

Recebido: 20/11/2022

Aprovado: 27/02/2023

AS RODADAS DE LICITAÇÕES DOS VOLUMES EXCEDENTES DA CESSÃO ONEROSA E OS TESTES JUDICIAIS DE SUA SUSTENTABILIDADE JURÍDICA

*THE TRANSFER OF RIGHTS SURPLUS BIDDING
ROUNDS AND THE JUDICIAL TESTS OF ITS
LEGAL SUSTAINABILITY*

Thiago de Freitas Benevenuto¹

SUMÁRIO: Introdução. 1. Breve abordagem dos regimes de E&P de petróleo e gás natural. 1.1. Regime de concessão. 1.2. Regime de partilha de produção. 1.3. Regime de cessão onerosa, o CCO e sua revisão. 2. A 1ª RLVECO. 3. A 2ª RLVECO. 4. Testes judiciais de sustentabilidade jurídica da 1ª e 2ª RLVECOS. Conclusão. Referências.

¹ Mestre em Direito Processual pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Especialista em Prática Processual nos Tribunais e em Direito Administrativo e Gestão Pública pelo Centro Universitário de Brasília (UniCEUB). Bacharel em Direito pela UERJ. Advogado da União.

RESUMO: O presente texto apresenta um panorama geral da 1ª e 2ª Rodadas de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, dois relevantes e complexos leilões no setor de petróleo e gás natural realizados no Brasil recentemente, destacando-se os testes de sustentabilidade jurídica enfrentados perante os órgãos do Poder Judiciário, nos quais a participação de diversos órgãos que integram a Advocacia-Geral da União foi de decisiva importância. Nesse sentido, após serem feitas breves considerações sobre os regimes jurídicos de exploração e produção de petróleo e gás natural em vigor no Brasil e sobre o Contrato de Cessão Onerosa, incluindo sua revisão, são tratadas mais detidamente as rodadas de licitações em questão, desde as etapas preparatórias até a assinatura dos respectivos contratos. Em seguida, são analisadas as demandas judiciais propostas com o objetivo de impugnar esses certames e o posicionamento que vem sendo adotado pelos órgãos do Poder Judiciário.

PALAVRAS-CHAVE: Petróleo. Gás natural. Regimes de exploração e produção. Volumes excedentes da cessão onerosa. Rodadas de licitações. Sustentabilidade jurídica.

ABSTRACT: This text presents an overview of the 1st and 2nd Transfer of Rights Surplus Bidding Rounds, two relevant and complex auctions in the oil and natural gas sector held in Brazil recently, highlighting the legal sustainability tests faced before the Judiciary branch, in which the participation of several bodies that make up the Attorney General's Office was of decisive importance. In this sense, after making brief considerations on the legal regimes for exploration and production of oil and natural gas in force in Brazil and on the Transfer of Rights Agreement, including their review, the bidding rounds in question are treated in more detail, from the preparatory stages to the signing of the respective contracts. Then, the proposed lawsuits are analyzed with the objective of contesting these events and the position that has been adopted by the bodies of Judiciary branch.

KEYWORDS: Oil. Natural gas. Legal regimes for exploration and production. Transfer of rights surplus. Bidding rounds. Legal sustainability.

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, foram realizados dois importantes e complexos leilões no setor de petróleo e gás natural no Brasil, que se convencionou chamar de 1ª e 2ª Rodadas de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (RLVECOs). Para se ter uma ideia da magnitude desses certames, os valores envolvidos a título de bônus de assinatura giram em torno de R\$ 77 bilhões, estimando-se uma arrecadação de R\$ 1,3 trilhão em participações governamentais e tributos, além de investimentos de até R\$ 465 bilhões nas áreas arrematadas, conforme informações divulgadas pelo Ministério de Minas e Energia (Brasil, 2019, 2021).

Nesse contexto, sem desconhecer, é claro, o quanto é desafiadora a missão assumida, o presente texto justifica-se em razão da relevância desses leilões e tem como objetivo apresentar ao leitor os seus principais aspectos, destacando-se os testes de sustentabilidade jurídica enfrentados perante os órgãos do Poder Judiciário, nos quais a participação de diversos órgãos que integram a Advocacia-Geral da União (AGU) foi de decisiva importância.

Nesse sentido, inicialmente, são feitas algumas considerações sobre os regimes jurídicos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em vigor no Brasil² e sobre o Contrato de Cessão Onerosa (CCO), incluindo sua revisão. Em seguida, são tratadas mais detidamente as 1ª e 2ª RLVECOs, descrevendo-se as principais etapas percorridas pelos órgãos governamentais envolvidos na modelagem de cada um desses certames até a assinatura dos contratos. Ao final, há um tópico analisando as demandas judiciais propostas com o objetivo de impugnar essas rodadas de licitações e o posicionamento que vem sendo adotado pelo Poder Judiciário.

1. BREVE ABORDAGEM DOS REGIMES DE E&P DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

A titularidade da União sobre o petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, inicialmente, é afirmada no art. 20, V e IX, da Constituição Federal (CF). São bens públicos federais em decorrência de normas constitucionais expressas e, por força dessa propriedade originária, não são passíveis de alienação (Aragão, 2021). De forma mais específica, o art. 176, *caput*, da CF, dispõe que as jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade

2 A propósito, recentemente, em decorrência dos estudos realizados no âmbito do Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (BidSIM), instituído pelo Decreto n. 10.320, de 9 de abril de 2020, o Comitê Interministerial Executivo do BidSIM (Brasil, 2021) apresentou propostas para aumentar a competitividade e atratividade das próximas rodadas de licitações para outorga de direitos de E&P de petróleo e gás no Brasil.

distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, pertencendo à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.³

Em geral, o grau de conhecimento acerca das possíveis reservas, dos seus volumes recuperáveis, dos custos de produção e a curva de preços futuros do petróleo são os critérios orientadores da escolha dos estados produtores para a definição de seus modelos jurídicos para as atividades de E&P, sendo a concessão, a partilha de produção, a *joint venture* e a prestação de serviços as formas mais utilizadas para a contratação no mundo.⁴

No caso brasileiro, ao regulamentar o art. 177, § 1º, da CF, após as alterações promovidas pela Emenda Constitucional n. 9, de 9 de novembro de 1995, que flexibilizou o monopólio estatal sobre atividades integrantes da indústria do petróleo e gás natural,⁵ o legislador infraconstitucional disciplinou três regimes jurídicos contratuais para a delegação do exercício das atividades de E&P de petróleo e gás natural, quais sejam, a concessão (Lei n. 9.478, de 6 de agosto de 1997), a partilha de produção (Lei n. 12.351, de 22 de dezembro de 2010) e a cessão onerosa (Lei n. 12.276, de 30 de junho de 2010),⁶ que serão analisados a seguir com base nas disposições legais pertinentes.

1.1. Regime de concessão

A Lei n. 9.478, de 1997, dentre outras matérias, disciplina o regime de concessão, segundo o qual seu titular tem a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes (art. 26, *caput*).

Os contratos de concessão são assinados entre a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o vencedor da licitação que precede a outorga, a qual identificará a proposta mais vantajosa para a Administração, segundo critérios objetivos estabelecidos no edital (art.

3 A Constituição de 1988 explicitou o direito de propriedade da União sobre os recursos minerais, que era apenas implícito em regimes constitucionais pretéritos (Ribeiro, 2005). Sobre variados aspectos relacionados à soberania exercida pela União com relação aos recursos minerais, que envolve a gestão estratégica desses bens a fim de garantir-lhes o aproveitamento responsável e racional, veja Mattos e Damasceno (2016).

4 Para um breve panorama da regulação da indústria de petróleo e gás natural nos Estados Unidos, Arábia Saudita, Rússia, Irã, Iraque, Venezuela, Argentina, Bolívia e México, mostrando que a diversidade de estruturas regulatórias decorre das estratégias adotadas por cada um desses países para a promoção das atividades de E&P de hidrocarbonetos em seus territórios, veja Empresa de Pesquisa Energética (2021). Já com relação às modalidades contratuais *joint venture*, prestação de serviços e contrato de partilha, veja Aragão (2021, p. 73).

5 Para uma adequada compreensão desse conceito de monopólios públicos, de sua disciplina constitucional e das atividades econômicas monopolizadas em espécie no nosso ordenamento jurídico, inclusive as petrolíferas, indica-se Aragão (2021, p. 61-70).

6 Especificamente com relação à cadeia de valor do gás natural, recentemente entraram em vigor a Lei n. 14.134, de 8 de abril de 2021, também conhecida como “Nova Lei do Gás”, e o Decreto n. 10.712, de 2 de junho de 2021, que a regulamenta. Abordando os temas que despertam maior interesse jurídico no início de vigência desse novo marco normativo do gás natural, recomendamos o nosso Benevenuto (2021c).

8º, IV; 40 e 41 da Lei n. 9.478, de 1997). Na prática, vence o certame quem conseguir a melhor pontuação em bônus de assinatura, que terá seu valor *mínimo* estabelecido no edital, e no Programa Exploratório Mínimo (PEM).⁷ O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e, entre outras cláusulas essenciais, conterà as condições para sua prorrogação (art. 43, II, da Lei n. 9.478, de 1997).

As participações governamentais devidas no regime de concessão são: (i) bônus de assinatura; (ii) *royalties* (10% da produção, sendo possível sua redução até 5%, tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, conforme previsto no edital de licitação correspondente); (iii) participação especial em caso de campos de grande volume de produção ou rentabilidade; e (iv) pagamento pela ocupação ou retenção de área em se tratando de blocos terrestres (art. 45 e seguintes da Lei n. 9.478, de 1997). O Decreto n. 2.705, de 3 de agosto de 1998, define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei do Petróleo.

A Lei n. 9.478, de 1997, teve a constitucionalidade de alguns de seus dispositivos questionada, inclusive do art. 26, *caput*, que trata do regime de concessão, tendo o Supremo Tribunal Federal (STF) (Brasil, 2005a, 2005b) entendido corretamente que, a partir da flexibilização do monopólio estatal sobre as atividades da indústria do petróleo e gás natural promovida pela Emenda Constitucional n. 9 de 1995, que, como visto, flexibilizou o monopólio estatal sobre as atividades da indústria do petróleo e gás, a Constituição passou a permitir que a União transfira ao seu contratado os riscos e resultados dessas atividades e a propriedade do produto obtido com o aproveitamento das respectivas jazidas, observadas as normas legais.

1.2. Regime de partilha de produção

Como consequência da descoberta de grandes volumes de hidrocarbonetos na camada do pré-sal e na esteira do entendimento do STF (Brasil, 2005a, 2005b), por meio da Lei n. 12.351, de 2010, foi criado o regime de partilha de produção com o objetivo de ser específico para as áreas do pré-sal e áreas consideradas estratégicas, definidas no próprio diploma legislativo (art. 2º, IV e V).

⁷ O Comitê Interministerial Executivo do BidSIM (Brasil, 2021) explica que, ao longo das licitações no regime de concessão, a ANP adotou distintos elementos na composição dos critérios de oferta, conforme o objetivo de política energética pretendido em cada época. Os critérios de julgamento já conferiram maior peso ao PEM (conjunto de atividades exploratórias que deve ser executado pelo concessionário durante a fase de exploração) e, ainda, levaram em consideração o conteúdo local (proporção dos investimentos nacionais em bens ou serviços durante a fase de exploração e a etapa de desenvolvimento da produção) ofertado pelas empresas. A partir da 14ª Rodada de Licitações, o conteúdo local deixou de ser critério de oferta nos leilões e a Agência passou a adotar uma ponderação entre os elementos da oferta que privilegiam o bônus de assinatura, que possui peso de 80% na composição da nota final de cada empresa ofertante, enquanto 20% da composição dessa nota é representado pelo PEM.

Na partilha de produção, o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de E&P e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos, bem como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato (art. 2º, I, da Lei n. 12.351, de 2010). Nesse regime, como se vê, os custos necessários às operações são descontados do valor total da produção e o excedente em óleo é partilhado entre o contratado e a União.

No geral, os contratos de partilha são celebrados pela União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia (MME), com os vencedores de licitação na modalidade leilão (art. 8º, II, da Lei n. 12.351, de 2010).⁸ A licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido para o certame (art. 2º, III, e 18 da Lei n. 12.351, de 2010). Há também o pagamento de bônus de assinatura, mas seu valor é fixo, não se tratando de critério de julgamento da licitação. O contrato de partilha deve observar cláusulas essenciais previstas em lei, entre as quais, a que limita o prazo de vigência a 35 anos (art. 29, XIX, da Lei n. 12.351, de 2010), não admitindo prorrogação, diferentemente do que ocorre na concessão.⁹

Como se vê, uma das principais diferenças entre os regimes de concessão e de partilha reside na propriedade do resultado da produção. Enquanto, no regime de concessão, o contratado adquire a propriedade de todo petróleo e gás natural produzidos, no regime de partilha, a União tem participação nos bens produzidos de acordo com o percentual estabelecido em contrato.

Os interesses da União nos contratos de partilha são defendidos pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) –, a quem foi atribuída a competência para gestão desses contratos (art. 8º, § 1º, da Lei n. 12.351, de 2010, e 2º e 4º, I, da Lei n. 12.304, de 2 de agosto de 2010). No entanto, a PPSA não assume os riscos nem responde pelos custos e pelos investimentos necessários à execução dos contratos de partilha (art. 8º, § 2º, da Lei n. 12.351, de 2010).

O reconhecimento dos gastos como custo em óleo (art. 2, II, da Lei n. 12.351, de 2010) é tema de uma cláusula específica dos contratos de partilha de produção, sendo seu detalhamento regido em anexo próprio a esses contratos. Em linhas gerais, pode-se dizer que são recuperados como custo em óleo os gastos realizados com atividades de exploração,

8 Muito embora o art. 8º, I, da Lei n. 12.351, de 2010, possibilite a contratação direta da Petrobras, dispensada a licitação, tal prerrogativa ainda não foi exercitada pela União.

9 O Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP, 2022) defende a possibilidade de extensão dos contratos de partilha de produção como um dos principais aprimoramentos dos modelos contratuais de E&P, capaz de viabilizar a continuidade dos investimentos nos programas exploratórios planejados com desdobramentos positivos para a manutenção de postos de trabalho e da renda gerada nas atividades.

avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações que forem aprovados no Comitê Operacional de que trata o art. 23 da Lei n. 12.351, de 2010, ou cuja aprovação seja dispensada pelo próprio contrato, e reconhecidos pela PPSA.¹⁰

Outro aspecto relevante no regime de partilha de produção é o direito de preferência da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) previsto no art. 4º da Lei n. 12.351, de 2010, conforme redação atribuída pela Lei n. 13.365, de 29 de novembro de 2016.¹¹ A partir da comunicação pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a empresa deverá se manifestar em até 30 dias para exercício de tal direito apresentando suas justificativas. Em seguida, o CNPE proporá à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30% (art. 4º, §§ 1º e 2º, da Lei n. 12.351, de 2010). Esse direito de preferência da Petrobras é regulamentado pelo Decreto n. 9.041, de 2 de maio de 2017.

No regime de partilha, a Lei n. 12.351, de 2010, prevê como receitas governamentais os *royalties* (15% da produção) e o bônus de assinatura com valor fixo devido à União pelo contratado, sendo vedado, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo (art. 2º, XII, e art. 42, § 2º). Não há, como se vê, no regime de partilha, previsão de pagamento de participação especial nem pela ocupação ou retenção de área, como acontece na concessão.

O Comitê Interministerial Executivo do BidSIM (Brasil, 2021) explica que, no regime de partilha de produção, diferentemente da concessão, o Estado assume a função de empreendedor, o que acarreta a necessidade de participar na gestão do projeto de E&P e decidir sobre aspectos comerciais, financeiros, operacionais, além de controlar o empreendimento em conjunto com os titulares da outorga, o que é feito por meio da PPSA. Isso, obviamente, implica a assunção de custos e riscos adicionais por parte dos agentes em relação ao contrato de concessão, pelo que o regime de partilha acaba atraindo os investidores somente em situações especiais em que a potencialidade econômica extraordinária compensa o risco e os custos adicionais inerentes ao regime. Nesse cenário e considerando que, no polígono do pré-sal delimitado pela Lei n. 12.351, de 2010, os estudos mostram que as estruturas de grande porte e com baixo risco geológico já foram contratadas e que as oportunidades exploratórias que ainda podem ser identificadas em áreas não contratadas são de pequeno volume prospectivo ou de grande risco exploratório, entende-se que são urgentes alterações legais que viabilizem a contratação no regime

10 Sobre o processo de reconhecimento e recuperação de custos nos contratos de partilha de produção, veja PPSA (2022).

11 Até então, conforme art. 2º, VI, 4º e 10, III, “c”, e 30, **caput**, da Lei n. 12.351, de 2010, em suas redações originais, a Petrobras deveria ser a operadora obrigatória, com a participação mínima de 30% em todos os campos contratados sob o regime de partilha de produção.

de concessão dentro do polígono do pré-sal, a fim de se manter a produção do pós-sal brasileiro, que hoje se encontra em franco declínio.¹²

1.3. Regime de cessão onerosa, o CCO e sua revisão

Já o regime de cessão onerosa vem previsto na Lei n. 12.276, de 2010, cujo art. 1º autorizava a União a ceder onerosamente à Petrobras, dispensada a licitação, o exercício das atividades de E&P de hidrocarbonetos em áreas não concedidas localizadas no pré-sal.

A rigor, a cessão onerosa não consiste num regime fiscal geral e abstrato propriamente dito, já que a Lei n. 12.276, de 2010, só autorizou a contratação da Petrobras e veda expressamente a transferência dos direitos pertinentes (art. 1º, § 6º). Outra peculiaridade que chama atenção na cessão onerosa é que a contratação está sujeita a uma limitação volumétrica, o que não é usual na indústria, e que produzirá efeitos até que a Petrobras extraia o número de barris equivalentes de petróleo definido em contrato (art. 1º, § 2º).

Entre as normas contidas na Lei n. 12.276, de 2010, que disciplinam a cessão onerosa, merecem destaque também as que estabelecem que: (i) a Petrobras terá a titularidade do produto da lavra (art. 1º, § 1º); e (ii) serão devidos *royalties* nos termos do art. 47 da Lei n. 9.478, de 1997 (art. 5º), ou seja, no percentual de 10% da produção, sem previsão do pagamento de participação especial em qualquer hipótese nem pela ocupação ou retenção de área.

No regime de cessão onerosa, até em razão das próprias características da outorga, que não foi precedida de licitação e decorreu de acordo de vontades entre a União e a Petrobras, há, inequivocamente, maior margem de negociação entre os contratantes do que na concessão e na partilha. E isso é confirmado pelo próprio art. 2º da Lei n. 12.276, de 2010, que conferiu às partes relevante espaço para discussão e acordo com relação às matérias contidas nos seus incisos I a V.

Em atenção ao disposto na Lei n. 12.276, de 2010, foi celebrado entre União e Petrobras e, na qualidade de entidade reguladora e fiscalizadora, a ANP, o Contrato de Cessão Onerosa (CCO) do exercício das atividades de E&P de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em determinadas áreas não concedidas do pré-sal, limitados ao volume máximo de

¹² Ao tratar do marco regulatório petrolífero após o advento do pré-sal, entre outras sugestões para melhorar a atratividade dos investimentos em momento no qual, com a aceleração da transição para uma economia de baixo carbono, as disputas por investimentos entre os países vão se acirrar, Oddone (2021) defende que somente a concessão seja adotada para futuras contratações, reconhecendo que a conversão dos contratos de partilha existentes em contratos de concessão seria de difícil implementação. Contudo, enquanto houver oferta de áreas em partilha e concessão, entende que o CNPE deva ser autorizado a deliberar sobre a definição de área estratégica, o direito de preferência da Petrobras extinto e os poderes da PPSA nos consórcios revistos. Já o IBP (2022) advoga a adoção de um regime fiscal único para novas ofertas de áreas, no caso, a concessão, que estaria associada a um maior potencial de atração de investimento, além de outras vantagens, que incluiriam maior diversificação de atores, geração e manutenção de postos de trabalho e maior arrecadação por parte do governo.

5 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Em atenção ao art. 2º, parágrafo único, da Lei n. 12.276, de 2010, a avença foi devidamente aprovada pelo CNPE (Brasil, 2010). Pela cessão, a Petrobras efetuou pagamento à União de aproximadamente R\$ 74,808 bilhões (Petrobras, 2010).¹³

Em razão das incertezas típicas da fase de exploração, no exercício da liberdade de negociação conferida pela lei, as partes previram a revisão do CCO com base no art. 2º, V, da Lei n. 12.276, de 2010, para ajustar o valor do contrato aos novos dados técnicos disponíveis, garantindo-se o equilíbrio entre as obrigações das contratantes. Assim, após longo processo negocial, em 2019, a revisão do CCO foi concluída e devidamente aprovada pelo CNPE (Brasil, 2019b, 2019e). A revisão do CCO ensejou a obrigação de ressarcimento pela União em favor da Petrobras do montante de R\$ 34,1 bilhões em setembro de 2019 (Petrobras, 2019).

2. A 1ª RLVECO

O CCO, como visto, foi celebrado em atenção ao comando legal com volume máximo de 5 bilhões de barris de óleo equivalente. Contudo, informações obtidas ao longo da fase de exploração evidenciaram a existência de volumes recuperáveis bem superiores aos contratados, especialmente nas áreas que correspondem aos atuais Campos de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia.

Não há dúvidas de que acessar esses volumes excedentes da cessão onerosa, naturalmente, é de interesse da sociedade brasileira, pois, além de representar o incremento de receitas governamentais, atrairá investimentos que gerarão empregos e renda no país. Nesse contexto, a contratação desses excedentes representava o aproveitamento racional dos recursos petrolíferos nessas jazidas, permitindo o desenvolvimento da produção segundo as melhores práticas da indústria do petróleo.

Daí porque, em 2019, foi realizada a 1ª RLVECO em regime de partilha de produção, já que envolvia áreas localizadas no polígono do pré-sal, tendo sido observada toda a normatização pertinente, sobretudo a contida na Lei n. 12.351, de 2010.¹⁴

Dentre as especificidades do certame, destaca-se que a Petrobras já estava nas áreas ofertadas em razão do CCO, nas quais tinha feito diversos investimentos. Isso tornou indispensável, para viabilização do leilão, que, em sua modelagem, fossem disciplinados alguns aspectos concernentes

13 Conforme explica Aragão (2021), a operação se deu da seguinte forma: a União aumentou a sua participação no capital social da Petrobras, nele integralizando títulos da dívida pública, que passaram a ser da Petrobras; em seguida, a União resgatou (“pagou”) da Petrobras tais títulos, trocando-os pela cessão dos seus direitos, de matriz constitucional (art. 177, I, CF), de produzir até cinco bilhões de barris de petróleo.

14 Analisando a solução técnico-regulatória adotada para a realização da 1ª RLVECO e o “*framework*” que auxiliou o Poder Executivo em seu processo decisório, veja David *et al.* (2020).

à relação entre a Petrobras e quem fosse contratado para a produção dos volumes excedentes da cessão onerosa.

Por isso, ao estabelecer as diretrizes para a 1ª RLVECO, o CNPE (Brasil, 2019a) previu o pagamento pelo contratado para produção dos excedentes da cessão onerosa, de forma proporcional à sua participação na jazida, de compensação em favor da Petrobras pelos investimentos realizados nas áreas licitadas, atribuindo àquele a propriedade de percentual dos ativos existentes como contrapartida desse pagamento (art. 1º, II, III e IV). Foi prevista, também, a celebração de acordo entre a cessionária do CCO (Petrobras) e os contratados dos excedentes da cessão onerosa, estabelecendo (i) o procedimento de unificação de operações nas áreas com jazida coparticipada; (ii) a participação proporcional de cada contratado na jazida coparticipada; e (iii) as regras para o pagamento da compensação devida à Petrobras (art. 2º, I, II e III).

O CNPE (Brasil, 2019c, 2019d) definiu, também, os parâmetros técnicos e econômicos dos volumes excedentes ao CCO para a realização da 1ª RLVECO e estabeleceu a participação da Petrobras, como operadora, com 30% (trinta por cento) em cada uma das áreas de Búzios e Itapu.

Em atenção ao comando do CNPE (Brasil, 2019a), o Ministro de Estado de Minas e Energia (Brasil, 2019a, 2019b) estabeleceu (i) as diretrizes para o cálculo da compensação em favor da Petrobras pelos investimentos realizados nas áreas licitadas com base nos parâmetros de mercado vigentes à época; e (ii) as normas concernentes ao chamado acordo de coparticipação entre a cessionária do CCO (Petrobras) e os contratados dos excedentes da cessão onerosa, o qual não se confunde com o acordo para a individualização da produção previsto no art. 33 e seguintes da Lei n. 12.351, de 2010, apesar de ensejar também a unificação das operações e eleição de único operador para execução das atividades de E&P.¹⁵

Na 1ª RLVECO, foram arrematados os volumes excedentes das áreas de Búzios e Itapu com arrecadação total de R\$ 69,96 bilhões em bônus de assinatura, valor superior à soma de todos os bônus oferecidos até hoje em rodadas de licitações realizadas no Brasil, não tendo sido, entretanto, registradas ofertas para as áreas de Atapu e Sépia. Os contratos decorrentes do certame assinados com as vencedoras foram publicados em 1º de abril de 2020, conforme informações da ANP (2021a, 2021b).

3. A 2ª RLVECO

Como na 1ª RLVECO não foram arrematados os volumes concernentes às áreas de Atapu e Sépia, desde então, os órgãos e entidades governamentais

¹⁵ Sobre as diferenças e semelhanças entre a coparticipação e a individualização da produção, veja David *et al.* (2020).

pertinentes envidaram seus esforços para realização de novo certame com o aprimoramento do modelo de governança usado no anterior, a fim de aumentar a atratividade das novas ofertas.

A propósito, em outubro de 2019, o Tribunal de Contas da União (TCU) (Brasil, 2019a), durante o acompanhamento da 1ª RLVECO e antes mesmo da sessão pública de apresentação de ofertas, fez algumas ressalvas e determinações relativas ao procedimento, ainda que tenha firmado o entendimento de que tanto a ANP quanto o MME atenderam aos aspectos de tempestividade, completude e suficiência técnica dos elementos apresentados inerentes ao certame. Nesse sentido, entre outras coisas, foi determinado à PPSA e à ANP a adoção de providências para que a PPSA iniciasse imediatamente a representação da União em relação aos volumes excedentes ao CCO, com acesso às informações necessárias; e, caso tais volumes não fossem contratados na 1ª RLVECO, que fosse dada sequência aos procedimentos necessários à identificação e delimitação da parte da União nas respectivas jazidas, com vistas à futura contratação dessa participação.

Em decorrência, após a realização do certame em 2019, como não foram contratados os volumes excedentes em Atapu e Sépia, o Ministro de Estado de Minas e Energia (Brasil, 2020) qualificou a PPSA como representante da União para a avaliação e posterior negociação com a Petrobras (cessionária) a respeito dos volumes excedentes aos contratados em cessão onerosa nesses campos, visando a estabelecer: (i) as participações nas futuras áreas coparticipadas; (ii) os parâmetros para o cálculo da compensação, considerando as condições de mercado então vigentes; e (iii) o valor da compensação a ser paga à Petrobras pelos futuros contratados em regime de partilha (art. 3º, I, II e III).

Em relação às participações nas futuras áreas coparticipadas, PPSA e Petrobras concordaram para Atapu em 39,5% do CCO e 60,5% do Contrato de Partilha; e 31,3% do CCO e 68,7% do Contrato de Partilha para Sépia, o que foi aprovado pela Diretoria da ANP (2020).

Já no tocante à compensação, após a celebração de acordo entre a PPSA e a Petrobras, o Ministro de Estado de Minas e Energia (Brasil, 2021a) estabeleceu novos parâmetros de cálculo e os respectivos valores especificamente para os Campos de Atapu e Sépia. A tais valores deveriam ser adicionados os efeitos tributários relativos ao Imposto de Renda (IR) e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) ocasionados pela transferência de propriedade de ativos da Petrobras para os contratados sob o regime de partilha. Foi prevista, ainda, a possibilidade de complementação da compensação no caso desses campos a ser estabelecida com base em eventual variação positiva do preço futuro do petróleo tipo Brent (“*earn out*”), entre os anos de 2023 e 2032. Essa previsão de “*earn out*” busca assegurar que o

valor da compensação à Petrobras mantenha seu valor presente líquido e maximize o da União.

À medida que os órgãos governamentais envolvidos na modelagem da 2ª RLVECO avançavam em suas análises, o CNPE (Brasil, 2021a, 2021b, 2021c) deu diretrizes específicas para a realização do novo certame, autorizou a ANP a realizá-lo, aprovou os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos a serem celebrados em decorrência do leilão¹⁶ e estabeleceu a participação da Petrobras nos blocos ofertados em razão do exercício do seu direito de preferência em ser operadora.

Por fim, o Ministro de Estado de Minas e Energia (Brasil, 2021b) ainda estabeleceu normas para disciplinar o acordo de coparticipação a ser celebrado entre a cessionária do CCO e o contratado em partilha de produção dos volumes excedentes dos campos de Sépia e Atapu.

A 2ª RLVECO, conforme informações da ANP (2021c, 2021d), foi realizada com grande êxito no final de 2021 resultando na arrecadação de R\$ 11,140 bilhões a título de bônus de assinatura, com ágios de 437,86% (Atapu) e 149,2% (Sépia) em relação aos percentuais mínimos do excedente em óleo da União previstos nos instrumentos regulatórios do certame. Além do pagamento na largada desses valores a título de bônus de assinatura, há ainda a compensação devida à Petrobras em cada campo (inicialmente de US\$ 3,254 bilhões para Atapu; e US\$ 3,200 bilhões para Sépia), o que dá uma boa noção da magnitude dos valores envolvidos no leilão. Os contratos resultantes do certame foram assinados em 27 de abril de 2022.

4. TESTES JUDICIAIS DE SUSTENTABILIDADE JURÍDICA DA 1ª E 2ª RLVECOS

Feita essa descrição da 1ª e 2ª RLVECOS, é importante observar que todo o processo para a sua concretização foi acompanhado de perto pela Consultoria Jurídica do MME e pela Procuradoria Federal junto à ANP, órgãos integrantes do sistema da AGU, que, no âmbito de suas competências, participaram de diversas discussões e elaboraram manifestações jurídicas sobre várias minutas que culminaram nos atos regulatórios do certame.

Além disso, sabe-se que o TCU (Brasil, 2019a, 2019b, 2021) aprovou a revisão do CCO e a modelagem desses certames, não vislumbrando qualquer óbice, muito menos de natureza jurídica, ao seu prosseguimento, ainda que tenham sido feitas ressalvas, recomendações e determinações nos respectivos julgados. Muito embora não haja dúvidas de que os pronunciamentos do TCU não possuem força de coisa julgada e, por isso, não prejudicam a

¹⁶ Logo após a aprovação, pelo CNPE (Brasil, 2021b), dos parâmetros técnicos e econômicos dos contratos a serem celebrados em decorrência da 2ª RLVECO, publicamos os textos Benevenuto (2021a, 2021b), que foram muito úteis para a elaboração do presente trabalho, especialmente dos itens n. 1, 1.1, 1.2, 1.3, 2 e 3.

apreciação judicial dos mesmos temas, essas decisões da Corte de Contas reforçam substancialmente a presunção de legitimidade e veracidade das ações administrativas analisadas.

Não obstante, as RLVECOs foram alvos de ações judiciais diversas que pretendiam obstar a realização das respectivas sessões públicas de apresentação de ofertas e a continuidade dos certames. Além da repetição de teses seguidamente rechaçadas pelo Poder Judiciário ao apreciar ações judiciais propostas contra as rodadas de licitações em partilha de produção anteriores,¹⁷ por ocasião da 1ª e 2ª RLVECOs, foram levantados questionamentos principalmente com relação ao fundamento de validade dos atos regulatórios dos certames praticados pelo CNPE e pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

Atuando de forma articulada com o MME e a ANP, os órgãos da AGU têm, até o momento, obtido considerável êxito nas ações propostas contra as RLVECOs, ainda que não se tenha conhecimento de sentença de mérito proferida nessas ações.

Especificamente, com relação às demandas propostas por ocasião da 1ª RLVECO, a Vigésima Primeira Vara Federal Cível da Seção Judiciária do Distrito Federal (Brasil, 2019) e a Décima Primeira Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro (Brasil, 2019) determinaram a remessa das ações que lhes foram distribuídas para a Vigésima Sexta Vara Cível Federal da Seção Judiciária de São Paulo em razão do ajuizamento anterior de ação popular sobre o mesmo tema. Ao julgar essas ações, a Vigésima Sexta Vara Cível Federal da Seção Judiciária de São Paulo (Brasil, 2019a, 2019b, 2020) extinguiu todos os processos sem resolução de mérito, tendo considerado que não foi indicado ato lesivo ao patrimônio público na ação popular oriunda

17 A seguir, são mencionadas decisões judiciais relevantes proferidas em demandas propostas para impugnar as rodadas de licitações sob o regime de partilha de produção (RPP) realizadas desde o ano de 2013. As decisões estão organizadas de acordo com a RPP a que se referem, cabendo pontuar, desde já, que, em nenhum dos processos, chegou a ser proferida decisão que tenha impedido a realização de qualquer sessão pública de apresentação de ofertas no dia e hora previamente designados. As decisões proferidas em sede de tutela de urgência que tinham essa potencialidade foram devidamente remediadas nas instâncias superiores a partir da atuação dos órgãos da AGU: 1ª RPP (2013) – Em acórdão transitado em julgado, o Tribunal Regional Federal da 2ª Região (Brasil, 2016) confirmou decisão de 1ª instância que reconheceu a legalidade e regularidade do certame; 2ª e 3ª RPP (2017) – Em decisão pendente de confirmação na instância superior, a Vigésima Vara Federal Cível da Seção Judiciária do Distrito Federal (Brasil, 2018) julgou improcedente ação popular que impugnava os certames tendo sido acertadamente adotada a postura de autocontenção em face de decisões administrativas de alta complexidade técnica, principalmente porque ausentes dados e circunstâncias bastantes a evidenciar as desconformidades alegadas pela parte autora; 4ª RPP (2018) – Por meio de sentença transitada em julgado, a Quinta Vara Federal Cível da Seção Judiciária do Espírito Santo (Brasil, 2019) julgou improcedente ação popular, tendo sido rechaçadas as alegações de que os parâmetros técnicos e econômicos do certame eram prejudiciais ao erário e que seria inconstitucional a Lei n. 13.365, de 2016; e 6ª RPP (2019) – Em acórdãos que já transitaram em julgado, o Tribunal Regional Federal da 2ª Região (Brasil, 2020a, 2020b), em resumo, com base no princípio da separação de poderes (art. 2º da CF), considerou que não caberia ao Poder Judiciário decretar a invalidação ou suspender a 6ª RPP com base apenas na alegação de riscos ambientais não havendo qualquer ilegalidade na estruturação do certame, nem determinar que os réus demonstrassem a previsão e disponibilidade orçamentárias ou que fossem reservados valores arrecadados em leilões para reparação de desastres ambientais sem que haja qualquer respaldo legal para tanto. Além disso, a Lei n. 12.351, de 2010, criou o Fundo Social, o qual, entre outros, tem por escopo a tutela do meio ambiente e a mitigação e adaptação a mudanças climáticas; e a eleição dos blocos a serem licitados e o modelo de outorga submetem-se a critérios legislativos, técnicos e à discricionariedade administrativa não se revelando conveniente a intervenção do Poder Judiciário.

do Distrito Federal, que a ação proposta perante o Rio de Janeiro repetia a ajuizada em São Paulo, e que esta teria perdido seu objeto em razão de a Petrobras ter arrematado os volumes excedentes da cessão onerosa em Búzios e Itapu. Em segunda instância, o Tribunal Regional Federal da 3ª Região (Brasil, 2020) manteve a sentença que considerou haver perda do objeto da ação popular em decorrência do resultado do certame, já tendo ocorrido inclusive o trânsito em julgado; por outro lado, está pendente de apreciação a sentença que considerou não ter sido apontada lesividade ao patrimônio público no caso.

Já com relação às ações propostas em face da 2ª RLVECO, após o indeferimento dos pedidos de tutela provisória pela Sétima Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal (Brasil, 2021) e pela Décima Primeira Vara Federal do Rio de Janeiro (Brasil, 2021) e a apresentação de contestações pelos réus, aguarda-se o seu prosseguimento, não se tendo conhecimento de procedimentos em segunda instância nos dois casos.

Nesse cenário, espera-se, caso sejam proferidas sentenças de mérito nas ações que impugnam as RLVECOs, a manutenção do entendimento que orientou as decisões proferidas em sede de tutela provisória. Isso porque a revisão do CCO e as RLVECOs observaram plenamente a legislação de regência, sendo certo que era totalmente desnecessária a criação de arcabouço normativo tratando especificamente desses temas.

Em primeiro lugar, no tocante à revisão do CCO, a Lei n. 12.276, de 2010, estabeleceu que o contrato deveria prever as condições para a sua realização, considerando-se, entre outras variáveis, os preços de mercado e a especificação do produto da lavra, e sua prévia apreciação do CNPE (art. 2º, V e parágrafo único). Em nenhum momento, o legislador entendeu necessária a manifestação do Congresso Nacional sobre a revisão do CCO. Pois bem, após intensa negociação, considerando os parâmetros legais e contratuais pertinentes, as partes chegaram a um acordo sobre a conclusão da revisão do CCO que foi aprovado pelo CNPE (Brasil, 2019b, 2019e).

Por outro lado, a autorização legislativa para realização dos certames já existia e se encontrava na Lei n. 9.478, de 1997, Lei n. 12.276, de 2010 e, principalmente, na Lei n. 12.351, de 2010, as quais regulamentam o art. 177, § 1º, da CF. Como visto, os volumes excedentes da cessão onerosa foram licitados em partilha de produção, o que era uma imposição da legislação em vigor, já que as áreas contratadas sob o regime de cessão onerosa estão inseridas no polígono do pré-sal, atraindo, assim, incidência do regime de partilha à luz do art. 3º da Lei n. 12.351, de 2010, e art. 23 da Lei n. 9.478, de 1997.

Especificamente com relação aos atos regulatórios praticados pelo CNPE concernentes a essas rodadas, não se desconhece que não há lei em sentido estrito disciplinando a compensação devida à Petrobras e os termos

do acordo de coparticipação. Isso não significa, entretanto, que os atos que disciplinam essas matérias sejam inválidos, muito pelo contrário.

Com efeito, tendo em vista que a Petrobras, na qualidade de cessionária do CCO, fez investimentos nas áreas ofertadas nessas rodadas, dos quais os novos entrantes irão se aproveitar, foi previsto que eles paguem indenização na proporção de sua participação na jazida, sob pena de enriquecimento sem causa. Se foi atribuído aos novos entrantes o pagamento de compensação à cessionária pelos investimentos realizados, é natural que adquiram parte da propriedade dos ativos. Essa operação não contraria o disposto no art. 1º, § 6º, da Lei n. 12.276, de 2010, que veda a transferência dos direitos decorrentes do CCO, o que, logicamente, não se confunde com parcela dos ativos que a cessionária usa para exercer tais direitos.

É certo, também, que os volumes excedentes os são em relação àqueles contratados por meio do CCO e que não foram produzidos integralmente, tornando necessária uma regulamentação que discipline a relação da cessionária do CCO (Petrobras) e dos contratantes de tais volumes excedentes, já que eles possuem direitos sobre as mesmas jazidas, o que deu ensejo ao acordo de coparticipação. O objetivo da avença é balizar as atividades de E&P em prol do melhor aproveitamento dos recursos petrolíferos existentes nas áreas das 1ª e 2ª RLVECOs, por meio da produção integrada das jazidas, evitando danos aos reservatórios.

Diante desse cenário desafiador, o CNPE (Brasil, 2019a, 2021a) previu o pagamento da compensação em favor da cessionária do CCO e o acordo de coparticipação nas RLVECOs, o que representou nada mais nada menos que o exercício legítimo da competência do colegiado prevista no art. 2º, I, da Lei n. 9.784, de 1999, para propor ao Presidente da República políticas e medidas destinadas, dentre outras, a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios e objetivos da política energética nacional e com o disposto na legislação aplicável.

O CNPE deve, também, propor ao Presidente da República os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção, conforme art. 9º, IV, da Lei n. 12.351/2010. Daí porque as características únicas desses certames impunham o desenvolvimento de modelagem com base no arcabouço legal vigente com o propósito de viabilizar o aproveitamento integral e racional dos volumes excedentes da cessão onerosa, cujo atraso na contratação ensejava perdas bilionárias de valor presente líquido por ano.

Já os atos regulatórios praticados pelo Ministro de Estado de Minas e Energia têm fundamento de validade no art. 84, II, c/c 87, II, da CF. Desses dispositivos constitucionais decorre, como bem se sabe, o chamado “*poder regulamentar dos Ministros de Estado*”, a ser exercido mediante edição

de atos normativos secundários (portarias ministeriais, principalmente), os quais ostentam inequívoco caráter regulamentar, como já reconhecido pelo STF (Brasil, 2020). Especificamente com relação à qualificação, pelo Ministro de Estado de Minas e Energia (Brasil, 2020), da PPSA como representante da União para a avaliação e posterior negociação com a Petrobras a respeito dos volumes excedentes da cessão onerosa, além do poder regulamentar que cabe à autoridade ministerial, o ato administrativo foi motivado na necessidade de cumprir determinação oriunda do TCU (Brasil, 2019a).

Por outro lado, os editais dos certames e as minutas contratuais elaborados pela ANP e aprovados pelo MME observaram indiscutivelmente os requisitos contidos na Lei n. 12.351, de 2010, especialmente nos art. 15 e 29, que tratam das cláusulas obrigatórias, respectivamente, do edital de licitação e do contrato de partilha de produção. Esses instrumentos licitatórios também estavam de acordo com os atos oriundos do CNPE e do Ministro de Minas e Energia que conformaram os certames, e com os objetivos da política energética nacional previstos no art. 1º da Lei n. 9.478, de 1997, sendo aptos ao cumprimento das funções de desenvolvimento da indústria de petróleo e gás no Brasil e de repartição da renda petrolífera nos termos estabelecidos pelo regime de partilha de produção.

Como se vê, o ordenamento jurídico em vigor não exigia que o Congresso Nacional praticasse qualquer ato para autorizar a conclusão da revisão do CCO nem a licitação dos volumes excedentes aos contratados sob esse regime. Em verdade, a aprovação pelo Congresso Nacional já tinha sido dada por meio da legislação em vigor, que forma o marco regulatório da indústria do petróleo e gás no Brasil, que foi rigorosamente cumprido pelos órgãos e entidades governamentais envolvidos.

Com relação ao Projeto de Lei da Câmara n. 78, de 2018, que tramita no Senado Federal, é certo que não foi apresentado pelo Poder Executivo, que sempre entendeu que a legislação em vigor era suficiente para conclusão da revisão do CCO e leilão dos volumes excedentes. A desnecessidade desse projeto de lei, inclusive, era evidenciada por suas próprias regras. Nesse sentido, pode-se exemplificar com a redação do art. 3º-A que se pretende incluir na Lei n. 12.276, de 2010, segundo a qual a licitação dos excedentes da cessão onerosa seria feita sob o regime de partilha de produção previsto na Lei n. 12.351, de 2010. Acontece que, como visto, a partilha de produção já era – e foi – aplicável ao leilão dos excedentes na forma do art. 23 da Lei n. 9.478, de 1997, e do art. 3º da Lei n. 12.351, de 2010, porque as áreas onde se encontram tais volumes estão localizadas dentro do polígono do pré-sal, logo, sujeitas ao regime de partilha.

Naturalmente, o Congresso Nacional, dentro de suas competências constitucionais e observados os parâmetros de juridicidade pertinentes,

poderia elaborar a legislação que julgasse conveniente,¹⁸ à qual a Administração Pública deveria cumprir, e é bom que o Poder Legislativo pátrio faça sempre os aprimoramentos normativos necessários ao atingimento dos objetivos fundamentais elencados no art. 3º da Constituição. Só não era nem um pouco razoável exigir que os órgãos e entidades governamentais aguardassem incerta e prescindível legislação superveniente, ainda mais diante dos prejuízos bilionários causados ao país por cada ano de atraso na licitação dos excedentes da cessão onerosa.

Por fim, cumpre repisar que o TCU (Brasil, 2019a, 2019b, 2021) acompanhou as discussões sobre a revisão do CCO, bem como as modelagens da 1ª e 2ª RLVECOs, sendo certo que a Corte de Contas não vislumbrou qualquer obstáculo ao prosseguimento das ações administrativas. Daí se vê que não houve, por óbvio, nenhuma intenção de afastar o Congresso Nacional de qualquer discussão, até porque, como se sabe, o TCU auxilia o Congresso Nacional no exercício do controle externo da fiscalização contábil, financeira, orçamentária, operacional e patrimonial da União e das entidades da administração direta e indireta, quanto à legalidade, legitimidade, economicidade, aplicação das subvenções e renúncia de receitas (art. 70 e 71 da CF).

CONCLUSÃO

Por meio deste singelo texto, apesar da plena consciência das dificuldades existentes diante de assunto tão intrincado, tentou-se apresentar um panorama geral que permita ao leitor compreender os aspectos mais relevantes relativos às 1ª e 2ª RLVECOs, desde as etapas preparatórias até a assinatura dos respectivos contratos, com enfoque nas ações judiciais que questionaram a validade jurídica dos certames.

Até o momento, os órgãos da AGU têm obtido êxito nessas ações judiciais, que não vêm sendo acolhidas pelo Poder Judiciário, com o entendimento de que as RLVECOs foram modeladas pelos órgãos e entidades pertinentes da Administração Pública de acordo com o arcabouço normativo vigente, o que se espera seja mantido nas decisões a serem proferidas nos processos em trâmite até em razão dos inúmeros efeitos positivos desses leilões para o país.

A essa altura, não se sabe se foi possível atingir o audacioso objetivo proposto neste artigo; ao contrário, é possível que as dúvidas do leitor só tenham aumentado. De todo modo, se o conteúdo do texto tiver sido capaz

¹⁸ Como, de fato, fez, dentre outras, por meio da Emenda Constitucional n. 102, de 6 de setembro de 2019, e da Lei n. 13.885, de 17 de outubro de 2019, que ensejaram novos critérios de distribuição dos valores arrecadados em razão das RLVECOs.

de, pelo menos, despertar alguma curiosidade para assunto tão relevante, seu autor já se dará por plenamente satisfeito.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Diretoria Colegiada. *Resolução de Diretoria n.º 632/2020*. Rio de Janeiro: ANP, 17 dez. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/composicao/diretoria-colegiada/reunioes-da-diretoria-colegiada/pautas-atas-e-calendario-de-reunioes-da-diretoria-colegiada/2020/ata-rd-1032.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. *Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa*. Rio de Janeiro: ANP, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/lveco/1a-lveco/resultados>. Acesso em: 15 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. *Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa*. Rio de Janeiro: ANP, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/lveco/1a-lveco/assinatura-contratos>. Acesso em: 15 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. *Segunda Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa*. Rio de Janeiro: ANP, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/lveco/2-lveco/resultados>. Acesso em: 15 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. *Segunda Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa*. Rio de Janeiro: ANP, 2021. <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/lveco/2-lveco/assinatura-dos-contratos>. Acesso em: 15 jan. 2023.

ARAGÃO, Alexandre Santos de. *Direito do Petróleo e do Gás*. Belo Horizonte: Fórum, 2021.

BENEVENUTO, Thiago de Freitas. Descomplicando o novo leilão de volumes excedentes de petróleo e gás. *Jota*, parte I, 27 abr. 2021. Disponível em: <https://www.jota.info/opiniao-e-analise/artigos/descomplicando-o-novo-leilao-de-volumes-excedentes-de-petroleo-e-gas-27042021?amp=1>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BENEVENUTO, Thiago de Freitas. Descomplicando o novo leilão de volumes excedentes de petróleo e gás. *Jota*, parte II, 28 abr. 2021. Disponível em <https://www.jota.info/opiniao-e-analise/artigos/descomplicando-o-novo-leilao-de-volumes-excedentes-de-petroleo-e-gas-2-28042021>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BENEVENUTO, Thiago de Freitas. Reflexões iniciais sobre a nova Lei do Gás e Decreto nº 10.712/2021. *Revista de Direito Público da Economia - RDPE*, Belo Horizonte, ano 19, n. 76, p. 233-253, out./dez. 2021.

BRASIL. Comitê Interministerial Executivo do BidSIM. *Decreto nº 10.320, de 9 de abril de 2020*. Subcomitê 1: Regimes de Contratação e Aprimoramentos Regulatórios. Brasília: BidSIM, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/programa-para-aprimoramento-das-licitacoes-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural-2013-bidsim/SCT_1_Relatorio_Final.pdf. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 2, de 1º de setembro de 2010. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2010. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=2000&pagina=1&data=02/09/2010>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 2, de 28 de fevereiro de 2019. *Diário Oficial da União*, 2019. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/Resoluo_CNPE_02_2019.pdf. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 5, de 9 de abril de 2019. *Diário Oficial da União*, 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/despachos-do-presidente-da-republica-71137315>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 6, de 17 de abril de 2019. *Diário Oficial da União*, 2019. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_06_2019_alterada_res_20_2019.pdf. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 10, de 21 de maio de 2019. *Diário Oficial da União*, 2019. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_10_2019.pdf. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 25, de 22 de outubro de 2019. *Diário Oficial da União*, 2019. Disponível em:

<https://www.in.gov.br/web/dou/-/despachos-do-vice-presidente-da-republica-no-exercicio-do-cargo-de-presidente-da-republica-223133804>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 3, de 8 de abril de 2021. *Diário Oficial da União*, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/resolucoes-2021/Desp_PR_RES_3_2021_CNPE.PDF. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 5, de 20 de abril de 2021. *Diário Oficial da União*, 2021. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/resolucoes-2021/ResoluCNPE5_2021alt.pdf. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Resolução nº 9, de 29 de abril de 2021. *Diário Oficial da União*, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2021/ResoluCNPE92021.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. *Diário Oficial da União*, Brasília, 1988. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Décima Primeira Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro. *Ação Popular n.º 5078587-15.2019.4.02.5101*. Rio de Janeiro: 11VFEF, 2019. Disponível em: [https://eproc.jfrj.jus.br/eproc/externo_controlador.php?acao=consulta_autenticidade_documentos,código verificador 510001852940v10 e código CRC 740ab1ca](https://eproc.jfrj.jus.br/eproc/externo_controlador.php?acao=consulta_autenticidade_documentos,código%20verificador%20510001852940v10%20e%20código%20CRC%20740ab1ca). Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Décima Primeira Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro. *Ação Popular n.º 5131198-71.2021.4.02.5101*. Rio de Janeiro: 11VFEF, 2021. Disponível em: [https://eproc.jfrj.jus.br/eproc/externo_controlador.php?acao=consulta_autenticidade_documentos,código verificador 510006763908v21ecódigoCRCc121b403](https://eproc.jfrj.jus.br/eproc/externo_controlador.php?acao=consulta_autenticidade_documentos,código%20verificador%20510006763908v21e%20código%20CRCc121b403). Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Decreto nº 9.041, de 2 de maio de 2017. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/D9041.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Decreto nº 10.320, de 09 de abril de 2020. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2020 Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/decreto/d10320.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Decreto nº 10.712, de 02 de junho de 2021. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/decreto/D10712.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995. *Diário Oficial da União*, Brasília, 1995. Disponível: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Emenda Constitucional nº 102, de 26 de setembro 2019. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2019. Disponível: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc102.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. *Diário Oficial da União*, Brasília, 1997. Disponível: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2010. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12276.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2010. Disponível: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2016. Disponível: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/l13365.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 13.885, de 17 de outubro de 2019. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2019. Disponível: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/lei/L13885.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 08 de abril de 2021. *Diário Oficial da União*, Brasília, 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Decreto/D10712.htm. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Arrecadação de R\$ 70 bilhões - *Governo comemora resultado do leilão dos Excedentes da Cessão Onerosa*. [S.l.]: MME, 2019. Disponível

em: http://antigo.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/arrecadacao-de-r-70-bilhoes-governo-comemora-resultado-do-leilao-dos-excedentes-da-cessao-onero-2/pop_up?_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_viewMode=print&_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_languageId=pt_BR. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Energy Weeks*: leilão do Pré-Sal atrai mais de R\$ 210 bilhões em investimentos. [S.l.]: MME, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/energy-weeks-leilao-do-pre-sal-atrai-mais-de-r-210-bilhoes-em-investimentos>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 213, de 23 de abril de 2019*. [S.l.]: MME, 2019. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/documents/72128/268785/Portaria_n_213-2019/fc1b744f-909f-304f-34b3-48e5d4ad3594. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 265, de 21 de junho de 2019*. [S.l.]: MME, 2019. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/documents/72128/268785/Portaria_n_265-2019.pdf/256e6ed6-7c30-2111-0e92-b842eb4beace. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 23, de 27 de janeiro de 2020*. [S.l.]: MME, 2019. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/documents/72128/975491/Portaria_n_23-2020/f8b32365-7c55-5d1d-8aa6-d56d41a235a1. Acesso em: 17 nov. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria Normativa nº 8/GM/MME*, de 19 de abril de 2021. [S.l.]: MME, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2021/portaria-de-pessoal-n-8-gm-mme-2021.pdf/view>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 519, de 31 de maio de 2021*. Diário Oficial da União, Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-519-de-31-de-maio-de-2021-323265884>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Senado Federal. *Projeto de Lei da Câmara n.º 78, de 2018*: (n.º 8.939, de 2017, na Câmara dos Deputados). Brasília: Câmara dos Deputados, 2018. Disponível: <https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=7756495&ts=1671734654363&disposition=inline>. Acesso em: 4 jan. 2023.

BRASIL. Quinta Vara Federal Cível da Seção Judiciária do Espírito Santo. *Ação Popular nº 0011757-98.2018.4.02.5001*. Juíza Federal Maria Cláudia de Garcia Paula Allemand, 20 mar. [Espírito Santo]: TRF-2, 2019. Disponível em: <https://eproc>.

jfes.jus.br/eproc/controlador.php?acao=acessar_documento_publico&doc=501577937355268837788724617808&evento=501577937355268837788724662532&key=6a22d44fca079513f2a488511bda762249ffb3db134d5a544be783cd06ac9e21&hash=c605d351ee18ceb1024128f0777b6680. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Sétima Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal. *Ação Popular nº 1089166-11.2021.4.01.3400*. Juiz Federal Luciana Raquel Tolentino de Moura, 17 dez. 2021. [Distrito Federal]: 7ª Vara Federal da SJDF. Disponível em: <https://pje1g.trf1.jus.br/consultapublica/Processo/ConsultaDocumento/listView.seam?x=21121713163360500000858128743>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal (Plenário). *Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 3.273*. Relator p/ Acórdão: Min. Eros Grau, 16 mar. 2005. Distrito Federal: STF, 2005. Disponível em: <https://redir.stf.jus.br/paginadorpub/paginador.jsp?docTP=AC&docID=408864>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal (Plenário). *Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 3.366*. Relator p/ Acórdão: Min. Eros Grau, 16 mar. 2005. Distrito Federal: STF, 2005. Disponível em: <https://redir.stf.jus.br/paginadorpub/paginador.jsp?docTP=AC&docID=408866>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal (Plenário). *Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 1.075*. Relator: Min. Celso de Mello, sessão virtual de 25 set/02 out. 2020. Distrito Federal: STF, 2020. Disponível em: <https://portal.stf.jus.br/processos/downloadPeca.asp?id=15344718718&ext=.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Tribunal de Contas da União (Tribunal Pleno). *Acórdão nº 2.430/2019(TC 001.281/2019-4)*. Relator: Min. Raimundo Carreiro, 9 out. 2019. Distrito Federal: TCU, 2019. Disponível em: https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/#/documento/acordao-completo/*/NUMACORDAO%253A2430%2520ANOACORDAO%253A2019/DTRELEVANCIA%2520desc%252C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/0/%2520. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Tribunal de Contas da União (Pleno). *Acórdão nº 2.548/2019 (TC 011.325/2015-1)*. Relator: Min. Raimundo Carreiro, 23 out. 2019. Distrito Federal: TCU, 2020. Disponível em: https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/#/documento/acordao-completo/*/NUMACORDAO%253A2548%2520ANOACORDAO%253A2019/DTRELEVANCIA%2520desc%252C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/0/%2520. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Tribunal de Contas da União (Tribunal Pleno). *Acórdão nº 2.480/2021 (TC 045.221/2020-0)*. Relator: Min. Walton Alencar Rodrigues, 13 out. 2021. Distrito Federal: TCU, 2020. Disponível em: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/#/documento/>

acordao-completo/s%25C3%25A9pia%2520atapu%2520excedentes%2520cess%25C3%25A3o%2520onerosa/ANOACORDAO%253A2021%2520COLEGIADO%253A%2522Plen%25C3%25A1rio%2522/DTRELEVANCIA%2520desc%2520C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/1/%2520. Acesso em: 17 nov. 2022.

BRASIL. Tribunal Regional Federal da 2ª Região (Sexta Turma Especializada). *Apelação Cível/Reexame Necessário nº 0023891-27.2013.4.02.5101*. Relatora: Des. Federal Nizete Lobato Carmo, 14 jul. 2016. [Rio de Janeiro]: TRF2, 2016. Disponível em: https://www10.trf2.jus.br/consultas/?movimento=cache&q=cache:lzNyqQYod_wj:acordaos.trf2.jus.br/apolo/databucket/idx%3Fprocesso%3D201351010238911%26coddoc%3D213173%26datapublic%3D2016-07-19%26pagdj%3Da.+&site=v2_jurisprudencia&client=v2_index&proxystylesheet=v2_index&lr=lang_pt&ie=UTF-8&output=xml_no_dtd&access=p&oe=UTF-8. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Tribunal Regional Federal da 2ª Região (Sétima Turma Especializada). *Apelação Cível nº 5078386-23.2019.4.02.5101*. Relator: Des. Federal Sergio Schwaitzer, 11 nov. 2020. [Rio de Janeiro]: TRF2, 2020. Disponível em: https://eproc.trf2.jus.br/eproc/externo_controlador.php?acao=consulta_autenticidade_documentos,códigoverificador20000300986v3ecódigoCRC250ebae2. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Tribunal Regional Federal da 2ª Região (Sétima Turma Especializada). *Apelação Cível nº 5080892-69.2019.4.02.5101*. Relator: Des. Federal Sergio Schwaitzer, 9 dez. 2020. [S.l.]: TRF2, 2020. Disponível em: https://eproc.trf2.jus.br/eproc/externo_controlador.php?acao=consulta_autenticidade_documentos,códigoverificador20000326547v3ecódigoCRC208bd4f3. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Tribunal Regional Federal da 3ª Região. *Remessa Necessária Cível nº 5020541-16.2019.4.03.6100*. Des. Federal Luiz Alberto de Souza Ribeiro, 24 mar. 2020. [S.l.]: TRF3, 2020. Disponível em: <https://pje2g.trf3.jus.br:443/pje/Processo/ConsultaDocumento/listView.seam?x=20032418504758300000127254840>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Vigésima Primeira Vara Federal Cível da Seção Judiciária do Distrito Federal. *Ação Popular n.º 1035091-90.2019.4.01.3400*. Juiz Federal Rolando Valcir Spanholo, 5 mar. 2019. Distrito Federal: 21ª Vara Federal da SJDF, 2019. Disponível em: <https://pje1g.trf1.jus.br/consultapublica/Processo/ConsultaDocumento/listView.seam?x=19110517293284600000112475961>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Vigésima Sexta Vara Cível Federal da Seção Judiciária de São Paulo. *Ação Popular n.º 5021102-40.2019.4.03.6100*. Juíza Federal Sílvia Figueiredo Marques, 7 nov. 2019. São Paulo: 26ª Vara Federal da SJSP, 2019. Disponível em: <https://pje2g.trf3.jus.br:443/pje/Processo/ConsultaDocumento/listView.seam?x=19110717202500000000137844787>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Vigésima Sexta Vara Cível Federal da Seção Judiciária de São Paulo. *Ação Popular n.º 5020541-16.2019.4.03.6100*. Juíza Federal Sílvia Figueiredo Marques, 11 nov. 2019. São Paulo: 26ª Vara Federal da SJSP, 2019. Disponível em: <https://pje2g.trf3.jus.br:443/pje/Processo/ConsultaDocumento/listView.seam?x=1911111830270000000119585478>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Vigésima Sexta Vara Cível Federal da Seção Judiciária de São Paulo. *Ação Popular n.º 5002509-26.2020.4.03.6100*. Juíza Federal Sílvia Figueiredo Marques, 19 fev. 2020. São Paulo: 26ª Vara Federal da SJSP, 2020. Disponível em: <https://pje1g.trf3.jus.br:443/pje/Processo/ConsultaDocumento/listView.seam?x=20021915390673800000026080810>. Acesso em: 15 jan. 2023.

BRASIL. Vigésima Vara Federal Cível da Seção Judiciária do Distrito Federal. *Ação Popular nº 1014569-13.2017.4.01.3400*. Juiz Federal Renato C. Borelli, 3 jul. de 2018. Distrito Federal: 20ª Vara Federal da SJDF, 2019. Disponível em: <https://pje1g.trf1.jus.br/consultapublica/Processo/ConsultaDocumento/listView.seam?x=18070315181192700000006490791>. Acesso em: 15 jan.2023.

DAVID, Olavo; REGRA, André; CARVALHO, Bruno; ESTEVES, Heloisa; BRAGA, Maria; ISFER, Renata. Volumes excedentes da cessão onerosa: governança regulatória. *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, Rio de Janeiro, 20, n. 28, 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3mViUrK>. Acesso em: 15 jan. 2023.

EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A – PPSA. *Entendendo o processo de reconhecimento e recuperação de custos nos Contratos de Partilha de Produção*. Rio de Janeiro: PPSA, 2022. Disponível em: https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2022/04/Ebook_PPSA_Reconhecimento-de-Custos_Mod06-04.pdf. Acesso em: 15 jan. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Ministério de Minas e Energia. *Experiências internacionais na regulação da indústria de óleo & gás*: Nota Técnica. EPE; MME, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-582/NT-EPE-DPG-SDB-2021-02_Regula%C3%A7%C3%A3o%20de%20C3%93leo%20e%20G%C3%A1s.pdf. Acesso em: 15 jan. 2023.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS – IBP. *Agenda da Indústria*. Rio de Janeiro: IBP, 2022. Disponível em: <https://cloud.crm.ibp.org.br/agenda-da-industria-ano-2022-2024>. Acesso em: 15 jan. 2023.

MATTOS, Tiago de; DAMASCENO, Ana Maria. Reflexões sobre a recomposição patrimonial da União nas ações civis públicas de usurpação mineral. *Revista*

de Direito Administrativo Contemporâneo, São Paulo, ano 4, v. 27, p. 39-63, nov./dez. 2016.

ODDONE, Décio. *Passado e futuro do marco regulatório do petróleo*. [S.l.]: Eixos, 2021. Disponível em: <https://epbr.com.br/passado-e-futuro-do-marco-regulatorio-do-petroleo-por-decio-oddone/>. Acesso em: 15 jan. 2023.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A – Petrobras. *Aprovação do Contrato de Cessão Onerosa e da Oferta Global*. [Rio de Janeiro]: Petrobras, 2010. Disponível em: https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/4f4622269a221492352b2818f3785bf022973ef9cc17193f6ee5a7d0778e9c41/fato_relevante_aprovacao_do_contrato_de_cessao_one.obal.pdf. Acesso em: 3 jan. 2023.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A – Petrobras. *Petrobras assina Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa*. [Rio de Janeiro]: Petrobras, 2019. Disponível em: https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/2535dabf9fa0527398123fa08ddcd07b30769733ceb5b58f63818f09839ee69/petrobras_assina_aditivo_ao_contrato_de_cessao_onerosa.pdf. Acesso em: 3 jan. 2023.

RIBEIRO, Carlos Luiz. *Direito Minerário escrito e aplicado*. Belo Horizonte: Del Rey, 2005.