



CADERNO OPINIÃO

A NOVA METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS ROYALTIES DE PETRÓLEO NO BRASIL

AUTORES

Fernanda Delgado e Júlia Febraro,
Mariana Cals e Paulo Melo

julho.2017

SOBRE A FGV ENERGIA

A FGV Energia é o centro de estudos dedicado à área de energia da Fundação Getúlio Vargas, criado com o objetivo de posicionar a FGV como protagonista na pesquisa e discussão sobre política pública em energia no país. O centro busca formular estudos, políticas e diretrizes de energia, e estabelecer parcerias para auxiliar empresas e governo nas tomadas de decisão.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS E RESPONSABILIDADE SOCIAL

Luiz Roberto Bezerra

SUPERINTENDENTE ADMINISTRATIVA

Simone C. Lecques de Magalhães

ANALISTA DE NEGÓCIOS

Raquel Dias de Oliveira

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Ana Paula Raymundo da Silva

SUPERINTENDENTE DE PESQUISA E P&D

Felipe Gonçalves

PESQUISADORES

André Lawson Pedral Sampaio

Fernanda Delgado

Júlia Febraro França G. da Silva

Larissa de Oliveira Resende

Mariana Weiss de Abreu

Tamar Roitman

Tatiana de Fátima Bruce da Silva

CONSULTORES ESPECIAIS

Ieda Gomes Yele

Magda Chambriard

Milas Evangelista de Souza

Nelson Narciso Filho

Paulo César Fernandes da Cunha



OPINIÃO

A NOVA METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS ROYALTIES DE PETRÓLEO NO BRASIL

*Fernanda Delgado e Júlia Febraro, FGV Energia
Mariana Cals e Paulo Melo, RSM Brasil*

No Boletim de Conjuntura de Junho de 2017 foi publicado um artigo que analisou a crise do setor petrolífero brasileiro atual (site FGV Energia). Dentre os pontos analisados e que contribuem para a instabilidade do setor estão as constantes mudanças regulatórias propostas pelo governo e que passam uma sensação de insegurança para o investidor. Dentre as mudanças citadas está a alteração da metodologia de cálculo de royalties a partir do Decreto 9.042 de 02/05/2017. A partir disso, esse texto buscará analisar

este Decreto, que estabelece novos critérios para o cálculo e cobrança dos royalties, que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2018. Este decreto propõe alteração do cálculo dos royalties baseado no novo perfil das correntes nacionais, mais leves e por tal, mais competitivas no mercado internacional. Esse trabalho visa organizar um guia de fácil entendimento sobre ditas alterações.

CONTEXTO HISTÓRICO

Em 1953, por meio da Lei 2.004 o então presidente Getúlio Vargas iniciou a política de monopólio do petróleo que perpetuaria até o adendo da Emenda Constitucional (EC) nº 9 em 1995. Esta, por sua vez, alterou o artigo 177 da Constituição permitindo que empresas privadas participassem nas atividades da E&P, exceto no que tange às reservas minerais que continuaram sob o domínio da União.

Tal EC foi regulamentada pela Lei 9.478/1997, a chamada Lei do Petróleo, a qual tinha como objetivo estimular a concorrência, reger as participações governamentais e tornar o país um centro de investimentos na produção de

energia. Neste sentido, as alíquotas básicas de royalties passaram de 5%¹ para 10%² do valor da produção.

Ainda seguindo a linha histórica de cálculo dos royalties, chamamos a atenção para o Decreto nº 2.705/1998, que, ao regulamentar a lei, trouxe uma metodologia distinta para o cálculo das participações governamentais, criando três novas formas de arrecadação, quais eram: o bônus de assinatura³, o pagamento pela ocupação ou retenção da área⁴ e a participação especial⁵.

Além disso, o decreto estipulou um critério de cálculo para o preço de referência, que considerava o preço do petróleo no mercado internacional.

