

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

O mês de janeiro/19 apresentou produção diária de 2,63 MMbbl/d, volume 2,2% inferior aos 2,69 MMbbl/d produzidos em dezembro/18 (Tabela 2.1). A realização de serviços de manutenção nas plataformas P-74 (campo de Búzios), FPSO Cidade de São Paulo (campo de Sapinhoá), FPSO Cidade de Mangaratiba (campo de Lula), FPSO Cidade de Niterói (campo de Marlim Leste) e P-58 (no Parque das Baleias) foram os principais responsáveis pela queda registrada. Entretanto, com a entrada dos sistemas de produção P-67 (do campo de Lula) em janeiro, P-76 (3ª unidade do campo de Búzios) em fevereiro, P-77 (4ª unidade do campo de Búzios) em março, a expectativa é de que o *ramp up* das unidades contribua para um incremento na produção nacional em 2019, que ainda deve ter pelos menos mais uma unidade da Petrobras entrando em operação neste ano, a P-68 no campo de Berbigão.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d).

Agregado	jan-19	jan-19/dez-18	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.630.926,0	-2,2%	81.558.704,5	0,6%
Consumo Interno	1.611.825,1	-0,4%	49.966.578,6	5,3%
Importação	165.697,1	-15,7%	5.136.609,0	-12,0%
Exportação	1.467.031,0	37,5%	45.477.960,7	18,2%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A estatal brasileira apresentou seu resultado financeiro anual para 2018 no final de fevereiro de 2019, tanto da Petrobras quanto da BR Distribuidora. Ambas as empresas obtiveram superávit, combinando lucro líquido de R$ 29 bilhões no ano. No caso específico da Petrobras, o resultado positivo contraria os últimos quatro anos negativos. Entre as razões que justificam a mudança, estão: os desinvestimentos promovidos no último ano (cessão de 25% da participação no campo de Roncador para a Equinor, cessão de parcelas da participação nos campos de Lapa e Iara para a Total e cessão de ativos no Golfo do México para a Murphy), aumento nas margens de exportação de óleo cru e de venda de derivados (que encontraram melhores condições de cotação do dólar e do preço de referência do petróleo) e melhorias internas implementadas, com destaque para a redução de despesas gerais e administrativas.

Adicionalmente, a Petrobras apresentou no mês de março de 2019 um Plano de Resiliência[1], com o objetivo de maximização de valor a seus acionistas e ao país. As três principais frentes do plano são: ampliação do programa de desinvestimentos (entre campos maduros terrestres e de águas rasas e ativos do *downstream*), diminuição de gastos operacionais gerenciáveis (gastos com pessoal, publicidade, patrocínio, entre outros) e, por fim, a liberalização do excesso de capital disponível, hoje estacionado em caixa.

Segundo dados da ANP, em janeiro/19, 95,9% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 82,1% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.360 poços, sendo 717 marítimos e 6.643 terrestres (*onshore*).

Com relação ao pré-sal, em janeiro de 2019, sua produção foi oriunda de 90 poços e chegou a 1,5 MMbbl/d de óleo e 61,5 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,84 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). Vale ressaltar que o campo de Lula, maior produtor do país, recebeu em fevereiro de 2019 a sua 9º e última unidade produtora, a P-67, com capacidade de produção de 150 Mbbl/d e que deve produzir por meio de nove poços produtores. O sistema conclui o plano de desenvolvimento programado pela Petrobras e deverá levar o campo à marca de 1 MMbbl/dia produzidos, menos de 10 anos após sua declaração de comercialidade (2010).

