



ASSUNTO: Legalidade do art. 15 do PLV nº 10/2025 frente às competências da ANP e a regulação de preço de combustíveis no Brasil

DATA: 13 de novembro de 2025

MEMORANDO

1. Este memorando foi elaborado a pedido da Associação Nacional de Refinadores Privados ("RefinaBrasil"), tendo por objeto a legalidade e os impactos em segurança jurídica do art. 15 do Projeto de Lei de Conversão nº 10, de 2025 ("PLV 10/2025"), que altera a Lei nº 9.478, de 1997, para, entre outras questões, alinhar a metodologia de cálculo do preço de referência do petróleo – para fins de cálculo de *royalties* e participações especiais – com os preços praticados no mercado.
2. Para tanto, a RefinaBrasil solicitou a resposta aos seguintes quesitos:
 - i) O preço de referência atual corresponde ao preço de mercado do petróleo, como determina a Lei nº 9.478, de 1997?
 - ii) A norma proposta para o cálculo do preço de referência é compatível com o sistema legal do petróleo?
 - iii) A norma proposta retira competência da ANP?
 - iv) A norma proposta fere algum direito adquirido das produtoras de petróleo ou contratos previamente assinados?
 - v) A norma proposta tende a majorar ou mitigar o conflito judicial em torno do cálculo de participações governamentais?
3. De modo que tais questionamentos sejam respondidos com o fim de esgotar tecnicamente inclusive as dúvidas correlatas, será necessário esclarecermos, previamente, o contexto histórico e normativo do setor petrolífero que culminou na edição do PLV 10/2025.

Antecedentes históricos e normas regentes

4. Com a descoberta dos primeiros poços, na região do Recôncavo Baiano, as atividades de refino e transporte de petróleo passaram a ser monopólio da União, que o exercia por meio da Petrobras. Entre as décadas de 1950 e 1990, os investimentos em infraestrutura de refino e seus derivados ficaram exclusivamente a cargo da estatal, sendo que parcela significativa do petróleo extraído não era comercializada, mas destinada ao abastecimento de refinarias.

5. Apenas com a Emenda Constitucional nº 9, de 1995¹, e com a promulgação da Lei nº 9.478, de 1997, conhecida como “Lei do Petróleo”, é que o monopólio da Petrobras no setor de refino foi quebrado e se estabeleceu um novo marco político e jurídico, autorizando a entrada de novos agentes econômicos no setor. A nova legislação introduziu o Preço de Referência do Petróleo (“PRP”), um parâmetro para a apuração dos *royalties* e participações especiais, cuja metodologia deveria, obrigatoriamente, seguir o preço de mercado do petróleo.
6. O PRP teve regulamentação pelo Decreto nº 2.705, de 1998, determinando que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) seria o órgão responsável pela publicação dos PRP. Originalmente, o Decreto determinava que o PRP seria igual à média ponderada dos preços de venda praticados pelos concessionários exploradores de um determinado poço de petróleo², em condições normais de mercado.
7. Com a descoberta do Pré-Sal, notadamente pelo elevado potencial produtivo e baixo risco geológico, o debate federativo sobre a distribuição de *royalties* deu nova guinada e, a partir de 2008, as unidades federativas não produtoras passaram a pleitear participação nos recursos arrecadados, sob o argumento de que o petróleo é riqueza nacional não restrita aos entes onde ocorre a exploração.
8. Posteriormente, no contexto da CPI da Assembleia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro que investigou indícios de má gestão na Petrobras, a ANP iniciou consulta pública para revisar a metodologia do PRP. Em resposta, editou-se o Decreto nº 9.042, de 2017, fixando que o cálculo do PRP teria por base a média de até quatro tipos de petróleo cotados internacionalmente³, com implementação a partir de janeiro de 2018 e revisão periódica a cada oito anos.
9. Após, o Decreto nº 11.175, de 2022, revogou o regulamento anterior e flexibilizou os critérios adotados pela ANP para definição do PRP. Especificamente, o art. 3º, inciso V, atribui à ANP a competência para fixar o PRP – o qual, até julho de 2025, era regulamentado pela Resolução ANP nº 874, de 2022. Esta última norma foi objeto da Audiência Pública nº 24, de 2022, e da Consulta e Audiência Públicas nº 18, de 2023, ambas tendo por objeto a revisão da metodologia e parâmetros utilizados para a fixação do PRP, visando ao aprimoramento, transparência e aderência do cálculo às condições de mercado.
10. O resultado foi a publicação da Resolução ANP nº 986, de 2025, que promoveu ajustes na metodologia, ainda incapazes de fazer com que o PRP se aproximasse dos patamares de preço praticados no mercado, isto é, com os preços observados nas

¹ Art. 177, § 1º, da CRFB/88.

² Art 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

³ Por meio da inserção do art. 7º-A no Decreto nº 2.705, de 1998.

negociações entre partes ou contidos em publicações de referência.

11. Segundo a ANP, a revisão do PRP decorreu, entre outros fatores, da alteração das especificações dos combustíveis marítimos pela Organização Marítima Internacional (“IMO”), que impôs novos limites ao teor de enxofre nos produtos por meio da regulamentação IMO 2020, impactando o valor de mercado do óleo combustível marítimo.

12. Apesar do evidente avanço regulatório, a RefinaBrasil entende que a revisão corrigiu apenas 25% da defasagem entre o PRP e os preços praticados pelo mercado internacional. Logo, o “descolamento” entre o PRP fixado pela ANP e os preços de mercado compromete a arrecadação de *royalties* e participações especiais, desestimula investimentos privados em refino e prejudica os interesses fiscais da União, dos Estados e dos Municípios.

13. Ante a persistência do problema, o Congresso Nacional, por meio da inserção do art. 15 no PLV 10/2025, referente à conversão da MPV nº 1.304, de 2025, buscou harmonizar o ordenamento para assegurar o cumprimento dos mandamentos da Lei do Petróleo e viabilizar a implementação de uma política nacional de refino, até em então atada pelas distorções do PRP.

14. Expostos os elementos essenciais da questão, passamos à resposta dos quesitos encaminhados pela Refina Brasil.

1 – O preço de referência atual corresponde ao preço de mercado do petróleo, como determina a Lei nº 9.478, de 1997?

15. Não. Mesmo com a revisão metodológica promovida pela Resolução ANP nº 986, de 2025, o PRP atualmente fixado pela ANP está sensivelmente distante dos preços praticados pelo mercado, o que, inclusive, viola as disposições literais da Lei de Petróleo.