FÓRMULA DE CÁLCULO ESTABELECIDADA PELO DECRETO 2705/1998

A partir do implemento deste decreto e mediante as Portarias nº 155 e 206 da ANP os critérios para os royalties foram estabelecidos levando em consideração a seguinte fórmula:

$P_{min} = TC \times 6,2898 \times (PB_{Brent} + D)$, em que:

- P_{min} – equivale ao preço mínimo do petróleo nacional no campo, em reais por metro cúbico;
- TC – equivale ao valor médio mensal das taxas de câmbio diárias para a compra do dólar americano, fixadas mensalmente pelo Banco Central;
- P_{Brent} – equivale ao valor médio mensal dos preços diários do petróleo Brent, cotados na PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE, em dólares americanos por barril, para o mês;

- D – equivale ao diferencial físico-químico entre os preços do petróleo nacional e do petróleo Brent, em dólares americanos por barril.

Assim, os concessionários recolhem estes valores em favor da União que auferem a distribuição entre estados e municípios, conforme percentuais definidos em lei.

CONTEXTO ATUAL

Tendo em vista a descoberta do pré-sal, seu potencial e o baixo risco geológico envolvido, esta proporção de aferição de royalties entre os estados foi posta em debate em 2008, dado que os estados não produtores de petróleo iniciaram uma discussão acerca do direito relacionado ao usufruto dos recursos arrecadados em função de dita exploração, uma vez que argumentavam que o petróleo seria uma riqueza nacional e não somente pertencente aos estados nos quais se desse a exploração.

Foi então que, em 2012, a ora presidente Dilma Rousseff aprovou a lei que ampliou o repasse para estados e municípios não produtores de 7% e 1,25%, respectivamente, para 21%. Sendo que, em 2020, este percentual passaria para 27% do que a União tivesse arrecadado. Portanto, a partir dessa alteração, os estados produtores tiveram sua arrecadação reduzida de 26,25% para 20%. E os municípios de 26,25% para 15%.

Ocorre que, em 2015, segundo dados da ANP, a receita total diminuiu em R\$ 4,67 bilhões em meio à queda acumulada em 35% do preço do barril, o que gerou uma queda na arrecadação de 25% em comparação ao ano anterior. Dada esta circunstância, unida à redução

¹ Art. 27. A sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar a compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios, correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo bruto, do xisto betuminoso e do gás extraído de seus respectivos territórios, onde se fixar a lavra do petróleo ou se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto ou de gás natural, operados pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS, da Lei 2004/1953.

² Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural, da Lei 9.478/1997.

³ Pagamento oferecido na proposta para a celebração da concessão.

⁴ Pagamento anual feito pelos concessionários, tendo como base inicial o valor estabelecido no edital da licitação e no contrato de concessão.

⁵ Compensação financeira extraordinária devida pela pelos concessionários quando diante de grande volume de produção ou intensa rentabilidade.

⁶ Diário de petróleo bruto e avaliações de preços, como Brent, Dubai, Omã e WTI. <https://www.platts.com/about>.

do percentual da parcela referente aos royalties, o Rio de Janeiro registrou um prejuízo de R\$ 900 milhões em sua arrecadação (O Globo, 2017⁷).

Outros estados também sofreram com a queda do preço do barril do petróleo e com a redução do percentual de distribuição da parcela referente aos royalties, como o Espírito Santo, Bahia e Sergipe, que registraram um baque em suas contas de R\$837, R\$260, R\$ 176 e R\$ 166 milhões, respectivamente⁸.

Como resposta à queda na arrecadação, no final de 2015, o estado do Rio de Janeiro sancionou leis que dilataram impostos e taxas sobre a produção. Dentre as medidas estão:

- i) Aumento da alíquota do Fundo de Combate à Pobreza, de 1% para 2%, incidente sobre os produtos submetidos à cobrança de ICMS;
- ii) Aumento da alíquota de ICMS sobre o óleo diesel;
- iii) Criação de uma taxa única para serviços tributários;
- iv) Aumento do imposto sobre heranças de 4% para 4,5%

A expectativa por meio dessas alterações era arrecadar R\$ 4.4 bilhões (O Tempo, 2017⁹).

Destaca-se que existem Ações Diretas de Inconstitucionalidade no STF que discutem taxaço inconstitucional de recursos naturais pelos estados.

Entretanto, a partir dos fatos que vieram à tona na Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI) na Assembleia Legislativa do Rio de Janeiro, os quais encontraram indícios de “má gestão da Petrobras”, a ANP iniciou uma consulta pública com o mercado com o intuito de reavaliar os preços de referência usados para o cálculo dos royalties. Tendo em vista a intenção de alteração deste cálculo, chegou-se à uma nova fórmula, que, de acordo com o Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE, 2017¹⁰), tendo como base a arrecadação de

2015, acarretaria em uma ampliação na receita de arrecadação de R\$ 1 bilhão por ano.

