

**EMENDA N° , DE 2018 – PLEN**  
**(Ao PLC nº 78, de 2018)**

Suprime-se o art. 1º, renumerando-se os demais artigos, do Projeto de Lei da Câmara nº 78, de 2018.

SF/18414.16346-71

### **JUSTIFICAÇÃO**

O Projeto de Lei da Câmara nº 78, de 2018, propõe alteração no art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, para permitir que a Petrobrás possa negociar e transferir a titularidade do Contrato de Cessão Onerosa, desde que seja preservada uma participação de, no mínimo, 30%.

Essa proposição é uma flagrante afronta ao art. 4º da própria Lei nº 12.276/2010 e ao próprio Contrato de Cessão Onerosa, ato jurídico perfeito firmado em 2010, que estabelecem inequivocamente que apenas a Petrobrás será a cessionária.

Transcreve-se, a seguir, esse artigo:

Art. 4º O exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata esta Lei será realizado pela Petrobras, por sua exclusiva conta e risco.

Foi com base nessa exclusividade que foi celebrado o Contrato de Cessão Onerosa e a União, cuja Cláusula Trigésima estabelece sua intransferibilidade. Aprovada a alteração proposta pelo Projeto de Lei da Câmara nº 78, de 2018, haveria uma inequívoca quebra de contrato.

Acrescente-se, ainda, o que estabelece o parágrafo 6º do art. 1º da Lei nº 12.276/2010: “§ 6º A cessão de que trata o caput é intransferível.”. Assim, as premissas contidas no Contrato de Cessão Onerosa celebrado entre a União e a Petrobrás basearam-se nessa Lei, que estabeleceu condições vantajosas exclusivamente para a Petrobrás, visando à capitalização da estatal.

Na sua justificação, o Deputado José Carlos Aleluia, autor do texto original apresentado na Câmara dos Deputados, Projeto de Lei nº 8.939, de 2017, argumenta haver interesse da União, enquanto sócia controladora da

Petrobrás, em fortalecer a estatal com vistas a dotá-la de recursos decorrentes de áreas que se caracterizam pelo baixo risco exploratório e que representam considerável potencial de rentabilidade.

Segundo ele, ao final de 2010, a Petrobrás apresentava dívida líquida em valor corrente de US\$ 36,7 bilhões e relação entre a dívida líquida e os lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA) de 1,12. No final de 2016, esses números passaram, respectivamente, US\$ 96,4 bilhões e 3,54.

O autor declara, ainda, que a manutenção das estratégias empresariais que provocaram a explosão da dívida levaria inexoravelmente à insolvência da Petrobrás. Portanto, não restava alternativa à nova Diretoria da empresa senão buscar o abatimento gradual dessa dívida. Nesse contexto, foi concebido o Plano Estratégico e Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2017-2021 da Petrobrás.

Entre outras medidas importantes adotadas, o autor destaca o corte nos investimentos, a implementação de parcerias e desinvestimentos, e que os investimentos planejados da Petrobrás, que chegaram a US\$ 224 bilhões no PNG 2010-2014, foram reduzidos para US\$ 74 bilhões no PNG 2017-2021.

Importa ressaltar que o principal motivo do endividamento da Petrobrás foram justamente os investimentos na área de exploração e produção, com destaque para as áreas da cessão onerosa. Esses investimentos necessários, feitos à época, agora começam a dar frutos. Existe um tempo de plantar e um tempo de colher. E a colheita já iniciou com a entrada em operação, no dia 24 de abril de 2018, do primeiro sistema definitivo de produção em área da cessão onerosa, por meio da unidade estacionária de produção P-74, que é um navio de produção do tipo FPSO (*floating, production, storage and offloading*), instalada no campo de Búzios<sup>1</sup>.

Para o segundo semestre de 2018, a Petrobrás prevê a entrada em operação dos FPSOs P-67, P-68, P-69, P-75 e P-76. É quase um FPSO por mês e nada menos do que 750 mil barris por dia de capacidade instalada. Somados com as duas unidades de produção do primeiro semestre, a capacidade de produção instalada pela Petrobrás em 2018 deve ser superior a 1 milhão de barris por dia.