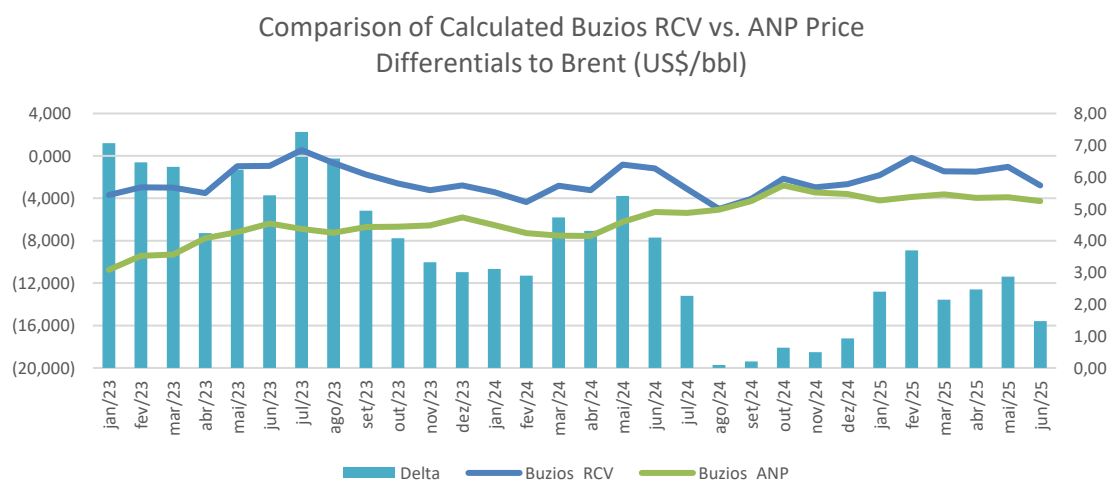
16. Considerando que a publicação mensal do PRP toma por base o preço do petróleo *brent* e suas variações físico-químicas, ajustes na metodologia limitada ao teor de enxofre não são capazes de abarcar todos os fatores que influenciam a composição do preço de mercado. O cenário também se agrava pelo fato de que o preço do *brent* não reflete linearmente os preços das principais correntes de petróleo do Brasil: Marlim, Mero, Búzios e Tupi, cujos preços globais são disponibilizados pela S&P Platts⁴ e a Argus Media⁵.

⁴ A S&P Global Platts é a principal fornecedora independente de informações e preços de referência para os mercados de commodities e energia. A empresa cobre mercados em mais de 150 países, com foco em precificação e análises. Fundada em 1909, a cobertura da Platts inclui petróleo e gás, energia elétrica, petroquímicos, metais, agricultura e transporte marítimo.

⁵ A Argus é uma entidade independente especializada na produção e sistematização de informações sobre os mercados globais de energia e commodities. Suas atividades envolvem a elaboração de índices e

17. Por essa razão, o PRP fixado pela ANP tem um descompasso de aproximadamente 4% sobre o preço do barril, conforme estudo realizado pela consultoria especializada no segmento de refino, Downstream Advisors International, cujo conteúdo foi compartilhado pela RefinaBrasil para elaboração deste documento.

18. É dizer, portanto, que a elaboração da fórmula pela ANP passa a ter papel redundante e equivocado, dado que, sistematicamente, conforme demonstra um levantamento comparativo entre os preços de publicações e os preços publicados pela ANP, a defasagem é perceptível, como se pode verificar na imagem abaixo:



19. O regramento da cobrança de *royalties* e participações especiais também consta do Decreto nº 2.705, de 1998, que prevê o recolhimento de percentual entre 5% e 15% do valor da receita de produção do campo de petróleo e gás natural (PRP x volume de produção).

20. As participações especiais sobre a produção de petróleo e gás natural, por sua vez, são calculadas trimestralmente com base na receita líquida de cada campo, considerando as deduções previstas no § 1º do artigo 50 da Lei nº 9.478, de 1997, que incluem *royalties*, investimentos em exploração, custos operacionais, depreciação e tributos.

21. Aplicam-se alíquotas progressivas que variam conforme a localização da lavra, o número de anos de produção e o volume de produção fiscalizado no período. Os recursos arrecadados são distribuídos conforme a origem: no caso de campos terrestres, 50% cabem à União, 40% aos estados produtores e 10% aos municípios produtores, conforme estabelece o art. 50 da lei.

22. O regime atual garante a viabilidade econômica de cada lavra, uma vez que contempla ajustes na alíquota de *royalties* conforme suas características.⁶ Por outro lado, a

avaliações de preços de referência, análises setoriais, estudos técnicos e consultorias voltadas à compreensão e ao acompanhamento das dinâmicas de mercado mais de 160 países.

⁶ Art. 47, §§ 1º e 1º-A, da Lei nº 9.478, de 1997.

alteração artificial do preço do petróleo considerado para apuração da receita gera vantagem indevida às produtoras, podendo configurar enriquecimento sem causa em função do recolhimento a menor do que seria devido originalmente. É importante destacar que a viabilidade econômica da lavra não pode depender da distorção na aplicação do PRP; em caso de inviabilidade, o regulador precisa ser provocado para repactuação, ao invés de se criar uma alteração artificial de preço para manter as operações, negando vigência à Lei do Petróleo.

23. Segundo estudo elaborado pela PGA Consultoria Econômica, a defasagem tem efeitos severos sobre a arrecadação estatal. No contexto fiscal e orçamentário, essa distorção representa – mesmo já considerada a Resolução ANP nº 986, de 2025 – uma perda de arrecadação que varia entre R\$ 83 e 111 bilhões em dez anos para União, Estados e Municípios em *royalties*, participações especiais, imposto de renda, contribuição social sobre o lucro líquido e lucro em óleo, também concluiu a PGA Consultoria.

24. Observando os impactos regionais, o referido estudo permite concluir que não corrigir essa distorção também implica retirar mais de R\$ 6,5 bilhões dos Estados que serão beneficiados pela exploração da Margem Equatorial: Amapá, Pará, Piauí, Rio Grande do Norte, Ceará e Maranhão. Esse valor leva, ainda, em consideração apenas o volume de óleo já identificado na região, que não começou, de fato, a ser explorada.

25. Aliás, atente-se ao fato de que o art. 47, § 2º, da Lei do Petróleo possui um comando claro: os critérios para o cálculo de *royalties* – ou seja, a metodologia de fixação do PRP – serão estabelecidos “*em função dos preços de mercado do petróleo*”. Isso significa que o problema tem natureza econômica, mas também jurídica. Sua persistência, portanto, significa obstar a implementação da política energética nacional estabelecida pela Lei do Petróleo.

26. Nesse ponto, existe um argumento – tecnicamente inadequado – de que o PRP da ANP já refletiria os preços praticados pelo mercado, mas com as deduções dos custos logísticos de transporte do petróleo até a costa. Em razão disso, e por não haver agência de informação de preços que publique a cotação FOB⁷ na Plataforma, não seria possível adotar o referencial exigido pelo art. 15 do PLV 10/2025. Segundo essa premissa, a existência já pacificada da distorção de 4% no preço do barril poderia estar justificada. A tese não procede, como se verá adiante.

27. Em primeiro lugar, é preciso destacar que não há previsão jurídica – nem legal, nem regulamentar – de que o PRP estabelecido pela ANP embute as deduções logísticas. Desde a redação original do art. 7º do Decreto nº 2.705, de 1998, que os parâmetros de cálculo oscilam entre o preço de venda, em condições normais de mercado, e o preço da ANP:

⁷ FOB é abreviação para a expressão *free on board*, que se refere ao tipo de frete em que o vendedor entrega a mercadoria no ponto de embarque combinado e o comprador assume os custos e riscos de transporte a partir daquele ponto.

Art 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

28. Esta redação foi modificada pelo Decreto nº 9.042, de 2017, que manteve tal dinâmica, mas com a inserção do complemento de que o petróleo embarcado seria livre a bordo (ou seja, no Incoterm FOB):

Art 7º Até 31 de dezembro de 2017, o preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, aplicando-se o que for maior.

§ 1º Os preços de venda de que trata este artigo serão livres dos tributos incidentes sobre a venda e, no caso de petróleo embarcado, livres a bordo.

29. Mesmo com edição do Decreto nº 11.175, de 2022, que revogou este último texto, não houve substancial mudança jurídica que determinasse exclusão dos custos logísticos na fixação do PRP. Pelo contrário, o art. 7º-C, § 1º, prevê expressamente que o PRP terá como base *“as cotações de petróleos e derivados de referência adotados pelo mercado internacional.”*

30. Como observado em todas as versões da regulamentação do tema, o valor de mercado é preço de comercialização da *commodity* em condições normais de mercado, isto é, na forma e condições em que o produto é usualmente comercializado. Essa forma é a venda para compradores independentes, embarcado (FOB) e na costa, de modo que o custo logístico em questão já está incluído no custo de extração do petróleo. Pretender tal ajuste no preço de mercado é visar a desnaturar a condição normal de mercado em que o petróleo é comercializado.

31. Outro elemento de corroboração que desmonta a tese é observar as definições de Receita Bruta da Produção (“RBP”) e Receita Líquida da Produção (“RLP”), previstas no art. 3º, incisos VII e VIII, do Decreto nº 2.705, de 1998, vigentes em suas redações originais:

VII - Receita Bruta da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, o valor comercial total do volume de produção fiscalizada, apurado com base nos preços de referência do petróleo e do gás natural produzidos;

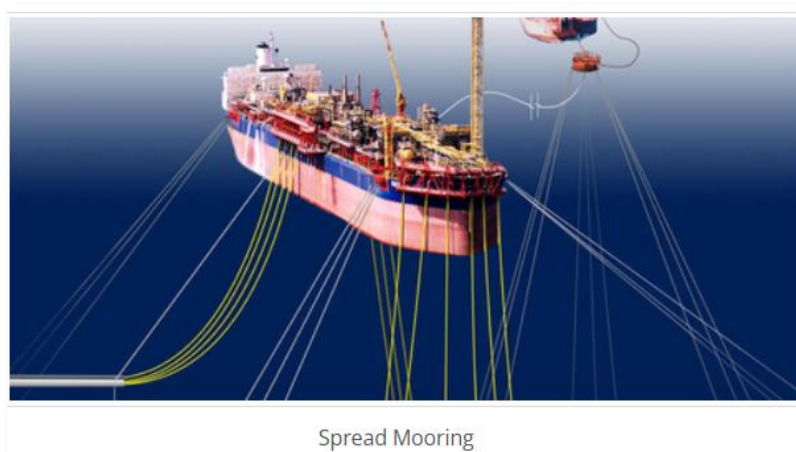
VIII - Receita Líquida da Produção: relativamente a cada campo de uma

dada área de concessão, a receita bruta da produção deduzidos os montantes correspondentes ao pagamento de royalties , investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, que tenham sido efetivamente desembolsados, na vigência do contrato de concessão, até o momento da sua apuração, e que sejam determinados segundo regras emanadas da ANP; (...).

32. Veja-se que, pela própria redação do regulamento, a RBP se calcula a partir do PRP já fixado, enquanto a RLP inclui todas as deduções cabíveis à RBP – entre elas, os “custos operacionais”. Logo, existe uma grave atecnia jurídica em sustentar que a ANP fixa o PRP com deduções de custos logísticos, uma vez que essas deduções são feitas após a composição do PRP e apenas para cálculo da RLP.

33. Por mais que a leitura atenta do regime jurídico já seja suficiente para demonstrar a improcedência da alegação, existem outros elementos aptos a reforçar a insustentabilidade da tese. Nesse contexto, vale lembrar que a produção de petróleo na área do Pré-Sal brasileiro, situada nas bacias de Santos e Campos, responde hoje por mais de 81% do volume total produzido no Brasil.

34. Devido à grande profundidade do mar nos campos de produção do Pré-Sal, de mais de 1.500m com média de cerca de 2.000m, as Unidades de Produção, Estocagem e Alívio (FPSOs, na sigla em inglês) tiveram que adotar um sistema de ancoragem fixo. Neste sistema, diversos cabos são atados à ancoras que fixam a plataforma que fica adequada para a condição de mar e vento mais severas da região.



35. O alívio desses FPSOs são sempre o auxílio de um rebocador de alto-mar que manterá o sistema FPSO-navio aliviador-rebocador alinhado e tensionado, evitando qualquer ameaça ao casco do FPSO ou ao mangote de transferência.

36. Veja-se, na imagem abaixo, como o Sistema FPSO-navio aliviador-rebocador ocorre na prática:



37. Nas plataformas do Pré-Sal o alívio de petróleo tem que ser realizado por um navio aliviador tipo DP⁸ 2 ou 3, de maneira que não haja nenhuma ameaça ao casco e sistema de transferências destes FPSOs.

38. O Brasil tem hoje a maior frota de navios aliviadores DP 2 e 3. O custo de afretamento de um Suezmax DP2 é de cerca de USD 55 mil/dia (média 2025 - Brazilship), comparado a um Suezmax convencional de USD 28 mil/dia (média 2025 - Brazilship).

39. Estes navios estão afretados permanentemente para – ou são propriedade – dos produtores de petróleo. Não há no mercado navios aliviadores em condições operacionais para afretamento *spot*, ou mesmo para contratação de médio e longo prazo. A sua utilização está estritamente condicionada e relacionada ao alívio de FPSOs e não podem se ausentar por períodos mais longos realizando entregas de petróleo em outros continentes.

40. Portanto, a rotina de operação e trabalho de um navio aliviador é coletar o petróleo na plataforma de produção, entregá-lo numa refinaria próxima ou transferi-lo para uma embarcação exportadora numa estação de transbordo (Porto do Açu, Porto Sudeste, STS *offshore*) e então voltar e aliviar outra plataforma.

41. O comércio do petróleo aliviado dos campos do Pré-Sal se dá nas estações de transbordo. No caso brasileiro, a Platts publica diariamente as cotações relativas as vendas de Mero para Europa, em navios Suezmax de 1 milhão de barris e de Tupi para a China, em navios VLCC de 2 milhões de barris. Ambas as cotações são no Porto do Açu

⁸ Embarcações que possuem sistemas de posicionamento dinâmico. Tratam-se de navios equipados com conjuntos de propulsores, sistemas de posicionamento e algoritmos de controle que permitem as embarcações manterem sua posição independentemente do uso de âncoras, mas apenas com os propulsores em operação. Os navios aliviadores tipo DP 2 ou 3 possuem diversos motores e hélices auxiliares (*thrusters*), localizados na proa, popa e nas laterais dos cascos, que compensam as forças e efeitos de ondas, vento e corrente, mantendo os aliviadores sempre na mesma posição. O DP 3 se diferencia do DP 2 por apresentar maior grau de redundâncias e segurança operacional. Navios tipo DP 1, os pioneiros no serviço de alívio não são mais aceitos no cenário brasileiro. Os FPSOs não permitem a aproximação de embarcações que não sejam DP 2 ou 3, por questões de segurança.

onde é realizado o transbordo, no Rio de Janeiro. Nenhuma operação de venda é realizada diretamente dos FPSOs.

42. Em razão do exposto, conclui-se que o uso dos navios aliviadores no Brasil é uma obrigação dos produtores, sendo o seu custo imputado aos custos de produção do petróleo. Tanto é assim que tais despesas estão embutidos dentro do custo de extração nos balanços das petroleiras e não segregados como despesas com terceiros. Esses fatos reforçam, enfim, que o PRP atual não corresponde ao preço de mercado do petróleo, violando, por conseguinte, a Lei nº 9.478, de 1997.

43. Além disso, fosse o preço de referência equivalente ao preço de mercado a Pré-sal Petróleo S.A. venderia sua produção com base no preço de referência, mas não o faz. A empresa referencia seus preços de leilão no preço do Brent e vence o licitante que oferecer o menor desconto. Nos últimos leilões competitivos ocorridos nenhum lote foi vendido a preço sequer próximo ao preço de referência da ANP.

2 – A norma proposta no PLV 10/2025 para o cálculo do preço de referência é compatível com o sistema legal do petróleo?

44. Sim, o art. 15 do PLV 10/2025 é perfeitamente compatível com o sistema legal do petróleo no Brasil, uma vez que efetivamente corrige a distorção do PRP que não foi solucionada pela Resolução ANP nº 986, de 2025, e reforça os comandos originais da Lei do Petróleo, vigentes desde 1997.

45. Tendo em vista a referência ao art. 47, § 2º, da Lei do Petróleo, vale destacar que a Emenda Constitucional nº 102, de 2019, alterou o § 1º do art. 20 para assegurar à União – em conjunto aos Estados, Distrito Federal e Municípios – a participação no resultado da exploração de petróleo e de outros recursos minerais. Portanto, hoje é inequívoco que todas as esferas federativas recolhem tributos e outros direitos em relação à exploração de petróleo.

46. Dito isso, o núcleo da solução do problema está no trecho do art. 15 do PLV 10/2025 que altera o art. 47 da Lei do Petróleo para aperfeiçoar a redação do seu § 2º e inserir o § 2º-A, nos seguintes termos:

Art. 47.

§ 2º A apuração do montante dos *royalties* será feita considerando o valor de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, definido como a média das cotações divulgadas por agências de informação de preços reconhecidas internacionalmente que reportem preços finais de transações entre partes independentes.

§ 2º-A Inexistindo a informação de que trata o § 2º, adotar-se-á, nesta ordem, a metodologia estabelecida pela Lei nº 14.596, de 14 de junho de

2023, ou o preço de referência a ser regulamentado por decreto do Presidente da República, que observará os preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, as especificações do produto e a localização do campo.

..... (NR)

47. Com a nova redação do § 2º, elimina-se qualquer espaço para discussão em relação ao que a Lei do Petróleo já determinava: o cálculo do PRP deverá levar em consideração o preço de mercado. Para isso, a base de dados de referência para elaboração do cálculo é a média das cotações de agências de informação com reconhecimento internacional, como S&P Platts e Argus Media, ambas já mencionadas acima.

48. Já o § 2º-A prevê alternativas às hipóteses em que os preços de petróleo não sejam publicados pelas agências de informação, ou quando houver defasagem em tais publicações. Ao estabelecer como alternativa prioritária a metodologia fixada pela Lei nº 14.596, de 2023, que trata das regras de preços de transferência⁹, o art. 15 do PLV 10/2025 segue alinhando o Brasil às melhores práticas dos países que compõem a Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (“OCDE”), comando legal perfeitamente coerente com a reforma e melhoria do ordenamento jurídico. Residualmente, fica mantida a fórmula de cálculo fixada por Decreto do Presidente da República, exatamente como é feito hoje.

49. Ressalte-se que as três hipóteses fixadas não promovem qualquer impacto negativo aos campos maduros e de baixa produtividade, nem mesmo a novos investimentos. Apesar da regra estabelecida pela nova redação do § 2º, somente os megacampos, cuja maior parte da produção é exportada, têm cotação Platts e Argus, com os restantes permanecendo sob a construção de cálculo pela ANP. Além disso, ajustes nas participações caso necessários podem ser feitos, de modo transparente, no percentual de pagamento previsto na lei, que varia entre 5% e 15%.

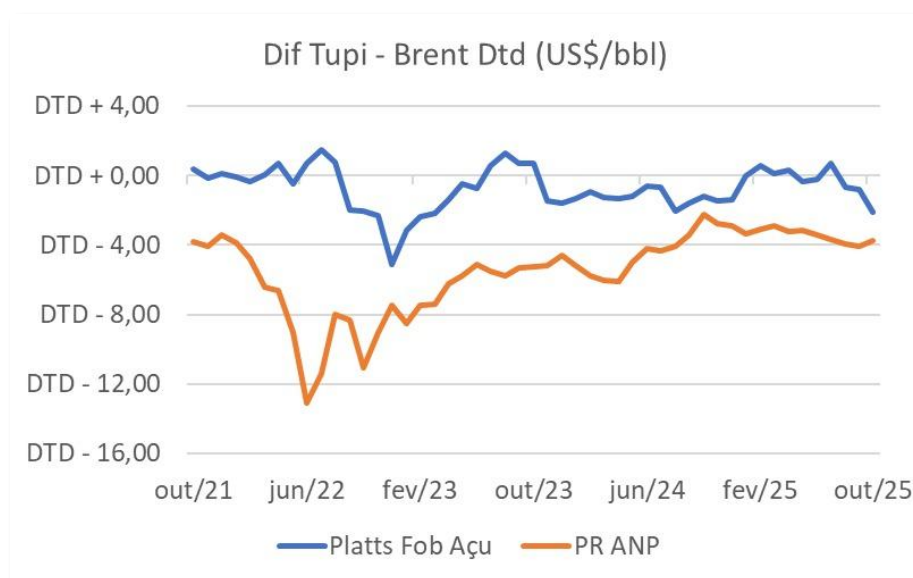
50. Veja-se, portanto, que as alterações promovidas têm por objetivos (i) evitar o contínuo “esvaziamento” dos comandos originais da Lei do Petróleo e (ii) alinhar o Brasil às práticas internacionais e da OCDE, garantindo a atração de investimentos e a aceleração da concretização de sua política de Estado. O que o art. 15 do PLV 10/2025 faz é implementar uma correção metodológica cujos debates já foram prorrogados por mais de uma década.

51. Deve-se contextualizar que a S&P Platts, por exemplo, só começou a publicar periodicamente as cotações do petróleo Tupi em 2021, considerado à época, pela própria

⁹ Nesse contexto, vale ressaltar que um dos objetivos da Lei nº 14.596, de 2023, é garantir a legalidade dos instrumentos necessários ao Fisco para apurar o valor de mercado das transações, estabelecendo regimento próprio para as *commodities*. A Instrução Normativa RFB nº 2.161, de 2023, que regulamenta a atuação do Fisco na matéria, permite o uso de bases distintas do PRP fixado pela ANP.

