

Petróleo

*Por Júlia Febraro / Pedro Neves**

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial da Balança Petróleo

O mês de fevereiro de 2018 apresentou produção diária de 2,62 milhões de barris por dia (MMbbl/d), ligeiramente acima dos 2,61 MMbbl/d de fevereiro. Na comparação anual, no entanto, registrou-se queda de 2,2% em fevereiro (2018) com relação à produção de 2017 para este mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em fevereiro, 95,5% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 83,5% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.698 poços, sendo 704 marítimos e 6.994 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 93,9% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em fevereiro foi oriunda de 83 poços e chegou a 1,41 MMbbl/d de óleo e 56 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,763 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Essa produção correspondeu a 53,3% do total produzido no país, batendo mais um recorde consecutivo. O campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores: 94.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
Produção	73.285.668	-9,60%	-2,17%		81.070.997	74.914.013
Consumo Interno	42.773.094	-9,85%	-8,70%		47.447.968	46.847.037
Importação	5.694.628	-2,44%	-7,56%		5.837.212	6.160.189
Exportação	25.450.680	-33,86%	-41,60%		38.480.063	43.579.581

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

Mesmo com o destaque para o campo de Marlim Sul, a bacia de Campos apresentou queda de 2,5% na sua produção e alcançou seu menor nível nos últimos 15 anos. O declínio, que vem acontecendo pela maturação dos campos da bacia, pode não persistir por muito tempo, devido aos resultados alcançados nas últimas rodadas de licitação e pela existência de campos referentes ao pré-sal na bacia. A estatal brasileira afirmou que as quedas na produção se justificaram por ocorrências operacionais em dois campos, um na bacia de Santos e o outro na bacia de Campos (Reuters, 2018)[1].

Enquanto isso, na bacia de Santos, a Petrobras segue ampliando sua atividade e conseguiu a licença de instalação do FPSO P-68 e do sistema de coleta e escoamento da unidade de produção dos campos de Berbigão e Sururu. O planejamento para a bacia é de que as seguintes áreas entrem em atividade: Lula Norte (P-67), Berbigão (P-68) e Lula Extremo Sul (P-69), no pré-sal; Tartarugas Verde e Mestiça e Egina, no pós sal; e Búzios 1 (P-74), Búzios 2 (P-75) e Búzios 3 (P-76), na cessão onerosa (Petronotícias, 2018)[2].

A divulgação do boletim de recursos e reservas de petróleo e gás natural, em abril de 2018, pode ser mais um incentivo ao investimento no país, dado o aumento de 1% e 4% nas reservas provadas (1P) e provadas, prováveis e possíveis (3P), respectivamente. Os valores de reservas do tipo 1P declarados foram de 12835 MMbbl, enquanto as reservas 3P chegaram a 23630 MMbbl. O levantamento é coletado do ano anterior até o dia 31 de janeiro do ano atual. Esses valores de reserva já contemplam as jazidas de pós e pré-sal. Enquanto as reservas de pós-sal vêm apresentando declínio com o passar dos anos, as reservas referentes ao pré-sal seguem aumentando. Geralmente, os valores das reservas de petróleo são alterados por efeitos da produção durante o ano, revisões das reservas (devido a fatores técnicos e econômicos) e descoberta de reservas referentes a novos projetos (ANP, 2018)[3].

Outro destaque relevante do mês de abril de 2018 trata das mudanças nas cadeiras ministeriais promovidas pelo governo federal. O agora ex-ministro Fernando Coelho Filho deixou o cargo para concorrer a eleição de deputado federal em Pernambuco e deu lugar a Moreira Franco para o comando da pasta. A secretaria executiva também sofreu mudança com a troca de Paulo Pedrosa por Márcio Félix, então comandante da área de petróleo e gás. A pasta agora será comandada por João Vicente Vieira. A nomeação de Moreira Franco para o comando ministerial pode ter cunho político, dada a proximidade entre o ministro e o presidente Michel Temer, mas há de se destacar que ele se responsabilizou por continuar com as aberturas promovidas na pasta pelo seu antecessor.

