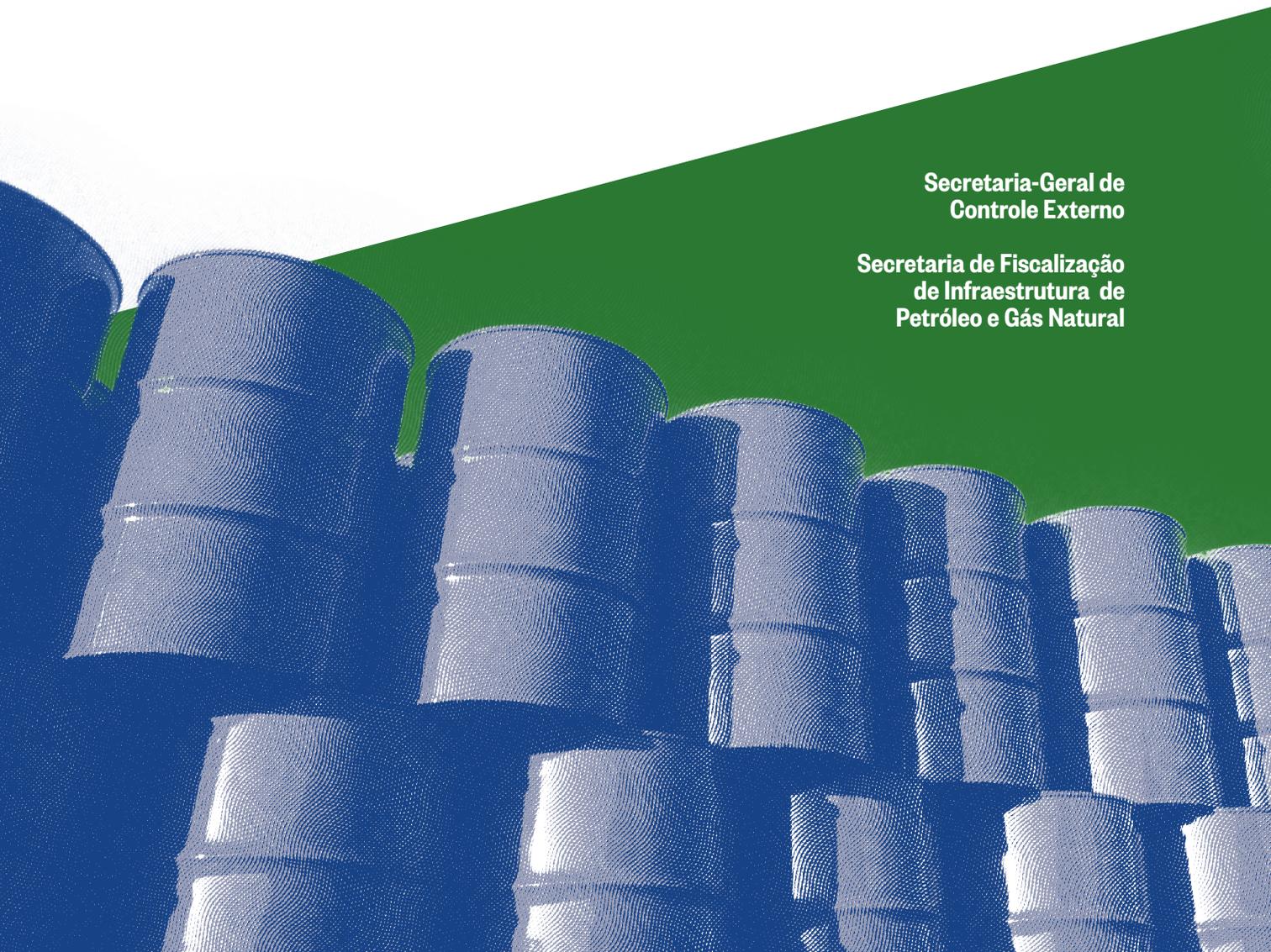


A eficiência dos regimes de concessão e partilha a partir da análise dos principais componentes fiscais

Sumário Executivo

**Secretaria-Geral de
Controle Externo**

**Secretaria de Fiscalização
de Infraestrutura de
Petróleo e Gás Natural**





REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

MINISTROS

Ministra Ana Arraes, **Presidente**
Ministro Bruno Dantas, **Vice-presidente**
Ministro Walton Alencar Rodrigues
Ministro Benjamin Zymler
Ministro Augusto Nardes
Ministro Aroldo Cedraz
Ministro Raimundo Carreiro
Ministro Vital do Rêgo
Ministro Jorge Oliveira

MINISTROS-SUBSTITUTOS

Ministro Augusto Sherman
Ministro Marcos Bemquerer
Ministro André Luis de Carvalho
Ministro Weder de Oliveira

