup>61</sup> Neste intuito, podem ser destacadas as ações da Petrobras em alienar suas participações societárias em empresas de transporte e distribuição de gás natural: remanescente (10%) nas transportadoras TAG e NTS, e sua participação na GASPETRO (51% da empresa) (AGENCIA PETROBRAS, 2020).

<sup>62</sup> Foram observados movimentos do Rio de Janeiro, Bahia e Amazonas no sentido de atualizar suas regulamentações sobre a distribuição de gás e o mercado livre. Destacam-se manifestações de interesse do Espírito Santo em vender sua participação na ESgas e de São Paulo em aprimorar aspectos regulatórios do estado (MME, 2020b; AGERBA, 2020).

<sup>63</sup> A primeira ação diz respeito à publicação dos credenciamentos de agentes para fruição de tratamento tributário diferenciado, conforme previsto no Ajuste SINIEF nº 03/2018, ocorrida entre dezembro de 2019 e março de 2020. Outra ação aconteceu em março, quando foi publicada a Portaria da Receita Federal que permite alfandegamento de terminais flutuantes, garantindo segurança jurídica para os empreendedores de GNL devido ao recebimento de autorização para importação e regaseificação de GNL na própria estação flutuante (CONFAZ, 2020; MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA, 2020).

<sup>64</sup> A Petrobras paralisou diversas unidades de processo em nove de suas refinarias ao longo de abril. As interrupções incluem unidades de destilação atmosférica e a vácuo, de craqueamento catalítico (FCC), de hidrotreatamento de diesel e de QAV, de geração de hidrogênio (UGH), entre outras (MME, 2020d).

<sup>65</sup> O FUT da Petrobras recuou de um patamar superior a 75% na primeira quinzena de março para menos de 55% no início de abril, tendo avançado em junho para 77% (MME, 2020d). Esse aumento ocorreu em meio às expectativas de recuperação para a demanda de combustíveis, incluindo a possibilidade de exportação de alguns derivados. Destaque para o direcionamento da RLAM e RNEST para a produção de óleo combustível e do recorde de produção de *bunker* pela Replan em maio (PETROBRAS, 2020b). Neste mês, também houve recorde da exportação de óleo combustível (1,1 milhão de toneladas, equivalentes a 238 mil b/d) (PETROBRAS, 2020a). Além da questão cambial, as exportações de *bunker* e de correntes de óleo combustível de baixo teor de enxofre foram favorecidas pela entrada em vigor da nova especificação mundial dos combustíveis marítimos (IMO 2020) em janeiro de 2020.

No segmento de distribuição e revenda de combustíveis, a contração na demanda no setor de transporte afetou diretamente o consumo de combustíveis. Conforme apresentado na Tabela 1, foram registradas reduções nas vendas de gasolina C (-29%) e óleo diesel B (-15%) em abril, em comparação com o mesmo período de 2019 (ANP, 2020a; 2020b).

**Tabela 1 – Variação percentual nas vendas dos principais combustíveis: 2020 / 2019**

	1º Trimestre	Abril	Maior
<b>Gasolina C</b>	-2,8%	-28,8%	-20,4%
<b>Diesel B</b>	2,2%	-14,6%	-9,1%
<b>QAV</b>	-10,8%	-84,7%	-81,3%
<b>GLP (P-13)</b>	5,5%	13,6%	3,4%
<b>Etanol hidr.</b>	-3,7%	-33,6%	-32,4%
<b>Biodiesel</b>	12,8%	-0,6%	12,4%

Fonte: ANP (2020a; 2020b).

Em um primeiro momento, o consumo de óleo diesel foi mais resiliente entre os combustíveis líquidos, por conta da movimentação de bens e pela atividade do setor agrícola no primeiro semestre de 2020. O QAV foi o combustível mais afetado pela pandemia, em função das restrições de movimentação de pessoas e a consequente redução na quantidade de voos nacionais e internacionais. Em relação ao gás liquefeito de petróleo (GLP), observou-se um aumento do seu consumo doméstico no primeiro mês de adoção do distanciamento social (14%, em abril), mas com arrefecimento do consumo no mês seguinte<sup>66</sup>.

Em relação ao consumo doméstico de etanol hidratado, constata-se considerável queda da comercialização nos postos de revenda em abril e maio, intensificando a competição pelo mercado de combustíveis do ciclo Otto, com a diminuição do preço de gasolina e etanol. Em relação ao biodiesel, os volumes comercializados em abril ficaram abaixo do registrado no mesmo mês de 2019, apesar do aumento do percentual de mistura obrigatória para 12%, a partir de março de 2020 (ANP, 2020c). No entanto, o crescimento em maio levou a ANP a programar etapas adicionais para a contratação do biocombustível, de maneira a garantir o abastecimento do mercado (ANP, 2020c).

A perspectiva é que a demanda nacional de combustíveis não deverá retornar plenamente antes do segundo semestre de 2021 (EPE, 2020b).

