

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo Interno e Saldo Comercial

O mês de novembro de 2018 apresentou produção diária de 2,57 MMbbl/d, inferior aos 2,61 MMbbl/d produzidos em outubro (Tabela 2.1). A queda na produção ocorreu mesmo com a entrada do FPSO P-75 no campo de Búzios. Contudo, os serviços de manutenção no FPSO Cidade de Ilhabela, no campo de Sapinhoá, e nas plataformas P-18 e P-37 do campo de Marlim parecem ter sido os responsáveis pela variação mensal negativa.

Adiantamos nessa edição que a Petrobras divulgou (em janeiro de 2019) o seu levantamento anual da produção, com média de 2,53 MMboe/d produzidos no Brasil. A empresa dá destaque para as unidades que entraram em operação no ano (P-74 e P-75 no campo de Búzios, P-69 em Lula e o FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, em Tartaruga Verde), o sucessivo desenvolvimento do pré-sal, o aproveitamento recorde de gás (atingiu a marca de 96,6% no ano) e os desinvestimentos realizados, tanto no Brasil como no exterior. Ela ainda afirma que os números estão em linha com o planejamento de seu Plano de Negócios e Gestão.

A média de produção anual divulgada pela empresa revela que tais números não serão suficientes para evitar a 1ª queda em cinco anos na produção acumulada total de petróleo do país. Diante dos valores já divulgados do acumulado até novembro (861 MMbbl), adicionando a produção da Petrobras em dezembro (76,6 MMbbl), faltariam ainda 19,4 MMbbl para alcançar o acumulado de 2017, muito longe dos 5,6 MMbbl produzidos por outras empresas em novembro de 2018 (a título de comparação). Nem mesmo um recorde de produção das outras empresas seria capaz de reverter os números. Em grande parte o declínio, da bacia de Campos, não conseguiu ser suprimido pela ascendente produção em Santos, e as paradas programadas também contribuíram para a queda anual.

Na comparação anual, registrou-se queda de 4% em novembro (2018) com relação a produção de 2017 para este mesmo mês. Segundo dados da ANP, em novembro de 2018, 95,8% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 81% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.325 poços, sendo 704 marítimos e 6.621 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,7% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, a produção em novembro foi oriunda de 86 poços e chegou a 1,45 MMbbl/d de óleo e 58,4 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,82 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). A queda ocorreu tanto devido ao já mencionado campo de Sapinhoá e no campo de Lapa (operado pela Total). A entrada em produção da P-75 no campo de Búzios traz uma boa expectativa para a produção no polígono, que deve aumentar em dezembro.

A mudança na gestão pública com o novo governo eleito trouxe consigo uma série de novas caras para o setor de óleo e gás e, com elas, novos posicionamentos e orientações. O novo Ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, sinalizou (em seu discurso de posse) que aprimorará o marco regulatório da partilha da produção, incentivando a entrada de investidores e, consequentemente, colhendo maiores retornos econômicos e sociais. Em outra ocasião, o ministro declarou que dos R$ 1,8 trilhão de reais anunciados para o setor energético até o ano de 2027, 78% serão dedicados ao setor de óleo e gás. Ele atribuiu os vastos investimentos ao desenvolvimento do pré-sal, as novas tecnologias de exploração e produção, ao aumento da demanda por gás natural e a consequente infraestrutura necessária para viabilizar tais ativos.

Também em sua posse, o novo presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, declarou uma série de itens que estarão presentes em sua agenda: o reposicionamento da empresa no setor de refino, a flexibilização do domínio (hoje existente) da empresa na cadeia produtiva como um todo, a correção de assimetrias, a renegociação de dívidas, a modernização da empresa e o fim dos subsídios na precificação de combustíveis. São medidas pró-mercado muito ansiadas por todos. Contudo, precisam estar em linha com a regulamentação do setor, a depender de entes como o MME, a ANP e o CNPE.

