

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

Tabela 1.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d).

Agregado	mai-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.730.941,6	4,9%	393.401.796,0	0,3%
Consumo Interno	1.720.702,4	-0,4%	254.154.504,8	3,2%
Importação	225.580,7	104,8%	27.232.913,0	8,1%
Exportação	1.118.288,2	-31,8%	201.618.592,9	33,1%

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

O mês de maio/19 apresentou produção diária de 2,73 MMbbl/d, volume 4,9% superior aos 2,60 MMbbl/d produzidos em abril/19 (Tabela 1.1). Esse é um novo recorde para a produção nacional, superando o valor registrado em dezembro de 2016. Os maiores incrementos na produção ficaram no campo de Lula (em especial o FPSO Cidade de Angra dos Reis, com incremento de 42 Mbbl/d, e a P-69, com aumento de 13 Mbbl/d, em relação a abril), Búzios (ainda em *ramp up* das unidades, a P-74 teve uma variação mensal de 56%, alcançando média de 134,9 Mbbl/d) e Sapinhoá (o FPSO Cidade de São Paulo produziu 14% mais petróleo do que em abril, atingindo média de 116,6 Mbbl/d). Já os destaques negativos ficaram com o campo de Mero (o FPSO Pioneiro de Libra teve redução de 22 Mbbl/d em relação a abril) e o de Albacora (a P-25 teve sua produção zerada em maio).

A produção nacional terá a entrada de uma última unidade ainda em 2019. Com a liberação do IBAMA para início da produção da plataforma P-68, que produzirá no campo de Berbigão, a Petrobras concluirá o seu planejamento de entrada de operação de sistemas no ano. Embora tenha fechado recentemente grandes contratos para construção de

futuras unidades (FPSO Guanabara, Mero 2, Parque das Baleias), há uma expectativa de que a empresa lance, ainda em 2019, editais para os FPSOs de Mero 3, Itapu e Sergipe-Alagoas e para o início de 2020, o processo para Mero 4. Os sistemas terão capacidades de processamento diferentes (Mero 3 terá 180 Mbbl/d, enquanto Itapu terá 120 Mbbl/d) e modelos de contratação diferentes. Analisa-se o regime de BOT (*Build Operate Transfer*) para o FPSO de Sergipe Alagoas. Nessa modalidade, a afretadora constrói e opera por alguns anos a unidade, repassando a operação do campo para a contratante nos anos posteriores (BE Petróleo, 2019)[1].

Segundo dados da ANP, em maio/19, 96,3% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.107 poços, sendo 642 marítimos e 6.465 terrestres (*onshore*). Com relação ao pré-sal, em maio de 2019, sua produção foi oriunda de 97 poços e chegou a 1,674 MMbbl/d de óleo e 68,7 MMm³/d de gás natural, totalizando 2,11 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia). O novo recorde de produção na camada foi o maior responsável para a marca histórica da produção nacional, totalizando 60,7% do total do país.

Em relatório recente publicado pela agência Argus, estima-se que a produção nacional deve aumentar para 4,8 MMbbl/d até 2028[2], com as exportações crescendo de 1 MMbbl/d exportados em 2018 para 2,8 MMbbl/d em 2028. Entretanto, esse cenário de aumento de exportações depende do desenvolvimento de importantes segmentos do setor de óleo e gás, como infraestrutura e logística necessários às operações, bem como de ajustes regulatórios que minimizem o Custo Brasil, grande complicador de qualquer operação em território nacional. Até 2016, a maioria das operações de transbordo da produção ocorriam via Uruguai, mesmo com o país vizinho tendo condições climáticas adversas que dificultam as operações. Com a abertura e expansão de terminais como o do Açu (Petrobras, Shell e Equinor já tem contratos com o terminal) e a expectativa de construção de outros, como o Porto Central no Espírito Santo (deve entrar em operação até 2021), a logística nacional deve melhorar e a capacidade de exportar a produção futura será facilitada.