MINISTÉRIO PÚBLICO JUNTO AO TCU

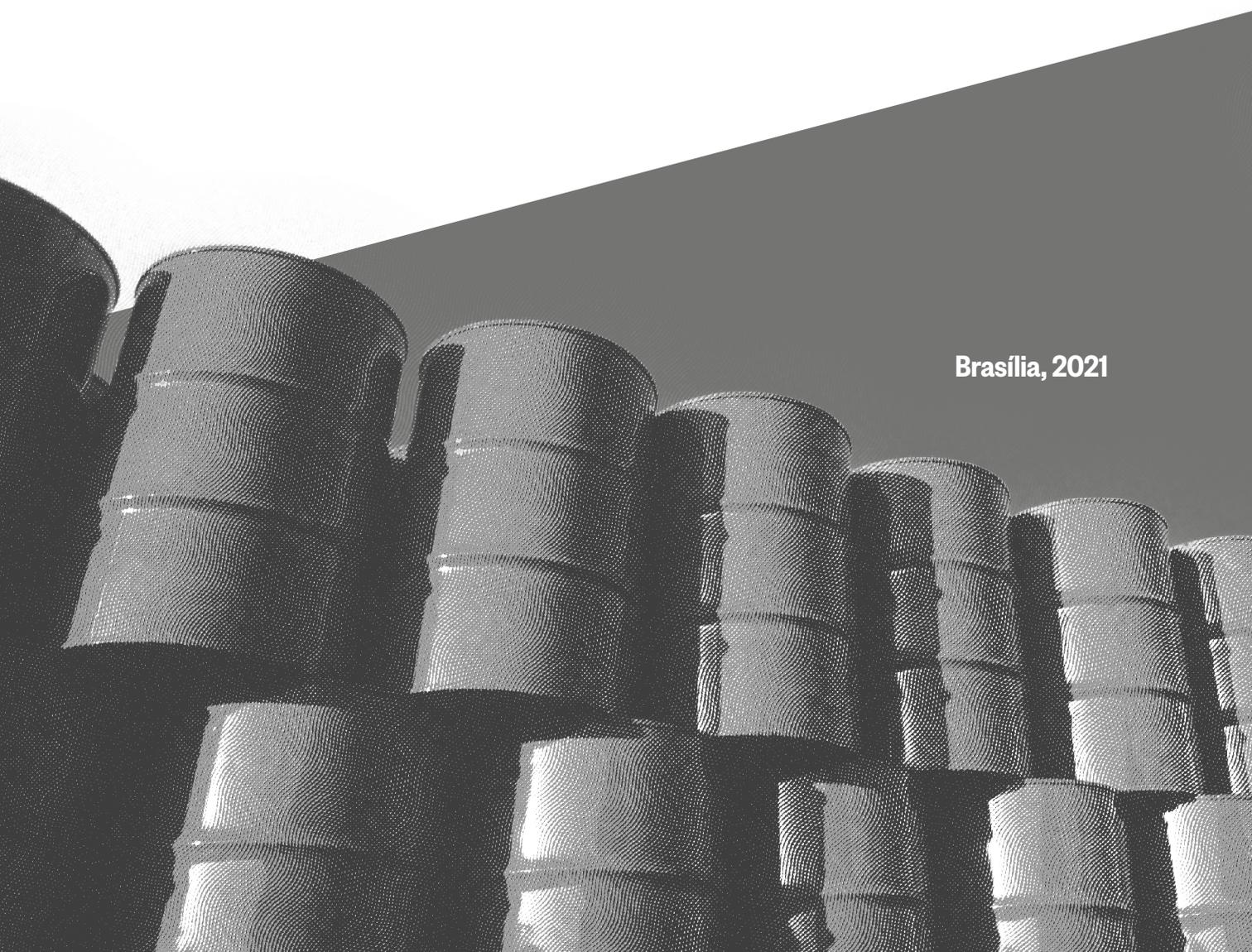
Cristina Machado da Costa e Silva, **Procuradora-Geral**
Lucas Rocha Furtado, **Subprocurador-Geral**
Paulo Soares Bugarin, **Subprocuradora-Geral**
Marinus Eduardo de Vries Marsico, **Procurador**
Júlio Marcelo de Oliveira, **Procurador**
Sergio Ricardo Costa Caribé, **Procurador**
Rodrigo Medeiros de Lima, **Procurador**

A eficiência dos regimes de concessão e partilha a partir da análise dos principais componentes fiscais

Sumário Executivo

Relator Ministro Walton Alencar Rodrigues

Brasília, 2021



© Copyright 2021, Tribunal de Contas de União

<www.tcu.gov.br>

Permite-se a reprodução desta publicação,
em parte ou no todo, sem alteração do conteúdo,
desde que citada a fonte e sem fins comerciais.

Brasil. Tribunal de Contas da União.

A eficiência dos regimes de concessão e partilha a partir da análise dos principais componentes fiscais / Tribunal de Contas da União; Relator Ministro Walton Alencar Rodrigues. – Brasília: TCU, Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetroleo), 2021.

18 p. – (Sumário Executivo)

Conteúdo relacionado ao Acórdão 2.300/2021-TCU-Plenário, proferido no TC 029.099/2020-0, sob relatoria do ministro Walton Alencar Rodrigues.

1. Petróleo - exploração. 2. Petróleo - produção. I. Título. II. Série.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Ministro Ruben Rosa

Apresentação

Este Sumário Executivo trata da fiscalização conduzida por este Tribunal que objetivou verificar a eficiência fiscal dos dois regimes de exploração e produção de petróleo que atualmente coexistem no país – concessão e partilha –, bem como a atuação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) face às suas competências (TC 029.099/2020-0).

Para dar uma dimensão do volume e da importância dos recursos advindos da produção de petróleo nacional, o Brasil produziu, no ano de 2019, o volume de 185 milhões de m³ de óleo equivalente de petróleo – ou 1,2 bilhão de barris de óleo equivalente de petróleo –, o que representa uma média de aproximadamente 3,2 milhões de barris de petróleo a cada dia.

Em termos monetários, a receita bruta gerada por esta produção, considerando o preço de referência utilizado pela ANP, atingiu o montante de R\$ 225 bilhões. O valor da receita bruta de petróleo correspondeu, então, a cerca de 3% do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro, que foi de R\$ 7,3 trilhões em 2019, conforme disponível no sítio eletrônico do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). A título de arrecadação estatal sobre a mencionada produção e receita bruta, o país arrecadou, em 2019, decorrente apenas das três principais arrecadações diretas (royalties, participações especiais e excedente em óleo), a quantia de R\$ 55 bilhões.

A auditoria debruçou-se sobre os principais componentes fiscais dos regimes de concessão e partilha verificando se seus desenhos e aplicações estariam permitindo conferir competitividade ao Brasil na atração de investimentos para o país e, ao mesmo tempo, proporcionar adequada apropriação de parte do resultado desta produção em favor da sociedade, conferindo o justo valor às nossas reservas petrolíferas.

Alexandre Carlos Leite de Figueiredo
Secretário da SeinfraPetróleo

Sumário

○	Introdução	5
○	Regimes de Exploração	6
○	Legislação Aplicável	9
○	Achados de Auditoria	10
○	Conclusão	16

Introdução

O trabalho teve como objetivo central verificar se a calibração e aplicação dos instrumentos arrecadatórios estariam aderentes ao alcance dos princípios e objetivos estabelecidos pela Constituição Federal de 1988, Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997), Lei da Partilha (Lei 12.351/2010) e alinhados a princípios tributários. A partir dessa abordagem, e reconhecendo a limitação desta Corte no que diz respeito à análise da adequação de dispositivos legais, o trabalho se debruçou sobre a regulamentação infralegal vigente e concluiu pela ocorrência de cinco achados de auditoria:

- i. a progressividade das alíquotas de participação especial não considera os campos gigantes;
- ii. insegurança jurídica e risco de perda de receita decorrente da complexidade relacionada à regulação de gastos dedutíveis na participação especial;
- iii. desestímulo à eficiência decorrente do estabelecimento de produção fixa para o início da cobrança de participação especial;
- iv. impacto na competitividade dos leilões decorrente da magnitude dos bônus de assinatura; e
- v. ausência de critérios objetivos para definição de áreas estratégicas.