Com relação as rodadas de licitação de áreas de petróleo, a Petrobras manifestou ao CNPE interesse em exercer seu direito de preferência pela operação de três das quatro áreas[1] que serão ofertadas na 6ª rodada de partilha. Com relação aos outros blocos, a empresa afirmou que poderá participar, ou não, como operadora ou concessionária.

Já para a revisão do contrato da cessão onerosa, a Petrobras e o governo federal caminham para uma solução dos termos pendentes. Em minuta de aditivo do contrato enviada ao TCU, a estatal receberia cerca de US$ 14 bilhões pela revisão do acordo o que, na visão da petroleira, consolida um dentre outros cenários já discutidos. O novo governo trabalha, logicamente, para reduzir esse patamar, mas o texto segue em análise pelo TCU.

[1] Os blocos de interesse foram: Aram, Norte de Brava e Sudoeste de Sagitário.

Ainda com relação a Petrobras, a empresa segue em linha com seu plano de negócios no tocante a seu programa de desinvestimentos. A companhia emitiu comunicado à ANP afirmando ter interesse em se desvencilhar de 70% das suas 254 concessões, entre campos maduros terrestres e de águas rasas. Todavia, o processo de desinvestimento necessita consistente segurança jurídica para obter sucesso. As companhias nacionais e internacionais interessadas nos ativos não podem depender de liminares que possam suspender suas aquisições como os recentes entraves impostos pelo STF.

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

Agregado	nov-18	nov-18/out-18	Acumulado*
Produção	2.567.391,3	-5,0%	860.688.898,4
Consumo Interno	1.653.703,9	-5,6%	556.127.461,3
Importação	75.624,0	-78,6%	61.858.259,5
Exportação	1.125.358,9	-29,6%	381.598.732,2

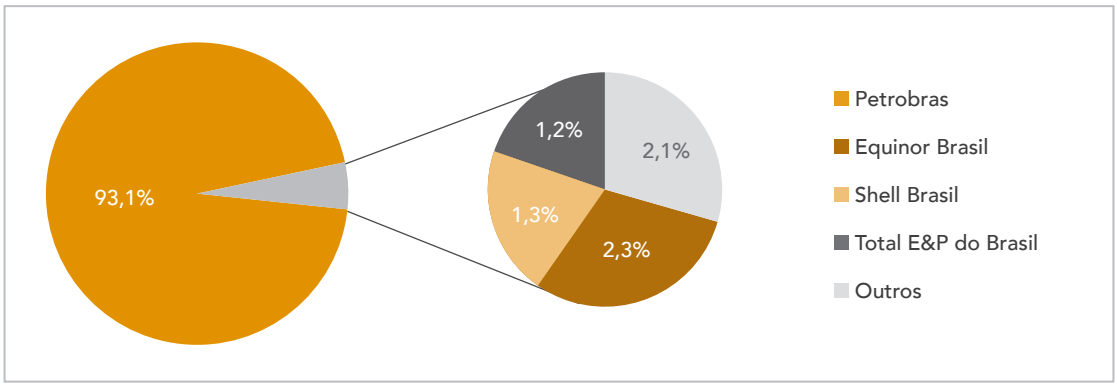
*Acumulado nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Equinor Brasil aumentou para 2,3% (em relação ao mês anterior). Um melhor aproveitamento dos poços em Peregrino (dado que o número total dos mesmos diminuiu) justifica o incremento. A empresa norueguesa declarou, junto à ANP, indício de óleo em Norte de Carcará (poço 3-EQNR-1-SPS). O plano de perfuração durou pouco mais de dois meses. O prospecto de Norte de Carcará, somado ao BM-S-8, também operado pela Equinor, têm volume estimado de até 3,5 BBOE (de acordo com estimativas da empresa e da ANP).

A Shell apresentou leve redução na produção de Argonauta e Ostra, levando seu patamar a 1,3% de campos operados. A empresa já contratou a sonda da Constellation Oil Services (antiga QGOG) Brava Star para realizar os serviços de perfuração em Sul de Gato do Mato e em Alto de Cabo Frio Oeste, mas aguarda licença do Ibama. A companhia também já submeteu à ANP plano de perfuração para o bloco de Saturno.