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o leilão do excedente da cessão onerosa já tem data e especificações planejados: será realizado no dia 28 de outubro de 2019, sob o regime de partilha, e ofertará quatro áreas: Atapu, Búzios, Itapu e Sépia. As empresas interessadas deverão, além de vencer o leilão, ressarcir a Petrobras pela fase exploratória já executada. Outros detalhes como o bônus de assinatura, o percentual mínimo de óleo lucro e os valores de ressarcimento à Petrobras serão discutidos no CNPE em abril e serão divulgados posteriormente. Uma última discussão acerca do certame trata do repasse de parte dos recursos obtidos com o leilão a estados e municípios. A articulação dos governos estaduais envolve um possível apoio à reforma da previdência no caso de o governo federal concordar com o repasse.

A Petrobras manifestou interesse em participar, como operadora, de três dos cinco blocos que serão ofertados na 6ª rodada de partilha: Aram, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário. As outras

[1] https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980840&p_editoria=8

áreas terão ampla concorrência, em condições de igualdade para a estatal e as IOCs. O leilão está agendado para o 2º semestre de 2019, mas segue sem data definida. Também para o 2º semestre está agendada a 16ª rodada de concessão, que já conta com pré-edital divulgado e divulgação de ofertas prevista para 10 de outubro.

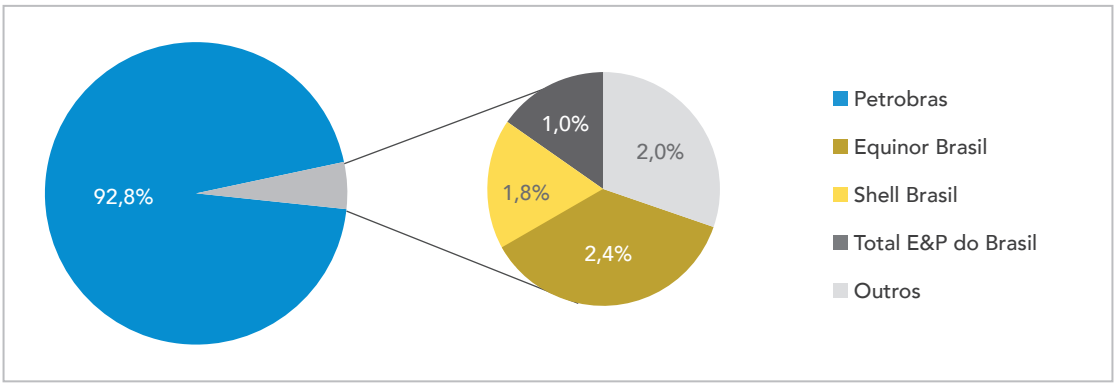
Outra oportunidade de investimento, que teve mudança nos últimos dias, foi a oferta permanente, que adicionou 472 áreas (458 blocos e 14 áreas em acumulações marginais), totalizando 630 disponíveis, entre blocos e acumulações marginais. A oferta permanente se refere a áreas que foram devolvidas (ou estão em processo de devolução) e blocos exploratórios que foram devolvidos ou não arrematados em certames anteriores. As áreas só vão a sessão pública com a declaração de interesse por parte de uma empresa inscrita acompanhada de garantia de oferta (ANP, 2019)[2].

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 92,8% da produção, em janeiro/19 (Figura 2.1). A participação da Equinor Brasil se manteve em 2,4%, mesmo percentual de dezembro/18. A produção no campo de Peregrino foi ligeiramente maior em janeiro. A norueguesa acaba de inaugurar um centro de pesquisa no país, em parceria com a FAPESP. O centro de pesquisa em engenharia e gerenciamento de reservatórios e de produção de petróleo e gás será sediado na Unicamp e terá foco em três linhas de pesquisa: otimização de produção, recuperação avançada de óleo e gerenciamento de água. A experiência norueguesa, aliada ao desenvolvimento tecnológico, é uma excelente oportunidade de aprendizagem para o país.

A Shell aumentou em 38% a sua produção operada no país, elevando seu patamar a 1,8%, em janeiro (em dezembro/18, foi de 1,1%). O resultado positivo está intimamente associado ao *ramp up* da produção do FPSO Fluminense, que produz nos campos de Bijupirá e Salema (incremento de 5,6 Mbbl/d) e aumento da produção no campo de Ostra, feito pelo FPSO Espírito Santo.