A ideia que norteou a proposta de fiscalização foi verificar se os regimes se mostram **eficientes**, do ponto de vista arrecadatório, no sentido de permitir a **viabilidade dos campos mesmo em cenários desfavoráveis ao setor** e, de outro lado, garantir arrecadação estatal adequada, especialmente em cenários favoráveis ao setor: campos gigantes e/ou preços elevados do produto.

Regimes de Exploração

A Constituição Federal, leis federais e a regulação infralegal expedida pela ANP congregam o arcabouço normativo que compreende os componentes fiscais para o setor de petróleo. A participação do Estado nos resultados da produção de petróleo advém do texto do §1º do art. 20 da Constituição Federal. Muito embora a pesquisa e a lavra das jazidas terem sido definidas como monopólio da União, a emenda 9 ao texto constituinte, de 1995, permitiu que tais atividades pudessem ser realizadas por empresas contratadas para esse fim.

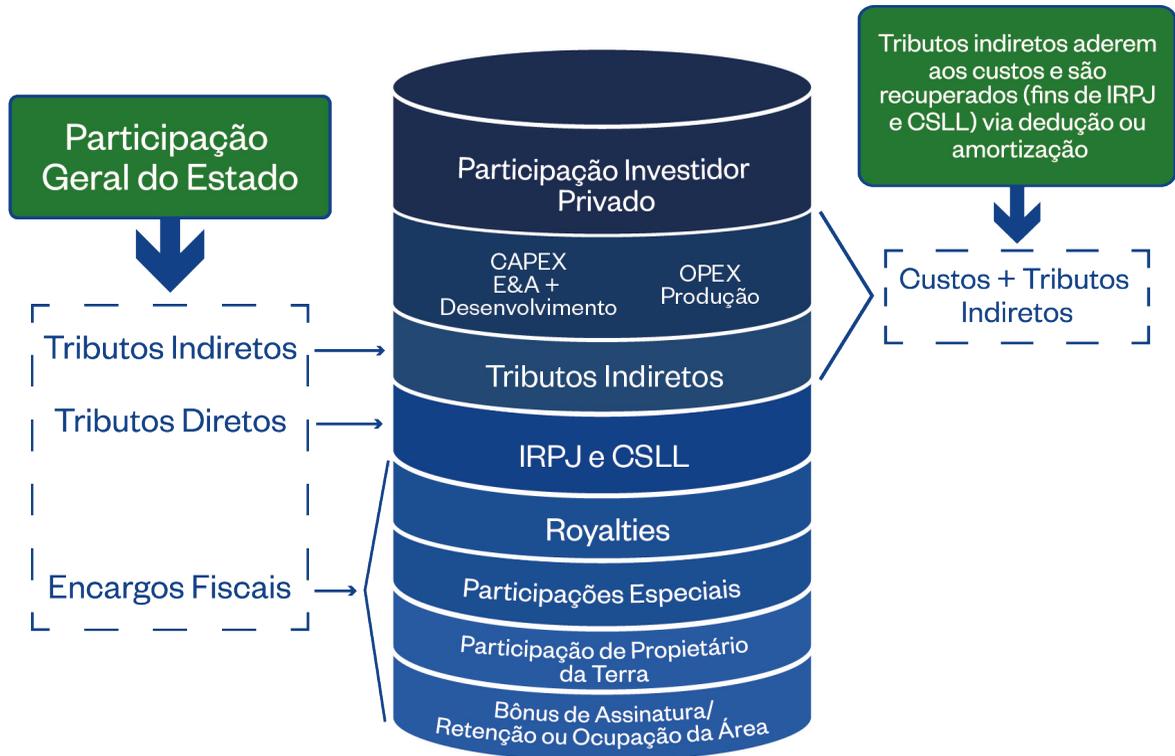
A emenda estipulou que lei estabelecerá as condições para que fossem realizadas tais contratações e, nesse sentido, foi promulgada a Lei do Petróleo que definiu as condições e as formas de participações governamentais do setor, bem como as formas arrecadatórias no regime de concessão. Após a descoberta da província do pré-sal, promulgou-se a Lei da Partilha, cujas regras se aplicam aos contratos firmados sob o regime de partilha da produção. Para esses contratos, há algumas diferenças entre as parcelas das participações governamentais, especialmente em relação às diferenças entre participação especial e o excedente em óleo da União, ou parcela em óleo lucro. Ambos os regimes serão a seguir detalhados.

Regime de Concessão

Após o advento da Lei do Petróleo, passou a existir no Brasil o regime de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural. Desde a publicação da Lei 9.478/1997 e até a conclusão do relatório que suporta este sumário, foram realizadas dezesseis rodadas de licitação de blocos exploratórios e quatro de campos maduros sob o regime de concessão, além de dois ciclos do que se denomina “Oferta Permanente”.

Em relação aos principais componentes fiscais do regime de concessão, sobre os quais as análises se realizaram, destacam-se três: **bônus de assinatura** (valor a ser pago na assinatura do contrato), **royalties** (compensação financeira devida pelos concessionários sobre o valor da receita bruta da produção – percentual varia entre 5% e 10%) e **participações especiais** (compensação financeira extraordinária associada a campos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade).

Figura 1 – Esquema ilustrativo simplificado da divisão das receitas do petróleo (Regime de Concessão)



Fonte: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/administracao/aspectos-historico-economicos> (adaptado)

Regime de Partilha

Em 2007, o anúncio da descoberta de grandes volumes de óleo na camada do pré-sal fez com que o governo da época, endossado pelo legislativo, considerasse relevante promover alteração legal no setor. Dessa forma, em 2010, foi promulgada a Lei 12.351/2010 instituindo o regime de partilha de produção, adotado para áreas do polígono do pré-sal. A lei ainda autorizou o reconhecimento, pelo CNPE, de outras áreas como estratégicas, caracterizadas pelo elevado potencial de produção e baixo risco exploratório, que também devem ser leiloadas sob o regime de partilha.

