

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial

O mês de dezembro de 2018 apresentou produção diária de 2,69 MMbbl/d, superior aos 2,57 MMbbl/d produzidos em novembro (Tabela 2.1). O aumento na produção se deve à entrada em produção do FPSO P-75 no campo de Búzios (pré-sal), à interligação de poços no FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, localizado em Tartaruga Verde (pós-sal), e ao fim dos serviços de manutenção no FPSO Cidade de Ilhabela, no campo de Sapinhoá (pré-sal), e na plataforma P-18 do campo de Marlim (pós-sal).

Segundo dados da ANP, em dezembro de 2018, 96% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,7% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.359 poços, sendo 711 marítimos e 6.648 terrestres (*onshore*), e os campos operados pela Petrobras produziram 93,4% do total de óleo e gás natural.

Apesar do crescimento registrado na comparação mensal, a produção total de 2018 foi 1,3% inferior à de 2017. Embora a diferença não pareça tão significativa, ela representa um marco negativo para o país, sendo a 1ª queda em cinco anos na produção total acumulada de petróleo.

O declínio da produção da bacia de Campos e da produção *onshore* do país foram responsáveis pela retração observada. Entretanto, cabe destacar a produção do horizonte geológico do pré-sal, principalmente na bacia de Santos. A entrada em operação de quatro sistemas no ano, aliada ao *ramp-up* cada vez mais acelerado dos campos produtores do pré-sal, elevaram a participação do mesmo no total do país a 55,4% em dezembro de 2018, ante 51,9% em janeiro do mesmo ano.

Ainda sobre o pré-sal, a sua produção, em dezembro de 2018, foi oriunda de 85 poços e chegou a 1,5 MMbbl/d de óleo e 61,5 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,89 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). Apesar da redução

do número de poços produtores no pré-sal no mês, a sua produção aumentou, indicando melhor produtividade dos poços. Nesse quesito, o campo de Lula é um ótimo exemplo: sua maior instalação produtora, o FPSO Cidade de Maricá, é capaz de atingir o máximo de sua capacidade produtora por meio de apenas cinco poços, com média de 30 Mbbl/dia por poço. A unidade, junto ao FPSO Cidade de Saquarema (também produzindo no campo de Lula), teve a maior produção média de petróleo do país em 2018. Entre as 5 maiores unidades produtoras de petróleo no país, 3 produzem neste campo.

Em relação ao campo de Lula, em fevereiro de 2019 a Petrobras iniciou a produção da 9º unidade produtora, a P-67. O sistema conclui o plano de desenvolvimento programado pela Petrobras e suas parceiras para o campo de Lula, e deverá levá-lo à marca de 1 MMbbl/dia, menos de 10 anos após sua declaração de comercialidade.

Com relação às rodadas de licitação de áreas, o governo iniciou uma sequência de discussões com as principais operadoras do país a fim de esclarecer as regras do eventual leilão do excedente da cessão onerosa. O certame será realizado sob regime de partilha e deve ofertar quatro áreas atualmente exclusivas da cessão onerosa: Búzios, Sépia, Itapu e Atapu. No entanto, como hoje as áreas estão cedidas integralmente à Petrobras, a unitização dos contratos será essencial para conferir segurança jurídica ao processo. Outros encaminhamentos, como a negociação da data do leilão (previsto para o segundo semestre de 2019) e a renegociação do acordo entre governo federal e Petrobras a respeito das áreas da cessão onerosa, já parecem ter encaminhamento definido. Entretanto, governos estaduais seguem tentando garantir uma parte dos lucros originados pelo leilão. À parte de toda essa discussão, a ANP segue o seu planejamento para a realização de duas rodadas no segundo semestre de 2019, a 6ª rodada de partilha e a 16ª de concessão (ANP, 2018)[1].