Por fim, a Total também manteve a sua parcela em janeiro/19 quando comparada a dezembro/18, em 1%. Ainda assim, houve ligeiro incremento na produção dos dois poços do campo de Lapa.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (janeiro/19)



Fonte: ANP, 2019.

[2] http://www.anp.gov.br/noticias/5054-oferta-permanente-passa-a-contar-com-630-areas

Ainda não constando entre as empresas com maior operação no país, mas com o segundo maior conjunto de áreas sob concessão, a ExxonMobil negocia o licenciamento de 11 poços exploratórios em águas profundas de Sergipe-Alagoas. Ao lado da Petrobras, a americana aposta na região, que apresenta hoje o segundo melhor polo de investimentos *offshore* do Brasil. A empresa divulgou recentemente seu boletim de reposição de reservas, com aumento de 313% em relação a 2017. Os 4,5 Bboe provados de petróleo advém, principalmente, de descobertas no *offshore* da Guiana e do Brasil.

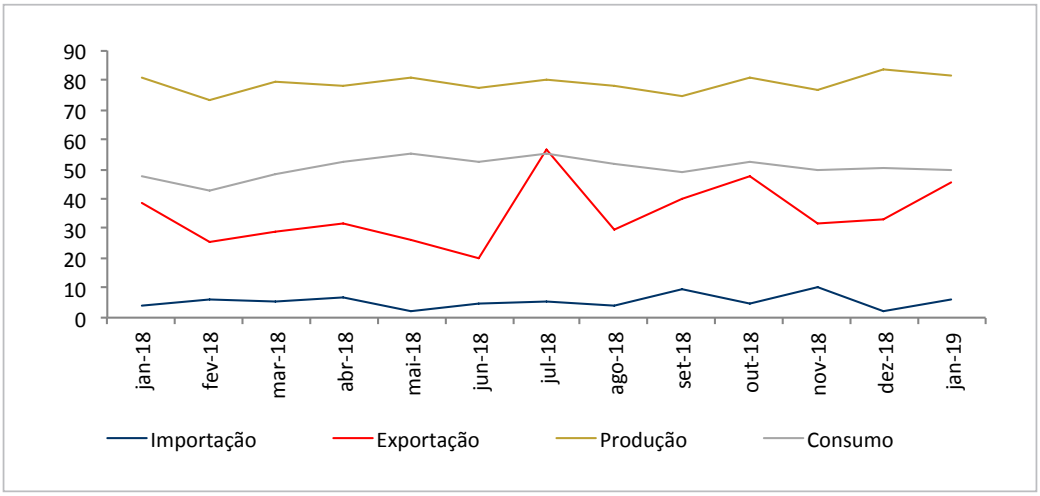
Também vale destacar a entrada de novas operadoras no mercado brasileiro. A norueguesa BW Offshore, fornecedora usual de serviços, plataformas e navios, negociou a compra de 100% do Campo de Maromba, na Bacia de Campos. A operação marca não só mais uma atuação positiva do desinvestimento da Petrobras (que tinha 70% do campo, sendo os outros 30% da Chevron) como o interesse de empresas internacionais na operação de campos fora do pré-sal.

As principais produtoras *offshore* independentes brasileiras (Dommo Energia, PetroRio e Queiroz Galvão) mantiveram sua produção mensal relativamente estável quando comparadas a de dezembro de 2018. Entretanto, a PetroRio, após recente aquisição do campo de Frade junto à Chevron, planeja iniciar a campanha exploratório no campo no primeiro trimestre de 2020. Mais avançada, a Queiroz Galvão já está perfurando o 3º poço no campo de Atlanta, com o objetivo de definir o desenvolvimento definitivo do campo.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em janeiro de 2019, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo se manteve estável. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se alta em ambos os índices, com destaque para a Exportação, que teve aumento de 37% em relação ao mês anterior.