---

<sup>1</sup> Disponível em <http://epbr.com.br/petrobras-ainda-tem-seis-fpsos-para-produzir-em-2018/>. Acesso em 15 de junho de 2018.

Em 2019, devem entrar em operação os FPSOs P-70 (Atapu I) e P-77 (Búzios IV); em 2021, devem entrar em operação a unidade Búzios V e Sépia; e em 2022, deve entrar em operação uma unidade em Itapu.

A Petrobrás priorizou os investimentos nas áreas da cessão onerosa em razão da excelente qualidade das áreas e do fato de não haver pagamento de participação especial.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, a produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2024. Essa produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes da cessão onerosa, em especial os campos de Búzios e Atapu, com previsão de entrada em produção em 2018 e 2019, respectivamente.

São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobrás 2017-2021, cinco módulos de produção para Búzios. A cessão onerosa, e respectivo excedente, são responsáveis por cerca de 40% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2026. A Figura 1 mostra a previsão de produção de petróleo nacional por tipo de contrato de 2016 a 2026.

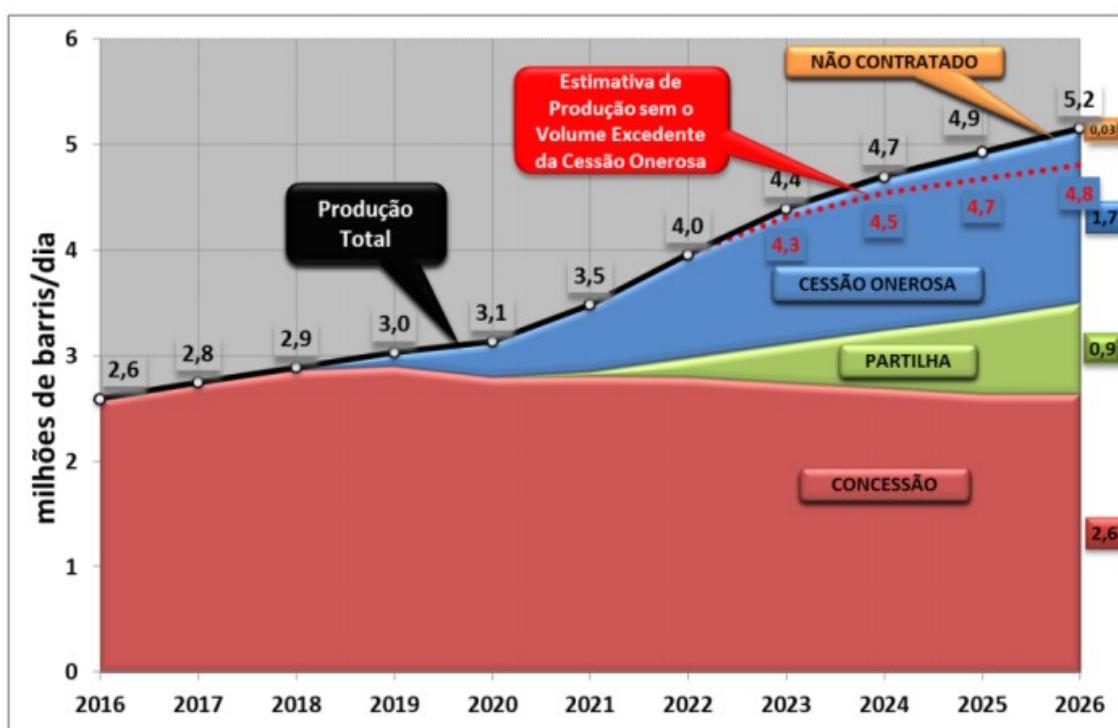
Conforme mostrado na Figura 1, a produção sob o regime de cessão onerosa é o grande destaque, pois passa de zero, em 2017, a 1,7 milhão de barris de petróleo por dia – mmbpd ou para 1,3 mmbpd, sem considerar o volume excedente da cessão onerosa, em 2026. A produção sob o regime de concessão cai, por sua vez, de 2,9 mmbpd para 2,6 mmbpd.