Tal proposta elevaria em 7% o preço de referência dos 20 maiores campos do país, responsáveis por quase 90% da produção nacional.

Depois de algumas idas e vindas dentro do sistema jurídico, o presidente Michel Temer publicou o Decreto 9.042/2017, que altera a regra de cálculo indo, portanto, na contramão do formulado pelo Executivo do Rio de Janeiro, que requeria que a ANP estabelecesse as novas regras. Desta forma, de modo a dar seguimento à novas diretrizes, a ANP afirmou que a consulta pública sobre a revisão na regulamentação da metodologia de cálculo dos royalties da exploração de petróleo, pagos à União, Estados e municípios, será lançada em julho e deve ser concluída entre setembro e outubro.

A NOVA FÓRMULA DE CÁLCULO ESTABELECIDADA PELO DECRETO 9.042/2017

O Decreto 9.042/2017, passou a determinar que o preço referência do petróleo a ser aplicado mensalmente passará a ser estabelecido pela ANP mediante uma cotação média da reunião de até quatro tipos de petróleos cotados no mercado internacional e será introduzido de forma gradual, em quatro anos, a partir de 1º de janeiro de 2018.

Todavia, o Rio de Janeiro permaneceu inconformado com o novo cálculo, afirmando que o prejuízo a partir da nova legislação será brutal nas contas públicas do estado.

Nesse sentido, o secretário estadual da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico afirmou que o estado manterá a ação no STF com o intuito de modificar a nova medida a fim de que a revisão dos royalties de petróleo devidos pelas petroleiras ao estado não prejudique ainda mais a situação financeira do Rio.

⁷ <http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/01/arrecadacao-com-royalties-do-petroleo-cai-25-em-2015.html>

⁸ <http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/01/arrecadacao-com-royalties-do-petroleo-cai-25-em-2015.html>

⁹ <http://www.otempo.com.br/capa/economia/rio-sanciona-lei-que-taxa-setor-de-petr%C3%B3leo-ind%C3%BAstria-amea%C3%A7a-recorrer-1.1202310>

¹⁰ <http://www.cbie.com.br/2014/>

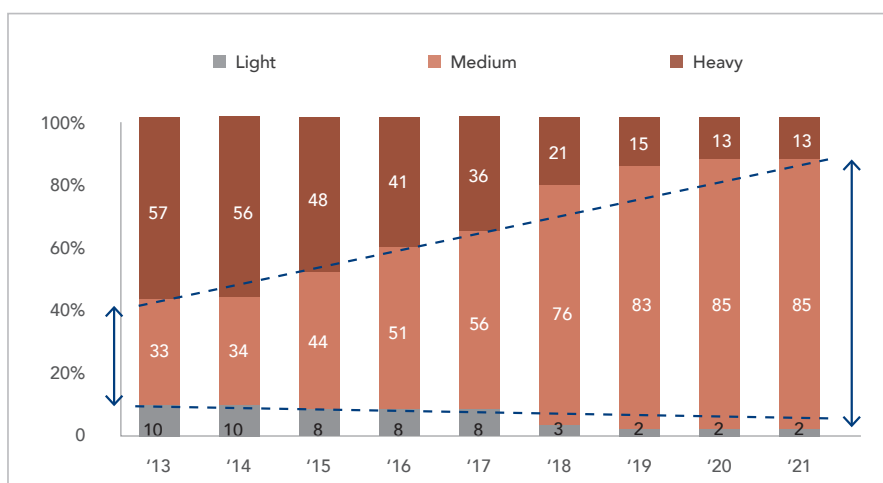
AVANÇO BRASILEIRO NA EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO

A partir da descoberta da camada pré-sal, o Brasil vivenciou um shift nas questões de qualidade, tanto da extração quanto na própria qualidade dos óleos nacionais, pois foram feitos investimentos massivos em tecnologia de ponta e em conhecimento técnico de modo a proporcionar um aumento na eficiência dos projetos e na redução do custo médio da extração. Assim, como consequência, o Brasil passou a experimentar um avanço no seu setor de refino, potencializando a produção de gasolina, diesel, gás liquefeito e lubrificante.