Por fim, a Total reduziu a 1,2% sua porcentagem de operação no país com a redução do número de poços e produção dos mesmos no campo de Lapa.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



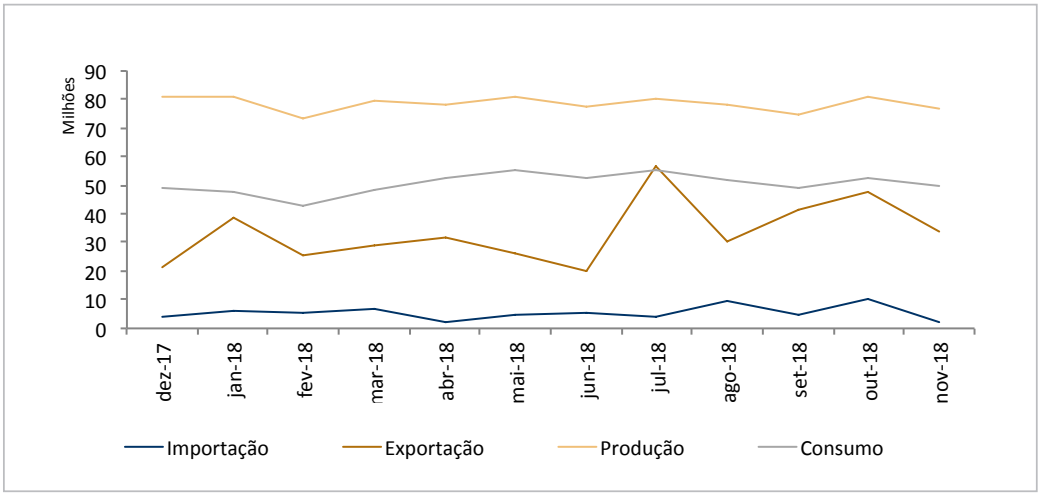
Fonte: ANP, 2018.

A Figura 2.3 mostra as principais concessionárias que participam da produção no Brasil enquanto operadoras no mês de novembro.

Ainda se tratando do investimento de IOCs na perfuração, segundo levantamento do canal BE Petróleo (2018)[2], o Ibama concentra mais de 30 pedidos para campanhas de perfuração, muitos deles nas bacias de Santos e Campos. Além dos já mencionados blocos da Shell e da Equinor, a BP Energy entrou com pedido para o bloco de Pau Brasil e a ExxonMobil com o bloco de Titã, além de outros seis blocos adquiridos sob concessão. Existem ainda os projetos de revitalização de Marlim e Voador da Petrobras e o pedido para exploração do setor SC-AP3, também da estatal.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em novembro de 2018, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo reduziu (ainda que o consumo tenha caído a uma taxa levemente mais rápida que a produção). Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se forte queda em ambos os índices, que vinham em uma trajetória crescente. As oscilações na cotação do dólar e dos preços de referência justificam os índices.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