Em razão de não haver o pagamento de participação especial, a produção sob o regime de cessão onerosa deverá acarretar um grande aumento na geração de caixa da Petrobrás.

A Petrobrás é a grande operadora no Brasil nas atividades de produção. Atualmente, o custo de extração da estatal no Pré-Sal já é inferior a US\$ 7 por barril. O preço mínimo do petróleo para viabilização dos projetos do Pré-Sal (break-even ou preço de equilíbrio), que era de US\$ 43 por barril no portfólio da Petrobrás de três anos atrás, caiu para US\$ 30 por barril no plano de negócios em vigor, o que representa uma redução de 30%<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/vamos-bater-meta-de-producao-e-reduzir-custos-de-extracao-afirma-parente-na-otc.htm>. Acesso em 24 de maio de 2018.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Figura 1 Previsão de produção de petróleo nacional por tipo de contrato

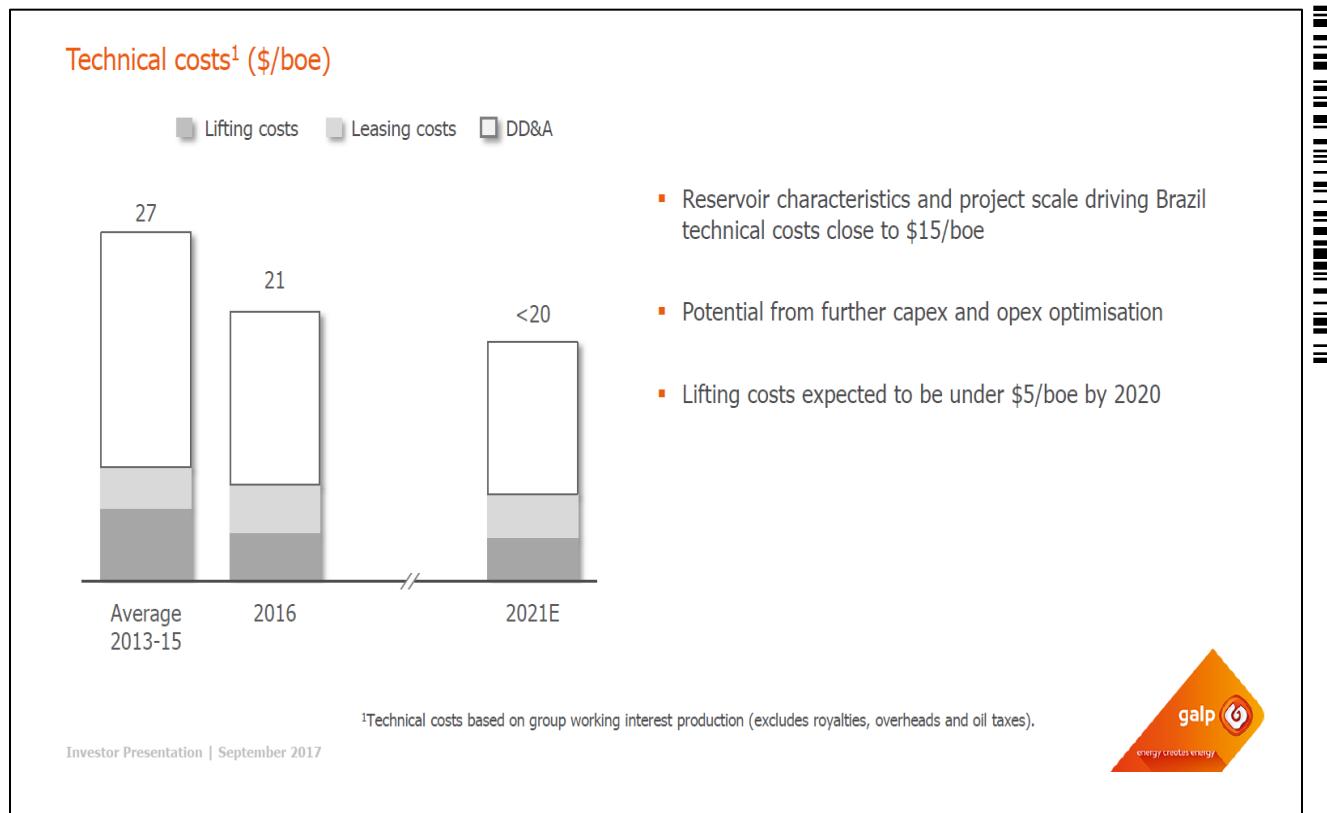
Esse custo de extração caminha, no entanto, para ser de apenas US\$ 5 por barril, segundo apresentação feita pela empresa petrolífera Galp<sup>3</sup>. A Figura 2 mostra a composição do custo total de produção, denominado custos técnicos, da Galp, composto pelo custo de extração, de arrendamento, de depreciação, de depleção e de amortização, sem considerar participação governamental e overheads<sup>4</sup>.

