

NOTA TÉCNICA Nº 9/2020/SPG/ANP-RJ

**Assunto: Minuta Resolução, a ser submetida a Consulta e Audiência Pública, para regulamentação da redução alíquota de royalties para empresas de pequeno e médio porte**

**Referências:**

Processo ANP 48610.212062/2020-62  
Resolução CNPE nº 01/2013, de 07/02/2013  
Resolução ANP nº 32/2014, de 05/06/2014  
Resolução CNPE nº 17/2017, de 08/06/2017  
Resolução CNPE nº 04/2020, de 04/06/2020

**I. INTRODUÇÃO**

01. Os royalties são uma compensação financeira devida aos governos pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, tendo como base de cálculo um percentual fixo sobre a receita bruta da produção. Apesar da sua facilidade de apuração e fiscalização, os royalties são regressivos e não neutros, afetando a economicidade da produção.

02. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com a atribuição de propor a política energética nacional e definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural, e criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com a atribuição de implementar, dentro da sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na referida política energética nacional.

03. Desde 2003, o CNPE estabelece diretrizes para a adoção de medidas para incentivar a participação de pequenas e médias empresas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. As Resoluções CNPE nº 8/2003, nº 2/2004, nº 1/2006, nº 3/2006 e nº 5/2006 tratam da promoção da participação de pequenas e médias empresas na continuidade das atividades de exploração e produção em bacias maduras e campos marginais, buscando fortalecer o relevante papel socioeconômico regional desse segmento da indústria petrolífera.

04. Na medida em que o impacto dos royalties na economicidade de projetos de petróleo mostra-se como um potencial obstáculo para a continuidade das atividades de produção e para a atração de novos investimentos, sobretudo em fases avançadas de projeto, diversos países introduziram mudanças no regime fiscal contemplando a redução e a extinção das cobranças de royalties.

05. No Brasil, a Resolução CNPE nº 04/2020, de 04/06/2020 e publicada no D.O.U. de 01/07/2020, estabeleceu como de interesse da Política Energética Nacional que a ANP “avalie adoção de medidas visando à redução para até cinco por cento, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei 9.478/1997, para campos concedidos a empresas de pequeno e médio porte, classificadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP”.

06. Como será demonstrado ao longo desta Nota Técnica, a medida indicada na Resolução CNPE nº 04/2020 encontra amparo na legislação vigente, paralelo na prática internacional e racionalidade na teoria econômica, sendo ainda mais relevante no atual contexto de redução dos preços do petróleo no mercado internacional, que impacta de forma mais acentuada as empresas de pequeno e médio porte.

07. Adicionalmente, cabe destacar que a concessão de benefícios fiscais para empresas de porte específico é uma ferramenta já empregada no sistema tributário nacional, por exemplo com o programa Simples Nacional, o qual estabelece um regime diferenciado de tributação para micro e pequenas empresas.

De acordo com a Lei do Simples Nacional – Lei Complementar (LC) no 123, de 14 de dezembro de 2006, atualizada pela LC no 155, de 27 de outubro de 2016 –, são consideradas MEs aquelas que auferiram receita bruta inferior ou igual a R\$ 360 mil, e são consideradas EPPs as que obtiveram receita de venda no mercado interno superior a R\$ 360 mil e inferior ou igual a R\$ 3,6 milhões. Deve-se ressaltar que a partir de 1º de janeiro de 2018 esses limites passarão para R\$ 480 mil e R\$ 4,8 milhões, respectivamente. Não podem aderir ao Simples Nacional empresas de cujo capital participe outra pessoa jurídica.” Fonte: [https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/radar/180209\\_radar\\_55\\_cap04.pdf](https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/radar/180209_radar_55_cap04.pdf)

08. Assim, esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar subsídios para deliberação da Diretoria Colegiada da ANP sobre o início do procedimentos de consulta e audiência pública da minuta de Resolução que regulamenta a redução da alíquota de royalties para até 5% em campos concedidos a empresas de pequeno e médio porte.

09. A Nota Técnica está dividida em oito seções, incluindo esta introdução. Na próxima seção é apresentado o histórico com os principais marcos relacionados a royalty e empresas de pequeno e médio porte. A terceira seção contém a fundamentação legal para arrecadação e distribuição dos royalties e detalhamento da evolução normativa na Política Energética nacional para incentivar a participação de empresas de pequeno e médio porte. Na quarta seção são apresentados conceitos teóricos sobre a cobrança de royalties na produção de petróleo e gás natural, seus impactos e exemplos de experiências internacionais de aprimoramento dos regimes fiscais. A seção cinco revisa a definição de empresas de pequeno e médio porte segundo critérios estabelecidos pela ANP.

10. A seção seis apresenta o conteúdo da minuta da Resolução a ser deliberada pela Diretoria Colegiada da ANP para ser submetida a Consulta e Audiência Pública. A seção sete apresenta os impactos do incentivo de redução da alíquota de royalties para empresas de pequeno e médio porte. A oitava seção apresenta respostas às principais questões de avaliação do impacto regulatório que, devido a urgência demandada pelo CNPE, somente incluirá a manifestação dos grupos afetados após a Consulta e Audiência Pública. Por fim, esta Nota se encerra com as considerações finais.