Apesar da desvalorização cambial nos primeiros meses de 2020, a queda do preço internacional do petróleo contribuiu para a redução do preço dos combustíveis nas refinarias e diminuição do preço ao consumidor final. Entretanto, a trajetória verificada se alterou em junho, acompanhando uma recuperação do preço do petróleo, com consequentes reflexos nos preços de realização de derivados e nos preços de combustíveis ao consumidor nacional. Apesar dos aumentos de preços médios nacionais ao consumidor final verificados em junho, a gasolina C, o diesel B e o etanol hidratado acumulam, respectivamente, quedas de 14%, 19% e 18% do valor em 2020. Menores reduções foram registradas para os preços do gás natural veicular (4%) e do GLP (0,3%) (ANP, 2020f). Cumpre ressaltar que a partir de março de 2020, o GLP não apresenta diferenciação de preços em função do vasilhame de comercialização<sup>67</sup> devido à efetiva revogação da Resolução CNPE nº 4/2005 por meio da Resolução CNPE nº 17/2019.

O mercado de distribuição de gás natural também foi afetado pelos efeitos da Covid-19, gerando queda no consumo de 35 a 40% no setor industrial. Registrou-se redução, pela Petrobras, da importação de gás boliviano abaixo dos mínimos contratuais, assim como diminuição nos preços da molécula nos contratos com as companhias distribuidoras locais (CDLs), firmados com base nos preços do petróleo. Isto ocasionou redução nas tarifas de gás para o consumidor final em diversos estados brasileiros<sup>68</sup>. De forma a amenizar os impactos da pandemia, medidas mitigatórias foram propostas às CDLs, como o parcelamento de pagamento para o setor não termelétrico e flexibilização dos contratos de fornecimento de gás por governos estaduais, de maneira a evitar penalidades a clientes industriais por redução de consumo e impedir cortes de fornecimento (AGENCIA PETROBRAS, 2020; AGÊNCIA DO ESTADO, 2020; AGENERSA, 2020).

<sup>66</sup> Devido ao fato de as pessoas permanecerem mais tempo em casa, ampliou-se o uso do GLP para cocção de alimentos. Ademais, ações precaucionais levaram parte da população a antecipar as suas compras e a estocar botijões (EPE, 2020b).

<sup>67</sup> O botijão de 13kg, também conhecido como P-13, possuía um mecanismo de precificação diferenciada em relação aos outros.

<sup>68</sup> Reduções médias de 7% no Ceará, 8% na Paraíba, 9% na Bahia, 10% no Rio Grande do Norte, 8% em Pernambuco, e 7% no Rio de Janeiro (ABEGAS, 2020).

Com vistas à melhoria do ambiente de negócio na indústria de petróleo e gás natural, o governo brasileiro vem conduzindo iniciativas que abarcam toda a cadeia petrolífera. Além da continuidade do Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020) e do Projeto Poço Transparente<sup>69</sup>, foi instituído, no primeiro semestre, o Programa Pró-Brasil<sup>70</sup>, assim como o Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (BidSIM), visando aumentar a competitividade e atratividade nas próximas rodadas de licitações (DOU, 2020b).

Outrossim, diante da proposta de venda de oito refinarias da Petrobras, e das expectativas associadas à promoção da competição e da segurança do abastecimento nacional de derivados, o Programa Abastece Brasil segue desenvolvendo análises acerca do compartilhamento da infraestrutura logística existente no Brasil, além da revisão da sistemática vigente para o abastecimento de biodiesel.

Por sua vez, as metas para a aquisição dos créditos de descarbonização (CBio) no âmbito do Programa RenovaBio estão em processo de revisão, tendo em vista o efeito dos baixos preços do petróleo no mercado internacional, uma vez que resultam em reduções dos preços da gasolina C, afetando a competitividade do etanol hidratado (EPE, 2020b; MME, 2020d).

Ainda persiste uma indefinição sobre o ritmo de recuperação da economia brasileira e sobre a variação da demanda de combustíveis ao longo do segundo semestre de 2020. Soma-se o fato de que mudanças de hábitos e novos padrões de comportamento da sociedade poderão acarretar a destruição de parcela significativa da demanda por combustíveis<sup>71</sup>.

Com a previsão de um impacto desinflacionário da pandemia sobre a economia brasileira, associado a forte aumento do nível de ociosidade dos fatores de produção, a elevação da incerteza sobre a economia pode resultar em maior redução da demanda agregada, com consideráveis perdas arrecadatórias de participações governamentais e de tributos sobre a comercialização de combustíveis (podendo, estes, superar R\$ 54 bilhões até 2022 - EPE,

2020b). Nesse contexto, é primordial que se reduzam as incertezas que impactam diretamente o desempenho econômico e influenciam as expectativas de investimentos em projetos de petróleo e gás natural, bem como de infraestruturas associadas.