A alteração legislativa realizada, com a inclusão do modelo de partilha da produção, materializou o entendimento de que os componentes fiscais constantes do modelo de concessão não seriam capazes de trazer o retorno adequado ao Estado frente ao cenário de grande produtividade que se avizinhava para os recém-descobertos campos do pré-sal. Passaram a coexistir, então, os dois regimes para exploração e produção de petróleo e gás no Brasil.

Em relação aos principais componentes fiscais do regime de partilha, assim como ocorre na concessão, destacam-se três: **bônus de assinatura** (valor a ser pago na assinatura do contrato), **royalties** (compensação financeira devida pelos concessionários sobre o valor da receita bruta da produção – percentual fixo de 15%) e **excedente em óleo da União** (EOU - parcela da produção a ser partilhada entre a União e o contratado).

Figura 2 – Esquema ilustrativo simplificado da divisão das receitas do petróleo (Regime de Partilha)



Fonte: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha> (adaptado)

Os principais instrumentos arrecadatórios que influenciam essas questões formuladas na auditoria são o bônus de assinatura, os royalties, as participações especiais (regime de concessão) e as alíquotas de EOU (regime de partilha da produção). Apesar de os royalties serem um dos instrumentos arrecadatórios mais impactantes e regressivos, não se vislumbrou necessidade de uma atuação por parte deste Tribunal, porquanto observou-se esforço sinérgico dos entes estatais e do mercado a partir de 2017 no sentido de identificar oportunidades de melhorias regulatórias a fim de otimizar a viabilidade de desenvolvimento de novos campos e de prorrogação da vida útil daqueles em operação. A atuação dos agentes estatais, impulsionados pelo setor privado, tem possibilitado maior viabilidade e atratividade econômica de campos a partir da alteração – na margem do permitido legalmente para os *royalties*.

O escopo da fiscalização ficou, então, concentrado nas oportunidades de melhoria regulatória no que se refere à arrecadação estatal em cenários favoráveis ao setor, o que ocorre, especialmente, em cenários de alta de preços e/ou superprodução dos campos. Nesse sentido, a fiscalização se debruçou e realizou as suas análises basicamente sobre a regulação e aplicação das normas relativas a **bônus de assinatura, participação especial e alíquotas de partilha**.

Legislação Aplicável

Bônus de assinatura

- Valor que o agente entrante deve pagar ao Estado no momento da assinatura do contrato - inciso I do art. 45 da Lei 9.478/1997 (concessão) e inciso IX do art. 15 da Lei 12.351/2010 (partilha).
- Regime de concessão: serve como critério de classificação do leilão. A partir de um valor mínimo definido em edital, as empresas, individualmente ou em consórcio, ofertam valores de bônus em sessão pública - art. 46 da Lei do Petróleo.
- Regime de partilha: fixado pelo edital - art. 42, inciso II e §2º, da Lei 12.351/2010.

Participação Especial - Regime de Concessão

- Compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo e gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade - Lei 9.478/1997 (art. 45, inciso III), conforme critérios definidos no Decreto 2.705/1998.
- O Decreto 2.705/1998, em seu artigo 22, explicita a necessidade de se aplicar “alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo” e apresenta as tabelas em que se definem tais alíquotas.
- A Resolução ANP 12/2014 é o normativo da agência que define as regras para a dedução dos valores que resultam na receita líquida da produção, sobre a qual incide as alíquotas estabelecidas pelo decreto.

Excedente em óleo da União - Regime de Partilha

- Para o regime de partilha, a partir de percentual mínimo definido pelo CNPE, a proposta vencedora será aquela que ofertar o maior excedente em óleo da União - art. 18 da Lei 12.351/2010. O EOU é resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43 da Lei 12.351/2010 (pagamento aos proprietários de campos em terra).
- Custo em óleo representa os custos recuperáveis, aqueles incorridos pela empresa ou consórcio para exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações do bloco - inciso II, art. 2º da Lei 12.351/2010.

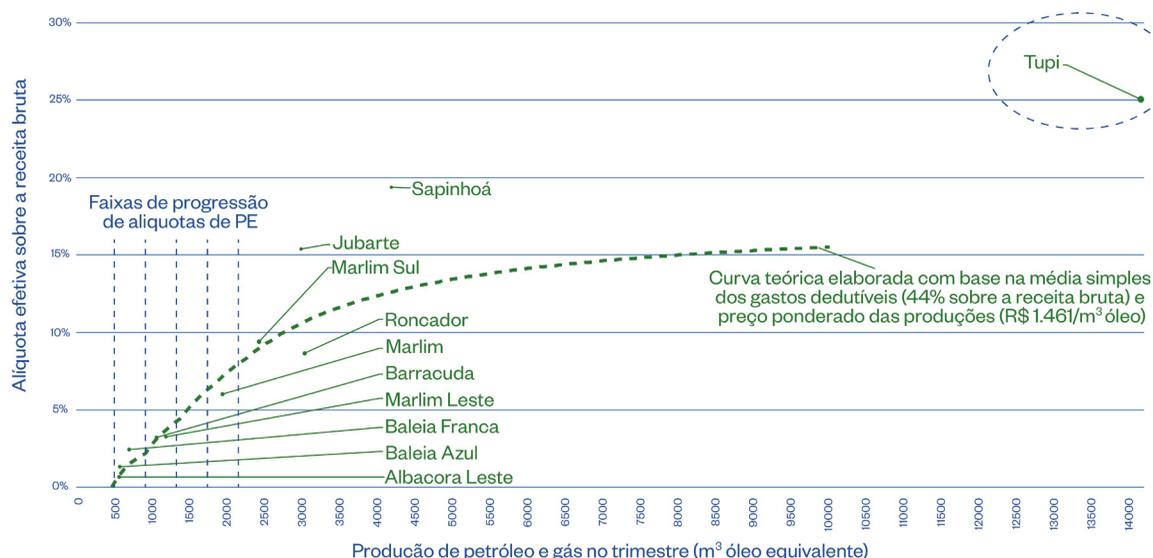
Achados de auditoria

Realizados os procedimentos de auditoria previstos, constatou-se a ocorrência de cinco achados, a saber: i) a progressividade das alíquotas de participação especial não considera os campos gigantes; ii) insegurança jurídica e risco de perda de receita decorrente da complexidade relacionada à regulação de gastos dedutíveis na participação especial; iii) desestímulo à eficiência decorrente do estabelecimento de produção fixa para o início da cobrança de participação especial; iv) impacto na competitividade dos leilões decorrente da magnitude dos bônus de assinatura; e v) ausência de critérios objetivos para definição de áreas estratégicas.