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

Agregado	dez-18	dez-18/nov-18	Acumulado*	Acumulado-18/Acumulado-17
Produção	2.691.014,1	8,3%	944.110.335,6	-1,3%
Consumo Interno	1.618.587,9	1,1%	606.303.686,5	-0,7%
Importação	196.573,8	168,6%	67.952.046,9	24,7%
Exportação	1.066.995,0	3,4%	410.009.540,3	12,7%

*Acumulado no ano de 2018.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

[1] Para maiores detalhes, vide: http://rodadas.anp.gov.br/pt/

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,4% da produção. Apesar de os números reportarem domínio absoluto da Petrobras, a reposição de reservas da empresa caiu pelo quarto ano consecutivo, com uma nova queda de 3,7%, em 2018, vis-à-vis 2017. A baixa no volume de óleo produzido no ano, os desinvestimentos promovidos e a desvalorização dos preços de referência de petróleo contribuíram para o resultado negativo. Por outro lado, em reportagem do Valor Econômico (2018)[2], o geólogo Pedro Zalán, da ZAG Consultoria, afirma que a relação reserva/produção que a Petrobras tem mantido (acima dos 13 anos) é positiva e que a empresa possui algumas áreas, no curto e médio prazo, que serão declaradas comerciais, como Sagitário e as descobertas em águas profundas de Sergipe-Alagoas. Em um horizonte de tempo mais longo, existem as áreas arrematadas nos últimos leilões do pré-sal, como Uirapuru e Peroba, cuja expectativa do mercado é de se tratar de mais um campo gigante em território nacional.

A participação da Equinor Brasil aumentou para 2,4% (no mês anterior, foi de 2,3%). O poço 7-PRG-64HP-RJS, localizado no campo de Peregrino, foi responsável pela diferença registrada (incremento de 3,4 Mbbl/dia). A empresa norueguesa, que recentemente declarou à ANP indícios de óleo no prospecto de Norte de Carcará (poço 3-EQNR-1-SPS), afirmou ser capaz de reduzir o preço de *breakeven* para abaixo dos atuais US$ 35/barril no campo. A expectativa para o bloco é tamanha que a Equinor pretende contratar dois FPSOs para a área, tendo o primeiro deles a capacidade de 220 Mbbl/d e 15 MMm3/d de gás natural e previsão de entrada em operação em julho de 2024. A unidade seria a maior a operar em águas brasileiras. A empresa espera quintuplicar a sua produção no país até 2030.

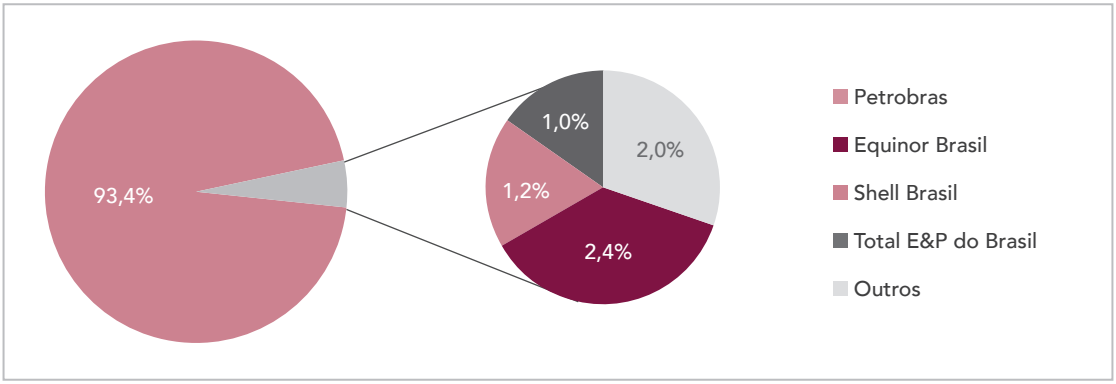
A Shell apresentou leve queda na produção nos campos de Argonauta e Ostra, reduzindo o seu patamar a 1,2% de campos operados (em novembro, foi de 1,3%). No entanto, o FPSO Fluminense voltou a operar após um longo período de manutenção e, com ele, os campos de Bijupirá e Salema. A empresa, que foi a única estrangeira a adquirir participação em blocos em todas as rodadas de pré-sal, projeta um horizonte positivo para o Brasil e já contratou a sonda da Constellation Oil Services (antiga QGOG), Brava Star, para realizar os serviços de perfuração (de pelo menos um poço exploratório) em Alto de Cabo Frio Oeste, com aprovação já concedida pela ANP.

Por fim, a Total reduziu de 1,2% (em novembro) para 1% (em dezembro) a sua participação na operação no país, com a redução da produção de dois poços no campo de Lapa (pré-sal). A companhia reportou à ANP que planeja abandonar dois poços no campo, um com falhas na sua válvula de segurança de subsuperfície e o outro com inclinação acima do leito marinho, causada por desacoplamento de seus alojadores de baixa e alta pressões. Por outro lado, a empresa espera para 2019 iniciar a produção no campo de Iara (por meio da P-68), onde mantém consórcio com a Petrobras.

A Figura 2.1 mostra as principais concessionárias que participam da produção no Brasil enquanto operadoras no mês de dezembro.

[2] https://www.valor.com.br/empresas/6100099/petrobras-tem-cenario-desafiador-para-recuperar-reservas-apos-nova-queda

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2019.

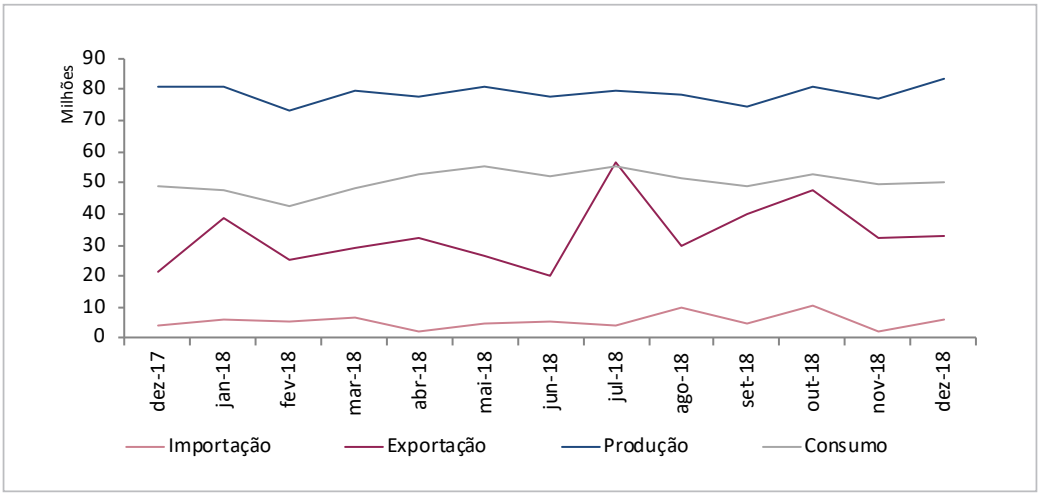
Também vale destacar que os patamares de distribuição da produção devem ganhar novos contornos, inclusive com a participação mais expressiva de produtores nacionais. A recente aquisição do campo de Frade pela PetroRio, junto à Chevron, aumentará a sua produção em mais de 60%, ficando com a sétima posição no ranking de concessionárias. A empresa conta ainda com a produção dos campos de Polvo e Manati. O anúncio da aquisição segue em linha com o discurso do presidente da empresa, cujo objetivo é de se manter como a maior petroleira independente nacional.

Por outro lado, a Chevron parece se reorientar no mercado brasileiro, apostando majoritariamente nos blocos de pré-sal, participando dos consórcios vencedores dos campos de Três Marias (onde também é operadora) e Saturno, e em blocos de concessão na bacia de Santos (S-M-764) e Campos (C-M-791, C-M-821 e C-M-823).

Uma última empresa, que não aparece no levantamento de maiores operadoras no Brasil, mas que tem potencial para se tornar uma delas é a Exxon-Mobil, que adquiriu 24 blocos no país nas últimas rodadas de licitação, individualmente ou sob consórcio, detendo hoje o segundo maior conjunto de área sob concessão do país, atrás apenas da Petrobras. A empresa mantém um portfólio pesado em E&P, com reservas cada dia maiores no Brasil e em outras regiões, como a Guiana, onde já conta com 12 descobertas no bloco de Staborek, totalizando mais de 5 BBOE recuperáveis.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em dezembro de 2018, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo tornou a subir (muito em razão do aumento na produção nacional). Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se recuperação em ambos os índices. A forte alta nas importações se deve aos decrescentes valores de referência de petróleo, viabilizando estrategicamente a importação.

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

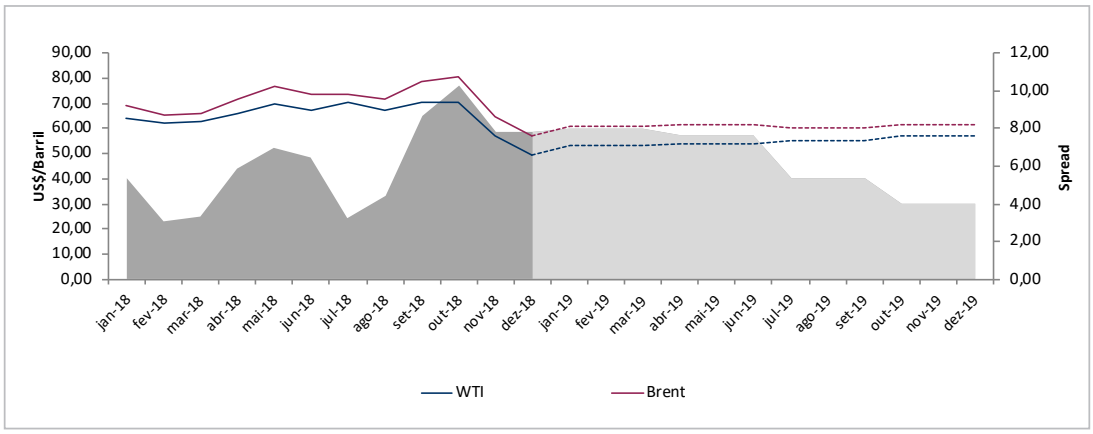


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.3), a média de preços do óleo tipo Brent registrou forte queda no mês de dezembro, atingindo o valor de US$ 57,36/bbl. O WTI também teve queda brusca e chegou ao valor de US$ 49,52/bbl em dezembro.

Contudo, é importante adiantar que, ainda que os preços tenham permanecido em queda até o fim do ano, eles oscilam bastante no início de 2019. Os membros da OPEP+ já iniciaram os cortes na oferta de petróleo do mercado mundial com o objetivo de regular os preços diante da crescente exportação de óleo norte-americano. Entretanto, mesmo renomadas instituições têm discordado sobre as suas projeções para os preços de referência. Enquanto umas apontam para uma queda nos preços (IEA), em meio a um cenário de oferta maior que a demanda, outras (Platts e Goldman Sachs) afirmam que cortes acima dos previstos poderão ser capazes de aumentar os preços de referência. A incerteza observada traz à tona a complexidade da geopolítica do energético, afetada por fatores diversos e externalidades imprevisíveis. A Figura 2.3 apresenta a variação dos preços de referência nos últimos meses e uma projeção para os próximos.

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 dezembro, a maioria das áreas *onshore* dos estados registrou aumento, exceto o Ceará e o Maranhão. A produção do Maranhão está fortemente vinculada ao parque dos Gaviões, operado pela empresa Eneva. Em função do período de maior regime de chuvas, o despacho termelétrico tem sido cada vez menor. Como o modelo de atuação da empresa é o *reservoir-to-wire* (R2W), variações negativas no despacho impactam diretamente na produção dos campos. Com relação as áreas *offshore*, os já registrados incrementos na produção de unidades ou poços e o começo da produção do FPSO P-75 do campo de Búzios fizeram com que a variação fosse positiva especialmente nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, mas também se verificou no resto do país, em geral.

Outro destaque importante relativo à produção por estado foi o fim da negociação sobre a unificação do Parque das Baleias, no Espírito Santo, iniciado em 2014 e finalmente acordado entre o governo do estado e a Petrobras em fevereiro de 2019. Embora a produção do novo campo de Jubarte unificado não sofra alterações, a arrecadação referente às Participações Especiais terá um incremento considerável e, retroativamente, a Petrobras pagará ao estado do Espírito Santo o valor total de R$ 3,5 bilhões referentes ao período de 2014 até o último trimestre de 2018 (Agência Petrobras, 2018)[3].

[3] https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980798&p_editoria=8

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

UF	Localização	dez-18	dez-18/nov-18	Acumulado*	Acumulado-18/Acumulado-17
AL	Onshore	2.466	1,2%	929.484	-18,4%
	Offshore	119	-13,0%	43.386	-14,0%
AM	Onshore	19.726	1,8%	7.462.228	-0,3%
BA	Onshore	28.894	3,6%	10.585.956	-9,0%
	Offshore	446	-15,4%	193.106	-6,1%
CE	Onshore	949	-1,5%	384.142	-14,2%
	Offshore	4.398	2,2%	1.583.681	1,7%
ES	Onshore	9.553	8,4%	3.587.874	-7,8%
	Offshore	319.859	4,6%	118.720.882	-11,3%
MA	Onshore	6	-85,4%	15.406	14,8%
RJ	Offshore	1.936.668	8,5%	662.818.206	1,8%
RN	Onshore	35.031	3,3%	12.822.988	-15,7%
	Offshore	4.810	-2,5%	1.870.365	-10,8%
SP	Offshore	312.297	13,6%	116.464.267	-3,0%
SE	Onshore	11.929	6,1%	4.852.581	-26,2%
	Offshore	3.863	-12,0%	1.775.785	-6,5%
Total		2.691.014	8,3%	944.110.336	-1,3%

*Acumulado no ano de 2018.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta os dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em dezembro de 2018, diante das oscilações registradas na cotação do dólar e nos preços de referência internacionais, os índices dos derivados de Petróleo não seguiram padrão bem definido. O GLP registrou apenas variações negativas em relação a novembro, enquanto o óleo combustível apenas alterações positivas. No total de 2018, a importação de diesel caiu 10,1% em relação a 2017, muito em razão da política de interferência dos preços e subsídio governamental após a greve dos caminhoneiros. A gasolina registrou queda ainda mais brusca, de 33,9% entre 2017 e 2018, muito em função dos altos preços, o que fez com que o derivado perdesse espaço para o etanol hidratado. No balanço geral, o país importou 8,3% menos derivados de petróleo comparando com 2017.

A flexibilização do setor de refino também é um compromisso do novo presidente da Petrobras, que afirmou intenção de reduzir para 50% a participação da empresa no segmento. Nesse quesito, a venda da refinaria de Pasadena para a empresa Chevron (Agência Petrobras, 2019)[4] em janeiro de 2019, por US$ 562 milhões, e a sinalização da venda da fatia da empresa na Braskem e da BR Distribuidora, são ações já adotadas no sentido de efetivar tais intenções. Segundo especialistas, ainda que positivas, as transações estão envolvendo valores abaixo do mercado na maioria dos casos (Folha, 2018)[5].

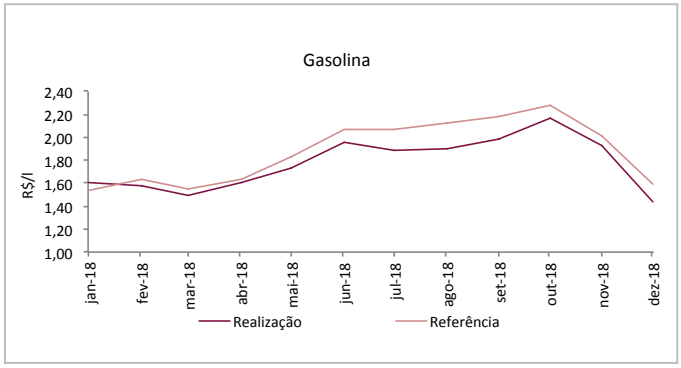
4 https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980774
5 https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/01/petrobras-pode-retomar-venda-de-braskem-e-avalia-futuro-da-br-diz-presidente.shtml

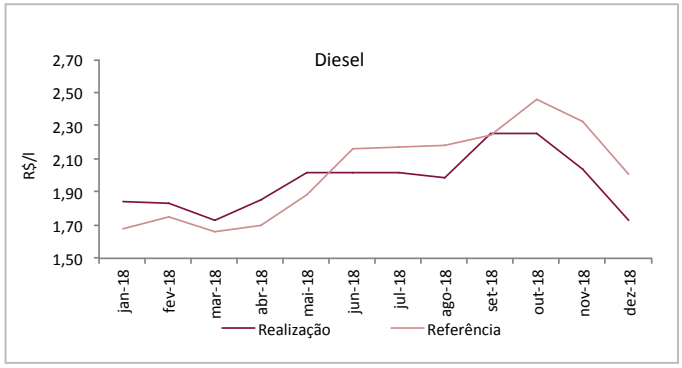
Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

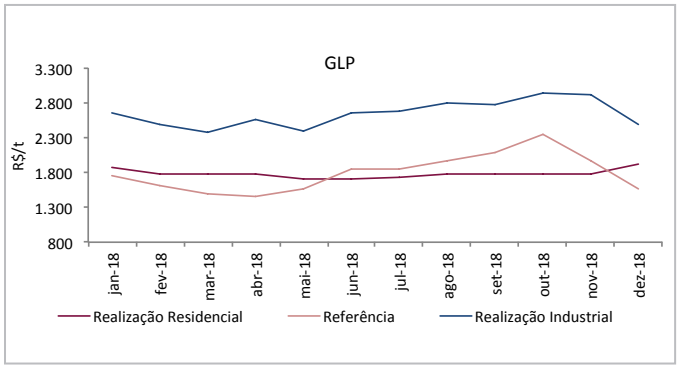
Combustível	Agregado	dez-18	dez-18/nov-18	Acumulado*	Acumulado-18/Acumulado-17
Gasolina A	Produção	376.332	1,2%	148.768.348	-9,8%
	Consumo	511.936	12,0%	176.339.009	-13,0%
	Importação	70.665	78,2%	18.674.362	-33,9%
	Exportação	40.555	-44,0%	8.746.870	195,1%
Diesel S10	Produção	699.136	-3,9%	263.420.166	3,2%
	Consumo	804.945	-6,9%	291.603.417	-6,0%
	Importação	296.015	59,8%	73.274.336	-10,1%
	Exportação	322	-18,0%	5.945.088	88,7%
GLP	Produção	116.332	-5,1%	46.761.470	0,2%
	Consumo	216.191	-2,8%	76.847.637	-8,7%
	Importação	65.257	-32,5%	2.022.968	1220,0%
	Exportação	0	-	5.690	-47,5%
QAV	Produção	110.651	8,3%	40.105.923	3,4%
	Consumo	129.735	9,2%	44.936.916	6,7%
	Importação	19.124	-27,9%	5.395.537	49,0%
	Exportação	30.679	44,7%	2.252.023	1245,0%
Óleo Combustível	Produção	181.228	14,9%	67.403.719	-8,3%
	Consumo	34.428	4,6%	14.564.519	-31,6%
	Importação	9.016	-	2.007.551	324,9%
	Exportação	132.178	4,4%	34.796.457	39,1%

*Acumulado no ano de 2018.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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



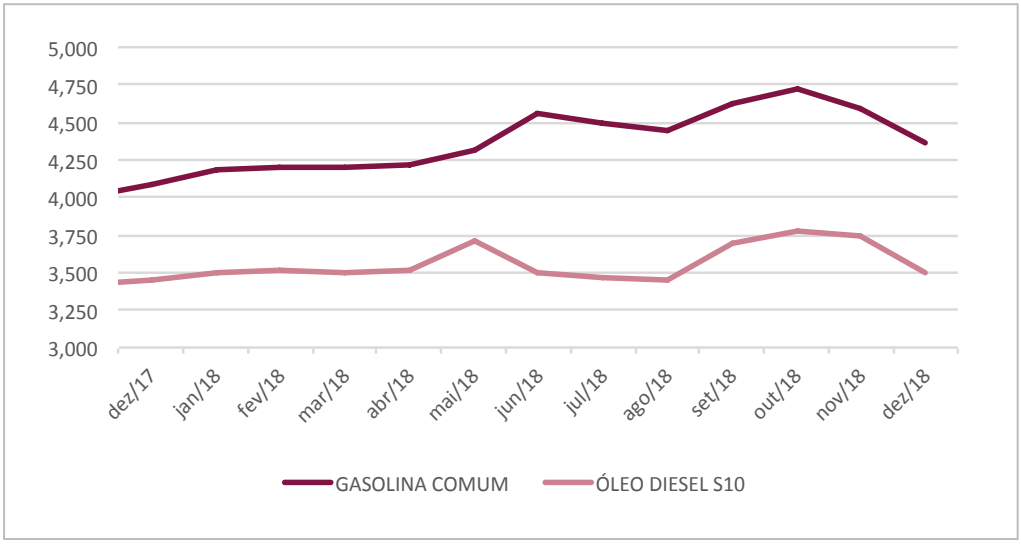




Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em dezembro de 2018, os preços da gasolina comum e do diesel S10, praticados por postos de combustíveis no Brasil, mantiveram a trajetória de queda, apoiados tanto nos preços de referência internacional como na porção final do programa de subvenção do governo federal ao óleo diesel. A Figura 2.5 apresenta um histórico anual desses preços.

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



Fonte: ANP, 2019.