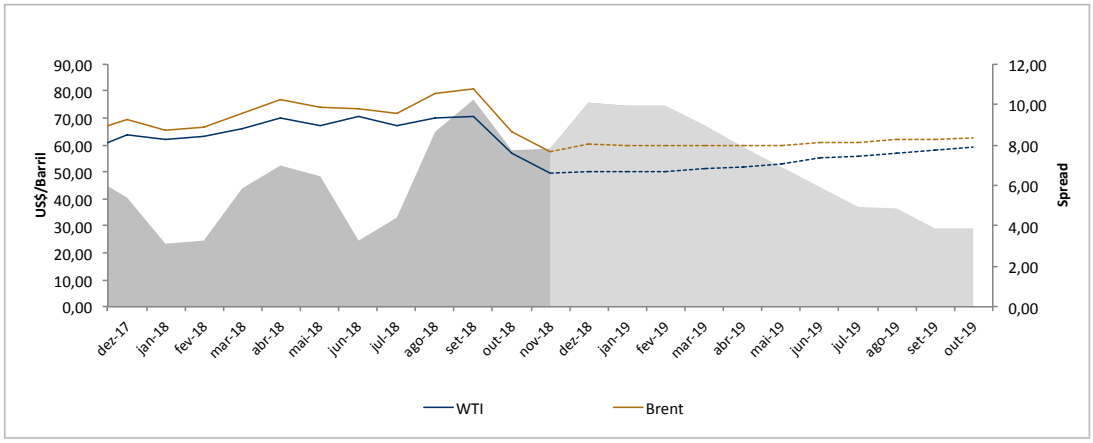
Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent registrou forte queda no mês de novembro, atingindo o valor de US$ 64,75/bbl. O WTI também teve queda brusca e chegou ao valor de US$ 56,96/bbl em novembro.

Contudo, é importante adiantar que ainda que os preços tenham permanecido em queda até o fim do ano, eles tornaram a crescer no início de 2019. Os cortes já anunciados pela OPEC+ (incluindo a Rússia), uma sinalização da IEA sobre a expectativa de aumento na demanda e a possível atenuação da guerra comercial entre EUA e China (maior

[2] https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/ibama-avalia-mais-de-30-pedidos-de-perfuracao/

consumidor de petróleo do mundo) impulsionaram o mercado financeiro e os preços de referência internacional do óleo cru. De fato, a manutenção de preços em patamares elevados já é interessante para os Estados Unidos, em sua nova condição de exportadores de petróleo. A informação vem de uma projeção da EIA que aponta o país com uma balança comercial líquida positiva para o último quarto desse ano. A mudança é tão substancial que o país passa de um cenário negativo de 9,4 MMbpd em sua balança comercial há uma década para um saldo positivo de 1,2 MMbpd em 2020, uma média de praticamente 1 MMbpd de incremento a cada ano. A Figura 2.5 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 novembro, o cenário por estado foi predominantemente negativo, tanto para as áreas *onshore* quanto *offshore*. De fato, apenas a produção marítima de Alagoas e Rio Grande do Norte apresentaram aumento em relação a outubro. Espera-se que o forte predomínio do eixo Rio-São Paulo prevaleça por muitos anos no país devido a exploração da região do pré-sal. Entretanto, está no planejamento da Petrobras o desenvolvimento de recursos em águas profundas na bacia de Sergipe-Alagoas, elevando potencialmente a produção local.

Também positivo para outras regiões, os pedidos de perfuração no país apontam para investimentos em várias outras bacias, requisitados por empresas de pequeno a grande porte. Uma dessas empresas, a Eneva, divulgou reservas da ordem de 25 bilhões de m^3, a maior parte delas na bacia do Parnaíba (mas com ativos também no Amazonas).

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

UF	Localização	nov-18	nov-18/out-18	Acumulado*
AL	Onshore	2.519	-3,2%	853.028
	Offshore	142	32,3%	39.692
AM	Onshore	20.016	-2,9%	6.850.724
BA	Onshore	28.808	-2,7%	9.690.239
	Offshore	545	-0,1%	179.273
CE	Onshore	995	-6,7%	354.727
	Offshore	4.447	-2,4%	1.447.349
ES	Onshore	9.108	-0,1%	3.291.719
	Offshore	315.896	-9,4%	108.805.243
MA	Onshore	40	-60,0%	15.230
RJ	Offshore	1.844.460	-2,2%	602.781.512
RN	Onshore	35.049	-2,1%	11.737.036
	Offshore	5.098	6,8%	1.721.260
SP	Offshore	284.113	-16,4%	106.783.059
SE	Onshore	11.621	-4,0%	4.482.784
	Offshore	4.536	-10,1%	1.656.023
Total		2.567.391	-5,0%	860.688.899

*Acumulado nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta dados diários consolidados para os derivados de Petróleo. Em novembro de 2018, motivados pela queda na cotação do dólar e dos preços de referência internacionais, a Gasolina e o GLP obtiveram alta considerável nos seus índices de importação. O Diesel S10, como ainda estava sob efeito do programa de subvenção, não acompanhou os outros combustíveis e registrou queda nas importações. Para este combustível, todos os indicadores analisados foram negativos no mês. Com relação aos preços de referência, o GLP foi o único combustível em análise que teve um preço de realização interna superior ao de referência. A Figura 2.6 traz um histórico comparativo desses preços.