## Referências

- 1) [ABEGAS. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO, \(2020\). Notícias do Setor.](#)
- 2) [AGENCIA DO ESTADO, \(2020\). Dória anuncia acordo para não cortar fornecimento para o Noroeste paulista.](#)
- 3) [AGÊNCIA PETROBRAS, \(2020\). Matérias Regionais.](#)
- 4) [AGENCIA SERGIPE DE NOTÍCIAS, \(2020\). Sergipe recebe a primeira transferência de Gás Natural Liquefeito para o Terminal da Celse.](#)
- 5) [AGERBA. AGÊNCIA ESTADUAL E REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA, TRANSPORTES E COMUNICAÇÃO DA BAHIA, \(2020\). Resolução AGERBA Nº 23 DE 16/04/2020.](#)
- 6) [AGENERSA. AGENCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BASICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, \(2020\). Naturgy flexibiliza contratos com a Petrobras.](#)
- 7) [ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, \(2020a\). Despacho nº 830, de 20 de março de 2020.](#)
- 8) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Despacho nº 1.039, de 14 de abril de 2020.](#)
- 9) [ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, \(2020a\). Notícias. ANP.](#)
- 10) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Dados Estatísticos. ANP.](#)
- 11) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020c\). Painéis Dinâmicos da ANP.](#)
- 12) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020d\). Legislação ANP > Autorizações.](#)
- 13) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020e\). Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Maio, nº 117.](#)
- 14) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020f\). Sistema de Levantamento de Preços. ANP.](#)
- 15) [BCB. BANCO CENTRAL DO BRASIL, \(2020a\). Focus – Relatório de Mercado. 26/06/2020.](#)
- 16) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Relatório de Inflação. Volume 22, número 2. Junho 2020.](#)
- 17) [CONFAZ. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, \(2020\). Ato COTEPE/ICMS 02/20, de 3 de janeiro de 2020.](#)
- 18) [DOU. DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, \(2020a\). Resolução nº 820, de 16 de junho de 2020. MME/ANP.](#)
- 19) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Resolução nº 817, de 24 de abril de 2020. MME/ANP.](#)
- 20) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020c\). Resolução nº 821, de 17 de junho de 2020. MME/ANP.](#)
- 21) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020d\). Decreto nº 10.320, de 9 de abril de 2020.](#)
- 22) [EPBR, \(2020a\). Cosan licencia rota para escoamento de gás natural do pré-sal.](#)
- 23) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Banco da Amazônia aprova financiamento de R\\$ 1 bilhão para projeto de Azulão.](#)
- 24) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020c\). Rio flexibiliza contratos de gás com a Petrobras.](#)
- 25) [EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, \(2020a\). Fatos Relevantes da Indústria do Óleo e Gás. Janeiro a Junho de 2020. EPE.](#)
- 26) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Impactos da pandemia de Covid-19 no mercado brasileiro de combustíveis. Nota Técnica NT-DPG-SDB-2020-02, EPE.](#)
- 27) [GAUDARDE, G., \(2020\). Petrobras confirma hibernação de 62 plataformas em campos de águas rasas. EPBR.](#)
- 28) [IN. IMPRENSA NACIONAL, \(2020\). PORTARIA Nº 30, DE 5 DE FEVEREIRO DE 2020.](#)
- 29) [INEA. INSTITUTO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE, \(2020\). Inea entrega licença à usina termelétrica da maior complexo a gás natural da América Latina.](#)
- 30) [MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA, \(2020\). Embarcações de regaseificação ganham autorização para serem alfandegadas.](#)
- 31) [MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, \(2020a\). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, Abril de 2020.](#)
- 32) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Relatórios Trimestrais de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural.](#)
- 33) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020c\). CNPE aprova medidas com vistas à retomada da economia pós-pandemia. MME.](#)
- 34) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020d\). Boletim de Monitoramento COVID-19. MME.](#)
- 35) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020d\). Consulta Pública nº 94, de 05/06/2020. MME.](#)
- 36) [OORDOÑEZ, R., \(2020a\). Petrobras vai vender gasodutos marítimos do pré-sal. O Globo.](#)
- 37) [PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., \(2020a\). Webcast - Resultados do 1º trimestre de 2020 - 15 de maio de 2020. Petrobras.](#)
- 38) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Comunicados ao Mercado. Resultados e Comunicados.](#)
- 39) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020d\). Rio flexibiliza contratos de gás com a Petrobras.](#)
- 40) [Petróleo Hoje, \(2020a\). Projeto prevê UTGN associada ao Rota 6.](#)
- 41) [\\_\\_\\_\\_\\_, \(2020b\). Mudança de estratégia no Rota 3.](#)
- 42) [PORTOS E NAVIOS, \(2020\). BR e Golar firmam parceria para o mercado de GNL.](#)

<sup>69</sup> O programa tem por objetivo o acompanhamento da perfuração de poço com a técnica de fraturamento hidráulico para construção de arcabouço técnico, jurídico e legal, de forma sustentável, para promover a exploração e produção de petróleo e gás não convencionais, de forma ambientalmente segura.