Com relação as rodadas de licitação, uma série de iniciativas foi tomada pelo governo e pelas empresas reguladoras após o sucesso da 15ª rodada, ocorrida em março (2018). No mês atual, o MME, após reunião com o TCU e a ANP já definiu que realizará uma 5ª rodada de partilha para o pré-sal em 2018, incluindo as áreas retiradas pelo TCU na 15ª rodada de concessão (que se tratavam de

1 https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1GX2DY-OBRBS
2 https://petronoticias.com.br/archives/109874
3 http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/4394-anp-divulga-dados-de-reservas-de-petroleo-e-gas-em-2017

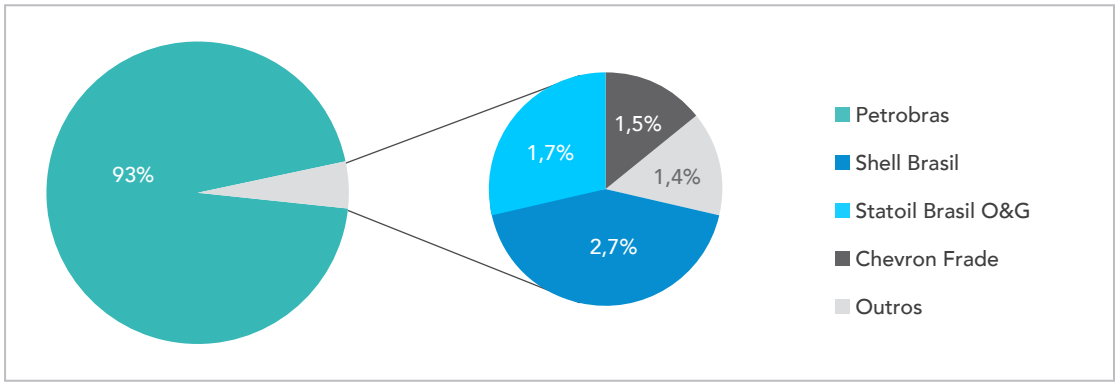
franjas[4] de pré-sal), duas áreas que não receberam ofertas na 2ª e 3ª rodadas do pré-sal (Tartaruga Verde e Pau Brasil) e a área de Saturno, que estava prevista para ser licitada no dia 7 de junho, na 4ª rodada de patilha. Uma estimativa para o leilão é que se arrecade pelo menos R$ 5 bilhões em bônus de assinatura (EPBR, 2018)[5].

Em contrapartida, o constante desinteresse em áreas *onshore* tem feito a ANP cogitar o fim da oferta de áreas terrestres em seus certames e começar a adotar a oferta permanente das mesmas, disponibilizando-as a qualquer momento. Segundo o diretor-geral do órgão, Décio Oddone, a intenção é iniciar em maio a oferta permanente das áreas, inicialmente ofertando 846 blocos, entre terrestres e marítimos, mas com a intenção de dobrar a quantidade deles em breve (Valor, 2018)[6].

Ainda adiantando fatos relevantes para o setor referentes a abril de 2018, a ANP aprovou no dia 11 de março uma resolução que regulamenta os mecanismos de isenção contratual (conhecidos como *waiver*) e possibilita o aditamento de contratos com as novas exigências de conteúdo local. A decisão da ANP permite que os blocos leiloados entre a 7ª e 13ª rodadas, da cessão onerosa e das duas primeiras rodadas de partilha possam assumir os menores valores exigidos de conteúdo local. Os representantes da indústria seguem divididos, uns por acreditar que os valores farão com que a maior parte dos equipamentos venha do exterior enquanto outros enxergam que as novas taxas atrairão investimentos e operadoras internacionais para o país (Petronotícias, 2018)[7].

Com relação às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Statoil subiu ligeiramente, chegando a 2,7%, enquanto que a da Shell permaneceu no patamar de 1,7% do total da produção. A participação da produção da Total ganhou força e chegou a 1,5% em fevereiro. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de fevereiro.

Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

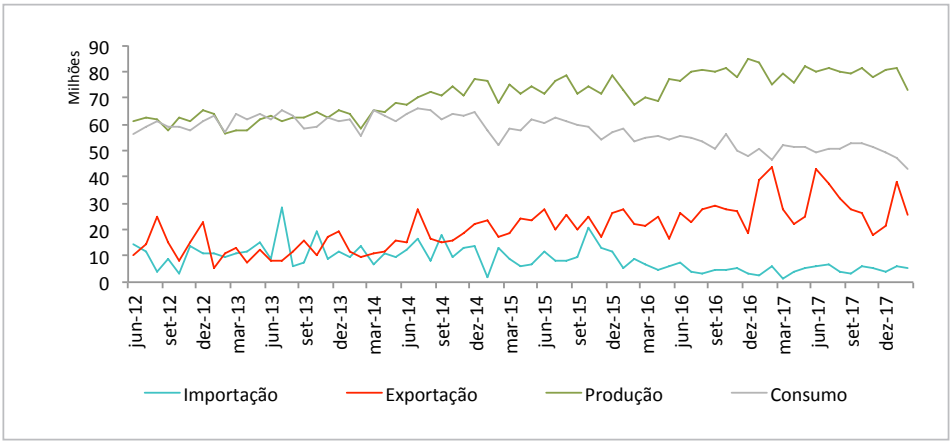
4 Por franjas, entende-se contornos de regiões conhecidamente do pré-sal, que têm grande potencial para exploração.
5 http://epbr.com.br/5o-leilao-do-pre-sal-aprovado-tera-cinco-areas/
6 http://www.valor.com.br/brasil/5424717/anp-estuda-acabar-com-leiloes-de-areas-em-terra
7 https://petronoticias.com.br/archives/110484?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronotcias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

Por mais que o perfil de distribuição das operadoras não mude, a política atual de desinvestimentos da Petrobras está contribuindo para atrair novos *players* para o mercado nacional e para a ampliação da participação de alguns mais regulares. Nesse contexto, inciativas como repasse de áreas da cessão onerosa, campos *onshore*, campos maduros ou mesmo campos nos quais a petroleira não enxergue um bom negócio têm sido cada vez mais frequentes (EPBR, 2018)[8], (Petronotícias, 2018)[9].

Nesse contexto, duas das operadoras estrangeiras que atuam no polígono do pré-sal, Shell e Statoil, já estão em fase final de preparação para perfuração em áreas recém-adquiridas e planejam também investir em gás natural. A Shell enxerga o energético como um possível combustível de transição energética para a economia de baixo carbono. Já a Statoil planeja também ampliar seus investimentos e enxerga um horizonte de negócios promissores no país para os próximos 30 a 40 anos. O valor dado ao Brasil pela empresa é tão grande que ela afirma que o país, ao lado dos EUA, é o seu principal polo exterior de investimentos. O campo de Carcará, principal ativo comprado pela companhia, é esperado para entrar em produção a partir de 2023 e empresa já iniciou as definições sobre as contratações de equipamentos para o projeto (Valor, 2018)[10].

No que tange a balança comercial do setor petrolífero, tanto as importações quanto as exportações apresentaram decrescimento em fevereiro, de 2,44% e 33,9%, respectivamente. A tendência de alta nas exportações, motivada pelo interesse da Petrobras em exportar o maior valor possível de óleo cru, não se repetiu no mês de fevereiro, que registrou queda expressiva no valor. Na comparação anual, verificou-se queda tanto na taxa de importações (7,6%) quanto na de exportações (41,6%).

Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

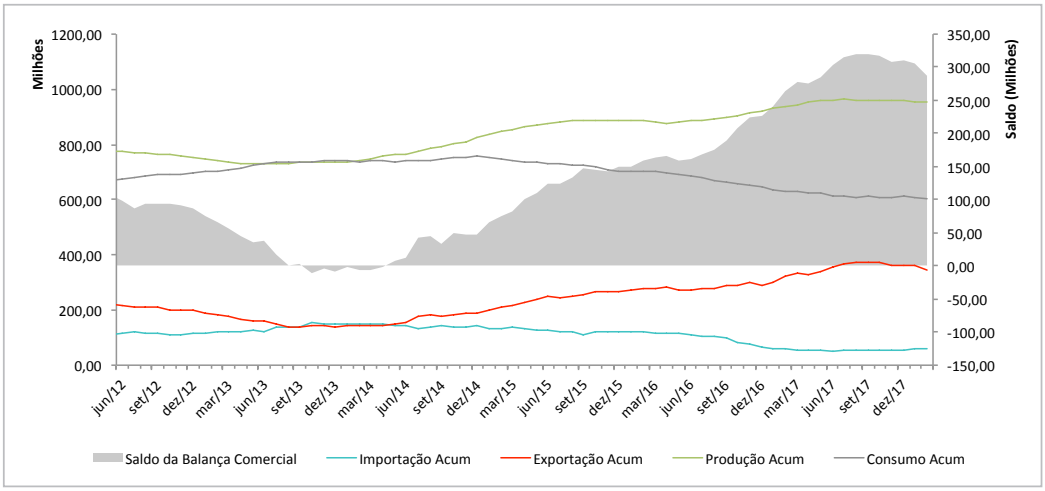


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

8 http://epbr.com.br/maior-parte-do-desinvestimento-da-petrobras-esta-em-fase-vinculante/
9 https://petronoticias.com.br/archives/109068
10 http://www.valor.com.br/empresas/5398433/shell-e-statoil-avaliam-ampliar-negocios-no-brasil

No acumulado de 12 meses a diferença entre Produção e Consumo voltou a cair em fevereiro, repetindo o comportamento do mês anterior. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, também se verificou queda no acumulado de 12 meses, contribuindo negativamente para o saldo em transações da balança comercial em fevereiro (Figura 2.4).

Figura 2.4: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

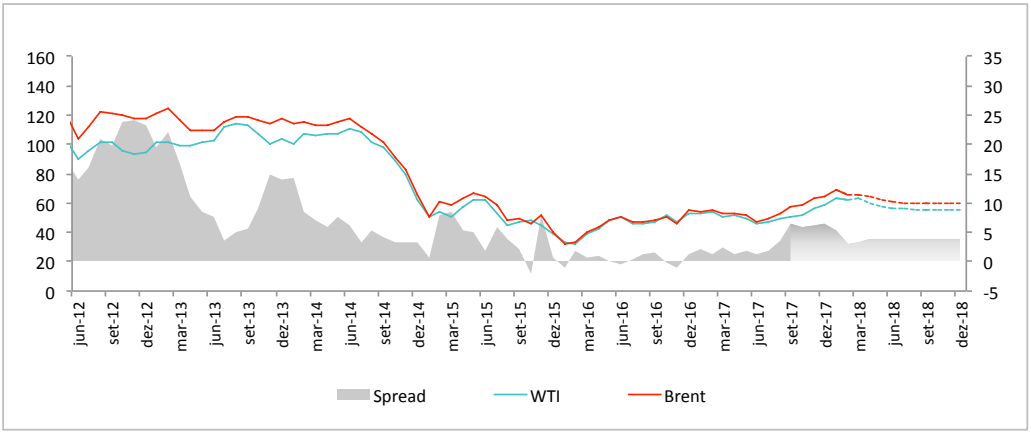
Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent registrou queda no mês de fevereiro para o valor de US$ 65,3/bbl. O WTI também segue tendência de redução e atinge US$ 62,2/bbl em fevereiro.

Apesar de estarmos analisando dados do mês de fevereiro de 2018, nesta edição adiantamos que em abril (2018) os valores de referência internacional sofreram alterações consideráveis no período e chegaram a ultrapassar a barreira dos US$ 75 para o Brent (maior valor desde dezembro de 2014).

Essa alta foi motivada por uma série de questões geopolíticas que ocorreram nas últimas semanas. Entre elas, pode-se destacar os conflitos norte-americanos com o Irã (em face da possível ruptura de acordos internacionais que o país detinha com os iranianos), as constantes ameaças dos EUA contra a Síria (que acabaram se concretizando, com a retaliação dos norte-americanos para com os usos de armamento nuclear feitos pelo governo sírio), a intenção da Arábia Saudita de segurar o preço do energético no maior patamar possível (devido a aproximação do IPO da Saudi Aramco, sua estatal), entre outros (World Oil, 2018)[11] (Estadão, 2018)[12]

[11] http://www.worldoil.com/news/2018/4/10/saudi-arabia-is-said-to-signal-ambition-for-80-oil
[12] http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petroleo-fecha-no-maior-nivel-desde-2014,70002264836

Figura 2.5: Preço Real e Projeção ($/Barril).



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

Voltando à produção brasileira, em fevereiro, ao contrário do mês anterior, a maioria dos estados apresentou queda na produção. O destaque negativo foi a produção onshore do estado do Maranhão, que atingiu o menor volume produzido dos últimos doze meses, chegando a míseros 38 bbl. Em contrapartida, apenas o estado do Amazonas apresentou crescimento em sua produção neste mês.