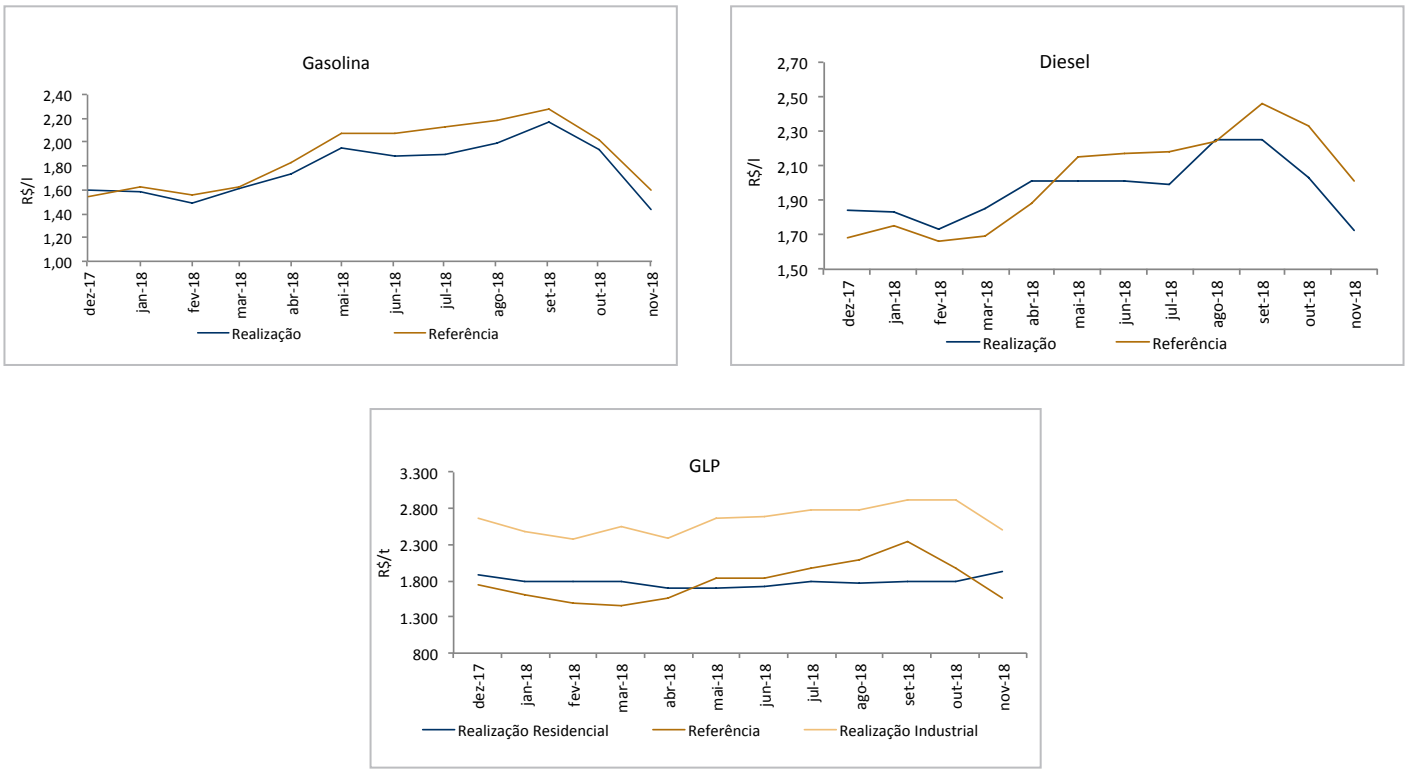
Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	nov-18	nov-18/out-18	Acumulado*
Gasolina A	Produção	384.316	-9,8%	137.102.048
	Consumo	472.343	1,1%	160.468.982
	Importação	40.986	124,9%	16.483.747
	Exportação	74.798	31,2%	7.489.652
Diesel S10	Produção	752.073	-6,5%	241.746.963
	Consumo	893.847	-6,4%	290.065.262
	Importação	191.452	-18,2%	64.097.857
	Exportação	406	-38,5%	5.935.094
GLP	Produção	126.678	-6,7%	43.155.193
	Consumo	229.608	-3,0%	76.675.339
	Importação	99.957	117,3%	2.998.699
	Exportação	0	-	5.690
QAV	Produção	105.586	3,0%	40.436.641
	Consumo	122.788	-2,5%	44.767.023
	Importação	27.404	-32,7%	4.802.700
	Exportação	21.902	139,8%	681.622
Óleo Combustível	Produção	163.013	-6,3%	67.103.781
	Consumo	34.007	0,5%	14.706.152
	Importação	15.618	-	2.150.632
	Exportação	130.789	-4,3%	32.901.055