Em uma comparação anual, em 2018, um dos estados brasileiros que mais se aproveitou das oscilações do câmbio e dos preços de referência internacional para o petróleo foi o Rio de Janeiro, cujas exportações avançaram 37% em relação a 2017, sendo a maior parte dessa alteração em função do petróleo, quase 300 MMbbl/d a mais que o ano anterior.

Figura 2.2: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (MMBbl)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.3), a média de preços do óleo tipo Brent se recuperou no mês de janeiro após três meses de queda, atingindo o valor de US$ 59,41/bbl, mais de US$ 20 abaixo da média de outubro de 2018. O WTI também se recuperou e chegou ao valor de US$ 51,38/bbl.

Também em janeiro, a produção norte-americana de petróleo alcançou a marca recorde de 12 MMbbl/d, contrariando previsões da EIA que apontavam que a produção só atingiria esse valor no segundo trimestre de 2019. Os avanços tecnológicos e a geologia favorável da região do Permiano são alguns dos motivos para o crescimento.

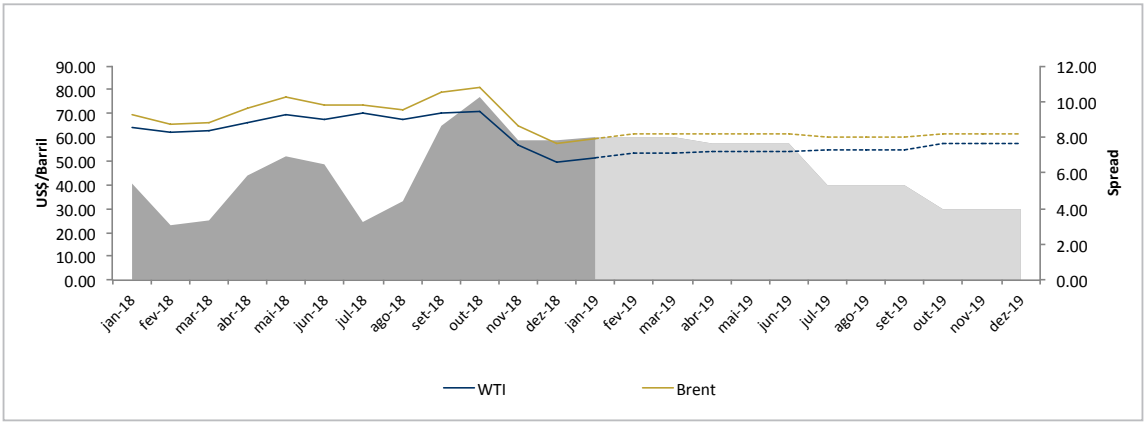
Diante desse cenário, os membros da OPEP+ concordaram em reduzir a oferta de petróleo ao mercado em cerca de 1,2 MMbbl/d no primeiro semestre de 2019. Entretanto, os cortes têm sido desiguais, com a Arábia Saudita cortando mais e de forma mais rápida do que outros membros importantes, como a Rússia.

A Nigéria, por exemplo, reportou dificuldades na contenção da sua produção, principalmente com o *ramp up* da produção do FPSO Egina (de capacidade de 200 Mbbl/d) no campo de mesmo nome, que em março já deve chegar ao seu pico de produção. O campo representa cerca de 8% da capacidade de produção atual de petróleo na Nigéria (hoje de 2,5 MMbbl/d).

Outro problema é o caso da Venezuela, que está enfrentando sérios gargalos de distribuição e, por conseguinte, de estocagem. O embargo imposto pelos EUA ao óleo do país (eram o maior consumidor do petróleo venezuelano) fez com que navios tanque estocassem mais de 8 MMbbl, com valor estimado de meio bilhão de dólares. A Índia foi reportada como um dos poucos destinos do óleo venezuelano nesse novo cenário, contrariando o embargo americano.