Tabela 2.4: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
AL	Onshore	81.306	-3,68%	-6,19%		84.409	86.668
	Offshore	2.797	-7,73%	43,98%		3.031	1.943
AM	Onshore	608.060	0,95%	5,46%		602.317	576.569
BA	Onshore	846.483	-11,65%	-8,66%		958.114	926.761
	Offshore	15.342	-12,80%	-0,71%		17.594	15.451
CE	Onshore	29.000	-9,24%	-17,65%		31.952	35.216
	Offshore	110.103	-8,84%	-10,31%		120.778	122.762
ES	Onshore	301.159	-10,04%	-4,20%		334.759	314.371
	Offshore	9.327.762	-10,12%	-14,23%		10.378.355	10.874.938
MA	Onshore	38	-97,58%	-92,03%		1.551	471
RJ	Offshore	50.556.828	-9,67%	-0,38%		55.966.872	50.750.708
RN	Onshore	1.020.565	-12,28%	-19,74%		1.163.441	1.271.557
	Offshore	153.108	-11,55%	-4,69%		173.104	160.635
SP	Offshore	9.636.480	-8,64%	6,22%		10.547.640	9.072.000
SE	Onshore	443.225	-14,69%	-19,47%		519.521	550.362
	Offshore	153.412	-8,44%	-0,12%		167.557	153.601
Total		73.285.668	-9,60%	-2,17%		81.070.997	74.914.013

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

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em fevereiro, gasolina, diesel, QAV, óleo combustível e GLP registraram queda em suas produções (Tabela 2.3), na comparação mensal e na anual, com exceção para o GLP e o QAV. O destaque negativo foi a produção de QAV, que teve a maior queda percentual entre os derivados no período mensal, depois de registrar a maior alta anual no mês passado.

Com relação às exportações de gasolina, foi registrada alta maciça para o mês de fevereiro, com um valor de 1,1 MMBbl frente a 2,8 MMbbl importados no mesmo período. Esses valores vão de encontro ao plano estratégico da Petrobras pois, mesmo com a contínua alta nas importações, o valor de exportações foi muito maior que o do mês anterior. Esses números refletem a oscilação que vem ocorrendo nas medidas políticas adotadas pela empresa. O óleo combustível também registrou alta expressiva em suas importações este mês, alcançando níveis de 247,5 Mbbl, o que é inconsistente com o padrão do energético.

Tabela 2.5: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências	jan-18	fev-17
Gasolina	Produção	11.836.169	-10,31%	-8,46%		13.196.195	12.929.715
	Consumo	19.701.732	-7,61%	-11,69%		21.324.140	22.309.742
	Importação	2.826.745	11,67%	-37,41%		2.531.382	4.516.014
	Exportação	1.123.351	1974,96%	388,64%		54.139	229.893
Diesel	Produção	17.474.733	-5,36%	-10,17%		18.463.998	19.453.715
	Consumo	25.918.741	-0,39%	2,13%		26.019.251	25.379.046
	Importação	6.094.124	-40,85%	-16,76%		10.301.970	7.321.389
	Exportação	1.197.721	-	305,78%		0	295.163
GLP	Produção	3.593.118	-4,06%	0,13%		3.745.107	3.588.603
	Consumo	6.245.232	-4,29%	2,58%		6.525.159	6.087.976
	Importação	3.298.177	5,18%	-2,69%		3.135.638	3.389.494
QAV	Produção	3.315.793	-22,65%	7,46%		4.286.562	3.085.554
	Consumo	3.358.268	-17,11%	6,71%		4.051.342	3.146.995
	Importação	297.646	-70,36%	78,65%		1.004.184	166.605
	Exportação	37.284	31,14%	-		28.430	0
Óleo Combustível	Produção	5.331.384	-9,78%	-18,09%		5.909.089	6.508.684
	Consumo	1.202.119	-9,12%	-3,67%		1.322.751	1.247.855
	Importação	247.539	332126,14%	-		75	0
	Exportação	1.804.255	28,34%	-37,13%		1.405.809	2.869.845

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

O cenário do setor de derivados parece dar sinais de recuperação. Seis meses após vencer a licitação para o término da UPGN do COMPERJ, o consórcio responsável pela obra assinou o contrato e já tem a intenção de iniciar o processo de contratação para as obras. O grupo foi formado pela chinesa Kerui Petroleum e pela brasileira Método e o acordo ficou na faixa de 1,9 bilhões de reais, 337 milhões abaixo do que a Petrobras esperava pagar (Petronotícias, 2018)[13].