<sup>70</sup> O programa, conduzido pelo Ministério da Infraestrutura, prevê R\$ 30 bilhões em recursos públicos até 2023 (sujeitos à aprovação do Ministério da Economia), em suporte aos aportes privados previstos entre 150 obras de infraestrutura (EPE, 2020a).

<sup>71</sup> Opção pela instituição do trabalho remoto (*home-office*); videoconferências substituindo reuniões presenciais; maior relevância e influência do comércio digital na aquisição de bens e serviços; maior cautela da população em relação aos eventos com grandes aglomerações e às viagens nacionais e internacionais; preferência do uso de transportes particulares ao invés de meios de transportes públicos, entre outros fatores.

## IV. ESTATÍSTICAS

PIB (CRESCIMENTO REAL)	2017	2018	2019	2019T4	2020T1
EUA	2,3%	3,0%	2,3%	2,1%	-5,0%
China	6,9%	6,6%	6,1%	7,4%	-5,3%
União Europeia	2,7%	2,0%	1,5%	0,2%	-3,3%
Brasil	1,0%	1,3%	1,1%	0,5%	-1,5%
Mundo	3,8%	3,6%	2,9%	n.d.	n.d.

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

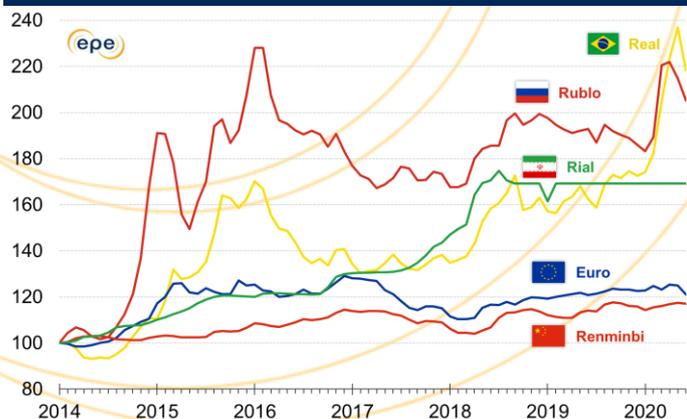
Nota: Taxa trimestral calculada como a variação do trimestre corrente sobre o mesmo período do ano anterior.

PREÇOS DE PETRÓLEO (US\$/B)	2017	2018	2019	2019T4	2020T1
Brent	53,23	70,94	64,21	63,25	50,18
WTI	49,95	64,89	57,03	57,01	46,02
Dubai	52,23	69,41	63,50	62,08	50,71
Árabe Leve	51,67	70,33	64,79	63,43	n.d.
Bonny Light	53,64	71,83	65,65	64,44	n.d.
Girassol	53,55	71,44	66,13	65,56	n.d.
Marlim	44,65	61,33	53,20	44,71	40,65
Roncador	44,76	63,13	54,77	45,01	40,98

Fonte: ANP e Opep.

Nota: Média dos valores correntes.

### EVOLUÇÃO DE MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR



Fonte: Banco Central do Brasil.

Nota: i) base 100 em janeiro de 2014; ii) Renminbi é moeda oficial chinesa, enquanto luan é o nome da sua unidade básica.

CAPACIDADE OCIOSA (MILHÕES B/D)	2017	2018	2019	2019T4	2020T1
OPEP	2,09	1,49	2,11	2,32	3,15

Fonte: EIA.

OFERTA DE PETRÓLEO (MILHÕES B/D)	2017	2018	2019	2019T4	2020T1
Produção Global	92,3	95,1	95,4	96,6	95,7
África	8,1	8,3	8,6	8,4	7,5
Américas	27,7	29,5	31,0	32,2	32,4
Ásia Pacífico	7,7	7,5	7,7	7,6	7,6
Eurásia	17,9	18,2	18,0	18,3	18,5
Oriente Médio	30,9	31,6	30,1	30,0	29,7

Fonte: IEA e Opep.

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

NÍVEL DE ATIVIDADE	2017	2018	2019	2019T4	2020T1
Sondas em uso (EUA, unidades)	875	1.031	943	820	785
Sondas em uso (Mundo, unidades)	2.110	2.299	1.717	1.506	1.456
Contratos futuros financeiros (Milhares de unidades)	1.532	2.373	2.078	2.130	2.202
Utilização de refinarias (EUA)	91%	93%	90%	90%	86%
Utilização de refinarias (Euro-16)	90%	86%	83%	81%	79%
Utilização de refinarias (Brasil)	75%	74%	75%	75%	76%

Fonte: ANP, EIA, Petrobras, OPEP e Baker Hughes.