Existem, contudo, outras alternativas. Ainda há a opção de operações de *offloading* da produção excedente por meio de navios com posicionamento dinâmico que conectem o FPSO a um *Very Large Crude Carrier* (VLCC), que não possui posicionamento dinâmico. A alternativa pode economizar até US$ 1 por barril[3], o que para um FPSO típico de 150 Mbbl/d, significaria US$ 1,6 milhão em apenas uma operação de *offloading*.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o processo de Oferta Permanente teve seu primeiro ciclo iniciado com a apresentação de interesse (acompanhada de garantia de oferta) de uma empresa num dos blocos ofertados. Dado início ao ciclo, as empresas inscritas poderão manifestar interesse em outros blocos ou áreas de acumulações marginais, respeitando o cronograma indicativo divulgado pela ANP. A sessão pública de apresentação de ofertas está agendada para o dia 10 de setembro.

1 https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/edital-do-fpso-de-mero-3-pronto-para-sair/
2 A projeção está próxima das estimativas da FGV Energia, que prevê uma produção nacional de cerca de 4,5 MMbbl/d em 2028.
3 https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/novo-tipo-de-offloading-para-o-pre-sal/

O leilão do excedente da cessão onerosa pode sofrer mudanças em seu cronograma. O certame ainda depende do aval do TCU para que seja realizado. Até agora, o órgão demandou esclarecimentos quanto a compensação que as empresas vencedoras deverão fazer à Petrobras pela fase exploratória já executada, e quanto a capacidade de gestão da PPSA em relação a venda do óleo dos ativos negociados. Caso o governo não apresente as devidas justificativas em tempo hábil, o leilão poderá ser postergado.

A atividade exploratória também tem sido acelerada no país. O consórcio responsável pelo bloco de Uirapuru[4], adquirido na 4ª rodada de partilha, já está estudando a viabilidade de iniciar a perfuração de um poço ainda nesse ano. O bloco foi o mais disputado da 4ª rodada, com bônus de assinatura de R$ 2,65 bilhões e oferta de excedente em óleo de 75,49%.

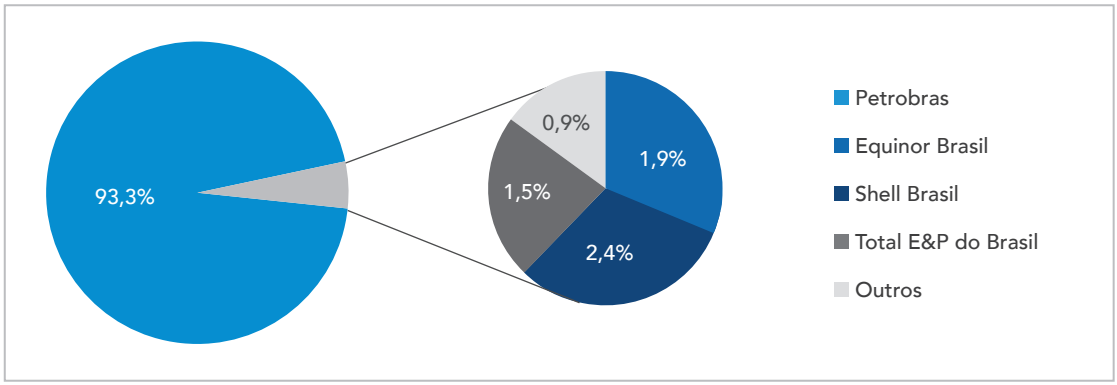
No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,3% da produção, em maio/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil aumentou para 2,4% em relação aos 2% de abril/19, com o acréscimo de 12,4 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A Equinor começou a realizar os primeiros testes de formação na porção norte de Carcará, após a conclusão da perfuração de três poços no bloco. A companhia reportou que os dados coletados confirmam as expectativas elaboradas pela área técnica. O objetivo é de que os primeiros poços de desenvolvimento do projeto sejam perfurados em 2021 para que o primeiro óleo ocorra entre 2023 e 2024.