1) Progressividade das alíquotas de participação especial não considera os campos gigantes

Situação encontrada: O Decreto 2.705/1998 definiu os critérios atinentes à participação especial em período no qual o país produzia cerca de 5 milhões de m³ de óleo equivalente por mês. Atualmente, o Campo de Tupi, localizado no pré-sal brasileiro, produz sozinho 5,5 milhões de m³ de óleo equivalente por mês (15 milhões por trimestre), destoando completamente daqueles critérios estabelecidos em 1998, cuja última progressão ocorre em 2,25 milhões de m³ de óleo equivalente por trimestre. Ou seja, em um único mês, o Campo de Tupi produz mais que o dobro da produção trimestral referente à última progressão de alíquota. O Gráfico 1 ilustra essa questão:

Gráfico 1 – Curva teórica de alíquota efetiva e dispersão dos campos marítimos > 400m pagadores de PE (3T2018)



Fonte: Elaboração própria. Dados: Relatório de Auditoria versado no Acórdão 2300/2021-TCU-Plenário, peça 23.

Assim, a equipe de auditoria concluiu **que a progressividade das alíquotas de participação especial, por se fundamentarem em estudos anteriores às descobertas de campos gigantes no pré-sal, não considerou a produtividade destes campos**. Essa situação faz com que o Estado brasileiro deixe de arrecadar parcela extraordinária da renda desses campos, ampliando de forma desproporcional os ganhos das empresas privadas em razão da característica dos campos descobertos e não pela eficiência de operação dessas empresas, em desrespeito ao princípio da progressividade, importante alicerce para conferir eficiência a um regime fiscal.

Proposta de encaminhamento:

- Recomendou-se ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Ministério da Economia (ME) que se articulem, com o máximo de brevidade, e com eventual apoio técnico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para que, com fundamento em estudos técnicos, verifiquem a oportunidade de se promover os atos necessários para a revisão do Decreto 2.705/1998 que atualmente estipula alíquotas de participações especiais relativas à produção de petróleo no regime de concessão, visando conferir progressividade adequada e eficiência arrecadatória.

2) Insegurança jurídica e risco de perda de receita decorrente da complexidade relacionada à regulação de gastos dedutíveis na participação especial

Situação encontrada: O Decreto 2.705/1998 definiu que os gastos relativos a pagamento de royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, efetivamente desembolsados, seriam passíveis de dedução das receitas brutas auferidas, para posterior incidência da alíquota de participação especial. A Resolução da ANP, a Ranp 12/2014, regulamenta justamente os gastos dedutíveis, subdividindo-os em quatro grandes grupos que, em essência, perpassam por todas as atividades vinculadas à produção dos hidrocarbonetos ao longo de toda a vida útil do campo, desde a exploração ao descomissionamento das instalações: exploração; desenvolvimento e produção; provisão para abandono; e operação de abandono.

Diferentes rubricas inseridas nestes grupos são de extrema complexidade tornando a tarefa complicada e custosa para os operadores que devem fazer o registro e para a própria agência reguladora, que não possui estrutura fiscalizatória para exercer o controle adequado sobre a regularidade das declarações apresentadas por aqueles.

Nessa linha, as análises demonstraram que há elevado **risco de perda arrecadatória em relação à participação especial nos contratos regidos pelo regime de concessão**, pela potencialidade de declarações inconsistentes que aumentem artificialmente os gastos dedutíveis, sem que a ANP seja capaz de identificar e reprimir adequadamente essas ocorrências, devido principalmente ao complexo mecanismo

de comprovação de gastos e a natureza também complexa de algumas rubricas de materialidade relevante que são utilizadas nas deduções de gastos. Além disso, os custos burocráticos impostos às empresas operadoras prejudicam o ambiente de negócios no País, diminuindo a competitividade dos leilões de petróleo brasileiro e privilegiando comportamentos inadequados em setores específicos do mercado.

Dito isso, concluiu-se que **a complexidade regulatória, decorrente das atuais exigências relacionadas à declaração e comprovação dos gastos dedutíveis para fins do cálculo da participação especial – definida pela Resolução ANP 12/2014 – exige uma capacidade fiscalizatória não disponível na ANP**, inserindo ineficiência ao setor, em dissonância ao princípio arrecadatório da simplicidade e ao art. 4º da Lei 13.848/2019, uma vez que os meios empregados atualmente pela agência, na tentativa de obter com o máximo de precisão os valores trimestrais dos gastos a serem deduzidos, não têm servido adequadamente aos fins objetivados, por falta de adequada confiabilidade dos dados declarados.

Proposta de encaminhamento:

- Recomendou-se à ANP que, com fundamento em estudos técnicos, modernize o normativo atualmente vigente referente à apresentação, comprovação e fiscalização dos gastos dedutíveis para efeito de cálculo das participações especiais devidas (Resolução ANP 12/2014), observando as análises realizadas, em atenção ao princípio arrecadatório da simplicidade e ao art. 4º da Lei 13.848/2019.