Conforme mostrado na Figura 2, devido às características dos reservatórios e da escala dos projetos, os custos técnicos estão próximos de US\$ 15 por barril e há potencial para otimização tanto dos custos de capital quanto dos custos operacionais. Dessa forma, os custos de produção podem ser inferiores a US\$ 15 por barril, sem custos indiretos. Como a operadora dos campos onde a Galp tem participação é a Petrobrás, esses baixos custos são, na realidade, decorrentes da eficiência e capacidade técnica

<sup>3</sup> Disponível em: [https://www.galp.com/Portals/0/Recursos/Investidores/SharedResources/Documentos/2017\\_09\\_Investor\\_presentation.pdf](https://www.galp.com/Portals/0/Recursos/Investidores/SharedResources/Documentos/2017_09_Investor_presentation.pdf). Acesso em 24 de maio de 2018.

<sup>4</sup> Custos indiretos.

da estatal.



Fonte: Galp

Figura 2: Custos de produção da Galp

Nesse contexto, estima-se que o custo total de produção da Petrobrás nas áreas da cessão onerosa será de cerca de US\$ 20 por barril. Como serão devidos apenas royalties de 10%, admitindo-se um valor de referência do barril produzido de US\$ 70, o custo total de produção com participação governamental será de US\$ 27 por barril.

Dessa forma, cada barril produzido, deverá gerar uma receita líquida de US\$ 43, que multiplicado por cinco bilhões de barris totaliza uma receita total líquida de US\$ 215 bilhões, sem atualização a valor presente.

Utilizando-se uma taxa de câmbio de 3,7 Reais por Dólar, a receita líquida das áreas da cessão onerosa, sem atualização a valor presente, já subtraídos todos os custos, será de R\$ 795,5 bilhões.

Utilizando-se uma taxa de desconto de 8,83%, igual à do Contrato de Cessão Onerosa, e um curva de produção com base nas estimativas do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, chega-se a um valor presente líquido de R\$ 173,3 bilhões, valor ainda muito maior que os R\$ 74,807 bilhões pagos pela Petrobrás.

A curva de produção para se chegar ao valor presente líquido de R\$ 173,3 bilhões é mostrada na Figura 3.