Tal feito se deve em razão da qualidade físico-química superior que o óleo cru encontrado nessa camada possui em comparação ao que o país sempre extraiu. E, portanto, passou-se a argumentar que fosse refeito o cálculo dos royalties a serem repassados para o governo.

Desde que foi viabilizada a extração de óleo cru, a produção de óleos do tipo médio (vide Boletim de Conjuntura da FGV Energia de maio de 2017), de grau API entre 22o e 31o, vem ganhando cada vez mais espaço, de modo que se espera que em 2021 ele corresponda a 85% da produção nacional, ao passo que se projeta que o tipo pesado representará apenas 13%, conforme dados fornecidos pela Petrobras:

Figura 1: Produção de óleo cru por tipo (em relação ao grau API)



Fonte: Petrobras, 2017¹¹.

Neste sentido, a partir da extração do óleo do pré-sal, o Brasil passou a ter um produto com menor concentração de acidez e enxofre, culminando num maior rendimento de derivados que possuem um valor agregado maior, como a gasolina, diesel e querosene de aviação.

- Redução de custos operacionais e logísticos, já que se passou a usar mais o óleo nacional;
- Redução de importação de petróleo mais leve;
- Maior aproveitamento das refinarias; e
- Aquecimento da exportação de óleo cru.

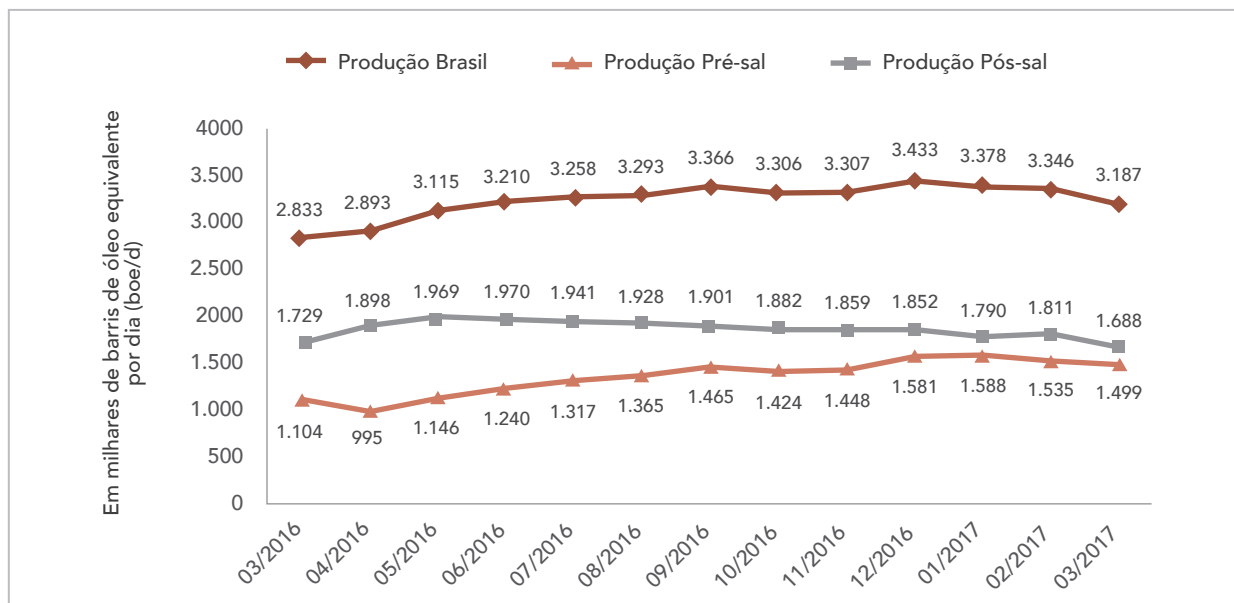
E, como consequência da melhoria na qualidade da produção do petróleo oriundo do pré-Sal, se observa:

Conforme dados fornecidos pela ANP (2017)¹², é possível observar a evolução mensal da produção de petróleo:

¹¹ <http://www.petrobras.com.br/en/>

¹² <http://www.anp.gov.br/wwwanp/>

Figura 2: Produção pré-sal e produção pós-sal (MMboe/d)