Um destaque importante para o Brasil nesse cenário internacional é que investidores e entidades internacionais apontam o país como um dos principais polos de exploração de petróleo do mundo, ao lado dos Estados Unidos e da OPEP+. Os relatórios ressaltam inclusive que o país pode se tornar um problema para o cartel, pois o incremento na oferta de óleo brasileiro ao mercado pode contribuir para alterações de preço e para o fornecimento de certas regiões, principalmente as dependentes de óleo cru médio a pesado.

Figura 2.3: Preço Real e Projeção (US$/Bbl).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US)

Voltando à produção brasileira, em janeiro de 2019, a maioria das áreas *onshore* dos estados registrou aumento, contribuindo para o primeiro incremento da produção em terra do país nos últimos quatro meses. Entre os maiores incrementos estão o Parque dos Gaviões no Maranhão (aumento de 18 Mbbl/d) e o campo de Sabiá Bico-de-Osso no Rio Grande do Norte (aumento de 1 Mbbl/d).

Uma região que deve sofrer mudanças drásticas nos próximos meses são as águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas. Além dos já reportados investimentos exploratórios que estão sendo realizados pela ExxonMobil na região, a Petrobras recebeu, recentemente, licença do Ibama para instalar um FPSO na região e testar a descoberta de Farfan (original dos blocos do BM-SEAL-11). O Teste de Longa Duração (TLD) será realizado pelo FPSO BW Cidade de São Vicente e durará seis meses. A Petrobras prevê o início da produção do primeiro módulo na região para 2023.

O estado do Espírito Santo está estudando a criação de um fundo soberano para aproveitar as receitas, principalmente as relativas a Participação Especial, geradas pela exploração e produção de petróleo nos campos do Estado. Uma das principais entradas do fundo seriam os valores retroativos de Participação Especial, pagos pela Petrobras ao estado, após a unificação dos campos do Parque das Baleias. O acordo de R$ 3,6 bilhões será divido entre União (R$ 1,8 bilhão), estado (R$ 1,4 bilhão) e municípios (R$ 360 milhões). Vale mencionar que fundos soberanos são mecanismos criados por Estados visando à formação de

poupança para gerações futuras a partir de determinados ativos, geralmente recursos naturais. Em países desenvolvidos, como o Reino Unido e a Noruega, os fundos soberanos são vistos como solução para a chamada "doença holandesa"[3] e alavancadores do seu desenvolvimento industrial.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Bbl/d).

UF	Localização	jan-19	jan-19/dez-18	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.474	0,3%	76.686	-9,1%
	Offshore	127	6,3%	3.926	29,5%
AM	Onshore	19.449	-1,4%	602.921	0,1%
BA	Onshore	28.092	-2,8%	870.840	-9,1%
	Offshore	314	-29,7%	9.728	-44,7%
CE	Onshore	939	-1,1%	29.105	-8,9%
	Offshore	3.972	-9,7%	123.143	2,0%
ES	Onshore	9.829	2,9%	304.706	-9,0%
	Offshore	316.613	-1,0%	9.815.018	-5,4%
MA	Onshore	24	317,7%	736	-52,6%
RJ	Offshore	1.905.466	-1,6%	59.069.455	5,5%
RN	Onshore	35.774	2,1%	1.109.004	-4,7%
	Offshore	4.659	-3,1%	144.435	-16,6%
SP	Offshore	287.563	-7,9%	8.914.461	-15,5%
SE	Onshore	12.058	1,1%	373.804	-28,0%
	Offshore	3.572	-7,5%	110.737	-33,9%
Total		2.630.926	-2,2%	81.558.704	0,6%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em janeiro de 2019, diante de preços internacionais e dólar mais amenos, o mercado de derivados foi intensamente movimentado no que diz respeito as importações e exportações, com destaque para a duplicação da importação de QAV (elevada também pelo aumento do tráfego aéreo no fim do ano). Também vale destacar a queda no consumo de quase todos os combustíveis em análise. A principal delas ficou com a gasolina que, na maioria dos casos, não teve vantagem quando comparada ao etanol.