*Acumulado nos últimos 12 meses.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A flexibilização do setor de refino ganhou novo aliado. O Cade recomendou a venda, em sua totalidade, das quatro refinarias que a Petrobras mantinha em seu programa de desinvestimentos. A recomendação veio fruto do trabalho de um Grupo Técnico formando junto à ANP. Houve também a sinalização de que desinvestimentos na região Sudeste seriam bem-vindos.

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

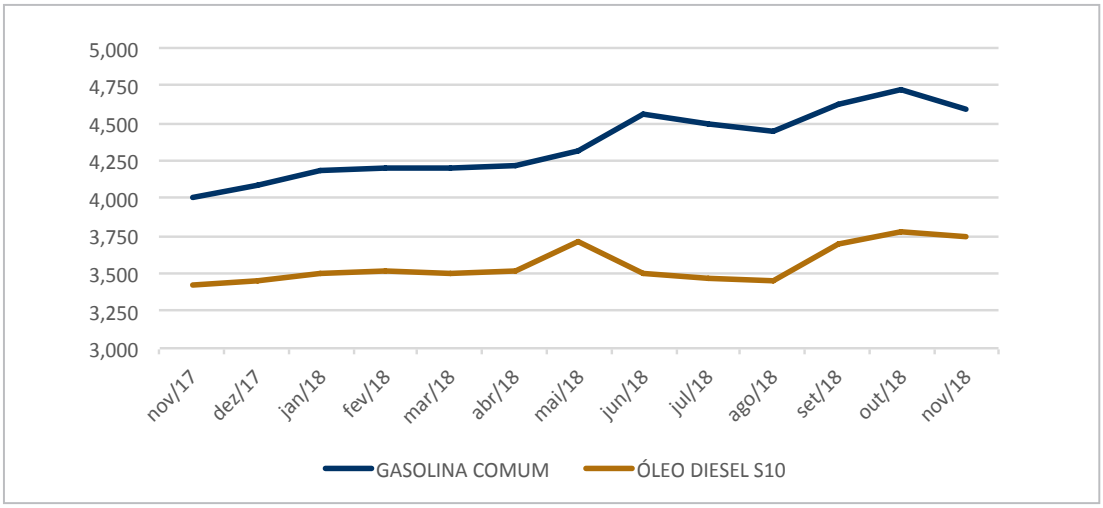


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Concomitantemente, em novembro de 2018, os preços para gasolina comum e diesel S10 praticados por postos de combustíveis no Brasil também sofreram queda. A Figura 2.7 apresenta um histórico anual desses preços. Efeitos do aumento dos preços e reflexos da crise dos caminhoneiros levaram as empresas a observar de forma diferente o transporte via cabotagem no país. As empresas aumentaram maciçamente seus volumes transportados, tanto em relação ao período pós-greve como comparando com o ano anterior. O tabelamento do frete rodoviário foi um dos principais fatores para o ocorrido. A propósito, o custo do frete por cabotagem naturalmente já é até 20% menos dispendioso que o rodoviário, embora corresponda por apenas 11% da movimentação de cargas do país (Guia Oil&Gas, 2018)[3].

[3] http://www.guiaoilegas.com.br/pt/site_extras_detalhes.asp?id_tb_extras=1076362

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



Fonte: ANP, 2018.

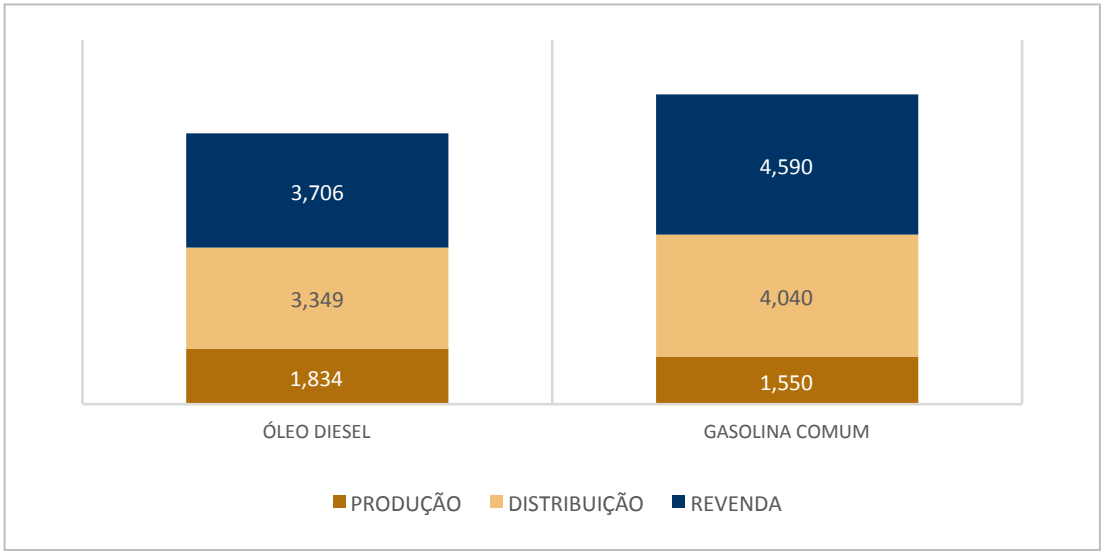
C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

Sobre a politica de preço da Petrobras, o preço da gasolina ao produtor caiu 25,7% em novembro, o menor nível desde outubro de 2017, motivado pela desvalorização do dólar e pela forte queda do preço de referência internacional, que levou o mecanismo de preço a flutuar para baixo. Entretanto, não se pode dizer que o mesmo efeito foi sentido na bomba pelos consumidores. Na distribuição, a redução foi de 5,3% entre outubro e novembro e na revenda, apenas 2,7%.

A Petrobras reviu sua política de preços para o diesel. A empresa continuará seguindo a paridade internacional do derivado e do câmbio, mas permitirá períodos de estabilidade do seu preço (limitados a sete dias consecutivos). Dessa forma, a empresa buscará amortizar o preço em momentos de instabilidade e alta volatilidade do mercado (Agência Petrobras, 2018)[4]. É importante mencionar que o ajuste refere-se apenas ao preço do produtor, a ser acrescido o preços do biodiesel e as margens de distribuição e revenda, bem como os impostos. O início da medida coincide com o fim do subsídio aplicado pelo governo, reflexo da greve dos caminhoneiros.

[4] https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980713&p_editoria=8

Figura 2.6 – Formação de preços de combustíveis em novembro (média nacional em R$)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e do MME.