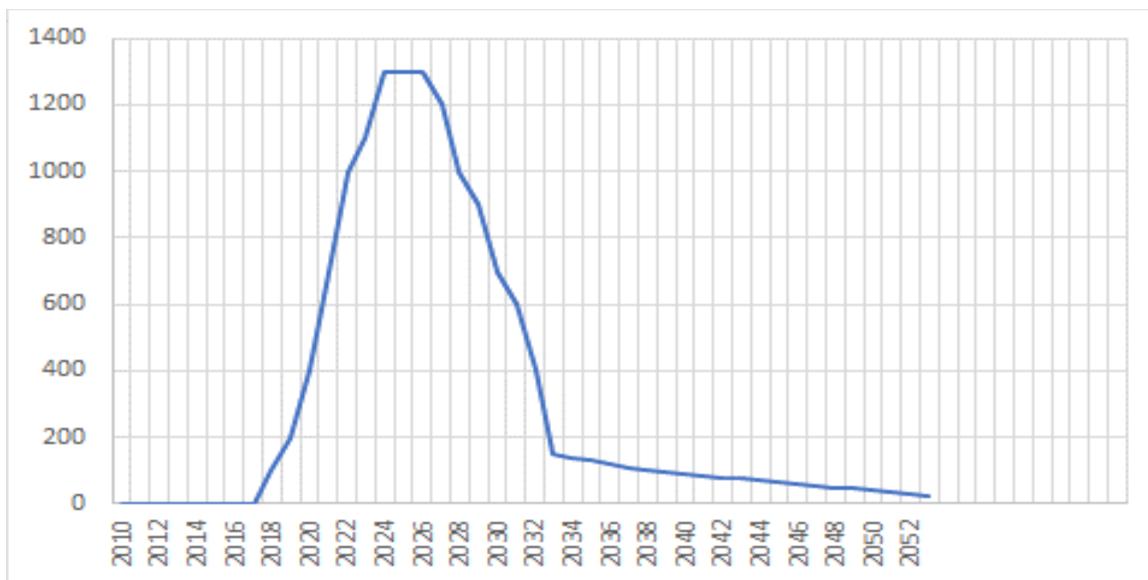


Figura 3: Curva de produção da cessão onerosa (mmbdp)

Se houvesse o pagamento da participação especial, cerca de 32% desse valor presente seria destinado ao seu pagamento, o que corresponde a R\$ 55,5 bilhões. Desse valor, 40% seriam destinados ao Estado do Rio de Janeiro e 10% aos seus Municípios. Dessa forma, com a adoção do regime de cessão onerosa, em vez do regime de concessão, o Estado do Rio de Janeiro perdeu cerca de R\$ 22,2 bilhões e os seus Municípios perderam aproximadamente R\$ 5,5 bilhões.

Em 2022, a receita líquida da Petrobrás apenas com a produção de cerca de 1 milhão de barris de petróleo por dia sob o regime de cessão onerosa será de US\$ 15,7 bilhões ou R\$ 58 bilhões, utilizando-se uma taxa de câmbio de 3,7 Reais por Dólar. Nos anos seguintes, a receita líquida anual será ainda maior.

Observa-se, então, que, pelo fato de a Petrobrás gastar apenas US\$ 27 por barril e poder vendê-lo a US\$ 70, no âmbito da cessão onerosa, os barris produzidos sob esse regime poderão ser utilizados para redução do endividamento, para novos investimentos e para aumento dos lucros da estatal.

Como grande parte das unidades da cessão onerosa já estão contratadas e entrarão em operação no curto prazo, produzindo petróleo com altíssima rentabilidade, conclui-se, então, que carece de qualquer lógica, a Petrobrás transferir a titularidade dessas áreas, como proposto pelo Projeto de Lei nº 8.939, de 2017.

A essência da cessão onerosa foi a União criar um regime excepcional para capitalizar e beneficiar a Petrobrás. Essa excepcionalidade seria afrontada, caso a estatal, agora, se aproveitasse do vantajoso regime de cessão onerosa para vender, ainda que parcialmente, a titularidade das áreas.

Dessa forma, o art. 1º do Projeto de Lei da Câmara nº 78, de 2018, fere a própria essência da Lei nº 12.276/2010, representa uma quebra do Contrato de Cessão Onerosa e não apresenta nenhum mérito. Pelo contrário, essa proposição é, na verdade, uma afronta ao interesse público.

Certos de que os ilustres Senadores da República não vão permitir que se transfira para empresas multinacionais as vantagens oferecidas à Petrobrás, com graves prejuízos aos Estados e Municípios que deveriam receber a participação especial, contamos com o decisivo apoio a esta emenda.

Sala das Sessões,

Senador LINDBERGH FARIAS



SF/18414.16346-71