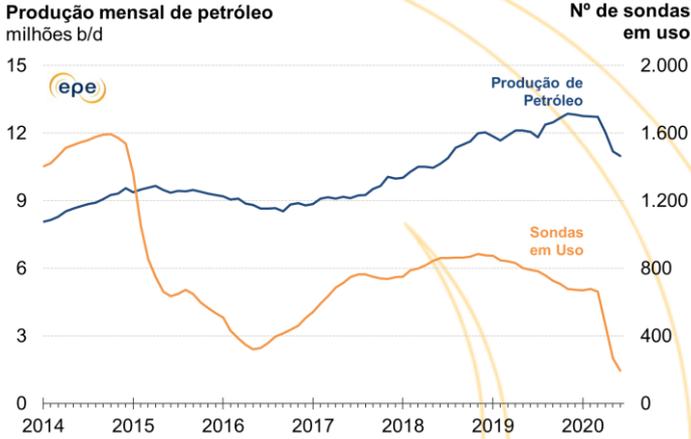
Nota: Incluem sondas de petróleo, gás natural e outros.

DEMANDA DE PETRÓLEO (MILHÕES B/D)	2017	2018	2019	2019T4	2020T1
Demanda Global	93,2	94,3	94,9	95,9	88,6
África	4,3	4,3	4,2	4,2	4,1
Américas	28,9	29,3	29,0	29,2	27,9
Ásia Pacífico	32,5	33,1	34,5	35,3	31,6
Eurásia	19,0	19,2	18,9	18,9	17,4
Oriente Médio	8,5	8,4	8,3	8,3	7,6

Fonte: IEA e Opep.

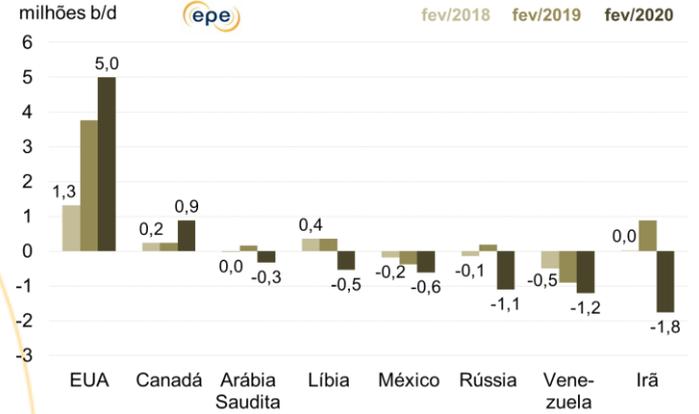
Nota: i) inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural; ii) não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

**PRODUÇÃO MENSAL DE PETRÓLEO E NÚMERO DE SONDAS EM USO NOS EUA**



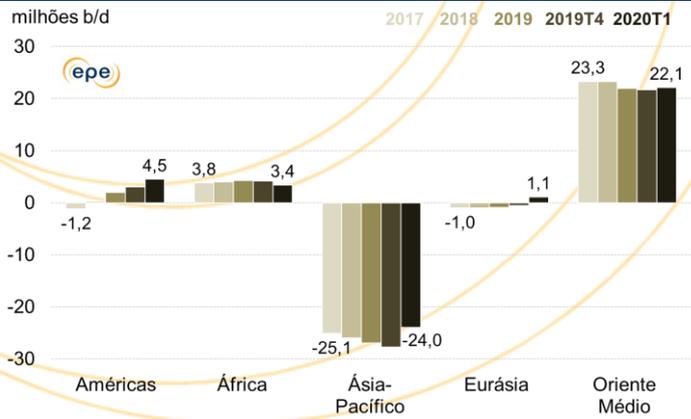
Fonte: Elaboração própria a partir de EIA e Baker Hughes.  
Nota: i) produção inclui apenas óleo cru; ii) sondas em uso correspondem apenas às de petróleo.

**VARIÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM RELAÇÃO A FEVEREIRO DE 2017**



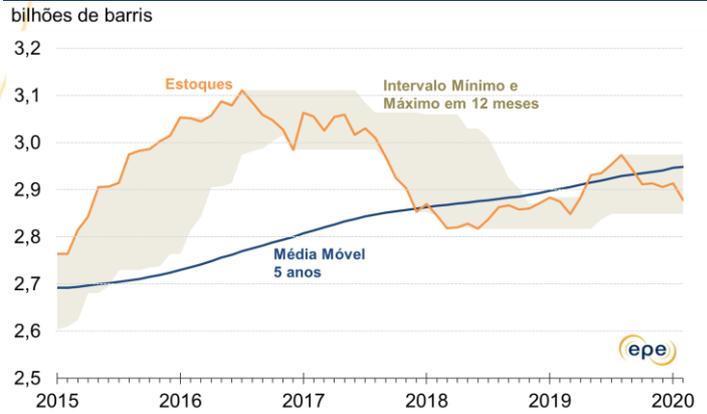
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA.  
Nota: Inclui óleo cru, condensados e líquidos de gás natural (LGN), exceto Irã, Líbia e Venezuela que não incluem LGN.