3) Desestímulo à eficiência decorrente do estabelecimento de produção fixa para o início da cobrança de participação especial

Situação encontrada: A equipe de auditoria identificou que a produção de vários campos (em terra e mar) se mantinha constante durante anos consecutivos, de maneira que a produção volumétrica se situava logo abaixo da linha de corte que aciona o gatilho para a cobrança de participação especial e a obrigatoriedade de comprovação de investimentos em PD&I. Essa situação pode indicar o **risco de ajuste estratégico de produção provocado por linhas de corte de cobranças governamentais, o que poderia vir a prejudicar a exploração eficiente dos campos e comprometer a neutralidade desejável de um sistema arrecadatório.**

O incremento em complexidade e custos a partir do limite de produção estabelecido para início da obrigatoriedade de se pagar as participações especiais atua como estímulo regulatório perverso, induzindo, potencialmente, as concessionárias dos campos que possuem produção próxima à primeira faixa a não investir em elevar sua produção, de modo a se manter abaixo desse limite, o que indica que os instrumentos regulatórios, em princípio, estariam contrariando o princípio da eficiência produtiva e da neutralidade arrecadatória.

Proposta de encaminhamento:

- O relatório indicou que, em complementação à recomendação referente ao primeiro achado, os entes estatais envolvidos (MME e ME) deveriam se articular durante o processo de aprimoramento do instrumento que estabelece a participação especial, de forma a melhor dimensionar os impactos da cobrança de participação especial e investimentos em PD&I, utilizando-se de estratégia que induza a eficiência e reduza os impactos sobre a neutralidade arrecadatária.

4) Impacto na competitividade dos leilões decorrente da magnitude dos bônus de assinatura

Situação encontrada: A Lei da Partilha introduziu como critério para aferir o vencedor do leilão aquele que oferecer o maior excedente em óleo para União (EOU), a partir de uma alíquota mínima definida em edital. Além desse mecanismo, a Lei também definiu a cobrança de bônus de assinatura nos leilões de partilha de produção. Logo, além da disputa de ofertas sobre a alíquota mínima, os licitantes devem arcar com um bônus a ser pago na assinatura do contrato.

Os dados analisados possibilitaram inferir que **o valor dos bônus de assinatura exigidos pode comprometer a competitividade dos leilões sob o regime de partilha e, por consequência, reduzir o resultado fiscal dos leilões ou até mesmo impedir o seu sucesso.** Para se chegar à conclusão apresentada, a equipe realizou uma abordagem teórica a respeito do tema, analisou numericamente o impacto da competitividade no resultado dos leilões sob o modelo de partilha, utilizou casos extraídos das primeiras rodadas para exemplificar o impacto e, com base nessas interpretações, simulou o resultado possível de um dos campos leiloados na 5ª rodada.

Os resultados confirmaram a potencialidade de perdas arrecadatárias decorrentes de uma menor competitividade do certame motivada pelo elevado valor estipulado para o bônus de assinatura, o que contraria, essencialmente, os objetivos da Lei do Petróleo, como a promoção da livre concorrência, a atração de investimentos na produção de energia e ampliação da competitividade do País no mercado internacional.

Proposta de encaminhamento:

- Recomendou-se ao Ministério de Minas e Energia (MME) que passe a incluir nos estudos de avaliação econômica das áreas levadas a leilão sob o modelo de partilha resultados arrecadatários relacionados a cenários simulados de ágios sobre as alíquotas mínimas estabelecidas, destacando os efeitos da competitividade para o resultado do leilão, bem como outros efeitos decorrentes da antecipação de maiores pagamentos privados iniciais nas arrecadações totais do Estado, de forma que o CNPE possa decidir acerca da combinação entre valores de bônus de assinatura e alíquotas mínimas de excedente em óleo para União ciente dos impactos das suas decisões, em especial o impacto negativo sobre a competitividade decorrente da fixação de elevados bônus de assinatura, em respeito aos objetivos indicados nos incisos III, IX, X e XI da Lei 9.478/1997, à Exposição de Motivos Interministerial da Lei 12.351/2010 e ao princípio da neutralidade.

5) Ausência de critérios objetivos para definição de áreas estratégicas

Situação encontrada: De acordo com a Lei da Partilha, compete ao CNPE, dentre outras atribuições, a delimitação de áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico. Ao atribuir essa responsabilidade ao CNPE, a lei definiu que área estratégica seria a “região de interesse para o desenvolvimento nacional, (...) caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos”.

No entanto, desde a promulgação da lei, em 2010, apenas três áreas fora dos limites do polígono definido foram declaradas estratégicas: Saturno, Titã e Bumerangue. Esses três blocos possuíam áreas adjacentes ao polígono, as quais foram consideradas estratégicas sob mesma justificativa, evitar processos de unitização, pois os prospectos indicavam que as jazidas se situavam parte interna e parte externamente ao polígono.

Assim, diante da constatação de ausência de áreas definidas como estratégicas pelo CNPE, fora daquelas situações para se evitar unitização, a equipe buscou verificar se essa ausência se justificava tecnicamente. A questão era se haviam sido feitas análises e nenhuma outra área fora do polígono havia se enquadrado na regra para tal classificação, o que demonstraria uma adequação das ações ao mandamento legal, ou se tal ausência seria decorrente da descon sideração do normativo, ou seja, não haveria processos e critérios para definir tais áreas atualmente.

Após a realização de diligências e reuniões com o Ministério percebeu-se que anteriormente, de fato, **não existiam critérios objetivos para se definir o que significavam os termos “baixo risco exploratório” ou “elevado potencial de produção” e, portanto, a definição de área estratégica era uma etapa inexistente no planejamento de leilões.**

No entanto, no período em que se realizava a auditoria **já havia sido criado um grupo de trabalho interministerial formado pelos principais atores governamentais do setor de petróleo e gás – MME, ME, Casa Civil, EPE e ANP.** Esse grupo era formado ainda por três subcomitês, sendo que o objetivo de um desses subcomitês era exatamente o de definição de critérios para as expressões contidas na lei para que uma área seja considerada estratégica: “baixo risco exploratório” e “elevado potencial de produção”.

Assim, o relatório produzido ao final dos trabalhos daquele subcomitê apresentou uma metodologia em que diversas informações a respeito dos blocos existentes foram consolidadas em uma série de tabelas e mapas que permitiriam predizer em tese, à luz do conhecimento atual, se determinada área poderia (deveria) ser classificada como de baixo risco exploratório. Ainda, apresentaram diversas tabelas como produtos do trabalho, que possibilitariam a classificação de elevado potencial e risco exploratório, com critérios transparentes e técnicos descritos no relatório produzido. Apesar da metodologia criada, restou a preocupação de sua aplicação por parte do MME e CNPE, o que motivou então a proposta de encaminhamento para esse achado.