A Shell aumentou a 1,5% o seu patamar de campos operados em maio/19 (frente a 1,4% em abril). O aumento na produção dos campos de Argonauta e Ostra, de 5,8 Mbbl/d, foi mais representativo que a queda na produção de Bijupirá e Salema, de 2,5 Mbbl/d. A empresa planeja perfurar ainda em 2019 seu segundo poço exploratório numa área do pré-sal. O primeiro deles, 3-SHELL-30-RJS, foi perfurado no bloco Sul de Gato do Mato (originário da 2ª rodada de partilha da produção) e o segundo será perfurado em Alto de Cabo Frio Oeste (arrematado na 3ª rodada por um consórcio liderado pela Shell com participação da CNOOC e QPI Brasil). Ambas as campanhas exploratórias serão feitas pelo navio-sonda Brava Star, da Constellation.

Por fim, a Total manteve sua parcela em maio/19 quando comparada a abril/19 em 0,9%. Apesar disso, houve ligeiro aumento na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa.

[4] O consórcio é formado por: Petrobras* (30%), Equinor (28%), ExxonMobil (28%) e Petrogal (14%). (*) = Operador.

Figura 1.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (maio/19)



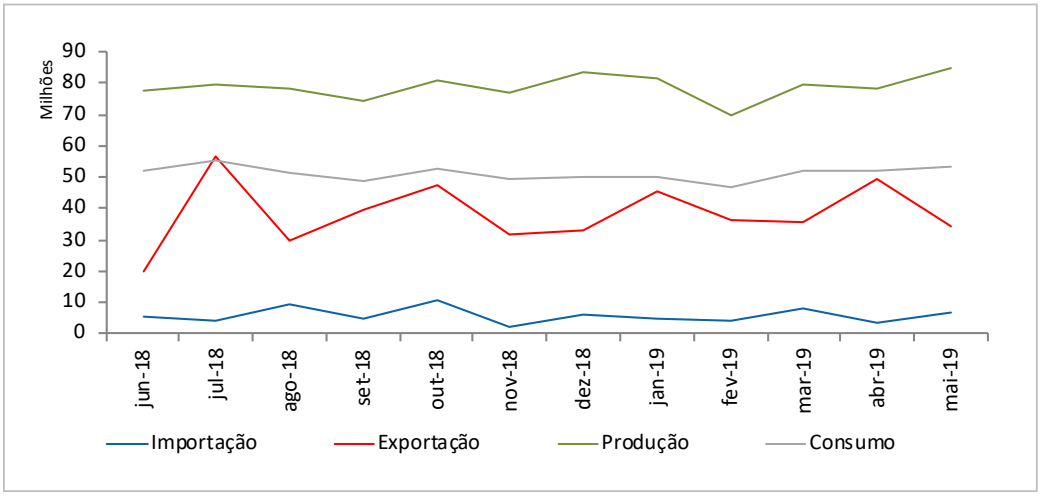
Fonte: ANP, 2019.

Com um avanço importante nas empresas independentes no país, a PetroRio anunciou seus números para o segundo trimestre do ano, contabilizando um aumento de 36% na sua produção total, saindo de aproximadamente 14,9 Mbbl/d entre janeiro e março para 20,3 Mbbl/d entre abril e junho. Os dados incluem a produção dos campos de Polvo, Manati e Frade. A empresa estuda iniciar, no próximo ano, uma campanha exploratória no campo de Frade para incrementar a produção do campo.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em maio de 2019, pode-se observar que a diferença entre produção e consumo aumentou, principalmente em função da produção recorde do país. Embora os preços internacionais e o câmbio não tenham tido variação substancial, a conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, ficou mais enxuta. A exportação de petróleo voltou aos níveis que vinha registrando em meses anteriores, o que leva a crer que se optou por aproveitar cenários internacionais favoráveis para venda do excedente de óleo.