**BALANÇOS REGIONAIS DE PETRÓLEO**



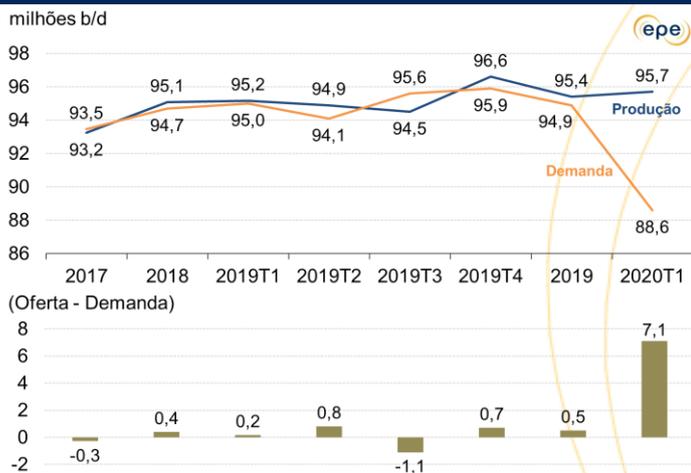
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e Opep.  
Nota: i) inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural; ii) não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

**ESTOQUES COMERCIAIS TOTAIS DE PETRÓLEO E DERIVADOS NA OCDE**



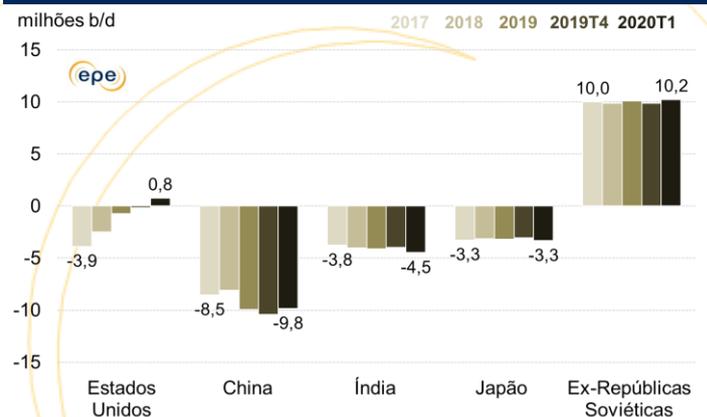
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA.  
Nota: Estoques totais incluem óleo cru, líquidos de gás natural, derivados de petróleo, aditivos e outros hidrocarbonetos.

**BALANÇO GLOBAL DE PETRÓLEO**



Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e Opep.  
Nota: i) inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural; ii) não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

**COMÉRCIO INTERNACIONAL DE PETRÓLEO E DERIVADOS**



Fonte: Elaboração própria a partir de Opep.  
Nota: Exportações líquidas são retratadas por valores positivos, enquanto valores negativos representam saldos de importação líquida.

LICITAÇÕES DE PETRÓLEO & GÁS NATURAL NO MUNDO EM 2020

Data	País	Descrição
fev/20	Serra Leoa	Prazo para ofertas encerrado em 20/fev. O governo anunciou o recebimento de seis propostas.
mar/20	EUA	Lease Sale 254 - Golfo do México. 71 áreas foram concedidas, com arrecadação de US\$ 93 milhões.
mar/20	Austrália	Encerramento do período de ofertas do 2º leilão <i>offshore</i> do país. Resultados do leilão ainda não foram anunciados.
jun/20	Índia	5ª Rodada da <i>Open Acreage Licensing Policy</i> . 11 blocos receberam ofertas.
jul/20	Angola	Leilão de blocos <i>onshore</i> realizado. Em fase de negociação dos contratos.
ago/20	Somália	Leilão de até 7 blocos <i>offshore</i> .
set/20	Senegal	Prazo para envio de ofertas para o leilão de 10 blocos <i>offshore</i> .
set/20	Noruega	Leilão <i>offshore</i> APA 2020.
out/20	Colômbia	Encerramento de ofertas para a 3ª rodada do Processo Permanente de Alocação de Áreas.
nov/20	Canadá	Leilão de 17 blocos <i>offshore</i> .
nov/20	Malásia	Rodada de Licitações <i>offshore</i> Malásia 2020
2020T4	Trinidad e Tobago	Rodada de licitação de blocos em águas profundas.
2020T4	Paquistão	Licitação aberta para 20 blocos.
n.d.	Nigéria	2ª rodada de licitação de campos marginais, com 57 áreas em oferta.
n.d.	EUA	Lease Sale 256 - Golfo do México.
n.d.	Romênia	11ª rodada de licitações.

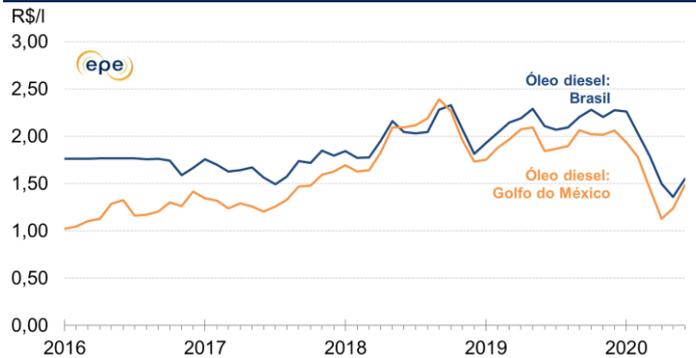
Fonte: CNPE, Oil and Gas Journal, Petroleum Economist, ANPG, BOEM, DGH (Índia), LPA, Ministry of Industry (Austrália), Ministry of Petroleum and Natural Resources (Somalia), Ministry of Energy (Senegal), LPRA.

CRONOGRAMA DE LICITAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Rodada	Modalidade	Período	Descrição
2ª	Excedente da Cessão Onerosa	2021	Excedente de produção dos campos de Sépia e Atapu
17ª	Concessão	Em avaliação	Blocos <i>Offshore</i>
7ª	Partilha	Em avaliação	Pré-sal nas bacias de Santos e Campos
18ª	Concessão	Em avaliação	Blocos <i>Offshore</i>
8ª	Partilha	Em avaliação	Pré-sal nas bacias de Santos e Campos

Fonte: ANP, MME e CNPE

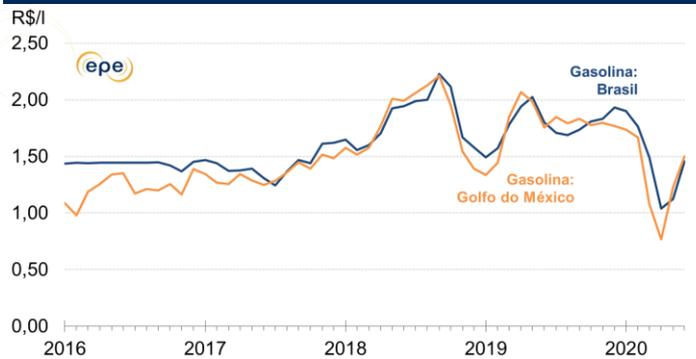
PREÇOS DO DIESEL NO GOLFO DO MÉXICO E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP e EIA.

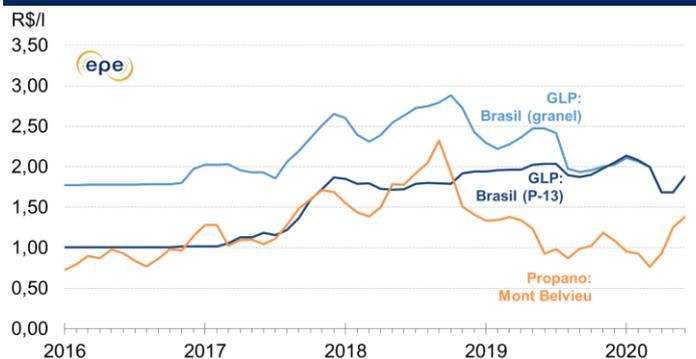
Nota: i) óleo diesel Brasil representa o preço médio ponderado do diesel S10 e S500; ii) óleo diesel Golfo do México representa o preço do ULSD (*ultra-low sulfur diesel*) na costa dos EUA.

PREÇOS DA GASOLINA NO GOLFO DO MÉXICO E DE REALIZAÇÃO NO BRASIL



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP e EIA.

PREÇO DO PROPANO NOS EUA E DE REALIZAÇÃO DO GLP NO BRASIL



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP e EIA.

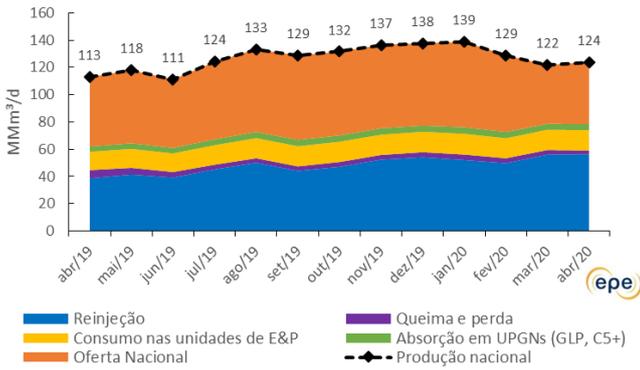
Nota: A partir de março de 2020, encerrou-se a diferenciação de preços entre P-13 e granel em função do disposto na Resolução CNPE nº 17/2019.

PRODUÇÃO E COMÉRCIO NO BRASIL (MIL B/D)	2017	2018	2019	2019T4	2020T1
<b>Petróleo</b>					
Produção	2.676	2.587	2.788	3.078	3.031
Exportação líq.	847	937	983	1.180	1.121
<b>Derivados Petróleo</b>					
Produção	1.845	1.796	1.795	1.824	1.860
Importação líq.	226	335	353	381	158
<b>Biocombustíveis</b>					
Produção	478	662	710	662	216
Importação líq.	30	12	-8	-15	21

Fonte: EPE (Balanço Energético Nacional) e ANP

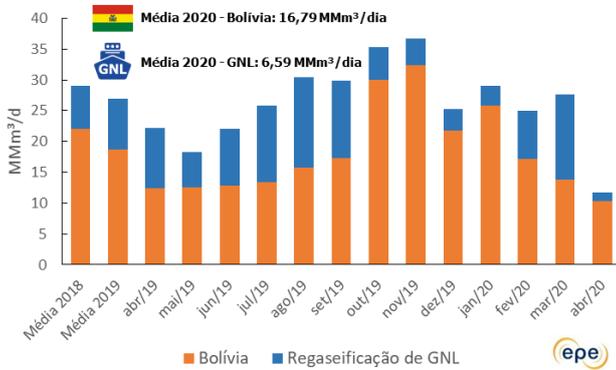
Nota: i) dados de petróleo incluem óleo cru e condensados, e não incluem líquidos de gás natural, ganhos de processamento e biocombustíveis; ii) dados de biocombustíveis incluem etanol e biodiesel.

**EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL EM 2019-2020**



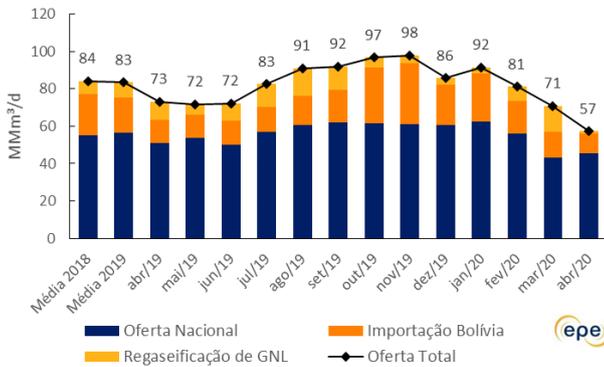
Fonte: Elaboração própria a partir de MME.

**EVOLUÇÃO DAS IMPORTAÇÕES BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL EM 2019-2020**



Fonte: Elaboração própria a partir de MME.

**EVOLUÇÃO DA OFERTA TOTAL DE GÁS NATURAL NO BRASIL EM 2019-2020**



Fonte: Elaboração própria a partir de MME.

**ACONTECIMENTOS RELEVANTES DO NOVO MERCADO DE GÁS (1º TRIMESTRE DE 2020)**

- 17/01: Início da fase não vinculante da venda da participação dos 10% remanescentes da Petrobras na TAG.
- 10/02: Início da fase não vinculante referente à venda de 100% da participação da Petrobras na UFN III.
- 27/02: Divulgação do *teaser* da venda de 51% da Petrobras na Gaspetro.
- 06/03: Redução da obrigatoriedade de suprimento de gás natural pelo Gasbol de 30,08 para 20 MMm³/dia
- 13/03: Início da fase vinculante da venda de 10% da participação da Petrobras na TAG.
- 18/03: Postergação da fase não vinculante referente à venda da participação da Petrobras na Gaspetro.
- 31/03: Divulgação do *teaser* referente à venda de 10% da Petrobras na NTS.

Fonte: Elaboração própria.

**ACONTECIMENTOS RELEVANTES DO NOVO MERCADO DE GÁS (2º TRIMESTRE DE 2020)**

- 16/04: Nova regulamentação do mercado de distribuição de gás na Bahia.
- 04/05: Petrobrás retoma a fase não vinculante referente à venda da sua participação de 51% na Gaspetro.
- 15/05: Início da fase não-vinculante das vendas da participação da Petrobrás na Gaspetro e na NTS.
- 27/05: Petrobras inicia procedimentos para dar acesso a demais produtores de gás natural às suas UPGNs.

Fonte: Elaboração própria.

**Equipe Editorial**

<b>Coordenação Geral</b>	<p>Heloisia Borges Bastos Esteves Angela Oliveira da Costa Marcos Frederico Farias de Souza</p>	<b>Coordenação Técnica</b>	<p>Marcelo Castello Branco Cavalcanti Marcelo Ferreira Alfradique Patrícia Feitosa Bonfim Stelling</p>
<b>Equipe Técnica</b>	<p>Ana Cláudia Sant'Anna Pinto Bruno Rodamilans Lowe Stukart Carlos Augusto Góes Pacheco Carlos Eduardo Rinco de Mendonça Lima Fernanda Corrêa Ferreira Filipe de Pádua Fernandes Silva</p>	<b>Equipe Técnica</b>	<p>Gabriel de Figueiredo da Costa Henrique Plaudio Gonçalves Rangel Lucas dos Santos Rodrigues Moraes (Estagiário) Luiz Paulo Barbosa da Silva Matheus de Souza Moreira (Estagiário) Vitor Manuel do Espírito Santo Silva</p>