Proposta de encaminhamento:

- Recomendou-se ao Ministério de Minas e Energia que inclua, entre as suas atividades constantes do fluxo do processo de leilão de áreas sob o regime de concessão, etapa em que se analise efetivamente e se registre a confrontação das características das áreas a serem oferecidas com os parâmetros que estão sendo criados pelo Grupo BidSIM para definir “baixo risco exploratório” e “elevado potencial de produção” e, na constatação de alguma área que atenda aos requisitos, seja dada ciência ao CNPE para que avalie e decida justificadamente sobre a declaração de área estratégica e o direcionamento para a fase de estudos que possibilitem sua inclusão em leilão sob o regime de partilha.

Conclusão

Este Sumário Executivo buscou, depois de apresentar informações básicas para o entendimento do trabalho de fiscalização conduzido por este Tribunal, indicar os principais achados de auditoria detectados relativos à adequação dos principais componentes fiscais dos dois regimes de exploração e produção (E&P) de petróleo – regime de concessão e regime de partilha da produção – ao alcance dos princípios e objetivos estabelecidos pela Lei Petróleo alinhados à obediência de princípios tributários. O relatório de auditoria indicou, então, que há oportunidades de melhorias regulatórias. Relatou cinco achados e respectivas propostas de encaminhamento que, na visão da equipe e da secretaria, teriam o potencial de melhorar o ambiente de negócios, conforme se resume na sequência.

Primeiro, demonstrou-se que a progressividade das alíquotas de participação especial definida por meio do Decreto 2.705/1998, por se fundamentar em estudos anteriores às descobertas de campos gigantes no pré-sal brasileiro (divulgadas em 2007), não considerou a produção extraordinária que se observa em tais campos, como o Campo de Tupi, o qual produz 15 milhões de m³ de óleo equivalente por trimestre, mais que o dobro da produção trimestral referente a última progressão da alíquota (2,25 milhões de m³ de óleo equivalente por trimestre). Tal situação faz com que o país deixe de arrecadar parcela relevante da renda extraordinária gerada por esses campos, em afronta ao princípio da progressividade, importante alicerce para conferir eficiência a um regime fiscal.

Segundo, a equipe constatou que o atual mecanismo de apuração de gastos dedutíveis para fins do cálculo da participação especial – definido pela Resolução ANP 12/2014 – mostra-se bastante complexo para efeitos de declaração e comprovação, por parte das empresas. Frente à complexidade do referido mecanismo, a ANP não possui – e nem é provável que venha a possuir – capacidade fiscalizatória minimamente compatível ao cumprimento da sua atribuição, de modo que não se assegura confiabilidade aos dados apresentados, inserindo ineficiência ao setor, em afronta ao princípio arrecadatário da simplicidade e ao art. 4º da Lei 13.848/2019, uma vez que os meios empregados atualmente pela agência não têm servido adequadamente aos fins objetivados. Além disso, os custos burocráticos impostos às empresas operadoras prejudicam o ambiente de negócios no País, diminuindo a competitividade dos leilões de petróleo brasileiro.

Terceiro, constatou-se a existência de desestímulo à eficiência decorrente do estabelecimento de um limite fixo de produção para início do pagamento de PE, o qual configura ainda como um gatilho para a obrigatoriedade contratual de comprovação de investimentos em PD&I. As análises indicaram que a produção de vários campos (em terra e mar) se mantinha constante durante anos consecutivos, de modo que a produção volumétrica se situava logo abaixo da linha de corte que aciona o gatilho para a cobrança de participação especial e obrigatoriedade de comprovação de investimentos em PD&I. Essa situação, um pouco incomum quando se trata de curvas de produção de campos de petróleo, pode indicar o risco de ajuste estratégico de produção provocado por linhas de corte de cobranças governamentais, o que poderia vir a prejudicar a exploração eficiente dos campos e comprometer a neutralidade desejável de um sistema arrecadatário.

Em relação a esses três primeiros achados, a equipe considerou essencial apresentar proposta de encaminhamento no sentido de que os entes estatais se articulem, com o máximo de brevidade possível, para evitar que novas rodadas de leilões sob o regime de concessão aconteçam sob a vigência das atuais regras, ajustando os referidos normativos, com fundamento em estudos técnicos, aproveitando, ainda, para ajustar os impactos da cobrança de participação especial na neutralidade desejável aos instrumentos arrecadatórios do setor relacionados ao gatilho para pagamento de PE e PD&I. E, com relação aos gastos dedutíveis, foi apresentada proposta no sentido de recomendar que a agência reguladora elabore estudos específicos, levando em consideração o elevado volume de dados existentes a respeito dos referidos gastos dedutíveis, para que aprimore o seu normativo atualmente vigente.