ANP, o maior representante das exportações de óleo bruto.¹⁰ Logo na sequência, vieram as cotações Platts das correntes Búzios, em novembro de 2024¹¹, e Mero, em maio de 2025.¹²

52. Veja-se a apuração de disparidade dos preços do Tupi, cotados pela Platts desde seu lançamento em 2021, e o PRP fixado pela ANP:



53. Nesse sentido, com a gradual divulgação das cotações dos petróleos brasileiros, a metodologia da ANP deixa de fazer sentido para esses campos, pois a carência de referenciais confiáveis já foi suprida. Ocorre, então, um fenômeno de “ilegalidade progressiva”, isto é: quando a norma, originariamente concebida para suprir uma lacuna informacional de mercado, passa a produzir efeitos *contra legem* quando a assimetria de informações é resolvida.

54. Destaque-se, nesse contexto, que o Ministério da Fazenda defendeu publicamente a correção do PRP durante audiência da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, realizada em 28/05/2024.¹³ Em consonância, uma carta conjunta de confederações — CNSeg, CNI, FIESP, CNT e CNC — manifestou apoio à medida,

¹⁰ Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/pricing-benchmarks/our-methodology/subscriber-notes/091621-platts-to-launch-tupi-fob-brazil-assessment> Acesso em 10.11.2025.

¹¹ Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/pricing-benchmarks/our-methodology/subscriber-notes/093024-platts-to-launch-cfr-rotterdam-buzios-crude-assessment-from-nov-1> Acesso em 10.11.2025.

¹² Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/pricing-benchmarks/our-methodology/subscriber-notes/041625-platts-to-launch-fob-brazil-mero-crude-assessment-may-15> Acesso em 10.11.2025.

¹³ A fala do Sr. Gustavo Henrique Ferreira, então Diretor de Programas da Secretaria de Reformas Econômicas do Ministério da Fazenda, pode ser conferida entre os trechos de 1:31:31 e 1:46:18 e 2:32:00 e 2:35:43 da gravação da audiência da Comissão em 28/05/2024: <https://www.youtube.com/watch?v=WypzNrsJcA>

destacando-a como instrumento não tributário de arrecadação. Estados produtores e o Conselho Monetário Nacional (“CMN”) também se posicionaram favoravelmente.

55. Em síntese, a alteração promovida pelo art. 15 do PLV 10/2025 não apenas reafirma o comando original da Lei do Petróleo, mas também fortalece o marco regulatório do setor ao ampliar as opções da ANP para fixar o PRP com base no valor de mercado. Com isso, a Agência pode utilizar cotações internacionais, metodologias de preços de transferência ou sua própria fórmula, conforme melhor se adequar à realidade de cada apuração, garantindo maior transparência para o setor e aderência às melhores práticas internacionais.

3 – A norma proposta retira competência da ANP?

56. Não, o art. 15 do PLV 10/2025 não retira, limita ou “esvazia” as competências da ANP para fixação do PRP, que continua exercendo tal competência de elaboração e publicação oficial do cálculo, da mesma forma que é feita atualmente.

57. Importante destacar, já de início, que parece ser o cerne da questão resolver se o conteúdo do art. 15 do PLV 10/2025 implica violação à reserva de iniciativa ou em inconstitucionalidade formal por regulação de matéria reservada à lei complementar. Nenhuma das duas hipóteses se verifica na espécie.

58. Quanto ao contexto jurídico da primeira questão, a reserva de iniciativa do Presidente da República abrangeria a criação ou extinção de agência reguladora, bem como criação dos cargos a ela vinculados, sua organização administrativa e orçamentária, bem como o regime jurídico dos servidores, conforme fixado pelo art. 61, § 1º, inciso II, da CRFB/88.

59. Em que pese a MPV nº 1.304, de 2025, de fato abranger matérias reservadas ao Presidente da República, notadamente tributária e orçamentária, as emendas aprovadas pelo Poder Legislativo não abordam esses temas – o que inclui o art. 15 do PLV 10/2025. Fixar os referenciais de cálculo do PRP em lei não é matéria constitucionalmente reservada ao Presidente da República e, portanto, não consiste em violação à sua reserva constitucional de iniciativa.

60. Na mesma linha, também não houve inserção de matéria estranha à MPV nº 1.304, de 2025, via emendas. Por força da proibição contida no art. 4º, § 4º, da Resolução CN nº 1, de 2002¹⁴, todas as emendas sem pertinência temática foram rejeitadas ou indeferidas liminarmente durante o processo legislativo. O texto que resultou no art. 15 do PLV 10/2025 foi incluído pelo próprio relator e guardava pertinência temática com a

¹⁴ § 4º É vedada a apresentação de emendas que versem sobre matéria estranha àquela tratada na Medida Provisória, cabendo ao Presidente da Comissão o seu indeferimento liminar.

matéria da MPV nº 1.304, de 2025, porque a proposta enviada ao Congresso Nacional, além de tratar de matéria tributária, também já propunha alterações à Lei do Petróleo, de modo que o Legislativo apenas densificou a regulação proposta originalmente pelo Executivo.

61. Quanto ao contexto jurídico da segunda questão, sabe-se que as matérias reservadas à regulação via lei complementar são previstas constitucionalmente, apesar de não existir um catálogo topologicamente organizado pela Carta. Os temas regulados por leis complementares são bastante variados, abrangendo desde relações de trabalho até a delegação de competência da União aos Estados e a instituição de regiões metropolitanas. Para o que interessa à questão proposta pela RefinaBrasil, somente seria possível avaliar se o teor art. 15 do PLV 10/2025 consiste em questão reservada à lei complementar tributária, na forma do art. 146 da CRFB/88.

62. O único ponto passível de enfrentamento, de fato, é se a fixação do referencial de cálculo do PRP constitui norma geral tributária que fixe base de cálculo de tributo. Nesse ponto, rememore-se que o PRP é um parâmetro de aferição de *royalties*¹⁵ e participações especiais¹⁶, que não têm qualquer natureza tributária – fato que já afasta, definitivamente, qualquer hipótese de lei complementar tributária. Mas além disso: o que o art. 15 do PLV 10/2025 faz é apenas estabelecer o referencial técnico a ser observado pela ANP para cumprir o comando “*em função dos preços de mercado do petróleo*” já existente na Lei do Petróleo desde sua redação original, em 1997.¹⁷

63. Resolvidas as polêmicas referentes ao processo legislativo, voltemos ao ponto principal: não há redução, limitação ou “esvaziamento” das competências da ANP. Isso, porque os argumentos de inconstitucionalidades material e formal são improcedentes, mas também porque a competência de fixação do PRP pela ANP não foi de modo algum alterada.

64. Como demonstrado na resposta ao segundo quesito, a alteração do § 2º e a inserção do § 2º-A no art. 47 da Lei do Petróleo apenas estabelece uma ordem de preferência entre as metodologias a serem adotadas pela ANP para cálculo do PRP, a saber: em primeiro lugar, os preços cotados por agências internacionais, como S&P Platts e Argus Media; em segundo lugar, a metodologia utilizada pela Lei nº 14.596, de 2023, que é convergente com as melhores práticas recomendadas pela OCDE; em terceiro, a

¹⁵ Que são retribuições financeiras pagas ao governo em razão da exploração de recursos naturais.

¹⁶ Que são compensações financeiras extraordinárias pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção.

¹⁷ Mesmo que fosse remotamente possível falar em matéria tributária, a fixação do referencial de preços de mercado não surgiu com o PLV 10/2025, mas com a Lei do Petróleo; a inserção legislativa apenas cobriu uma lacuna normativa. Não é possível falar em regulação de base de cálculo – até porque, reiterar-se, não se trata de matéria tributária – quando a norma apenas estabelece uma referência técnica para a cotação do preço de mercado do petróleo. Uma discussão sobre alteração de base de cálculo só seria possível se o PLV 10/2025, além de se imiscuir em matéria tributária, buscasse eliminar o PRP como referencial de recolhimento.

metodologia fixada por Decreto pelo Presidente da República, como existe atualmente.

65. A ANP continuará a publicar o PRP mensalmente em quaisquer das três hipóteses. A única modificação do art. 15 do PLV 10/2025 foi balizar a forma de atuação da ANP no processo de elaboração do cálculo. Aliás, até mesmo a adoção da premissa de retirada ou “esvaziamento” do competências pela ANP seria tecnicamente estranha, uma vez que, implicitamente, teria que admitir a premissa de que a Lei do Petróleo “retira competência” da ANP quando estabelece a fixação do PRP deve ser feita “*em função dos preços de mercado do petróleo*”.

66. Certamente, tal premissa não seria condizente com uma interpretação tecnicamente adequada da norma, bem como de suas potenciais alterações pelo Poder Legislativo.

4 – A norma proposta fere algum direito adquirido das produtoras de petróleo ou contratos previamente assinados?

67. Não, o art. 15 do PLV 10/2025 não traz prejuízo a direitos adquiridos, nem a contratos previamente assinados; pelo contrário, busca reforçar a segurança jurídica e reduzir a perpetuação de atos jurídicos nulos de pleno direito.

68. Os vícios dos atos administrativos podem torná-los nulos ou anuláveis. Os primeiros são aqueles marcados por vício insanável, pois violam normas constitucionais, legais ou mesmo a ordem pública. Já os segundos são os que padecem de vícios de menor gravidade, que não têm o condão de afetar a ordem pública, podendo ser convalidados posteriormente. Assim, os atos nulos são inválidos desde sua gênese, e não produzem direitos para quem quer que seja, de modo que os efeitos da sua declaração de nulidade retroagem (*ex tunc*), enquanto os atos anuláveis têm seus efeitos moduláveis, podendo ser presumidos válidos, e os efeitos de sua declaração de anulação costumam ter efeitos prospectivos (*ex nunc*).

69. Existem, ainda, os atos revogáveis, caracterizados por não padecerem de vício em sua gênese, mas por estarem sujeitos ao exercício de discricionariedade da Administração Pública na manutenção de sua validade. Tal prerrogativa, porém, está condicionada ao respeito aos direitos adquiridos dos administrados.

70. Essa estrutura teórica dos atos administrativos foi sintetizada pelo enunciado da Súmula nº 473 do Supremo Tribunal Federal (“STF”): “*A administração pode anular seus próprios atos, quando eivados de vícios que os tornam ilegais, porque deles não se originam direitos; ou revogá-los, por motivo de conveniência ou oportunidade, respeitados os direitos adquiridos, e ressalvada, em todos os casos, a apreciação judicial.*”

71. Em outras palavras: está plenamente assentado que os atos nulos não geram direitos e, por consequência lógica, não estão condicionados ao respeito aos direitos

adquiridos. Não se adquirem direitos a partir de violações à lei e à ordem pública. Os direitos adquiridos, portanto, são restrição à Administração frente aos seus atos praticados por conveniência e oportunidade, não podendo ser confundidos permissivo indireto de violação à lei.

72. Dito isso, quando se observa que o PRP publicado pela ANP fere expressamente o comando de fixação “*em função dos preços de mercado do petróleo*”, contido no art. 47, § 2º, da Lei do Petróleo, a consequência lógica é concluir que todos os atos de publicação do PRP praticados nessas condições contrariam texto literal de lei e, por isso, são nulos.

73. Por serem nulos, são inválidos desde a sua gênese e, portanto, não produzem direitos. Ao não produzirem direitos, é juridicamente impossível falar em direitos adquiridos no presente contexto – pois, se nem sequer foram produzidos, consequentemente, nunca foram adquiridos. As consequências jurídicas do reconhecimento da nulidade, inclusive, poderiam levar ao questionamento judicial de se as petroleiras estariam sujeitas ao recolhimento complementar dos valores pagos a menor a título de *royalties* e participações especiais, com efeitos retroativos, desde o início das distorções do PRP que o distanciaram do preço de mercado, ou se tal compensação poderia ser feita prospectivamente, nos próximos exercícios.

74. O raciocínio se aproveita ao questionamento sobre prejuízo aos contratos previamente assinados, considerando tais assinaturas no regime de fixação do PRP com as distorções de preço admitidas pela ANP. Em que pese não seja possível questionar a validade dos contratos à luz da distorção do PRP, não será possível exigir, juridicamente, o direito adquirido ao PRP fixado em contrariedade a dispositivo expresso da Lei do Petróleo, sob pena de afronta à jurisprudência consolidada do STF e das regras gerais de direito do ordenamento brasileiro.

75. Aqui é pertinente destacar que a jurisprudência do STF também já assentou há décadas a inexistência de direito adquirido a regime jurídico, como no caso da exploração de petróleo. Os contratos firmados com a União, portanto, não afastam o risco inerente à cotação internacional do barril, que é elemento essencial da atividade econômica. **Qualquer tentativa de neutralizar esse risco por meio da manipulação do preço de referência para o cálculo das participações governamentais implica desvirtuar o modelo regulatório e comprometer sua integridade.**

76. **Aceitar a distorção do preço do petróleo equivale a transferir à União parcela do risco de mercado e, na prática, subsidiar a exploração sem a necessária autorização legislativa por parte do Congresso Nacional.**

5 – A norma proposta tende a majorar ou mitigar o conflito judicial em torno do cálculo de participações governamentais?

77. A norma tende a mitigar – e, potencialmente, eliminar por completo – os conflitos administrativos e judiciais referentes ao cálculo do PRP, de modo que constitui, ao fim e ao cabo, uma medida de racionalização e melhoria do ambiente de negócios e de promoção da segurança jurídica no setor de petróleo.

78. Como já exposto detalhadamente em todos os tópicos precedentes, a função do art. 15 do PLV 10/2025 é reforçar a vigência do art. 47, § 2º, da Lei do Petróleo na sua redação atual. Mais objetivamente: nem sequer é possível falar, tecnicamente, de inovação de norma, mas de especificação do que já estava vigente desde a redação original da Lei do Petróleo, em 1997. Se não há mudança substantiva, portanto, não há impacto negativo em segurança jurídica, mas justamente o inverso: eliminam-se as dúvidas remanescentes sobre o regramento do PRP, além de inviabilizar a manutenção de publicações do PRP em desacordo com a Lei do Petróleo.

79. Se representantes do setor petrolífero quiserem questionar administrativa ou judicialmente o regramento fixado pelo art. 15 do PLV 10/2025 ou os efeitos por ele gerados, serão obrigados a demonstrar como o texto efetivamente gerou mudanças das regras já estabelecidas pela Lei do Petróleo e, mesmo que seja o caso, como eventual mudança não poderia ser instituída por lei. Essas duas teses, que já foram abordadas acima, são juridicamente improcedentes e absolutamente inaptas a produzirem direitos, de modo é razoável considerar qualquer risco de passivo judicial que mitigue a produção de efeitos da norma.

80. A alteração, porém, majorará o recolhimento de *royalties* e participações especiais para União, Estados e Municípios, em razão do pareamento do PRP ao preço de mercado. Em que pese esse fato ter, por óbvio, impacto financeiro nos negócios jurídicos firmados pelas petrolíferas, não se trata de risco jurídico que importe inviabilização da continuação dos serviços ou mesmo que enseje reequilíbrio econômico-financeiro, uma vez que a regra não alterou a situação jurídica do elo de E&P: deve-se pagar *royalties* e participações especiais em função do valor de mercado das mercadorias – e o PLV 10/2025 não altera o valor de mercado do petróleo.

81. Enfim, o efeito do art. 15 do PLV 10/2025 é, em realidade, mitigar a judicialização de temas relacionados ao PRP, trazer maior segurança jurídica à sua fixação pela ANP em respeito à Lei do Petróleo e harmonizar o regime jurídico brasileiro às melhores práticas da OCDE.

Riscos inerentes exercício do veto ao art. 15 do PLV 10/2025

82. Os principais riscos relacionados a eventual veto do Presidente da República, no todo ou em parte, que afete o art. 15 do PLV 10/2025 podem ser organizados em duas ordens: riscos políticos e jurídicos-administrativos.



Risco político: rejeição do veto pelo Congresso Nacional

83. É prerrogativa do Presidente da República vetar, total ou parcialmente, projetos de lei que considere inconstitucional ou contrário ao interesse público, mediante mensagem com os motivos de veto, conforme art. 66, § 1º, da CRFB/88.¹⁸ O ordenamento jurídico brasileiro, porém, incorporou a espécie do veto relativo por meio do art. 66, § 4º, da CRFB/88, isto é: mesmo havendo discordância do Presidente da República quanto ao projeto, o Congresso Nacional pode rejeitar as razões apresentadas pelo Executivo e transformá-lo em lei.

84. A questão remanescente estaria no Presidente da República fundamentar-se em discordância formal (*“inconstitucional”*) ou discordância material (*“contrário ao interesse público”*) antes de encaminhar sua mensagem de veto ao Congresso Nacional. Analisamos a seguir.

85. As hipóteses de discordância formal já foram endereçadas na resposta ao terceiro quesito, que abordou as competências da ANP para fixar o PRP. Como demonstrado acima, não se verifica hipótese de inconstitucionalidade formal ou material quanto ao art. 15 do PLV 10/2025, haja vista não ser possível falar matéria impertinente a Medida Provisória, nem violação das reservas de iniciativa do Presidente da República ou de lei complementar.

86. Restam as hipóteses de discordância material, que representariam grande ônus de justificação do Presidente da República para exercer constitucionalmente sua prerrogativa de veto. Sustentar a contrariedade ao interesse público do art. 15 do PLV 10/2025 exigiria do Presidente da República – assim como em eventual questionamento judicial pelas petroleiras – a demonstração de que o texto promove alguma mudança substantiva no regramento da Lei do Petróleo, ou que implicaria em impacto negativo na segurança jurídica – ambas teses ontologicamente contrárias aos efeitos diretos da alteração legislativa. Igualmente, seria exigível que houvesse demonstração de que haveria interesse público em o PRP ser fixado abaixo do preço de mercado e em afronta à Lei do Petróleo, o que evidentemente não ocorre por uma multiplicidade de fatores: gera antinomias no ordenamento jurídico, prejudica a arrecadação dos entes federativos e limita o investimento em políticas públicas.

87. Ante essas considerações, e tendo em vista a relevância do tema para o Congresso Nacional, é esperado que eventual veto ao art. 15 do PLV 10/2025 encontre óbices jurídicos e políticos para ser mantido, de modo que poderá ser derrubado pelo Legislativo posteriormente.

¹⁸ § 1º Se o Presidente da República considerar o projeto, no todo ou em parte, inconstitucional ou contrário ao interesse público, vetá-lo-á total ou parcialmente, no prazo de quinze dias úteis, contados da data do recebimento, e comunicará, dentro de quarenta e oito horas, ao Presidente do Senado Federal os motivos do veto.

Riscos jurídico-administrativos: responsabilidade de arrecadação e atuação do TCU

88. Eventual exercício da prerrogativa de veto, que tenha o condão de afetar o art. 15 do PLV 10/2025, pode esbarrar no dever do Presidente da República de garantir a regularidade do emprego dos dinheiros públicos, atraindo possibilidade de responsabilização política.

89. O veto, ao manter a situação de arrecadação insuficientemente ilegal de *royalties* e participações especiais, em razão da fixação do PRP em patamar menor que o praticado pelo mercado e determinado pela Lei do Petróleo, pode ir de encontro à vontade expressa pelo Congresso Nacional e ao interesse público.

90. Considerando que os vetos devem ser motivados, por exigência constitucional, a mensagem de veto do Presidente da República deverá, necessariamente, justificar – à luz de inconstitucionalidade ou de contrariedade ao interesse público – como a manutenção da atual metodologia de fixação do PRP, que implica recolhimento a menor de *royalties* e participações especiais, redundaria em melhor arrecadação ou em conservação do patrimônio nacional. Não só o tema foi parte dos debates no processo legislativo, o que implica em conhecimento tácito do Presidente da República para exercício do veto, como a justificativa para exercício da competência exige que a razão para edição seja especificamente contraditada.

91. Do contrário, caso a mensagem de veto não aborde especificamente este ponto, o Presidente da República pode estar sujeito à responsabilização por negligência na arrecadação das rendas públicas, o que pode ser uma circunstância de interesse político em contexto de intensas discussões orçamentárias.

92. Um segundo ponto relevante é a atuação do Tribunal de Contas da União (“TCU”) sobre a Compensação Financeira pela Exploração Mineral (“CFEM”), que fornece um precedente direto e consistente para sustentar a possibilidade de questionamento da metodologia do PRP.

93. No relatório sobre Políticas Públicas para melhor utilização de recursos da CFEM (setembro de 2025), o TCU identificou graves falhas na estrutura de controle da arrecadação mineral, destacando evasão, subdeclaração e manipulação de base de cálculo, bem como a fragilidade institucional da Agência Nacional de Mineração (“ANM”). A Corte reconheceu que, embora a CFEM não tenha natureza tributária, os recursos dela decorrentes são receitas públicas da União e, portanto, sujeitas à sua fiscalização contábil, financeira e orçamentária, nos termos do art. 70 da Constituição Federal.

94. A mesma lógica aplica-se ao PRP. Ainda que se trate de um parâmetro econômico-regulatório, e não de um tributo em si, sua função é idêntica à da CFEM: definir a base de cálculo de receitas públicas federativas (*royalties* e participações especiais). Assim, a eventual fixação do PRP em desacordo com o “valor de mercado”, conforme determina o art. 47, §2º, da Lei do Petróleo, configura irregularidade que pode

comprometer o erário e violar os princípios da legalidade e da eficiência na gestão pública.

95. A analogia é reforçada pelo entendimento consolidado do TCU no acompanhamento da CFEM, segundo o qual:

- a) a ausência de metodologia aderente ao valor real de mercado implica perda de arrecadação e enriquecimento ilícito de agentes privados;
- b) a deficiência institucional das agências reguladoras não exime o dever de fiscalização, cabendo ao TCU suprir omissões e propor ajustes sistêmicos;
- c) o controle de legalidade sobre parâmetros técnicos é legítimo quando eles impactam diretamente receitas públicas vinculadas a políticas de Estado.

96. No caso da CFEM, o TCU apontou que a subdeclaração e a manipulação de preços geram perdas bilionárias e recomendou integração de bases de dados, fortalecimento da ANM e criação de mecanismos de rastreabilidade. De modo análogo, a defasagem do PRP – estimada em cerca de 4% do preço do barril – também provoca prejuízos fiscais expressivos (entre R\$ 83 e 111 bilhões em dez anos, segundo estimativas da RefinaBrasil), o que justifica plenamente a atuação do TCU para assegurar que a ANP cumpra o critério legal de precificação “*em função dos preços de mercado*”.

97. Portanto, o mesmo raciocínio jurídico e institucional que fundamenta a fiscalização da CFEM pode servir como permissivo jurídico à apreciação pelo TCU acerca da legalidade e eficiência do PRP como está fixado atualmente pela ANP. Em ambos os casos, trata-se de assegurar que as receitas públicas derivadas da exploração de bens da União – minerais – sejam apuradas com base em parâmetros reais e transparentes, garantindo justiça distributiva entre União, Estados e Municípios e o cumprimento dos objetivos constitucionais de uma política energética e mineral sustentável.

Conclusões

98. Após análise do art. 15 do PLV 10/2025, à luz da Lei nº 9.478, de 1997, dos decretos regulamentadores e das competências da ANP, conclui-se o seguinte:

1. O preço de referência atual corresponde ao preço de mercado do petróleo, como determina a Lei nº 9.478, de 1997?

99. Não. Mesmo após a revisão metodológica da Resolução ANP nº 986, de 2025, o PRP permanece sensivelmente distante dos preços praticados pelo mercado, violando comando legal de fixação “*em função dos preços de mercado do petróleo*”. Estudos indicam defasagem média de aproximadamente 4%, com impactos relevantes para União, Estados e Municípios (entre R\$ 83 e 111 bilhões em 10 anos). Essa distorção compromete a

arrecadação, desestimula investimentos privados no setor e, ao cabo, viola disposição literal da Lei nº 9.478, de 1997.

2. A norma proposta para o cálculo do preço de referência é compatível com o sistema legal do petróleo?

100. Sim. O art. 15 do PLV 10/2025 reforça os comandos originais da Lei do Petróleo e corrige lacunas que permitem interpretações divergentes. A nova redação do § 2º e a inserção do § 2º-A no art. 47 da Lei nº 9.478, de 1997, estabelecem critérios objetivos para apuração do PRP com base em preços de mercado, utilizando cotações de agências reconhecidas internacionalmente (Platts, Argus), metodologia da Lei nº 14.596, de 2023 (preços de transferência) e, subsidiariamente, a fórmula de cálculo mantida pela ANP.

3. A norma proposta retira competência da ANP?

101. Não. A ANP mantém sua competência para fixar e publicar o PRP mensalmente. O art. 15 apenas define uma ordem de preferência entre metodologias, sem reduzir ou esvaziar atribuições da Agência. Não há violação à reserva de iniciativa do Presidente da República, nem matéria reservada à lei complementar, pois o PRP não tem natureza tributária.

4. A norma proposta fere algum direito adquirido das produtoras de petróleo ou contratos previamente assinados?

102. Não. Atos administrativos que fixaram o PRP em desacordo com a Lei do Petróleo são nulos, não geram direitos e não podem fundamentar alegações de direito adquirido. A alteração legislativa não modifica obrigações contratuais, mas reforça a legalidade e a segurança jurídica, evitando perpetuação de atos inválidos.

5. A norma proposta tende a majorar ou mitigar o conflito judicial em torno do cálculo de participações governamentais?

103. Mitigar. Ao especificar critérios já previstos na Lei do Petróleo, o art. 15 elimina incertezas sobre a metodologia do PRP, reduzindo espaço para litígios administrativos e judiciais. Embora haja impacto financeiro para as petroleiras, não há alteração da situação jurídica do elo de E&P, nem fundamento para reequilíbrio econômico-financeiro.

* * *

104. Em síntese, o art. 15 do PLV 10/2025 é juridicamente válido, compatível com o sistema legal vigente e essencial para corrigir distorções históricas na fixação do PRP, garantindo maior transparência, segurança jurídica e aderência às melhores práticas internacionais. A medida preserva competências da ANP, não viola direitos adquiridos e contribui para a racionalização do ambiente regulatório e fiscal do setor de petróleo.



105. Quanto aos riscos, o Congresso Nacional poderá rejeitar os vetos, pois os argumentos sobre inconstitucionalidades, formais e/ou materiais, já foram enfrentados e não se mantém às luz das regras de processo legislativo previstas pela Constituição. Os argumentos sobre contrariedade ao interesse público seriam ainda mais frágeis, pois exigiriam do Presidente da República um ônus argumentativo inviável de ser superado à luz dos fatos, quais sejam: existência de modificação substancial da Lei do Petróleo, vantajosidade na fixação do PRP abaixo do preço de mercado e desalinhamento às melhores práticas recomendadas pela OCDE.

106. Existem, ainda, os riscos jurídico-administrativos, relacionados à possível configuração de negligência na arrecadação das rendas públicas, a depender de como seja exercida a prerrogativa constitucional de veto, e à legitimidade de atuação do TCU quanto à legalidade e eficiência do PRP como atualmente fixado pela ANP, uma vez que o precedente estabelecido no caso da CFEM reforça a lógica: a defasagem do PRP, estimada em 4%, pode gerar perdas bilionárias.

107. Diante disso, a aprovação e implementação do art. 15 do PLV 10/2025 representam medida de correção normativa e fortalecimento da política energética nacional, enquanto o veto, além de politicamente sensível, pode ensejar controle externo rigoroso.

108. S.M.J, entendemos que as conclusões acima refletem a interpretação mais adequada à legislação vigente e à jurisprudência aplicável, permanecendo à disposição para esclarecimentos adicionais.

Igor Suassuna de Vasconcelos

OAB/DF nº 47.398

Pedro Passos

OAB/DF nº 64.481

Matheus Soares Matos

OAB/DF nº 64.498

Felipe Pessoa Ferro

OAB/DF nº 69.573

Julia Pillati

OAB/DF nº 77.165

Beatriz Andrade

CPF nº 051.286.811-57

Bianca de Menezes Feu

CPF nº 079.967.841-40