Apesar do registro mensal de redução, a expectativa para os próximos anos é de incremento consistente da exportação de óleo bruto do Brasil, principalmente advindo dos ativos do pré-sal. Se, por um lado, o país pode se tornar importante ofertante de petróleo no mercado internacional, o mesmo deve estar atento a uma série de restrições importantes: a adequação de infraestrutura e logística necessárias para viabilizar a exportação e os riscos de desalinhamento entre oferta (especificamente de óleo cru) e demanda, culminando com aumento das importações de derivados.

Gráfico 1.1: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (MMBbl)

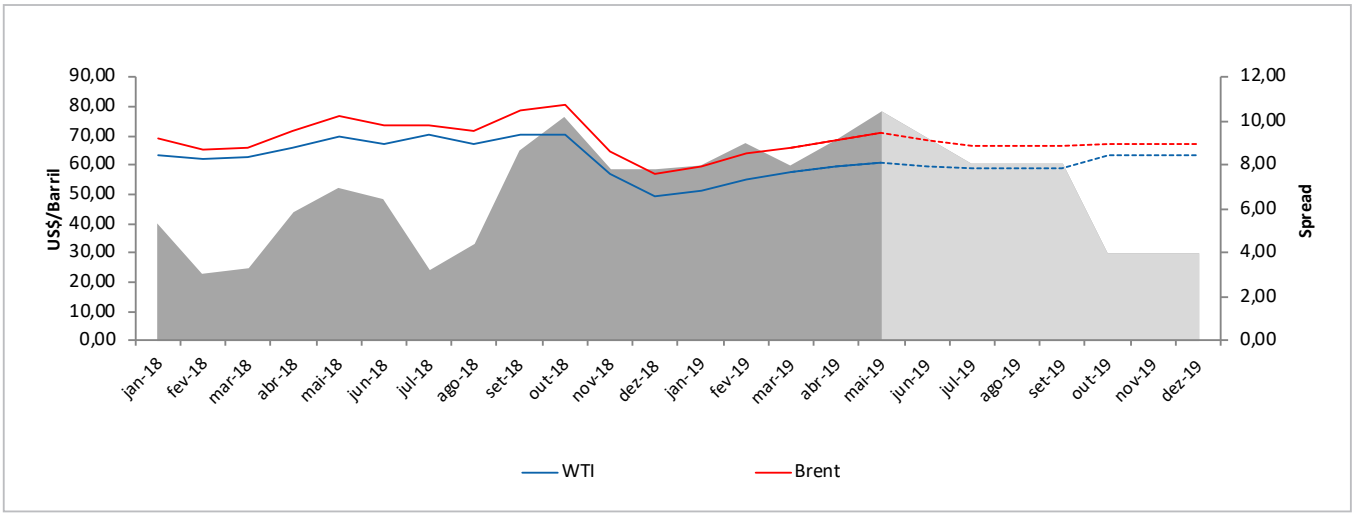


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 1.2), a média de preços do óleo tipo Brent registrou ligeiro aumento no mês de maio, atingindo o valor de US$ 71,32/bbl. O WTI, por sua vez, registrou queda e chegou ao valor de US$ 60,83/bbl em maio.

Em julho de 2019, os preços voltaram a subir. Os principais responsáveis foram a redução dos estoques norte-americanos a níveis abaixo do esperado, as tempestades tropicais no Golfo do México (a tempestade Barry reduziu a produção *offshore* americana em 73%, mas aparentemente não houve registros de danos de longo prazo) e as tensões geopolíticas crescentes na região do Oriente Médio (principalmente entre o Irã e o Ocidente). Por outro lado, as projeções da EIA continuam apontando para uma redução dos preços nos próximos meses, diante de um mercado global em que a oferta superará a demanda.

Gráfico 1.2: Preço Real e Projeção (US$/Bbl)



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

Voltando à produção brasileira, em maio de 2019, todos os estados do país que possuem exploração *onshore* apresentam déficit em relação a abril de 2019. No entanto, a expectativa da ANP é de que, nos próximos anos, a exploração em terra do país tenha uma reviravolta, apoiada principalmente no programa de desinvestimentos da Petrobras e na atuação do governo e das agências reguladoras. Como exemplo, a Petrobras divulgou mais uma oportunidade de desinvestimento em campos terrestres na Bahia, num polo conhecido como Tucano Sul[5]. A oportunidade inclui os 100% de participação que a empresa tem em todos os quatro campos, além das instalações de escoamento e tratamento de produção a eles vinculados. Os campos tiveram média de produção de 29 Mm^3/d de gás (não houve produção de óleo).

Diametralmente, a produção *offshore* segue em trajetória ascendente, com incrementos na produção da Bahia, do Ceará, do Espírito Santo, de Sergipe, de São Paulo e, principalmente, do Rio de Janeiro. Ainda assim, a Petrobras também avalia oportunidades de desinvestimento em campos marítimos, procurando focar sua produção nos ativos do pré-sal e de águas profundas. Uma delas localiza-se no Espírito Santo, onde a empresa planeja vender 100% de sua participação na concessão BM-ES-21 e nos campos de Peroá e Cangoá, incluindo as instalações de produção, escoamento e o gasoduto até a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC). A produção atual dos campos é de aproximadamente 900 Mm^3/d de gás não-associado.

Outro ativo que já tem seu processo de desinvestimento um pouco mais avançado é o campo de Baúna, localizado no estado de São Paulo (Bacia de Santos). A melhor proposta apresentada pelo campo foi da australiana Karoon, que em 2016 já havia tentado comprar o campo. A produção do campo é feita, desde 2013, pelo FPSO Cidade de Itajaí (com capacidade de processamento de 80 Mbbl/d), afretada pelo consórcio Teekay/Ocyan.

Por fim, os polos Enchova e Pampo (que incluem os campos de Marimbá, Enchova, Bonito, Enchova Oeste, Bicudo, Piraúna, Pampo, Badejo, Linguado e Trilha), localizados na porção do Rio de Janeiro da bacia de Campos, devem ser vendidos a Trident Energy, que apresentou a melhor oferta para a Petrobras (em torno de US$ 1 bilhão), detentora de 100% dos ativos dos polos. A transação ainda depende da aprovação em órgãos internos da Petrobras. Essa foi a terceira tentativa de venda das áreas, que já tiveram a Ouro Preto como licitante vencedor, mas cuja aprovação nos órgãos internos da estatal não foi autorizada. Juntos, os ativos totalizaram cerca de 15 MBbl/d de produção em maio de 2019.

5 O polo compreende os campos de Conceição, Fazenda Matinha, Fazenda Santa Rosa e Quererá.

Tabela 1.2: Produção por Estado (Bbl/d)

UF	Localização	mai-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.196	-6,3%	357.390	-8,4%
	Offshore	0	-100,0%	8.313	-52,3%
AM	Onshore	18.735	-1,8%	2.935.601	-6,7%
BA	Onshore	27.131	-0,2%	4.169.762	-6,4%
	Offshore	396	41,7%	55.064	-32,0%
CE	Onshore	864	-1,3%	133.813	-12,5%
	Offshore	4.220	3,6%	599.494	-5,0%
ES	Onshore	8.385	-2,4%	1.351.983	-15,1%
	Offshore	267.563	1,8%	41.285.454	-19,1%
MA	Onshore	2	-44,3%	1.184	-32,9%
RJ	Offshore	2.041.813	5,7%	288.933.735	5,9%
RN	Onshore	33.619	-1,3%	5.263.000	-3,3%
	Offshore	5.154	-5,5%	762.542	-10,3%
SP	Offshore	306.971	4,7%	45.334.335	-6,9%
SE	Onshore	10.682	-7,7%	1.727.711	-22,4%
	Offshore	3.211	7,8%	482.413	-36,8%
Total		2.730.942	4,9%	393.401.796	0,3%

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

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em maio de 2019, o consumo dos principais derivados de petróleo (gasolina A e diesel S10) recuou. No caso do diesel, houve aumento no preço interno de realização. Entretanto, para a gasolina, os preços reduziram e ainda assim o consumo foi menor. Entretanto, em julho de 2019, ambos os derivados estão com preço de realização interna em trajetória de queda. O Gráfico 1.3 confronta os preços de realização interna com os de referência internalizados.