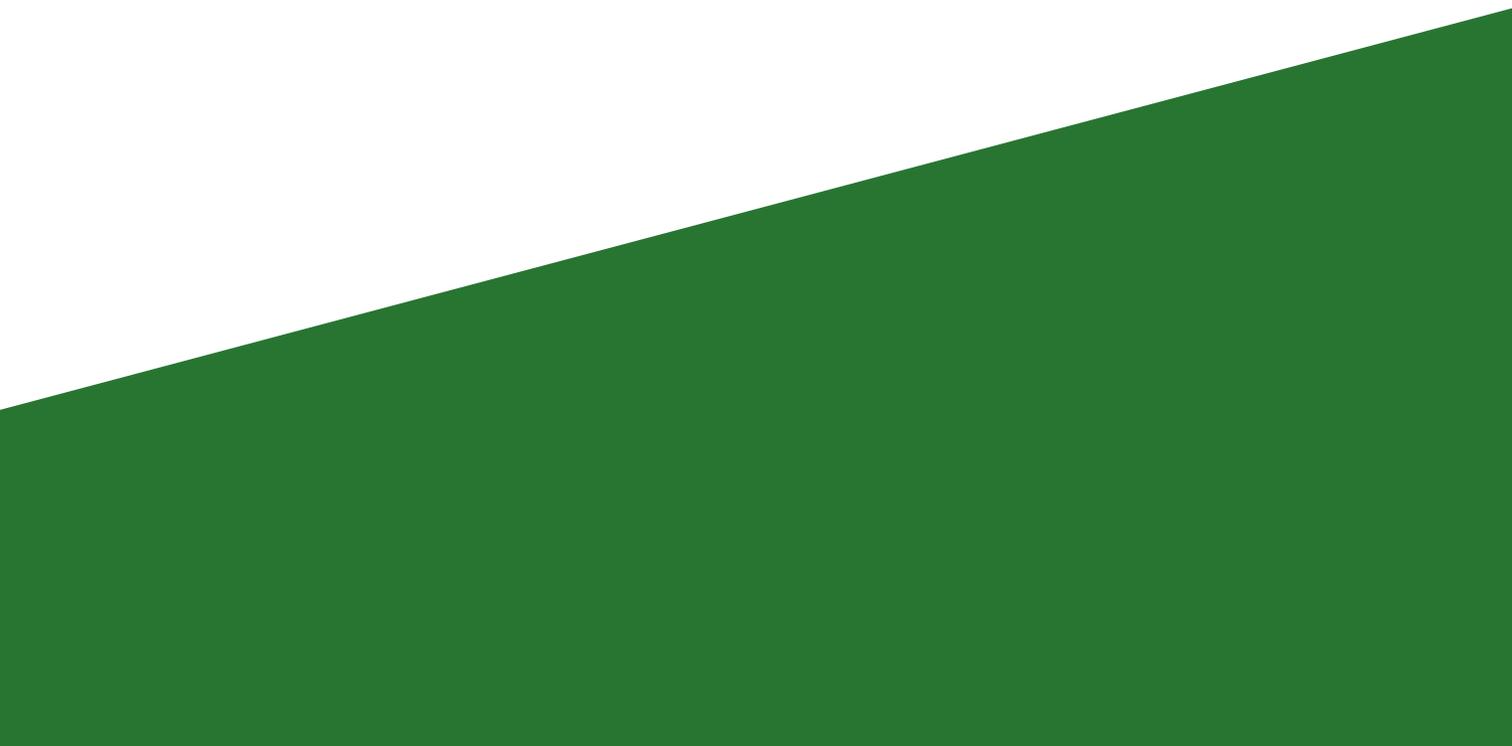
Quarto, a equipe constatou ocorrência de impacto na competitividade dos leilões decorrente da magnitude dos bônus de assinatura, inserindo potencial risco de ineficiência na estipulação dos bônus de assinatura para leilões sob o regime de partilha de produção, uma vez que, a depender da magnitude do valor definido, pode haver comprometimento da competitividade dos leilões e, por consequência, redução de seu resultado fiscal ou, até mesmo, leilão fracassado, o que contraria, essencialmente, os objetivos da Lei 9.478/1997, como a promoção da livre concorrência, a atração de investimentos na produção de energia, a valorização dos recursos energéticos e a ampliação da competitividade do país no mercado internacional.

Em relação a esse achado, considerou-se relevante recomendar ao MME, que passe a incluir nos estudos de avaliação econômica das áreas levadas a leilão sob o modelo de partilha resultados arrecadatórios relacionados a cenários simulados de ágios sobre as alíquotas mínimas estabelecidas, destacando os efeitos da competitividade para o resultado do leilão, bem como outros efeitos decorrentes da antecipação de maiores pagamentos privados iniciais nas arrecadações totais do Estado, de forma que o CNPE possa decidir acerca da combinação entre valores de bônus de assinatura e alíquotas mínimas de excedente em óleo para União ciente dos impactos das suas decisões, em especial o impacto negativo sobre a competitividade decorrente da fixação de elevados bônus de assinatura.

Quinto, a equipe constatou que não existiam critérios objetivos para definição de áreas estratégicas para as rodadas de leilão que se passaram após a exigência ter sido prevista na Lei 12.351/2010, principalmente no que se refere à definição dos termos “baixo risco exploratório” e “elevado potencial”, que induziriam o modelo de partilha, demonstrando que o art. 9º, inciso V, da referida lei estaria deixando de ter efetividade prática, confirmando receio externado por este Tribunal nos termos do item 9.3.1 do Acórdão 1.663/2019-TCU-Plenário, de relatoria do Exmo. Ministro Aroldo Cedraz. Apesar da constatação relatada, a equipe registrou que está em fase de conclusão o trabalho de um programa interministerial criado para, dentre outros objetivos, definir esses critérios e, após a entrega final do relatório do subcomitê responsável por tal tarefa, cujas conclusões foram encaminhadas a este Tribunal, considera-se que, enfim, se terá parâmetros objetivos para a definição de áreas como estratégicas.

Em relação a esse último achado, entendeu-se suficiente recomendar ao MME que inclua, entre as suas atividades constantes do fluxo do processo de leilão de áreas sob o regime de concessão, etapa em que se analise e registre a confrontação com os parâmetros criados e, na constatação de que alguma área atenda aos requisitos, seja dada ciência ao CNPE para que avalie e decida justificadamente sobre a declaração de área estratégica e o direcionamento para a fase de estudos que possibilitem sua inclusão em leilão sob o modelo de partilha. Além disso, propôs-se considerar cumprida a determinação do item 9.3.1 do Acórdão 1663/2019-TCU-Plenário.

Diante das análises e conclusões, a equipe considerou importante encaminhar o relatório a uma série de entidades para que possam observar as análises e constatações registradas: Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Economia, à Casa Civil da Presidência da República, à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, à Comissão de Assuntos Econômicos do Senado Federal e à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados



Responsabilidade pelo conteúdo

Secretaria-Geral de Controle Externo (Segecex)
Secretaria de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo)

Projeto gráfico, diagramação e capa

Secretaria de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo)
Secretaria de Comunicação (Secom)

Tribunal de Contas da União

Secretaria-Geral da Presidência (Segepres)
70.042-900, Brasília – DF
segepres@tcu.gov.br

Ouvidoria do TCU

0800 644 1500
ouvidoria@tcu.gov.br



Missão

Aprimorar a Administração Pública em benefício da sociedade por meio do controle externo.

Visão

Ser referência na promoção de uma Administração Pública efetiva, ética, ágil e responsável.

www.tcu.gov.br



TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO