

## **PROJETO DE LEI Nº , DE 2021**

**(Do Sr. Paulo Teixeira)**

Altera a Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, para estabelecer critérios fiscais para as atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo e gás natural.

**O CONGRESSO NACIONAL** decreta:

Art. 1º O art. 1º da Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, passa a vigorar com a seguinte redação:

Art. 1º Para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), nas atividades de exploração de jazidas, de perfuração de poços, de desenvolvimento e de produção de petróleo e de gás natural, de que trata a Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997, poderão ser deduzidos:

I - os gastos incorridos nas atividades de exploração de jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área contratada;

II - os gastos incorridos nas atividades de desenvolvimento e de produção dos campos petrolíferos na área contratada;

III - os valores provisionados, com prévia anuência do órgão regulador, para cobrir as despesas futuras com o abandono e a restauração ambiental da área contratada;

IV - os gastos efetivamente incorridos em operações de abandono de poços e desmobilização de instalações na área contratada.

§ 1º Consideram-se como atividades de exploração e perfuração de que trata o inciso I deste artigo as seguintes

operações: a aquisição e processamento de dados geológicos e geofísicos; os estudos e levantamentos topográficos, aéreos, geológicos e geofísicos, incluindo a sua interpretação; a perfuração e abandono de poços exploratórios; a execução de testes de formação e de produção para a avaliação da descoberta; a implantação e a execução de obras de infraestrutura.

§ 2º Incluem-se nos gastos das atividades de exploração e de perfuração de poços de que trata o inciso I deste artigo os dispêndios com: aquisição de insumos consumidos nas operações; pessoal, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações; alugueis, afretamento, arrendamento mercantil e seguros de bens utilizados nas operações; royalties comerciais; assistência técnica, científica ou administrativa; conservação, manutenção e reparo de bens e instalações; outros serviços relacionados contratados com terceiros; encargos de depreciação dos bens aplicados nas operações; tributos, desde que diretamente relacionados às atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área contratada.

§ 3º Em cada período de apuração, poderão ser deduzidos os encargos da depreciação de bens utilizados nas atividades de exploração e perfuração de que trata o inciso I deste artigo.

§ 4º Os ativos decorrentes dos gastos acumulados de que trata o inciso I deste artigo poderão ser amortizados, não sendo admitida amortização dos ativos decorrentes de gastos com bens para os quais sejam deduzidos encargos de depreciação.

§ 5º Consideram-se como atividades de desenvolvimento e de produção de que trata o inciso II deste artigo, excluindo-se a perfuração de poços:

a) a construção de instalações de extração, coleta, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural, compreendendo plataformas marítimas, tubulações, unidades de tratamento de petróleo e gás natural, equipamentos e instalações para medição da produção fiscalizada,

equipamentos para cabeça de poço, tubos de produção, linhas de fluxo, tanques e demais instalações exclusivamente destinadas à extração, bem como oleodutos e gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção, excluídos os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades;

b) a execução de obras de infraestrutura de apoio;

c) os estudos e projetos das instalações;

d) as operações rotineiras de produção, compreendendo a produção de petróleo ou gás natural, por elevação tanto natural quanto artificial, tratamento, compressão, transferência, controle, medição, testes, coleta, armazenamento e transferência de petróleo, gás natural ou ambos;

e) as intervenções nos poços de produção e injeção e a manutenção e reparo de equipamentos e instalações de produção em geral.

§ 6º As atividades de desenvolvimento terão como marco inicial a data de apresentação da declaração de comercialidade.

§ 7º Incluem-se nos gastos nas atividades de desenvolvimento e de produção de que trata o inciso II deste artigo os dispêndios com:

a) a aquisição de insumos consumidos;

b) o pessoal aplicado, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações de produção;

c) os aluguéis, afretamento, arrendamento mercantil e seguros de bens utilizados;

d) os royalties comerciais;

e) a participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural ou compensação financeira por essa exploração, de que trata o parágrafo 1º do art. 25 da Constituição Federal;

f) os pagamentos devidos aos proprietários de terra, durante a fase de produção, previstos no art. 52 da Lei nº 9.478, de 1997, quando for o caso;

g) a assistência técnica, científica ou administrativa;

h) a conservação, manutenção e reparo de bens e instalações;

i) outros serviços contratados com terceiros, além dos já referidos nas alíneas “a” a “h”;

j) o valor que o contratado investir em programas e projetos de pesquisa e desenvolvimento;

k) a amortização de ativos decorrentes dos recursos aplicados em gastos diretamente relacionados às atividades que contribuam para a formação do resultado de mais de um período de apuração;

l) os encargos relacionados à depreciação dos bens aplicados;

m) os tributos diretamente relacionados às operações de produção de petróleo e gás natural.

§ 8º os royalties devidos no regime de partilha de produção não são dedutíveis para os fins de que trata o caput deste artigo, em razão dos termos do § 1º do art. 42 da Lei nº 12.351, de 22 dezembro de 2010, que veda, em qualquer hipótese, seu ressarcimento ao contratado e sua inclusão no cálculo do custo em óleo.

§ 9º Não são dedutíveis para os fins de que trata o caput deste artigo a redução do valor recuperável de um ativo, exceto nos casos de baixa contábil do ativo.

§ 10. Não será admitida amortização dos ativos decorrentes dos gastos de que trata a alínea “k” do § 7º deste artigo no

caso de bens para os quais sejam deduzidos encargos de depreciação, conforme alínea “I” do § 7º deste artigo.

§ 11. As atividades de desenvolvimento e de produção de cada módulo de produção encerram-se com a primeira dentre as seguintes ocorrências:

a) o abandono do desenvolvimento de cada módulo de produção;

b) a realização dos projetos previstos no plano de desenvolvimento, considerando as revisões aprovadas pelo órgão regulador.

§ 12. Poderá ser deduzida, em cada período de apuração, a importância correspondente à amortização de ativos decorrentes de gastos relacionados ao campo que contribuam para a formação do resultado de mais de um período de apuração e na aquisição de direitos por meio de bônus de assinatura cuja existência ou exercício tenha duração limitada ou de bens cuja utilização pelo contribuinte tenha o prazo legal ou contratualmente limitado.

§ 13. A amortização de que trata o § 12 deste artigo terá início a partir da data de utilização dos direitos ou a partir da data em que o bem for instalado, posto em serviço ou em condições de produzir.

§ 14. A quota de amortização será aplicada sobre ativos para os quais não sejam registradas quotas de depreciação.

§ 15. Poderá ser deduzida, em cada período de apuração, provisão para cobrir os futuros gastos com o abandono e a restauração ambiental, desde que estes gastos estejam previstos no plano de desenvolvimento aprovado pelo órgão regulador.

§ 16. As perdas por desvalorização de ativos não poderão ser deduzidas para os fins de que trata o caput deste artigo.

§ 17. As taxas e quotas de amortização dos ativos de que tratam os arts. 1º e 2º desta Lei poderão ser substituídas por taxas e quotas de exaustão, à exceção dos ativos intangíveis, apenas por questão de terminologia desde que não haja alteração nas deduções para os fins de que trata o caput deste artigo.

§ 18. Decreto do Presidente da República regulamentará as atividades e respectivas deduções de que trata o caput deste artigo, observados os critérios estabelecidos nos arts. 1º e 2º desta Lei.

Art. 2º A Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, passa a vigorar acrescida dos seguintes artigos:

Art. 1º-A Os gastos incorridos nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços compreendem também os dispêndios com o apoio operacional e complementar às atividades, que incluem a administração da área técnica, a operação de embarcações e aeronaves, a manutenção, inspeção e reparos de equipamentos, a inspeção, armazenamento, movimentação e transporte de materiais, e o controle de impacto ambiental, desde que comprovada a sua relação com as referidas atividades.

Parágrafo único. Não se incluem nos gastos de que trata este artigo as inversões de capital realizadas em instalações e equipamentos que serão posteriormente utilizados na fase de produção, para os quais será registrada quota de depreciação.

Art. 1º-B Os gastos incorridos nas atividades de desenvolvimento e de produção compreendem também os dispêndios com o apoio operacional e complementar do campo, incluindo a administração da área técnica, operação de embarcações e aeronaves, a manutenção, inspeção e reparos de equipamentos, a inspeção, armazenamento, movimentação e transporte de materiais e o controle de impacto ambiental, desde que comprovada a sua relação com as referidas atividades.

§ 1º Serão considerados gastos de capital, devendo ser incorporados ao valor dos ativos e lançados como amortização ou depreciação em cada período de apuração, os gastos com as seguintes atividades:

- a) grandes manutenções programadas e os gastos com substituição de peças delas decorrentes;
- b) movimentações, deslocamentos e posicionamento de equipamentos, visando colocá-los aptos a produzir;
- c) pagamento de alvarás e licenças que não tenham exigência de renovação anual;
- d) substituição de partes e peças, incluindo custo de instalação, observadas as regras contábeis vigentes;

§ 2º Os gastos com amortização ou depreciação apontados no § 1º deste artigo serão calculados da seguinte forma:

- a) para a alínea “a” pelo prazo de campanha entre as grandes manutenções;
- b) para as alíneas “b” e “d” com base na vida útil restante do equipamento em que os gastos ali definidos tenham ocorrido;
- c) para a alínea “c” pelo prazo de vigência do alvará ou licença.

Art. 1º-C O operador deverá manter sistema contábil de custo que permita a identificação dos gastos com aquisição de insumos e outros bens tanto nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços, quanto nas atividades de desenvolvimento e de produção.

Art. 1º-D São dedutíveis para os fins do caput do art. 1º desta Lei as contraprestações pagas ou creditadas por arrendatário por força de contrato de arrendamento mercantil de bens efetivamente aplicados nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços ou nas atividades de desenvolvimento e de produção.

§ 1º No caso de contrato de arrendamento mercantil, exercida a opção de compra pelo concessionário arrendatário, o bem integrará o ativo do concessionário adquirente pelo seu custo de aquisição, como tal entendido o preço pago ao arrendador pelo exercício da opção de compra.

§ 2º Os valores dos arrendamentos e afretamentos de bens pagos a pessoas físicas ou jurídicas coligadas ao concessionário, na forma do § 1º do art. 243 da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, não poderão ser superiores à depreciação do bem, no período de apuração e poderão ser deduzidos apenas durante o período de vida útil utilizado no cálculo da depreciação.

§ 3º O contratado deverá informar ao órgão regulador, até 30 dias antes do bem entrar em operação ou uso, seu valor de aquisição ou construção e o valor da depreciação que será deduzida de cada área a que o bem presta serviço direta ou indiretamente.

Art. 1º-E Os encargos de amortização serão apropriados, em cada período de apuração, em quotas determinadas mediante a aplicação de uma taxa sobre o valor original do gasto amortizável.

§ 1º Em nenhuma hipótese, o montante acumulado das quotas de amortização poderá ultrapassar o valor original do gasto.

§ 2º A quota de amortização, registrável em cada período de apuração, poderá ser determinada, opcionalmente, em função do prazo contratual.

§ 3º Não será admitida amortização de ativos decorrentes de gastos para os quais seja registrada quota de depreciação.

Art. 1º-F A taxa de amortização será fixada com base em critérios estabelecidos pela Secretaria da Receita Federal do Brasil tendo em vista:

I - o número de períodos de apuração restantes de existência do direito;



II - o número de períodos de apuração em que deverão ser usufruídos os benefícios decorrentes dos gastos registrados pelo contratado.

Parágrafo único. O contratado considerará como taxa de amortização de um dado gasto com geologia ou com geofísica, realizado na fase de produção, o percentual entre a produção verificada no período de apuração e a reserva provada desenvolvida do campo ao qual o gasto estiver associado.

Art. 1º-G Em cada período de apuração, poderão ser deduzidos para os fins de que trata o caput do art. 1º desta Lei os encargos da depreciação de bens utilizados nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços e nas atividades de desenvolvimento e de produção, decorrente do desgaste pelo uso, ação da natureza ou obsolescência normal, desde que seja o contratado quem suporte o encargo econômico do desgaste ou obsolescência, de acordo com as condições de propriedade, posse ou uso do bem.

§ 1º Os encargos de depreciação de um bem serão dedutíveis a partir da data em que o bem for instalado, posto em serviço ou em condições de produzir.

§ 2º É indedutível o valor não depreciado do bem que se tornar imprestável ou cair em desuso.

§ 3º Não é admitida depreciação referente a aquisição de direitos por meio do bônus de assinatura e a terreno, salvo em relação aos melhoramentos ou construções.

§ 4º Na depreciação de edifícios e construções, o valor das edificações deve estar destacado do valor do custo de aquisição do terreno, admitindo-se o destaque baseado em laudo pericial.

§ 5º Deverão ser objeto de depreciação os poços utilizados na fase de produção, compreendendo os gastos incorridos na perfuração e completação de poços produtores de petróleo e

gás natural ou de poços de injeção, incluindo a reperfuração, aprofundamento e recompletação.

§ 6º Quando da integralização do custo de uma grande manutenção programada ao valor de um bem, poderá ser lançado como dedução o valor residual do custo da grande manutenção programada imediatamente anterior, exceto das peças e partes que permaneceram no bem.

Art. 1º-H Os encargos de depreciação serão apropriados, em cada período de apuração, determinados mediante a aplicação de uma taxa de depreciação sobre o custo de aquisição dos bens depreciáveis.

Parágrafo único. Em nenhuma hipótese, o montante acumulado das quotas de depreciação poderá ultrapassar o custo de aquisição ou de construção do bem.

Art. 1º-I A taxa de depreciação será fixada em função do prazo de vida útil admissível do bem, durante o qual se possa esperar a sua utilização econômica pelo concessionário na sua atividade produtiva.

§ 1º O prazo de vida útil admissível, para cada espécie de bem, em condições normais ou médias de utilização, será aquele estipulado pela Secretaria da Receita Federal do Brasil.

§ 2º O início da depreciação de cada poço deverá ocorrer a partir do mês de início de sua operação.

Art. 1º-J O desgaste acelerado de bens móveis poderá ser levado em consideração, multiplicando-se as taxas de depreciação a eles aplicáveis pelos coeficientes de depreciação acelerada 1,0 a 2,0, proporcionalmente ao número de horas diárias de operação.

Parágrafo único. Na classificação de bens móveis, serão adotados os critérios estabelecidos pela Secretaria da Receita Federal do Brasil.

Art. 1º-K As obrigações referentes a tributos poderão somente ser deduzidas para os fins de que trata o caput do art. 1º desta

Lei quando diretamente relacionadas às atividades objeto contratual.

Art. 1º-L São dedutíveis para os fins de que trata o caput do art. 1º desta Lei os gastos incorridos pelo contratado por força de suas obrigações e nos termos contratuais, tais como com a obtenção de permissões, servidões e desapropriação de imóveis e assemelhados.

Art. 3º O art. 5º da Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, passa a vigorar com a seguinte redação:

Art. 5º Fica instituído o regime especial de importação de unidades flutuantes e seus respectivos materiais e equipamentos com suspensão do pagamento dos tributos federais de bens cuja permanência no País seja definitiva e que sejam destinados às atividades de exploração, de desenvolvimento e de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, previstas nas Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 12.276, de 30 de junho de 2010, e 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

Parágrafo único. A produção no País dos bens de que trata o caput deste artigo terá tratamento tributário similar à importação desses bens.

Art. 4º As empresas contratadas para atividades de pesquisa e lavra, nos termos do inciso I do art. 177 da Constituição Federal, devem ser constituídas na forma de sociedade anônima.

Parágrafo único. A exigência do caput deste artigo não se aplica às empresas contratadas que exercem atividades de pesquisa e lavra unicamente de acumulações marginais, conforme definidas pelo órgão regulador.

Art. 5º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação e produzirá efeitos a partir de 1º de janeiro de 2022.

## JUSTIFICAÇÃO

A Medida Provisória – MPV nº 795, de 17 de agosto de 2017, convertida na Lei nº 13.586, de 28 de dezembro de 2017, instituiu significativos benefícios fiscais para as empresas petrolíferas.

O texto com a exposição de motivos apresentado pelo Poder Executivo destaca que a MPV nº 795/2017 teria por objetivo aprimorar a legislação tributária aplicada às empresas do setor de petróleo estabelecendo regras claras de tributação, dando segurança jurídica às empresas e à Administração Tributária e incentivando os investimentos na indústria petrolífera no Brasil.

Considera-se, contudo, que as regras do art. 1º são extremamente genéricas e opcionais, de modo que a política tributária deixou de ser uma política de Estado e a decisão de pagamento de tributos sobre a renda passou a ser privada. Quanto ao art. 5º, houve uma significativa e genérica expansão dos benefícios fiscais para bens importados. Desse modo, é urgente que esses artigos sejam alterados, de modo a estabelecer, de fato, regras claras e permitir que a política tributária passe a ser estatal.

Em se tratando de critérios fiscais relativos ao setor de exploração e produção de petróleo e gás natural, há que se falar, primeiramente, sobre alguns aspectos dos regimes fiscais vigentes no Brasil e suas respectivas legislações.

No Brasil, basicamente, são dois os regimes fiscais de exploração e produção de petróleo e gás natural: concessão e partilha de produção.

No regime de concessão, o parágrafo 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, estabelece que os investimentos na exploração, os custos operacionais e a depreciação podem ser deduzidos da receita bruta da produção.

No regime de partilha de produção, o óleo produzido é utilizado pelo contratado para o pagamento dos royalties e do custo em óleo, nos termos dos incisos I e II do art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

Observa-se, então, que o contratado tem direito de se apropriar da parcela da produção para pagamento dos royalties e das despesas de capital e de operação nas fases de exploração e produção. A parcela da produção restante, denominada excedente em óleo, é repartida entre a União e o contratado.

Dessa forma, no regime de partilha de produção, o custo em óleo é “deduzido” da receita bruta de produção, de forma similar ao regime de concessão.

Há, ainda, um terceiro regime fiscal, denominado cessão onerosa, estabelecido por um único contrato entre a União e a Petrobrás, no qual a estatal tem direitos exclusivos de exploração e produção de cinco bilhões de barris de óleo equivalente, nos termos da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010.

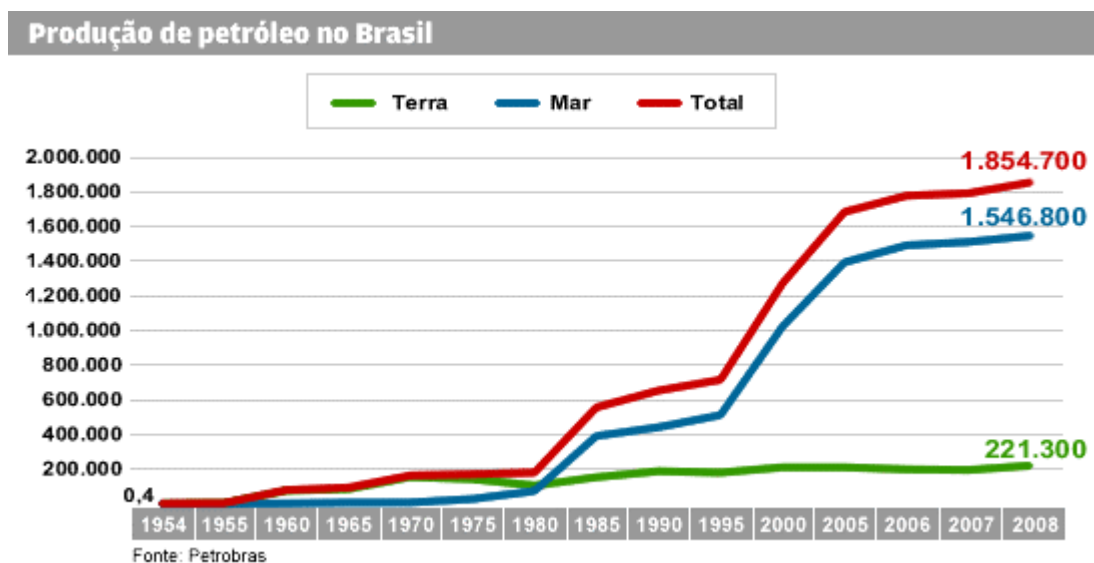
Todavia, tanto nesse regime, na concessão e na partilha de produção, a Petrobrás já tinha o direito de deduzir as importâncias aplicadas na prospecção e extração de petróleo desde 1966, nos termos do art. 12 do Decreto-Lei nº 62/1966, transcrito a seguir:

Art 12. A Petróleo Brasileiro S. A. - PETROBRÁS - poderá deduzir, para efeito de determinação do lucro sujeito à tributação, as importâncias aplicadas em cada exercício na prospecção e extração do petróleo cru.

Esse artigo era justificável em 1966, pois nessa época a Petrobrás era a única executora do monopólio estatal das atividades de exploração e produção e o petróleo refinado pela monopolista era basicamente importado. Desse modo, a estatal precisa fortemente incentivada para produzir petróleo internamente. A Figura 1 mostra a evolução da produção de petróleo no Brasil de 1954 a 2008.

No entanto, o art. 12 do Decreto-Lei nº 62/1966 deveria ter sido revogado juntamente com o fim do monopólio da Petrobrás, regulamentado pela Lei nº 9.478/1997, e o grande aumento da produção interna de petróleo.

Figura 1: Evolução da produção diária de petróleo (barris por dia)



Em vez disso, o Regulamento do Imposto de Renda (RIR), Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999, injustificadamente incorporou, com pequenos ajustes, esse artigo. Ressalte-se que, posteriormente à promulgação da Lei nº 13.586/2017, esse Decreto foi revogado pelo Decreto nº 9.580, de 22 de novembro de 2018.

Na realidade, o caput do art. 1º da Lei nº 13.586/2017, à exceção da etapa de desenvolvimento da produção, estendeu os benefícios fiscais genéricos, abrangentes e opcionais, anteriormente exclusivos para a Petrobrás, nos termos do art. 12 do Decreto-Lei nº 62/1966, a todas as empresas petrolíferas. Entretanto, a própria etapa de desenvolvimento da produção, nos termos dos parágrafos desse artigo, não é adequadamente tratada.

Esse caput estabelece que, para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da CSLL, poderão ser integralmente deduzidas as importâncias aplicadas, em cada período de apuração, nas atividades de exploração e de produção, observado o disposto no § 1º do art. 1º.

Desse modo, todas as empresas passaram a ter o direito de deduzir integralmente da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, no período de apuração, os pagamentos feitos, por exemplo, a título bônus de assinatura e todos os gastos, à exceção dos gastos de desenvolvimento. Também podem ser deduzidos os royalties relativos ao regime de partilha de produção.

O § 1º do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 dispõe que a despesa de exaustão decorrente de ativo formado mediante gastos aplicados nas atividades de desenvolvimento para viabilizar a produção de campo de petróleo ou de gás natural é dedutível na apuração do lucro real e da base de cálculo da CSLL.

Esse parágrafo introduz a exaustão, mas não menciona a amortização, que é a terminologia consolidada no setor petrolífero nos termos da Lei nº 9.478/1997 e da Resolução da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP nº 12, de 21 de fevereiro de 2014. Essa Resolução, assim como a Lei nº 9.478/2017, não adota o termo exaustão. No entanto, mais importante que a terminologia são as deduções criteriosamente estabelecidas pela Resolução ANP nº 12/2014, que regulamenta o Decreto nº 2.705/1998 de que trata o art. 50 da Lei nº 9.478/1997

As deduções previstas nessa Resolução são muito mais limitadas que o art. 1º da Lei nº 13.586/2017. De acordo com a Resolução ANP nº 12/2014, são dedutíveis os encargos relacionados à depreciação dos bens aplicados nas atividades de desenvolvimento e produção do campo e a amortização dos recursos aplicados em gastos diretamente relacionados às atividades do campo produtor que contribuam para a formação do resultado de mais de um período-base.

O § 4º do art. 27 estabelece que não será admitida amortização de gastos para os quais seja registrada quota de depreciação. Dessa forma, não há possibilidade de duplicidade de dedução de amortização e depreciação sobre um mesmo bem como ocorre com a Lei nº 13.586/2017.

O art. 32. da Resolução ANP nº 12/2014 permite o desgaste acelerado de bens móveis, em função do turno ou do número de horas diárias de sua operação, multiplicando-se as taxas de depreciação por coeficientes que variam de 1,0 a 2,0.

Ao contrário dessa Resolução, o § 2º do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 permite que haja a exaustão acelerada do ativo, calculada mediante a aplicação da taxa, determinada pelo método das unidades produzidas, multiplicada por 2,5. Nos termos do § 3º, a quota de exaustão acelerada será excluída do lucro líquido.

Não se considera tecnicamente adequado estimular a exaustão acelerada do ativo mediante método das unidades produzidas, pois isso pode levar à produção predatória dos hidrocarbonetos presentes nos reservatórios que são bens da União. A depreciação acelerada, nos termos da Resolução ANP nº 12/2014, é muito mais adequada, pois apenas permite o uso mais racional dos equipamentos.

Além disso, de acordo com o art. 191 da Lei nº 6.404/1976, lucro líquido do exercício é o resultado que remanescer depois de deduzidas as participações estatutárias de empregados, administradores e partes beneficiárias. Nos termos do art. 190 dessa Lei, essas participações são deduzidas depois do cálculo do imposto sobre a renda.

Dessa forma, não se considera adequado que a quota de exaustão acelerada seja excluída do lucro líquido, pois isso também pode levar à duplicidade de dedução.

Quanto aos bens arrendados, nos termos da *International Financial Reporting Standard – IFRS 16*, todos os contratos de arrendamento deverão ser registrados no ativo e no passivo. As parcelas de arrendamento são contabilizadas como despesas financeiras e depreciação do ativo constituído<sup>1</sup>. Assim sendo, pode-se interpretar que o art. 1º da Lei nº 13.586/2017 permite, ainda, que esses bens sejam sujeitos a quotas de exaustão, com evidente duplicidade de dedução.

O § 5º do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 estabelece que, quanto às máquinas, aos equipamentos e aos instrumentos facilitadores aplicados nas atividades de desenvolvimento da produção, a depreciação dedutível, para fins de determinação do lucro real e da base de cálculo da CSLL, deverá ser realizada de acordo com as taxas publicadas periodicamente pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, para cada espécie de bem, em condições normais ou médias.

Os bens de que trata esse artigo também compõem o ativo da empresa petrolífera, cuja depreciação pode ser deduzida da base de cálculo da participação especial, o que enseja a reversão do bem para a União.

---

<sup>1</sup> Disponível em <https://www.ifrs.org/-/media/project/leases/ifrs/published-documents/ifrs16-effects-analysis.pdf>. Acesso em 22 de setembro de 2019.



Com a redação dos parágrafos do art. 1º da Lei nº 13.586/2017 não se impede que os altíssimos gastos com máquinas, equipamentos e instrumentos que compõem os ativos da empresa também sejam objeto de dedução como quotas de exaustão. Dessa forma, gastos com esses bens podem ser deduzidos tanto por quota de exaustão quanto por quota de depreciação. Assim, pode haver gravíssima duplicidade de dedução.

A exemplo da Resolução ANP nº 12/2014, o art. 1º da Lei nº 13.586/2017 deveria ser expressamente vedada a possibilidade de deduzir quota de exaustão relativa a um ativo para o qual fosse registrada quota de depreciação. Assim, seria evitada a possibilidade de duplicidade de dedução de gastos.

No regime de partilha, não se aplicam os conceitos de depreciação, amortização e exaustão. Nesse regime, os custos dedutíveis são definidos como custo em óleo nos termos da Lei nº 12.351/2010. O custo em óleo será totalmente recuperado pelo contratado. Há, no entanto, um limite para a recuperação desse custo. Os contratos de partilha detalham todos os gastos dedutíveis para fins de cálculo do lucro (excedente em óleo ou *profit oil*).

É importante ressaltar, ainda, que, com a promulgação da Lei nº 13.586/2017, o Brasil optou por não adotar o conceito de *Ring Fence Corporation Tax*<sup>2</sup> e não adotar o princípio da uniformidade, segundo o qual os custos e gastos dedutíveis de que tratam os contratos de exploração e produção são os mesmos adotados para cálculo dos tributos sobre a renda<sup>3</sup>.

Com isso, o IRPJ e o CSLL efetivamente arrecadados continuarão a depender de todas as atividades da contratada, inclusive das elevadíssimas deduções de gastos corporativos, e não apenas da rentabilidade do campo. Desse modo, muitas deduções na base de cálculo desses tributos são possíveis.

É importante destacar, ainda, que a não adoção do princípio da uniformidade faz com que o Estado brasileiro tenha três instituições trabalhando na apuração dos custos: a ANP, para acompanhar e controlar os custos no regime de concessão; a Pré-Sal Petróleo S.A., para acompanhar e

---

<sup>2</sup> Disponível em <https://www.gov.uk/guidance/oil-gas-and-mining-ring-fence-corporation-tax>. Acesso em 28 de janeiro de 2021.

<sup>3</sup> Disponível em <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-oilandgas-indonesia.pdf>. Acesso em 29 de janeiro de 2018.

controlar os custos no regime de partilha; e a Receita Federal do Brasil para acompanhar o custo dos produtos vendidos e as despesas dedutíveis da base de cálculo do IRPJ e da CSLL.

Dessa forma, o art. 1º da Lei nº 13.586/2017, além de apresentar graves equívocos técnicos, que podem gerar significativa renúncia fiscal, também gera grande ineficiência administrativa.

Nos anos de 2018 e 2019, após a promulgação da Lei nº 13.586/2017, foi muito baixo o pagamento de IRPJ e CSLL por empresas petrolíferas estrangeiras, apesar da alta rentabilidade dos campos do Pré-Sal onde muitas delas atuam, como os campos de Lula e Sapinhoá da província petrolífera do Pré-Sal, que foram os que apresentaram maiores produções e rentabilidades nesses anos.

A Tabela 1 apresenta a produção de petróleo e gás natural das cinco maiores empresas petrolíferas que constam entre as mil maiores empresas do Brasil, segundo levantamento feito pelo Jornal Valor Econômico no ano de 2018<sup>4</sup> e 2019<sup>5</sup>.

A Tabela 2 apresenta o lucro líquido das empresas mostradas na Tabela 1. Merece destaque na Tabela 2 a empresa Shell Brasil Ltda., empresa com sede no exterior com maior produção petrolífera no Brasil, sendo parceira da Petrobrás em importantes campos da província petrolífera do Pré-Sal. A única empresa que apresentou um lucro líquido compatível com a receita líquida foi a Repsol Sinopec S.A.

A participação da Shell Brasil Ltda. no campo de Lula é de 25%, enquanto a da Petrogal Brasil S.A. é de 10%. Em Sapinhoá, a participação da Shell é de 30%, enquanto a da Repsol Sinopec S.A é de 25%.

---

<sup>4</sup> Disponível em <https://www.valor.com.br/valor1000/2019/ranking1000maiores>. Acesso em 4 de outubro de 2019.

<sup>5</sup> Disponível em <https://www.valor.com.br/valor1000/2020/ranking1000maiores>. Acesso em 4 de outubro de 2019

Tabela 1: Produção de petróleo e gás natural – anos de 2018 e 2019

Empresa	Petróleo (milhões de barris)		Produção de gás natural (milhões de m <sup>3</sup> )	
	2018	2019	2018	2019
Shell Brasil Ltda.	119	128	4.758	5.162
Petrogal Brasil S.A.	31	35	1.365	1.490
Repsol Sinopec S.A.	27	25	1.043	1.042
Equinor Brasil Energia Ltda. e Equinor Energy	13	28	24	430
Total E&P do Brasil Ltda.	7	6	295	304
Total	199	222	7.486	8.428

Fonte: Elaboração própria a partir dos anuários estatísticos da ANP

Tabela 2: Lucro líquido – anos de 2018 e 2019

Empresa	Receita líquida (R\$ milhões)	Lucro líquido (R\$ milhões)	Receita líquida (R\$ milhões)	Lucro líquido (R\$ milhões)
	2018		2019	
Shell Brasil Ltda.	28.334	-1.230,00	32.375	262
Petrogal Brasil S.A.	8.056	963,7	8.054	1.151
Repsol Sinopec S.A.	6.708	2.075,80	5.830	1.846
Equinor Brasil Energia Ltda.	2.845	386,6	2.527	-615
Total E&P do Brasil Ltda.	1462	-245	ND	ND

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Valor1000 (Publicado pelo Valor Econômico)

Em 2018, a produção do campo de Lula foi de 50,1 milhões de metros cúbicos, o que corresponde a 315,1 milhões de barris. Assim, a Shell Brasil Ltda. produziu 78,8 milhões de barris. Em 2019, Lula, já com o nome de Tupi, produziu 54,9 milhões metros cúbicos, o que corresponde a 345,3 milhões de barris. Desse modo, a Shell Brasil Ltda. produziu nesse campo 86,3 milhões de barris.

O campo de Sapinhoá produziu, em 2018, 14,5 milhões de metros cúbicos, o que corresponde a 91,2 milhões de barris. Desse modo, a Shell Brasil Ltda. produziu nesse campo 27,4 milhões de barris. Esse campo produziu, em 2019, 14,2 milhões de metros cúbicos, o que corresponde a 89,3 milhões de barris. Assim, a Shell Brasil Ltda. produziu 26,8 milhões de barris.

Dessa forma, em 2018, a Shell Brasil Ltda. produziu, em Lula e Sapinhoá, 106,1 milhões de barris, o que correspondeu a 89,2% da produção da empresa no Brasil. Em 2019, essa empresa produziu 113,1 milhões de barris em Lula e Sapinhoá, o que correspondeu a 88,3% da produção total.

Observa-se, então, que a produção da Shell Brasil Ltda., em 2018 e em 2019, ocorreu, basicamente, nesses dois campos do Pré-Sal, que são extremamente rentáveis, como demonstra o pagamento da participação especial conforme Tabela 3.

Tabela 3: Participação especial – anos de 2018 e 2019

Campo	Valor total pago	Valor pago pela Shell	Valor total pago	Valor pago pela Shell
	(R\$ bilhões)	(R\$ bilhões)	(R\$ bilhões)	(R\$ bilhões)
	2018		2019	
Lula	20,354	5,089	21,65	5,413
Sapinhoá	4,257	1,277	3,644	1,093
Total	24,611	6,366	25,294	6,506

Fonte: Elaboração própria a partir dos Relatórios Trimestrais de Participação Especial da ANP

Como mostrado na Tabela 3, em 2018, a Shell Brasil Ltda. pagou R\$ 6,366 bilhões a título de participação especial em decorrência da participação nos campos de Lula e Sapinhoá. Se a base de cálculo do IRPJ e da CSLL

fosse a receita líquida de produção, após a dedução da própria participação especial, a empresa deveria ter pagado R\$ 4,069 bilhões de IRPJ e CSLL pela sua parcela de produção nesses campos. Em razão das deduções permitidas pelo art. 1º da Lei nº 13.586/2017, a Shell Brasil Ltda. apresentou um prejuízo de R\$ 1,230 bilhão.

Quanto ao ano de 2019, como mostrado na Tabela 3, a Shell Brasil Ltda. pagou R\$ 6,506 bilhões a título de participação especial em decorrência da participação nos campos de Lula e Sapinhoá. Se a base de cálculo do IRPJ e da CSLL fosse a receita líquida de produção, após a dedução da própria participação especial, a empresa deveria ter pagado R\$ 4,071 bilhões de IRPJ e CSLL pela sua parcela de produção nesses campos. Em razão das deduções permitidas pelo art. 1º da Lei nº 13.586/2017, a Shell Brasil Ltda. apresentou um lucro líquido de apenas R\$ 262 milhões.

Observa-se, então, que por não adotar o princípio da uniformidade, a Lei nº 13.586/2017 permitiu uma renúncia fiscal, no caso da Shell Brasil Ltda., de R\$ 5,299 bilhões em 2018, o que corresponde a uma renúncia fiscal de R\$ 44,5 por barril, equivalente a cerca de US\$ 12,19 por barril. Em 2018 e 2019, a renúncia fiscal média foi de US\$ 9,865 por barril.

Se todas as empresas petrolíferas que atuam no Brasil adotassem o “padrão Shell” de deduções, para uma produção de 50 bilhões de barris, a renúncia fiscal seria de US\$ 493 bilhões em valores correntes. Admitindo-se, conservadoramente, uma produção média no Brasil de 4,6 milhões de barris por dia, em um prazo de 30 anos serão produzidos mais de 50 bilhões de barris. É importante destacar que apenas a província petrolífera do Pré-Sal pode ter reservas de pelo menos 176 bilhões de barris<sup>6</sup>.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia – 2029, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, o Brasil deverá estar produzindo 5,5 milhões de barris de petróleo por dia em 2029. Considerada a produção de gás natural, o País deverá ultrapassar a produção de 6 milhões de barris por dia nesse ano.

Admitindo-se uma taxa de câmbio de 5,5 Reais por Dólar Americano e uma produção média de 4,6 milhões de barris nos próximos 30 anos, a

---

<sup>6</sup> Disponível em <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-08/estudo-do-inog-uerj-diz-que-pre-sal-pode-conter-pelo-menos-176-bilhoes-de>. Acesso em 28 de janeiro de 2021.

renúncia fiscal nesse período seria de R\$ 2,7 trilhões em valores correntes. Isso sem considerar a elevada renúncia fiscal em decorrência da suspensão, até 2040, dos tributos federais na importação de bens de permanência definitiva no Brasil.

Diante do exposto, apresentamos um projeto de lei para alterar os artigos 1º e 5º da Lei nº 13.586/2017. Com o objetivo de detalhar o novo art. 1º sugerido, a proposição introduz os artigos 1º-A a 1º-L.

Com relação ao IRPJ e CSLL propõe-se a adoção do princípio da uniformidade, adotando-se como padrão o regime de concessão para todos os regimes fiscais, com pequenas adequações. O termo amortização poderá ser substituído pelo termo exaustão, à exceção dos ativos intangíveis. Entretanto, não será deduzida amortização ou exaustão de ativos os quais seja registrada depreciação.

Desse modo, serão permitidas deduções a título de amortização ou exaustão, ou de depreciação, para fins de determinação da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, de modo a impedir a duplicidade de dedução.

Propõe-se, ainda, a obrigatoriedade de que grandes empresas petrolíferas contratadas para atividades de exploração e produção no Brasil sejam constituídas sob a forma de sociedade anônima. Somente empresas contratadas para exploração e produção de acumulações marginais poderão ser constituídas como sociedades de responsabilidade limitada.

Isso garantirá maior transparência nas demonstrações dos resultados e dos balanços contábeis de grandes empresas, como a Shell Brasil, atualmente constituída absurdamente sob a forma de sociedade limitada.

Também está sendo proposto que as reduções dos valores dos ativos (*impairments*) não possam ser deduzidas da base de cálculo para fins de incidência de IRPJ e CSLL. No Brasil, nos últimos dez anos, as deduções decorrentes de *impairments* contabilizados pelas empresas petrolíferas foram superiores a R\$ 150 bilhões, com grande impacto nos resultados líquidos dessas empresas.

Optou-se por não adotar o princípio da uniformidade no caso do regime de partilha de produção, à exceção dos royalties, pois os contratos celebrados sob esse regime permitem elevados percentuais de limite de recuperação do