Por outro lado, as obras do gasoduto rota 3, a serem realizada pelo consórcio Encalso-Concremat, estão desde outubro licitadas, porém sem assinatura do contrato. A ausência da parte terrestre do rota 3 (cerca de 48 quilômetros) inviabiliza o projeto da UPGN do COMPERJ, que serviria para escoar o gás até a unidade. O objetivo é que as obras sejam concluídas até 2020 (Petronotícias, 2018)[14].

Em seminário realizado na sede da FGV em Botafogo no dia 19 de abril, a Petrobras, em conjunto com a FGV Energia, o MME, a ANP, o IBP, a PLURAL e outros representantes do setor, trouxe à tona a discussão de como ocorrerá o reposicionamento da empresa frente as atividades relacionadas a refino.

13 https://petronoticias.com.br/archives/109737
14 https://petronoticias.com.br/archives/109967?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronotcias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

O modelo apresentado pelo gerente de reestruturação de negócios de RTC, Arlindo Moreira Filho, divide-se em três frentes: divisão regional de atuação em blocos geográficos, integração entre as atividades de refino e logística e participação minoritária da Petrobras no setor. Para isso, foi anunciada uma proposta de parceria institucional entre a estatal e uma outra operadora para atuação em duas regiões, Nordeste e Sul. As unidades nordestinas seriam a Refinaria Abreu e Lima (RNEST) e a Refinaria Landulpho Alves (RLAM), com capacidade de processamento combinada de 430 Mbbl, cerca de 19% da capacidade total. Enquanto isso, no Sul, as refinarias Presidente Getúlio Vargas (REPAR) e Alberto Pasqualini (REFAP) seriam as escolhidas, cuja capacidade de processamento combinada é de 416 Mbbl. A participação da empresa parceira, controladora da operação, seria de 60%, e a da estatal no projeto, 40%. Com isso, o *market share* da Petrobras no setor reduziria para 75%, contra os 99% atuais.

Em fevereiro de 2018, revertendo a tendência do mês anterior, os preços de realização interna da gasolina ficaram ligeiramente superiores aos de referência internacional. No caso do diesel e GLP seus preços domésticos seguem superiores aos internacionais, apesar da inflexão observada no mês anterior para o diesel. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro de 2016 (Figura 2.6).

Figura 2.6: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R$/l)



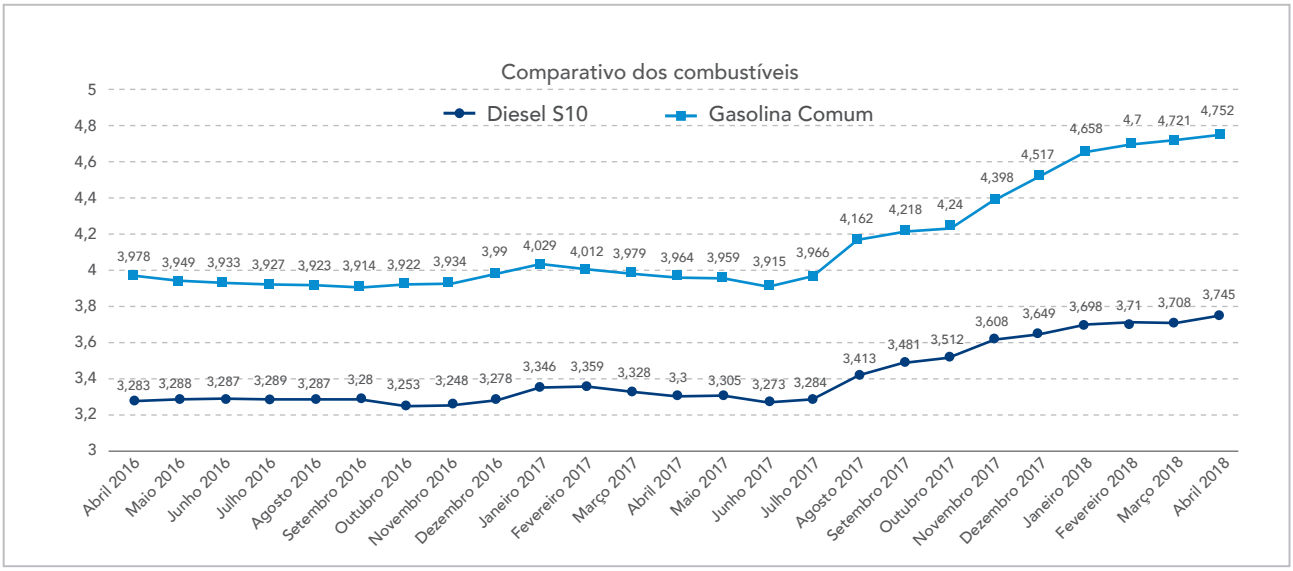
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

(1) Devido à indisponibilidade de dados, os preços de referência são a cotação do final do mês e não incluem custo de internação

C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

A nova política de reajustes de preços de combustíveis da Petrobras, em vigor desde julho de 2017, tem causado uma série de indagações entre especialistas no assunto e também para o consumidor final. Com alterações que chegam a ser diárias, os preços da gasolina e do diesel estão alinhados conforme variações do mercado internacional e do câmbio. A figura 2.7 ilustra uma série histórica de preços dos combustíveis gasolina comum e óleo diesel S10 praticados por postos de gasolina, como por exemplo no estado do Rio de Janeiro. Os dados são da plataforma FuelLog.[15]

Figura 2.7: Histórico de preços da gasolina comum e do óleo diesel S10 no estado do Rio de Janeiro (R$)



Fonte: FuelLog, 2018

Pode-se observar que, para o consumidor final, há um aumento quase constante, a partir de julho de 2017, embora a Petrobras alterne entre aumentos e reduções dos preços em seus reajustes. O fato é que, desde o início da política, os preços já subiram mais de 15% e, por mais que a Estatal brasileira alegue que sua intenção era aumentar a competitividade da companhia e incentivar a entrada de investidores no país, principalmente no setor de *Downstream*; sabe-se que existem problemas atrelados a política muito relevantes.

Uma das questões que não foi explicada é qual o preço base utilizado para aplicação dos ajustes. Caso esse preços tenha sido inflado inicialmente de alguma forma, pouco importa se as variações serão de 7% a mais ou a menos como a companhia sugere. De fato, se os reajustes fossem realmente nessa ordem mencionada, a variação para o período não teria sido tão grande como se verificou.

[15] A plataforma FuelLog oferece um panorama dos preços dos combustíveis no país. Trata-se de uma base de dados atualizada diariamente que contempla mais de 20 mil postos de combustíveis e mais de 200 mil preços. Os dados estão disponibilizados por estado, cidade e tipo de combustível. Para mais detalhes, acesse: www.fuellog.com.br

Outra indagação é de que a incidência das variações percentuais não deveria ser aplicada ao preço final do combustível, pois dessa forma estaria atrelando o preço base deles aos impostos incidentes sobre os mesmos, como o ICMS e o Cide. De acordo com a Plural, associação das maiores distribuidoras de combustíveis do país, a carga tributária corresponde a quase 50% do preço final dos combustíveis. Dessa forma, um aumento ou redução dos preços causa, além de aumentos maiores que os previstos para o consumidor final, volatilidade e instabilidade na arrecadação para os Estados (Valor Econômico, 2018)[16].

Dessa forma, seria interessante pensar em alterações nos preços com periodicidade certa para permitir que os consumidores pudessem se preparar para isso. Adicionalmente, o Governo poderia pensar em uma redução temporária da CIDE ou do ICMS, por exemplo, cobrados sobre os combustíveis líquidos. Tais movimentos exigiriam uma ação conjunta e orquestrada entre MME, Ministério da Fazenda e CNPE.[17]

16 http://www.valor.com.br/brasil/5392889/distribuidores-farao-campanha-para-explicar-peso-dos-impostos-no-preco-do-combustivel

17 Para mais informações, acesse: http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/boletim-de-conjuntura-janeiro2018