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

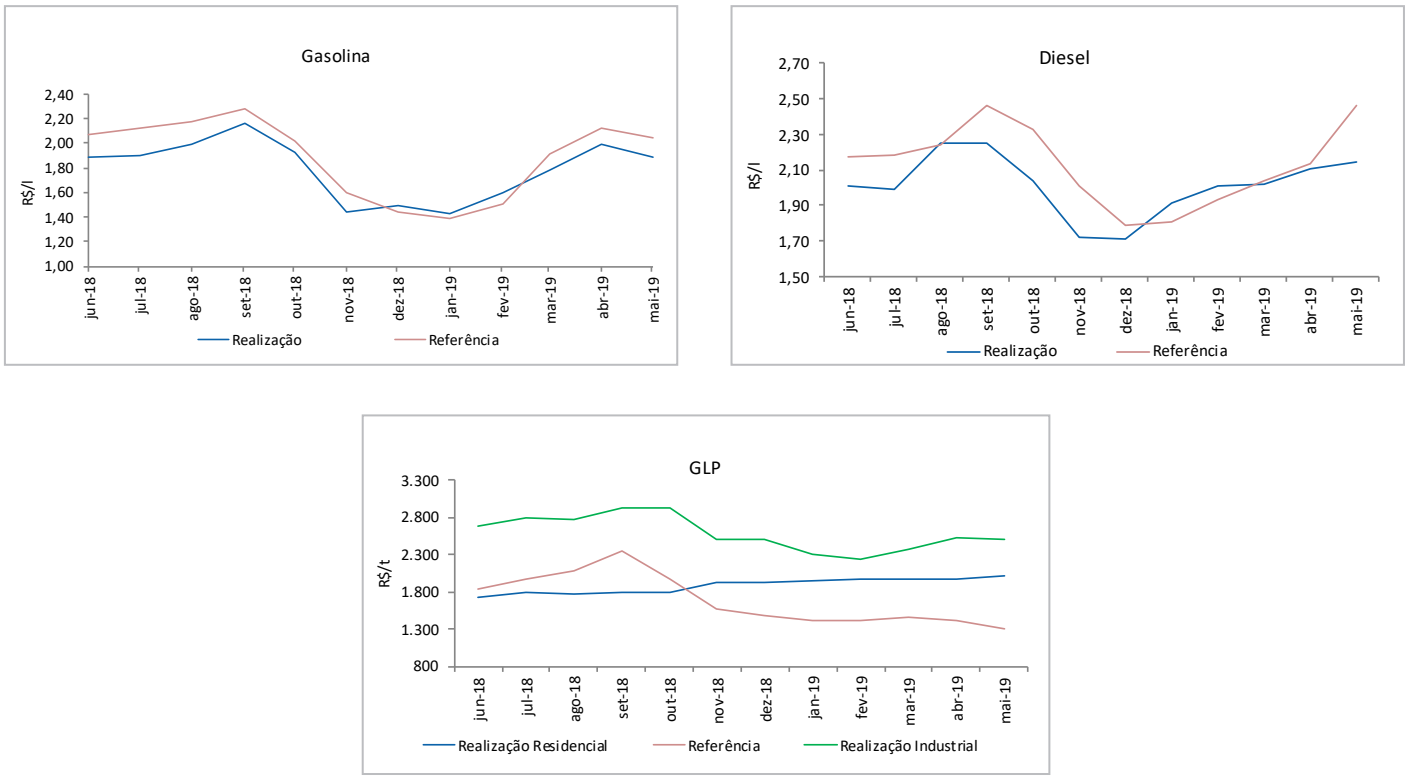
Combustível	Agregado	mai-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	393.637	-2,5%	61.114.965	-2,8%
	Consumo	465.048	-4,9%	71.298.420	-6,4%
	Importação	105.179	12,8%	12.761.979	19,0%
	Exportação	51.453	-7,7%	7.129.522	207,6%
Diesel S10	Produção	718.082	-1,9%	105.959.882	3,9%
	Consumo	875.918	-0,3%	443.924.596	265,1%
	Importação	222.684	3,0%	27.826.328	-20,5%
	Exportação	842	9,1%	93.506	-98,4%
GLP	Produção	125.582	1,2%	18.374.631	-4,1%
	Consumo	230.099	0,8%	33.300.306	0,8%
	Importação	88.658	35,2%	2.748.400	154,7%
	Exportação	11	-43,4%	1.445	-73,4%
QAV	Produção	114.620	16,8%	16.627.434	-7,1%
	Consumo	111.550	-3,9%	18.471.942	1,1%
	Importação	10.472	-	3.228.983	121,6%
	Exportação	32.847	-0,8%	6.033.554	3916,2%
Óleo Combustível	Produção	187.858	17,0%	28.850.611	-0,6%
	Consumo	31.936	-8,4%	5.268.761	-8,5%
	Importação	0	-	68	-100,0%
	Exportação	175.562	23,6%	19.527.025	104,0%

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

A ANP publicou resolução (795/2019) relativa a transparência de preços para derivados de petróleo nos segmentos de produção, importação e distribuição. A expectativa da agência é de redução da assimetria de informações e proteção dos interesses do consumidor, promovendo a livre concorrência. Entre os principais destaques, estão: o tratamento igualitário entre os agentes regulados, a transparência total e imediata dos preços vigentes para o produtor e o importador, flexibilidade total para indicação dos preços por parte dos agentes e agilidade na alteração das condições de preço contratuais.

Com relação ao mercado de GLP, a ANP publicou nova resolução (797/2019) que trata da verticalização das atividades de distribuição e revenda do derivado. A expectativa é que as mudanças possibilitem a venda direta de GLP a consumidores finais, simplifiquem procedimentos, diminuam o custo regulatório e garantam a livre concorrência.

Gráfico 1.3: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R$/l)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Sobre o mercado de downstream, o processo de desinvestimentos da Petrobras segue firme na atual gestão da empresa. Ela anunciou, em julho de 2019, a venda de ações em uma de suas principais subsidiárias, a BR distribuidora. O conselho de administração da empresa aprovou a venda do lote principal e adicional ofertados, totalizando 30% das ações da BR ou R$ 8,56 bilhões. Há, ainda, a possibilidade de venda do lote suplementar ofertado, que reduziria a participação da Petrobras na empresa para 37,5%. Em termos monetários, o montante total chegaria a R$ 9,6 bilhões. Já em termos institucionais, a BR deixará de ser controlada pela estatal e tornar-se-á uma empresa de capital aberto, implicando em mudanças substanciais em sua administração.

A Petrobras também trabalha na cessão de participação em ativos no exterior. A empresa divulgou recentemente o início da fase não vinculante de sua participação na empresa argentina Compañia MEGA, hoje de 34%. A MEGA possui uma planta de processamento e uma de fracionamento de gás natural. São sócias da Petrobras no ativo a YPF (estatal argentina) e a Dow Argentina.

Um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) foi assinado entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) no dia 08 de julho. O acordo determinou que a estatal terá que vender sua participação remanescente em todas as empresas de transporte e distribuição de gás do país, incluindo a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG) (a empresa detém 51% da participação na TBG), os 10% remanescentes da TAG e da NTS e sua participação acionária nas distribuidoras estaduais. A Petrobras deverá efetuar os desinvestimentos até dezembro de 2021. As diretrizes estão em linha com o processo de abertura do mercado de gás natural divulgado pelo governo federal em junho.

[6] Hoje a empresa é classificada como companhia controlada de sociedade de economia mista.