Com relação ao segmento de *downstream*, a Petrobras espera apresentar um novo modelo para seu reposicionamento no segmento nos próximos meses. A expectativa é de flexibilização da sua participação, principalmente diante dos 98% de fatia de mercado atuais. O foco da empresa é a exploração e produção (E&P), já anunciado pelo plano de negócios 2019-2023, com uma relação de investimentos oito vezes superior quando comparada ao *downstream*.

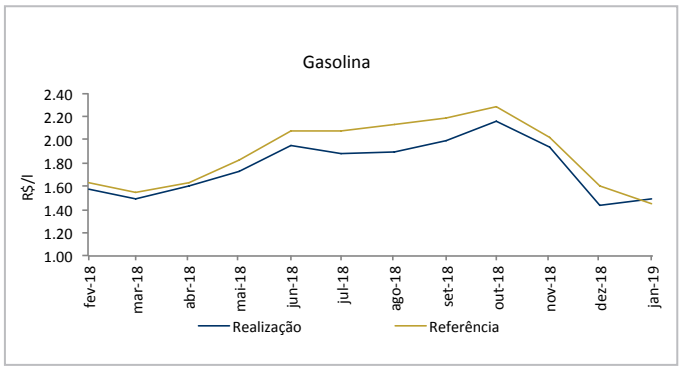
[3] Termo criado pela revista The Economist em 1977 para analisar as causas da crise econômica ocorrida na Holanda nos anos 70. O termo se refere a vasta dependência de um país a um determinado recurso natural que este possui, impactando negativamente no resto da sua balança comercial.

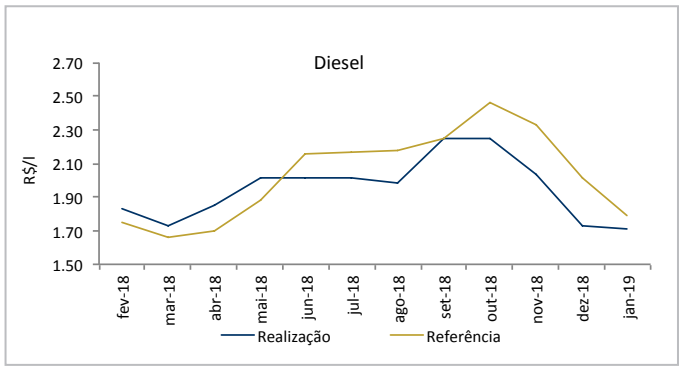
Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

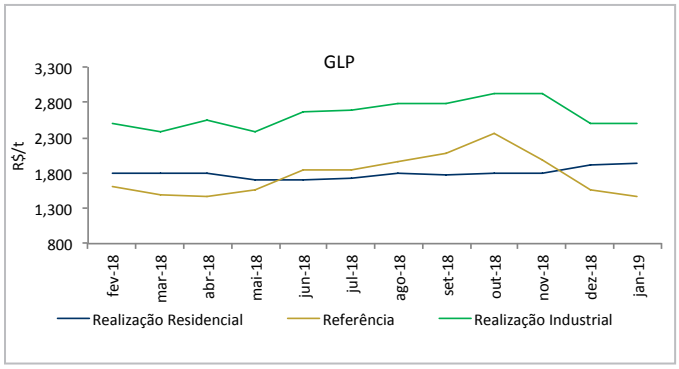
Combustível	Agregado	jan-19	jan-19/dez-18	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	395.635	5,1%	12.264.689	-7,1%
	Consumo	462.659	-9,6%	14.342.443	-7,9%
	Importação	86.658	22,6%	2.686.401	6,1%
	Exportação	44.456	9,6%	1.378.127	2445,6%
Diesel S10	Produção	645.433	-7,7%	20.008.416	8,4%
	Consumo	801.419	-0,4%	24.843.983	6,1%
	Importação	174.845	-40,9%	5.420.204	-47,4%
	Exportação	659	104,4%	20.424	-95,9%
GLP	Produção	121.175	4,2%	3.756.422	0,3%
	Consumo	207.377	-4,1%	6.428.696	-1,6%
	Importação	94.414	44,7%	2.926.847	-6,7%
	Exportação	0	-	0	-100,0%
QAV	Produção	121.761	10,0%	3.774.590	-11,9%
	Consumo	135.986	4,8%	4.215.569	4,0%
	Importação	40.032	109,3%	1.240.986	23,6%
	Exportação	38.374	25,1%	1.189.593	4084,3%
Óleo Combustível	Produção	193.032	6,5%	5.984.000	1,3%
	Consumo	31.454	-8,6%	975.064	-26,3%
	Importação	2	-100,0%	68	-8,5%
	Exportação	125.617	-5,0%	3.894.114	177,0%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Figura 2.4: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R$/l)