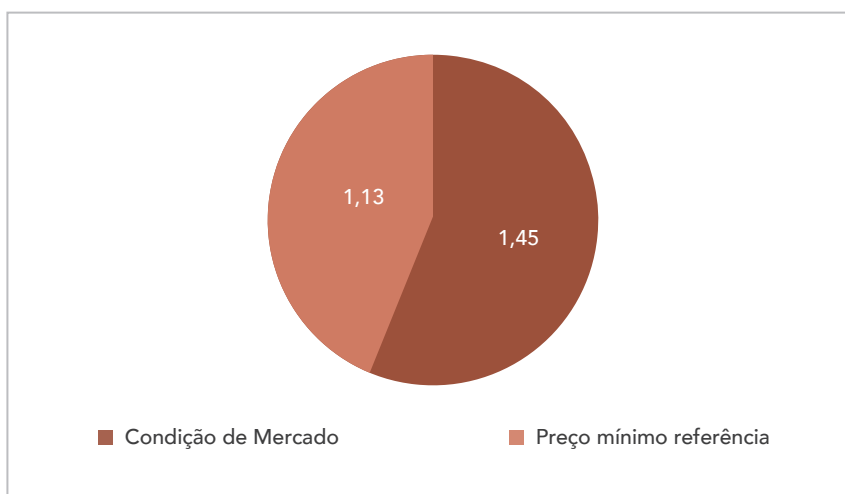


Fonte: ANP, 2017.

Destaca-se que, ainda que o país tenha sofrido uma queda de aproximadamente 4% em quantidade de barris no mês de março de 2017, frente ao mês anterior, em razão de paradas programadas para manutenção realizada pela Petrobras, do total, o pré-sal foi responsável por 47% (FGV Energia, 2017¹³). Isto posto, conforme citado no início deste boletim, o governo

utiliza como base o maior valor entre o do mercado e o do preço de referência. Ocorre que, a partir dos dados da Figura 2, segundo a ANP, em 2016, dos 2,58 MMbbl/d produzidos no Brasil, 56,35% da produção estariam sujeitos à comparação entre preço de venda em condições normais de mercado e preço mínimo na definição do preço de referência.

Figura 3: Produção de petróleo no Brasil (Bbbl/d)



Fonte: ANP, 2017.

¹³ <http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/boletim-de-conjuntura-junho2017>

Desse modo, não há que se falar em impacto direto a ser sofrido de possíveis alterações no preço mínimo, tão somente se este for superior ao preço de venda.

Portanto, resta clara importância de se estabelecer uma forma de cálculo dos royalties do petróleo adequada tendo em vista os investimentos tecnológicos e técnicos que foram feitos no intuito de alavancar tal setor, o que proporcionou um crescimento nas exportações de óleo de melhor qualidade, abastecimento e desenvolvimento do mercado interno e diminuição na importação de óleos mais leves – e, conseqüentemente, mais caros.

COMPARAÇÃO ENTRE AS DIFERENTES FORMAS DE CÁLCULO DOS ROYALTIES

Cálculo até dezembro de 2017

A legislação atual a ser aplicada até o final do ano está concentrada no Decreto 2.705/1998, o qual regulamenta o cálculo e a cobrança das participações governamentais e demonstra que o cálculo dos royalties incide sobre a produção mensal de cada campo, como já comentamos, e consiste na multiplicação de três fatores:

- Alíquota dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;
- Produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo;
- O maior dentre o preço de referência ou preço de venda destes hidrocarbonetos no mês.

Desta forma, o Governo calcula o valor devido com base no que for maior entre: o valor de mercado e o preço mínimo na definição do preço de referência, sendo este calculado mensalmente pela ANP considerando o volume extraído e o preço do petróleo de cada campo, que varia de acordo com a qualidade do petróleo em comparação com a média mensal do preço do petróleo tipo Brent, em dólares por barril, conforme Portaria ANP 206/2000. Portanto, o preço de referência era único e valorizava os óleos mais leves, como é o caso do extraído do pré-sal, em detrimento daqueles mais pesados, como os da Bacia de Campos, por exemplo.

Cálculo a partir de janeiro de 2018

Ocorre que, em maio de 2017, o Governo Federal publicou:

- A resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE nº 5), de 16 de março de 2017, que estabelece diretrizes para alteração da metodologia de cálculo do Preço de Referência do Petróleo; e
- Decreto nº 9.042, de 2 de maio de 2017, o qual altera o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, que define critérios para cálculo do preço de referência para a cobrança das participações governamentais de que trata a Lei do Petróleo (L. nº 9.478 de 1997), aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

A partir dessa mudança, que entrará em vigor em janeiro de 2018, não será mais possível optar pelo mais vantajoso entre o preço de mercado e o preço mínimo referencial no que tange ao preço de referência do petróleo extraído de cada campo.

O novo preço referencial a ser fixado pela ANP terá como base o valor médio mensal de uma cesta-padrão elaborada pelo concessionário, composta por até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido.

Além disso, o concessionário deverá fornecer à ANP as informações técnicas que servirão para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive por meio do preenchimento de formulário específico fornecido pela agência.

Destaca-se que o concessionário abará os riscos dessa seleção e deverá respeitar o prazo mínimo de vinte dias contados da data de início da produção de cada campo para o envio dessa cesta-padrão.

Ademais, os preços internacionais dos tipos de petróleo que compuserem a cesta-padrão serão convertidos com base em uma média mensal da taxa de câmbio fixada pelo Banco Central para o mês anterior ao da emissão da consolidação do preço de referência.

A nova fórmula nos preços de referência terá novas premissas específicas como:

- Possibilidade de escolha, por parte da ANP, entre diferentes agências de informação de preços para o

fornecimento de cotações dos preços de petróleo e seus derivados no mercado internacional;

- Deságio para os petróleos com teor de enxofre maior que 0,60% m/me de elevada acidez¹⁴;
- Estabelecimento de apenas uma mesma faixa de corte para todos os petróleos, independentemente do grau API;
- Atualização dos derivados utilizados para o cálculo do diferencial de preço em relação ao Brent, com objetivo de utilizar derivados de maior liquidez no mercado internacional;
- Adequação da forma utilizada para o cálculo do preço mínimo dos petróleos, para as concessionárias do tipo "C" e "D"¹⁵, passando a se calcular as frações de derivados leves, médios e pesados desses petróleos a partir de seu API e não de acordo com a curva PEV¹⁶ desse petróleo.

O novo preço de referência do petróleo será implementado de forma gradual, no período de quatro anos, a partir de 1º de janeiro de 2018 e será revisto num prazo de oito anos.

CONCLUSÕES

Quanto aos impactos que essa alteração pode significar para Estados e Municípios, especialistas ainda não chegaram a uma conclusão. Enquanto alguns entendem que a futura metodologia poderá dificultar a entrada de investimentos novos, pois o pagamento de royalties deve aumentar, outros vislumbram um cenário oposto, no qual as novas regras atrairiam mais investimentos de modo a elevar a produção de petróleo e, como consequência, a arrecadação.

Em que pese o Rio de Janeiro ter iniciado a discussão que culminou nesta alteração legal, o Estado afirma ter sido prejudicado com o Decreto promulgado pelo Governo Federal, afirmando que a nova norma, ao extinguir os preços

de mercado como critério para pagamento de royalties, trará insegurança jurídica e prejudicará a capacidade dos estados e municípios no balizamento do planejamento das suas finanças, já que mediante o novo critério corre-se o risco de o royalty não refletir o preço do mercado.

Observa-se que a fórmula de preços usada no cálculo será previamente definida pela ANP, diferentemente do que acontece até então, onde o cálculo é realizado após a venda e mediante apresentação, pelas empresas, das notas fiscais das vendas.

Ainda que se espere acabar com as diversas investigações às quais foi submetida à ANP, devido a divergências entre o preço estabelecido pela mesma e os valores que se encontravam nas notas fiscais, fato é que, apesar de na teoria parecer simples, considerando que o Brasil possui atualmente 291 campos em atividade (ANP, 2017¹⁷), essas novas regras parecem estar indo na "contramão do simples".

A existência de tantos preços de referência e fórmulas de cálculo diferentes se mostra confuso e complexo, uma vez que a nova sistemática, ao utilizar vários tipos de petróleo similares, deverá levar em consideração a existência de variáveis que poderão distorcer a comparabilidade entre os tipos de petróleo, como:

- Aspectos relacionados à logística de produção e transporte e seus impactos no valor de mercado do petróleo;
- Liquidez no mercado internacional.

Finalmente, destacamos que a regulamentação deve obedecer ao princípio maior que é a segurança jurídica e, principalmente, no que tange à garantia de estabilidade regulatória. No mesmo sentido, qualquer alteração regulatória deve sempre respeitar a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos investimentos e contratos de concessão que já foram celebrados.

¹⁴ Petróleos com alto teor de enxofre (proporção de enxofre superior a 1,5%) são denominados azedos. Óleos com baixa participação do elemento em sua estrutura (menos de 0,5%), por outro lado, são ditos doces.

¹⁵ As concessionárias tipo "C" estão qualificadas para operar somente em blocos situados em terra. Já as do tipo "D" estão qualificadas para atuar em consórcio.

¹⁶ A Curva PEV – Ponto de Ebulição Verdadeiro corresponde a dado de caracterização do petróleo sendo usado na definição dos royalties do petróleo pagos à ANP e aperfeiçoamento das unidades do refino.

¹⁷ <http://www.anp.gov.br/wwwanp/>



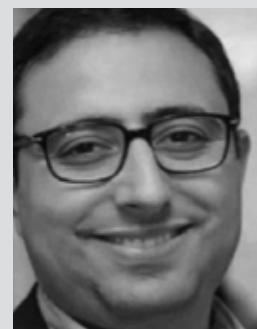
Fernanda Delgado é pesquisadora na FGV Energia. Doutora em Planejamento Energético (engenharia), dois livros publicados sobre Petropolítica e professora afiliada à Escola de Guerra Naval, no Mestrado de Oficiais da Marinha do Brasil. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Experiente na concepção e construção de planos de negócios para empresas de óleo e gás, estudos de viabilidade financeira de projetos e avaliação de empresas. Longa experiência em planejamento estratégico, fusões e aquisições, análise de negócios, avaliação econômico-financeira e inteligência competitiva.

Júlia Febraro é pesquisadora na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Experiência na área de mobilidade urbana, tendo contribuído para o projeto “Demanda por investimentos em mobilidade urbana no Brasil” do Departamento de Mobilidade Urbana do BNDES. Na FGV Energia, suas áreas de atuação são petróleo, transição energética, veículos elétricos e políticas industriais relacionadas ao setor energético. Além disso, também estuda as implicações para o Brasil e o mundo das políticas energética e ambiental norte-americanas.



Mariana é Gerente Tributário Sênior na RSM Brasil, no escritório do Rio de Janeiro. Mariana iniciou a carreira em 1998 na PwC, no Rio de Janeiro, como trainee. Em 2011 ingressou na Deloitte, também no Rio de Janeiro, onde trabalhou por quase 5 anos até o nível de Gerente Sênior de Tributos Indiretos e Comércio Exterior (VAT & Customs). Mariana possui mais de 15 anos de experiência no ramo de Consultoria Tributária. Possui vasta experiência no atendimento a clientes; liderança em equipes de consultoria e auditoria fiscal em operações nacionais e internacionais de empresas de grande porte; desenvolvimento de planejamento fiscal relacionados a tributos indiretos; Due Diligences; e revisão de obrigações acessórias relacionadas a tributos indiretos. Mestrada em Tributação pela CEF – Centro de Estudios Financieros, Madrid - Espanha e Doutoranda em Direito Internacional Privado – Universidade de Burgos - Espanha.

Paulo é Sócio Líder das práticas de Internacional Tax and Transaction Advisory Services na RSM Brasil. Iniciou a carreira na Arthur Andersen e trabalhou por 13 em Big4 até o cargo de Diretor, atuando nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Possui mais de 17 anos de experiência coordenando projetos de consultoria tributária para diversas empresas, principalmente dos setores de Petróleo e Gás, Energia, Recursos Naturais e Private Equity. Tem sido um palestrante frequente em treinamentos e eventos, no Brasil e no exterior, entre os quais podem ser mencionados o International Tax Forum of Houston, a Internacional Association of drilling Contractors(IADC) tax Conferences. É autor de artigos publicados na International Tax Review e em Oil&Gas Tax Newsletters. Paulo estudou na Universidade Federal do Rio de Janeiro e é Bacharel em Administração de Empresas pela UCB.



Este texto foi extraído do Boletim de Conjuntura do Setor Energético - Julho/2017.

Veja a publicação completa no nosso site: fgvenergia.fgv.br

Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.



fgv.br/energia