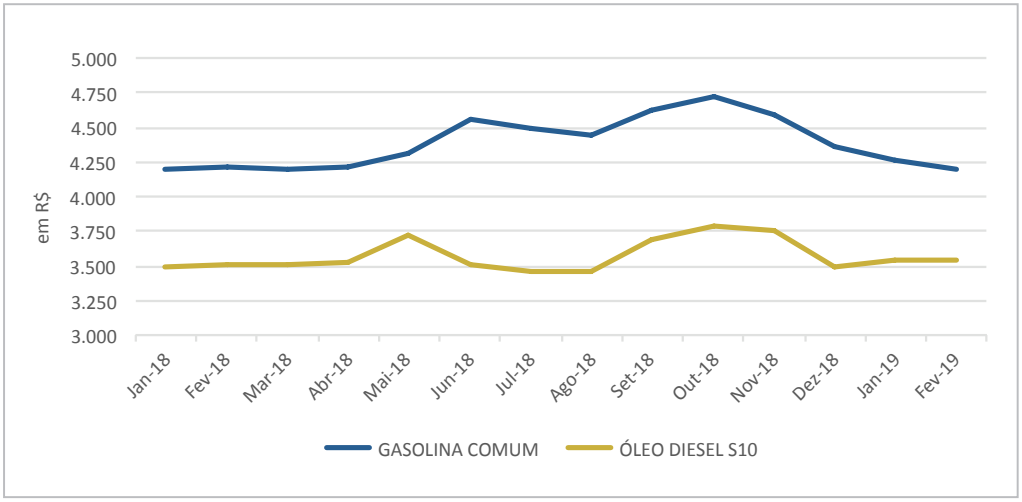


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Apesar da greve dos caminhoneiros (maio de 2018), o consumo de diesel teve alta no levantamento anual da ANP. Em geral, o consumo de combustíveis obteve crescimento de 0,03% no ano, abaixo do registrado em 2017. Contribuíram negativamente as vendas de gasolina (queda de 13,1%), GLP (retração de 1%) e óleo combustível (diminuição de 31,6%). Por outro lado, o etanol avançou 42,1% e o QAV outros 6,7% em suas vendas. A estabilidade não só reflete os impactos da crise dos caminhoneiros como também as variações na cotação do dólar e do preço de referência internacional de petróleo. Tais variações tem impacto direto na precificação dos combustíveis. A Figura 2.5 apresenta um histórico anual desses preços.

Por fim, a partir de Janeiro de 2019, com os cortes de produção e o aumento, ainda que sutil, dos preços de referência internacional, a Petrobras têm anunciado aumentos quase constantes no preço interno da gasolina produzida, o que reflete no preço da bomba. Adiantamos que em março, o litro do derivado já acumula alta de 8,6%.

Figura 2.5: Preço de revenda da gasolina e do óleo diesel no Brasil (R$)



Fonte: ANP, 2019.