**II. HISTÓRICO**

11. Em 03/10/1953, a Lei nº 2004/1953 introduziu no ordenamento jurídico brasileiro o pagamento de royalties sobre a produção de petróleo e gás natural, com a alíquota de 5% (cinco por cento).

12. Em 06/08/1997, a Lei 9.478/97 instituiu o regime de concessão e a alíquota padrão dos royalties foi elevada para 10% (dez por cento), porém, mantendo-se a possibilidade de redução a um mínimo de 5% (cinco por cento).
13. Em 21/07/2003, a Resolução CNPE nº 8/2003 destacou que a Agência Nacional do Petróleo - ANP, deverá observar a diretriz de promoção da participação de pequenas empresas e a continuidade das atividades de exploração e produção nestas áreas, onde a atividade exerce importante papel sócio-econômico regional.
14. Em 08/12/2004, a Resolução CNPE nº 2/2004 tratou da promoção da participação de pequenas e médias empresas na continuidade das atividades de exploração e produção em bacias maduras e campos marginais, buscando fortalecer o relevante papel socioeconômico regional desse segmento da indústria petrolífera.
15. Em 23/02/2006, a Resolução CNPE nº 1/2006 destacou que alguns campos de petróleo e gás natural considerados marginais por empresas de grande porte podem despertar o interesse de empresas de menor porte.
16. Em 18/05/2006, a Resolução CNPE nº 3/2006 tratou de oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas, em bacias densamente exploradas, possibilitando a continuidade da exploração e a produção de petróleo e gás natural nestas regiões onde essas atividades exercem importante papel sócio-econômico.
17. Em 21/12/2006, a Resolução CNPE nº 5/2006 tratou da promoção da participação de pequenas e médias empresas na continuidade das atividades de exploração e produção em bacias maduras e campos marginais, buscando fortalecer o relevante papel socioeconômico regional desse segmento da indústria petrolífera.
18. Em 30/06/2010, a Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, criou o regime de cessão onerosa e estabeleceu em seu artigo 5º os royalties em uma alíquota de 10% (dez por cento).
19. Em 22/12/2010, a Lei nº 12.351 criou o regime de partilha de produção e estabeleceu em seu artigo 42 a alíquota de royalties em 15% (quinze por cento).
20. Em 22/12/2010, a Lei nº 12.351/2010, no Art. 65, concretizou que *“o Poder Executivo estabelecerá política e medidas específicas visando ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural”*.
21. Em 07/02/2013, a Resolução CNPE nº 1/2013 estabeleceu política e medidas para aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, indicando que a participação dessas empresas nessas atividades constituem importantes vetores para o desenvolvimento local e regional e determinou que a ANP estabeleça os critérios para a definição das empresas de pequeno e médio porte a serem beneficiadas por essa política.
22. Em 05/06/2014, foi publicada a Resolução ANP nº 32/2014 estabelecendo as definições de porte das empresas para efeito de enquadramento nas medidas específicas para aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no País.
23. Em 08/06/2017, a Resolução CNPE nº 17/2017 estabeleceu como diretriz na Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural *“incentivar maior pluralidade de atores da indústria, visando ampliar a competitividade no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural”* e determinou para a ANP, no cumprimento de suas atribuições para a implementação desta Política, *“incentivar o aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural”*.
24. Em 23/04/2020, o MME, por meio do Ofício nº 101/2020/SPG-MME, solicitou estudo sobre a redução de alíquotas de royalties para pequenas e médias empresas,
25. Em 30/04/2020, a ANP respondeu ao MME, por meio da Nota Técnica Conjunta nº 12/2020/ANP, contendo impactos sobre a arrecadação da União, Estados e Municípios, decorrentes da eventual redução da alíquota de royalties para 5% dos campos concedidos às empresas de pequeno e médio porte, enquadradas segundo os critérios da Resolução ANP nº 32/2014.
26. Em 04/06/2020, a Resolução CNPE nº 04/2020, publicada no D.O.U. de 01/07/2020, estabeleceu como de interesse da Política Energética Nacional que a ANP *“avalie adoção de medidas visando à redução para até cinco por cento, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei 9.478/1997, para campos concedidos a empresas de pequeno e médio porte, classificadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP”*.

### III. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

#### i. Arrecadação e distribuição de royalty

27. O pagamento de royalties pela exploração e produção de petróleo e gás natural está previsto no ordenamento jurídico brasileiro desde 1953 (Lei nº 2.004/53), e até 1997 era calculado em uma alíquota de 5% (cinco por cento) sobre o valor da produção de petróleo e gás natural.
28. Em 1997, a partir da Lei do Petróleo e da inserção do modelo de concessão na legislação, a alíquota padrão dos royalties foi elevada para 10% (dez por cento) sobre o valor da produção de petróleo e gás natural, com a possibilidade de redução a um mínimo de 5% (cinco por cento), conforme excerto abaixo.

Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

**§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.**

29. Existem hoje na legislação brasileira os seguintes regimes contratuais: (i) Concessão, com alíquota de royalties de 5% a 10%; (ii) Cessão Onerosa, com alíquota de royalties de 10% (dez por cento) e (iii) Partilha de Produção, com alíquota de royalties de 15% .
30. Cabe destacar que dos regimes contratuais citados, atualmente apenas as alíquotas de royalties do regime de concessão definido na Lei nº 9.478/97 possuem previsão acerca da possibilidade de redução.
31. Em relação à sua forma de apuração, o parágrafo segundo do artigo 47 da Lei nº 9.478/97 estabeleceu o seguinte:

§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos *royalties* serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

32. Neste sentido foi editado o Decreto nº 2.705/1998, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, em cujo artigo 12 restou estabelecido que:

Art 12. O valor dos royalties, devidos a cada mês em relação a cada campo, será determinado multiplicando-se o equivalente a dez por cento do volume total da produção de petróleo e gás natural do campo durante esse mês pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV deste Decreto.

§ 1º A ANP poderá, no edital de licitação para um determinado bloco, prever a redução do percentual de dez por cento definido neste artigo até um mínimo de cinco por cento do volume total da produção, tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes a esse bloco.

33. Por outro lado, em relação aos critérios de distribuição dos royalties atualmente em vigor<sup>[1]</sup>, os artigos 48 e 49 da Lei nº 9.478/97 definem os valores percentuais devidos aos entes beneficiários na parcela de 5% e na parcela que exceder 5%, respectivamente, conforme resumido na Tabela 01.

**Tabela 01** - Critérios e percentuais de distribuição dos royalties no regime de concessão.

Origem	Parcela	Beneficiário	%
Terra	5%	Estados Produtores	70,00%
		Municípios Produtores	20,00%
		Municípios com IEDs**	10,00%
	> 5%	Estados Produtores	52,50%
		Municípios Produtores	15,00%
		Municípios Afetados por IEDs	7,50%
		União	25,00%
Mar	5%	Estados Confrontantes Poços	30,00%
		Municípios Confrontantes Poços	30,00%
		Municípios com IEDs	10,00%
		Fundo Especial (Estados e Municípios)	10,00%
		União	20,00%
	> 5%	Estados Confrontantes Campos	22,50%
		Municípios Confrontantes Campos	22,50%
		Municípios Afetados por IEDs	7,50%
		Fundo Especial (Estados e Municípios)	7,50%
		União	40,00%

## ii. Incentivo a empresas de pequeno e médio porte

34. Em relação à participação de empresas de pequeno e médio porte, o Art. 65 da Lei no 12.351/2010 determinou que “o Poder Executivo estabelecerá política e medidas específicas visando ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural”.

35. A Resolução CNPE nº 1/2013 estabelece política e medidas para aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, considerando que:

- o compete ao CNPE propor políticas nacionais e medidas específicas destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, visando à concretização dos objetivos da Política Energética Nacional, entre os quais se destacam a preservação do interesse nacional, a promoção do desenvolvimento, a ampliação do mercado de trabalho e a valorização dos recursos energéticos;
- o art. 170, da Constituição, estabelece como princípio da Ordem Econômica, entre outros, o “tratamento favorecido para as empresas de pequeno porte constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sua sede e administração no País”;
- o art. 65 da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, dispõe que cabe ao Poder Executivo estabelecer política e medidas específicas visando ao aumento da participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural;
- o as Resoluções CNPE no 8, de 21 de julho de 2003, no 2, de 8 de dezembro de 2004, no 1, de 23 de fevereiro de 2006, no 3, de 18 de maio de 2006, e no 5, de 21 de dezembro de 2006, no 2, de 25 de junho de 2007, e no 10, de 3 de setembro de 2008, tratam da promoção da participação de pequenas e médias empresas na continuidade das atividades de exploração e produção em bacias maduras e campos marginais, buscando fortalecer o relevante papel socioeconômico regional desse segmento da indústria petrolífera; e
- o a participação de empresas de pequeno e de médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em bacias terrestres constituem importantes vetores para o desenvolvimento local e regional

36. A Resolução CNPE nº 17/2017, estabeleceu como diretriz na Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural “incentivar maior pluralidade de atores da indústria, visando ampliar a competitividade no segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural” e determinou para a ANP, no cumprimento de suas atribuições para a implementação desta Política, “incentivar o aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural”.

37. Por fim, a Resolução CNPE nº 04/2020, dispõe sobre a redução de royalties e o incentivo às empresas de pequeno ou médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, onde resolve:

*Art 1º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP avalie a adoção de medidas visando à redução de royalties para até cinco por cento, nos termos do art. 47, § 1º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, para campos concedidos a empresas de pequeno ou médio porte, classificadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP.*

*Art. 2º Recomendar à ANP que dê prosseguimento aos estudos e ações visando à definição e à implementação de eventuais incentivos à exploração, desenvolvimento e produção:*

*I - por empresas de pequeno ou médio porte; e*

*II - de acumulações de hidrocarbonetos ou campos com economicidade marginal, iniciados com a Tomada Pública de Contribuições ANP nº 8/2018.*

## IV. ROYALTIES NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

38. Os royalties são uma compensação financeira devida aos governos pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural pelo direito de produzir um recurso exaurível. Normalmente, a cobrança de royalties equivale a um percentual fixo sobre a receita

bruta da produção, embora alguns países adotem a cobrança de royalties com percentuais escalonados associados a outros indicadores do projeto, como sua localização, o volume de produção e a taxa de retorno.

39. A modalidade de taxação das atividades de E&P pela cobrança de royalty sobre a receita bruta é atrativa para os governos, pois o tributo é devido assim que a produção se inicia, além de ser de fácil administração e fiscalização.

40. Por outro lado, a cobrança de royalties sobre a receita bruta reduz a economicidade da produção e pode levar ao abandono prematuro de campos, reduzindo o fator de recuperação total das reservas. Assim, os royalties são classificados como impostos regressivos, isto é, a parcela do governo é menor quanto mais lucrativo for o projeto, e não neutros, pois tendem a alterar a tomada de decisão das empresas e reduzir a eficiência econômica dos projetos.

41. O principal objetivo do Estado ao desenhar o regime fiscal a ser aplicado nas atividades de E&P deve ser definir um modelo atrativo o suficiente para incentivar as empresas a executar as atividades e, ao mesmo tempo, garantir uma compensação financeira justa para o Estado.

42. Neste sentido, o regime fiscal e suas alterações constituem sinais econômicos para o mercado e tendem a influenciar as decisões de investimento das empresas, tanto em empresas incumbentes como para novas entrantes.

43. Desta forma, na medida em que os royalties mostraram-se como um potencial obstáculo para a continuidade das atividades de produção e para a atração de novos investimentos, diversos países introduziram mudanças no regime fiscal contemplando a redução e a extinção das cobranças de royalties visando concentrar a taxação sobre a receita líquida.

44. Conforme apontado na Nota Técnica nº 72/2017/SDR, os principais exemplos de alterações nos regimes fiscais com intuito de reduzir as alíquotas de royalties de modo a manter a atratividade e economicidade da produção de petróleo e gás natural foram observados na região do Mar do Norte, na Europa.

45. No Reino Unido, o primeiro modelo fiscal implantando para as atividade de E&P no Mar do Norte foi definido com o Oil Taxation Act of 1975, que consistia: (i) na cobrança de royalties de 12,5% da receita bruta, (ii) no petroleum revenue tax (PRT), devido sobre o lucro do campo, e (iii) no corporation tax (CT), devido sobre os lucros das empresas. No início dos anos 1980, o começo da trajetória declinante dos preços após o segundo choque do petróleo (1979), com efeitos negativos sobre os investimentos em exploração e desenvolvimento e a desaceleração do crescimento da produção total do país, levou o governo britânico a promover mudanças no regime fiscal. A principal medida consistia em concentrar a base de cálculo dos impostos no lucro da atividade, a qual incluiu a extinção da cobrança de royalties para os campos em desenvolvimento após 1983, e sua posterior abolição para todos os campos em produção em 2002<sup>[2]</sup>.

46. No caso da Noruega, o regime fiscal original das atividades de E&P de petróleo determinava a cobrança de royalty de 10% sobre receita bruta. Em 1972, a alíquota de royalties foi alterada para percentuais escalonados entre 8% e 16% de acordo com a produção. Em 1986, os royalties foram abolidos para os novos campos em desenvolvimento. Por fim, a cobrança de royalties foi gradualmente extinta a partir o ano 2000<sup>[3]</sup>.

47. Alterações no regime fiscal de royalties com a redução da taxação sobre a receita bruta também foram observadas nos demais países produtores banhados pelo Mar do Norte, como a Holanda (a partir de 2001), Dinamarca (a partir de 1986) e Irlanda<sup>[4]</sup>.

48. Adicionalmente, medidas de incentivo à produção por meio de redução das alíquotas de royalties também foram realizadas nas áreas federais dos Estados Unidos, na província de Alberta no Canadá e na República do Peru.

49. Assim, observa-se que a adoção de medidas para reduzir a alíquota de royalties foi uma medida aplicada em diversos países com o objetivo de incentivar a continuidade da atividade de produção de petróleo e gás natural.

50. Por fim, cabe destacar importante conceito econômico a ser entendido antes de prosseguir com a análise. Como o valor pago de royalties é deduzido da base de cálculo do imposto de renda, sua redução tende a elevar o valor a ser pago desde imposto, mitigando a perda de arrecadação, porém reduzindo os impactos negativos da taxação sobre a receita bruta na economicidade da produção.

## V. EMPRESAS DE PEQUENO E MÉDIO PORTE SEGUNDO A RESOLUÇÃO ANP/32/2014

51. A Resolução CNPE nº 1/2013 estabeleceu política e medidas específicas para aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no país e determinou que a ANP estabeleça os critérios para a definição das empresas de pequeno e médio porte a serem beneficiadas por essa política.

52. Assim, foi publicada a Resolução ANP nº 32/2014 estabelecendo as definições de porte das empresas para efeito de enquadramento nas medidas específicas para aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no País, onde o Art. 1º define:

II - Empresa de Pequeno Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador C ou D pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a 1.000 boe/d (mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior;

III - Empresa de Médio Porte: é uma empresa independente ou uma empresa pertencente a Grupo Societário, que tenha qualificação de Operador B ou C pela ANP, segundo as normas vigentes, que opere pelo menos um Contrato de Concessão e que, ao mesmo tempo, na qualidade de empresa independente ou Grupo Societário, tenha produção média anualizada inferior a 10.000boe/d (dez mil barris de óleo equivalente por dia) de petróleo ou gás natural, no País e no Exterior.

53. O Art. 2º da Resolução ANP nº 32/2014 estabelece que a ANP divulgará até o dia primeiro de março de cada ano a relação das empresas enquadradas como de pequeno e médio porte.

54. A Tabela 2 apresenta a relação atual de empresas de pequeno e médio porte enquadradas segundo os critérios da Resolução ANP nº 32/2014.

**Tabela 02 – Relação de empresas de pequeno e médio porte**

<b>Empresas de Pequeno Porte</b>
Alvopetro S.A. Extração de Petróleo e Gás Natural
Central Resources do Brasil Ltda.
Energizzi Energias do Brasil Ltda.
EPG Brasil Ltda.

Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.
Great Energy S.A.
Guto & Cacal - Indústria, Comércio e Serviços Ltda.
Imetame Energia Ltda.
Leros Petróleo e Gás S.A.
Newo Óleo e Gás Ltda. - ME
Nord Oil and Gas S.A.
Nova Petróleo S.A. - Exploração e Produção
Perícia Engenharia e Construção Ltda.
Petroborn Óleo e Gás S.A.
Petroil Óleo e Gás Ltda.
Petrosynergy Ltda.
Phoenix Óleo & Gás Natural Ltda.
Recôncavo E&P S.A.
Santana Exploração e Produção de Óleo e Gás Ltda.
Ubuntu Engenharia e Serviços Ltda. - ME
Vipetro Petróleo S.A.
<b>Empresas de Médio Porte</b>
Dommo Energia S.A.
Maha Energy Brasil Ltda.
Potiguar E&P S.A.

Fonte: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>

## VI. MINUTA DE RESOLUÇÃO PARA CONSULTA E AUDIÊNCIA PÚBLICA

55. A minuta de resolução a ser submetida a Consulta e Audiência Pública contém 14 artigos estruturados em cinco capítulos, que delimitam as disposições preliminares, os requisitos e procedimentos para obtenção do benefício, os critérios para determinação da alíquota de royalties, os casos de suspensão e perda e as disposições finais.

56. A seguir são expostos os conteúdos de cada capítulo, com os respectivos artigos e comentários e justificativas para sua inclusão.

### Capítulo I – Disposições Preliminares

Art. 1º Esta Resolução tem por objetivo regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, incentivo de redução de alíquota de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção em campos concedidos para empresas de pequeno e médio portes, assim enquadradas nos termos da Resolução ANP nº 32/2014.

Parágrafo único. Esta Resolução é aplicável somente a contratos de concessão.

Art. 2º Para os fins previstos nesta Resolução, consideram-se, além das definições contidas na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014, na Resolução ANP nº 47, de 3 de setembro de 2014, na Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015, na Resolução ANP nº 8 de 23 de fevereiro de 2016, na Resolução CNPE nº 04, de 4 de junho de 2020, e nos Contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, as seguintes definições:

I - empresa de pequeno e médio porte: é a empresa enquadrada como de pequeno e médio porte nos termos da Resolução ANP nº 32/2014.

II - termo aditivo: instrumento jurídico que, mediante vontade das partes, altera, acrescenta ou retira direitos e obrigações manifestadas no contrato.

57. O Art. 1º estabelece o objetivo da Resolução, ou seja, regulamentar o procedimento para conceder, a pedido do operador, incentivo de redução de alíquota de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção em campos concedidos para empresas de pequeno e médio portes, assim enquadradas nos termos da Resolução ANP nº 32/2014.

58. O parágrafo único do Art. 1º delimita a aplicação da Resolução somente para os campos sob o regime de concessão, tendo em vista que somente a Lei 9.478/97 possui previsão legal para redução da alíquota de royalties.

59. O Art. 2º indica definições pertinentes para regulamentação do tema.

### Capítulo II – Das Requisitos e Procedimentos

60. O Capítulo II está dividido em três seções: Disposições Gerais, Procedimentos e Obrigações da Empresa.

61. Na seção I, Disposições Gerais, são apresentados os requisitos necessários para obtenção do incentivo objeto da Resolução.

Art. 3º O incentivo de redução de alíquota de royalties será limitado a campos de produção de petróleo e/ou gás natural concedidos (i) isoladamente a empresas de pequeno ou médio porte ou (ii) a consórcios, cujos membros sejam empresas de pequeno ou médio porte com parcela na participação igual ou superior a 75%.

Parágrafo primeiro. As obrigações do contrato de concessão do campo objeto do pedido deve estar sendo adimplidas no ato da solicitação.

Art. 4º Além dos requisitos específicos do contrato de concessão dispostos no Art 3º, todas as empresas concessionárias do contrato de concessão objeto do pleito devem atender os seguintes requisitos no ato da solicitação:

I – estar adimplentes com todas as suas obrigações relativas às participações governamentais e de terceiros perante todos os contratos de concessão em que sejam partes;

II – apresentar regularidade fiscal e trabalhista.

Parágrafo único. A regularidade fiscal e trabalhista será comprovada por meio da análise dos seguintes documentos, a serem obtidos pela ANP mediante acesso às bases de dados dos órgãos públicos responsáveis por sua emissão:

a) prova de inscrição no CNPJ;

b) Certidão Conjunta Negativa de Débitos ou Positiva com efeito de Negativa relativa a Tributos Federais e à Dívida Ativa da União, a cargo da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN), abrangendo todos os créditos tributários federais administrados pela RFB e PGFN;

c) Certificado de Regularidade do FGTS (CRF);

d) Certidão Negativa de Débitos Trabalhistas, ou positiva com efeito de negativa a cargo da Justiça do Trabalho.

62. O Art. 3º define que o benefício de redução da alíquota de royalties somente poderá ser obtido para campos concedidos para empresas de pequeno e médio porte ou, no caso de consórcio, que a participação dessas empresas seja superior a 75%.

63. Esta medida visa limitar a obtenção do benefício para campos concedidos para o perfil de empresas indicado na Resolução CNPE nº 4/2020. Porém, considera-se que a participação minoritária de empresas fora desse perfil seja benéfica para a gestão da produção, com potencial ganhos de experiência técnica e tecnológica, acesso a mercados para escoamento da produção e maior facilidade na obtenção de garantias.

64. O percentual de 75% foi definido de modo a garantir uma participação minoritária da empresa que não for enquadrada de pequeno e médio porte e que a mesma não seja a operadora do campo.

65. O parágrafo único do Art. 3º estabelece que somente poderão obter o incentivo os campos que estejam com suas obrigações contratuais adimplidas no momento da solicitação.

66. O Art. 4º estabelece os requisitos necessários para as empresas concessionárias para obtenção do benefício no momento da solicitação, sendo elas:

- a) estar adimplentes com as suas obrigações relativas às participações governamentais e de terceiros perante todos os contratos de concessão em que sejam partes, e;
- b) apresentar regularidade fiscal e trabalhista;

#### Seção II

##### Dos Procedimentos

Art. 5º A concessão do incentivo de redução de alíquota de royalties se dará mediante solicitação formal para cada campo, protocolizada na ANP pelo operador do campo.

Parágrafo único. No momento da solicitação, caso o campo solicitante seja beneficiário, por outra norma, de incentivo de redução de royalty, o operador do campo deverá manifestar expressamente a intenção de substituição do benefício anterior, pelo incentivo de que trata essa Resolução, com efeitos a partir da assinatura do termo aditivo indicado no Art. 7º.

Art. 6º A solicitação para obtenção do incentivo de redução de royalties de que trata esta Resolução deverá ser submetida à aprovação da ANP, que analisará o pleito no prazo de até noventa dias contados a partir da data de solicitação.

§1º As unidades organizacionais da ANP emitirão pareceres sobre a regularidade das obrigações do Art. 3º.

§2º Após a emissão dos pareceres mencionados no §1º, será expedida recomendação à Diretoria Colegiada da ANP para aprovação ou denegação da solicitação.

§3º A ANP poderá notificar as sociedades interessadas para apresentar documentos adicionais ou prestar esclarecimentos no prazo de trinta dias, contados a partir do recebimento da notificação, sob pena de arquivamento do processo.

§4º A notificação mencionada no §3º interromperá o prazo previsto no caput, reiniciando-se a sua contagem a partir da data do seu atendimento.

Art. 7º Aprovada a solicitação, os contratos de concessão serão alterados por meio de termo aditivo, a ser celebrado no prazo de trinta dias, contados da notificação da decisão da ANP ou da União, que deverá informar:

I – a alíquota de royalties devidos, conforme art. 10 desta Resolução;

II – as condições para suspensão e perda de eficácia do termo aditivo, conforme art. 11 e art. 12 desta Resolução.

Parágrafo único. Uma vez assinados os referidos termos aditivos, a redução na alíquota de royalties surtirá seus efeitos sobre a produção do mês subsequente à data de assinatura.

67. O Art. 5º determina que a empresa operadora do campo deve apresentar uma solicitação para obtenção do incentivo e declarar formalmente quanto à intenção de troca de enquadramento quando já beneficiária de incentivo de redução de alíquota de royalty diverso.

68. O Art. 6º estabelece que a obtenção do incentivo está sujeita a aprovação da ANP, que concluirá a análise no prazo de 90 (noventa) dias a partir da data de solicitação. Dentre os procedimentos, fica definido que as unidades organizacionais emitirão parecer sobre a regularidade das obrigações contratuais do campo objeto do pleito previamente à recomendação e aprovação/denegação da Diretoria Colegiada da ANP.

69. O Art. 6º estabelece ainda a suspensão do prazo caso a ANP notifique a empresa para apresentar documentos adicionais para emissão dos pareceres.

70. O Art. 7º estabelece que após aprovação da Diretoria Colegiada, o contrato de concessão deve ser aditados no prazo de trinta dias, indicando os termos obrigatórios deste aditivo, ou seja: a nova alíquota de royalties e as condições de suspensão ou perda do benefício.

71. Tendo em vista que a apuração de royalties ocorre na base mensal, o parágrafo único do Art. 7º define que após a assinatura do termo aditivo, a redução da alíquota terá efeito sobre a produção do mês subsequente a data de assinatura. Assim, por exemplo, independente se o termo aditivo for assinado no dia 1º, 5º ou 31 de março, a produção deste mês ainda estará sujeita a alíquota normal, e, somente a produção realizada a partir de abril será taxada com a alíquota reduzida.

#### Seção III

##### Das obrigações da empresa

Art. 8º Ao assinar o termo aditivo, a empresa operadora se compromete a apresentar à ANP, independentemente de solicitação, toda informação sobre ocorrência de quaisquer fatos, pré-existentes ou supervenientes à assinatura do termo aditivo, que sejam potencialmente impeditivos para a continuidade de percepção do incentivo ou que resultem em alteração da alíquota, ainda que temporários, tão logo a empresa tome conhecimento.

72. A inclusão do Art. 8º tem como objetivo estabelecer a obrigação de comunicação pela empresa de qualquer fato que possa comprometer a obtenção e manutenção do benefício, por exemplo, para os casos de suspensão ou perda descritos no Capítulo IV da Resolução.

### Capítulo III – Dos critérios para determinação do percentual da alíquota de royalties

Art. 9º O valor da alíquota de royalties será determinado analisando-se o enquadramento da empresa operadora do campo como de pequeno ou médio porte, nos termos da Resolução ANP nº 32/2014

§ 1º O enquadramento das empresas quanto ao porte para fins de percepção do incentivo, será revisado anualmente, nos termos da Resolução ANP nº 32/2014, sendo aplicável para os royalties referentes a produção de março.

Art. 10 Após a assinatura do termo aditivo dos contratos de concessão, as alíquotas de royalties terão os seguintes valores:

I – campos operados por empresas de pequeno porte: alíquota de 5%;

II – campos operados por empresas de médio porte: alíquota de 7,5%.

73. O Art. 9º determina que o incentivo de redução da alíquota de royalties será apurado conforme o enquadramento do porte da empresa, sendo este revisto com periodicidade anual, nos termos da Resolução ANP nº 32/2014.

74. O Art 10 estabelece os percentuais das alíquotas a que estarão sujeitos os campos, sendo 5% para campos operados por empresa de pequeno porte e 7,5% para os campos operados por empresa de médio porte.

75. Essa diferenciação de alíquota visa estabelecer critérios distintos de incentivos conforme o porte das empresas, considerando que a alíquota deve ser majorada para empresas com maior capacidade operacional e financeira.

#### Capítulo IV – Da suspensão e perda de eficácia do termo aditivo

Art. 11 Enjejará suspensão do incentivo de redução de royalties o inadimplemento dos prazos de pagamento e das obrigações acessórias relativas às participações governamentais do campo objeto do incentivo, conforme prazos definidos no Decreto 2.705/1998.

§ 1º A suspensão do benefício terá início sobre a produção do mês onde for constatado o inadimplemento das obrigações definidas no caput.

§2º Quando se verificar que a(s) causa(s) da suspensão cessaram, o termo aditivo voltará a produzir efeitos sobre a produção do mês subsequente à eliminação do inadimplemento.

Art. 12 Enjejará perda do incentivo de redução de royalties caso a empresa operadora perca o enquadramento como empresa de pequeno e médio porte nos termos da Resolução ANP nº 32/2014 ou caso a parcela de participação de empresas de pequeno e médio porte no consórcio seja inferior a 75%.

Art. 13 O descumprimento do disposto no Art. 8º enjejará abertura de processo administrativo para perda de eficácia do termo aditivo de que trata esta Resolução e restituição dos valores de royalties não recolhidos, bem como aplicação de juros e multa de mora, nos termos da Portaria ANP nº 234/2003.

76. O Art. 11 define a suspensão do benefício caso a empresa fique inadimplente com o pagamento das obrigações relativas às participações governamentais do campo objeto do incentivo, conforme prazos definidos no Decreto 2.705/1998.

77. Os § 1º e § 2º estabelecem que assim que for constatada a inadimplência das obrigações ficará suspenso o benefício de redução da alíquota de royalties sobre a produção do mês em questão até o mês subsequente a eliminação do inadimplemento.

78. O Decreto 2.705/1998 define os seguintes prazos para pagamento:

Royalties:

*Art. 18. O valor dos royalties será apurado mensalmente por cada concessionário, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção do campo, e pago, em moeda nacional, até o último dia útil do mês subsequente, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da sua apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data da sua efetivação.*

Participação Especial:

*Art. 25. O valor da participação especial será apurado trimestralmente por cada concessionário, e pago até o último dia útil do mês subsequente a cada trimestre do ano civil, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data de pagamento.*

Taxa de Retenção de Área:

*Art. 28. O edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente.*

79. Como exemplo, os royalties referentes a produção de março/20 devem ser pagos até o dia 30 de abril de 2020 e a DRY carregado até o 5º dia útil de maio (dia 08/05/20). Constatado que a empresa não efetuou o pagamento até o dia 30/04/20 e/ou não carregou o DRY até o dia 08/05/20, fica constatado o inadimplemento. Desta forma, fica suspenso o benefício de redução de royalties para produção de maio/20, e o benefício só volta a ter eficácia no mês subsequente da regularização da obrigação. Ou seja, caso a empresa efetue o pagamento e/ou carregue o DRY ainda no mês de maio/20, a alíquota reduzida só volta a ter efeito sobre a produção junho/20 e a produção de maio/20 ficará sujeito à alíquota anterior a assinatura do termo aditivo.

80. O Art. 12 dispõe sobre os casos de perda do incentivo, para os casos em que os concessionários não atendam mais os requisitos do Art 3º, ou seja, caso a empresa operadora perca o enquadramento como empresa de pequeno e médio porte nos termos da Resolução ANP nº 32/2014 ou caso a participação de empresas de pequeno e médio porte no consórcio seja inferior a 75%.

81. O Art. 13 estabelece que no caso do descumprimento do Art 8º, ou seja, a obrigação da operadora de informar à ANP sobre qualquer fato que possa vir acarretar suspensão ou perda do benefício, será aberto processo administrativo para perda de eficácia do termo aditivo e restituição dos valores de royalties não recolhidos indevidamente.

#### Capítulo V – Disposições Finais

Art. 14 Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

82. Estabelece a data de entrada em vigor da Resolução.

### VII. IMPACTO DO INCENTIVO DE REDUÇÃO DE ALÍQUOTA DE ROYALTY PARA EMPRESAS DE PEQUENO E MÉDIO PORTE

83. Nesta seção serão abordados os possíveis impactos do incentivo de redução da alíquota de royalties para os campos concedidos para empresas de pequeno porte (EPP) e empresas de médio porte (EMP).

84. Inicialmente são apresentados os impactos na arrecadação e na distribuição da implementação do incentivo da redução das alíquotas de royalties nos termos propostos nesta minuta de resolução nos campos concedidos para empresas com esse perfil.

85. Adicionalmente, será apresentado a importância da indústria de exploração e produção nos estados que terão maior impacto na arrecadação com a implementação do benefício, de modo indicar outros benefícios econômicos provenientes da atividade de produção.

86. A segunda subseção avalia o impacto dessa medida na tomada de decisão das empresas no momento de apresentação de oferta nas rodadas de licitações.

#### i. Impactos na arrecadação e distribuição de royalties

87. Para avaliar os impactos da redução das alíquotas de royalty foram consideradas estimativas de royalty (arrecadação e distribuição) para o ano de 2020 comparando-se a redução das alíquotas propostas nesta regulamentação com a manutenção alíquotas atuais, segundo os parâmetros abaixo:

##### a) Universos de campos elegíveis



88. Para a classificação dos campos como pertencentes a empresas de pequeno e médio porte foi usado o critério da Portaria ANP/32/2014, ou seja, empresa de pequeno porte aquela que tem produção anualizada até 1.000 boepd e empresa de médio porte aquela que tem produção anualizada maior que 1.000 até 10.000 boepd.

89. Atualmente existem 92 campos operados por empresas de pequeno e médio porte que poderiam ser beneficiados por essa resolução, sendo 60 campos operados por empresas de pequeno porte e 32 campos operados por empresas de médio porte.

90. As pequenas e médias empresas atuais tem a maior parte de seus projetos em terra, sendo somente dois campos marítimos: Tubarão Martelo, operado pela empresa Domo Energia, e; Tartaruga, operado pela Maha Energia, no qual a Petrobras está vendendo sua participação no projeto.

b) Curvas de produção

91. As informações de produção usadas para cálculo do royalty foram coletadas no Programa Anual de Produção – PAP da ANP. O PAP 2020 contém, para cada campo, a estimativa das curvas de produção mensal de óleo e gás natural.

c) Preços de Referência de Óleo e Gás

92. Para atualizar o efeito da variação recente do preço do Brent e da taxa de câmbio, os preços de referência de óleo de gás usados, em cada campo, foram utilizadas as seguintes premissas:

a. Estimativa do “valor normalizado” do preço de óleo e gás para cada campo. Conforme descrito na fórmula (1), a estimativa é obtida pela divisão do preço de fevereiro/2020, disponível no Demonstrativo de Royalty (DRY), pelo produto entre o preço de Brent – 55,45 US\$/bbl – e a taxa de câmbio – 4,34 R\$/US\$ – do mesmo período. A unidade do preço normalizado é [bbl/m3] e representa o diferencial da qualidade do óleo para cada campo.

$$\text{Preço-norm [bbl/m3]} = \text{Preço [R\$/m3]} / (\text{Brent [US\$/bbl]} * \text{taxa de câmbio [R\$/US\$]}) \quad (1)$$

b. Os preços de referência de óleo e gás para a simulação foram estimados como o produto entre os preços normalizados do item 1 e o cenário de preço de Brent e de taxa de câmbio escolhido;

$$\text{Preço\_Ref [R\$/m3]} = \text{Preço-norm [bbl/m3]} * (40 \text{ [US\$/bbl]} * 5 \text{ [R\$/US\$]}) \quad (2)$$

c. O cenário usado considerou preço de Brent de 40 US\$/bbl e taxa de câmbio de 5 R\$/US\$;

d) Alíquotas de Royalty

93. As alíquotas atualmente em vigor para cada campo antes da redução foram coletadas no Demonstrativo de Royalty (DRY).

94. Para simular o impacto da redução de alíquota nos campos de empresas de pequeno e médio porte foram usadas as alíquotas propostas na minuta de resolução para cada tipo de empresas, sendo:

- 5% para campos operados por empresa de pequeno porte;
- 7,5% para campos operados por empresas de médio porte.

95. Cabe destacar a existência atual de diferentes níveis de alíquotas de royalty para os campos em produção, sendo que alguns já estão sujeitos a alíquota mínima de 5%. A Figura 01 mostra a distribuição de contagem de campos por alíquota operado por empresas de pequeno e médio porte.

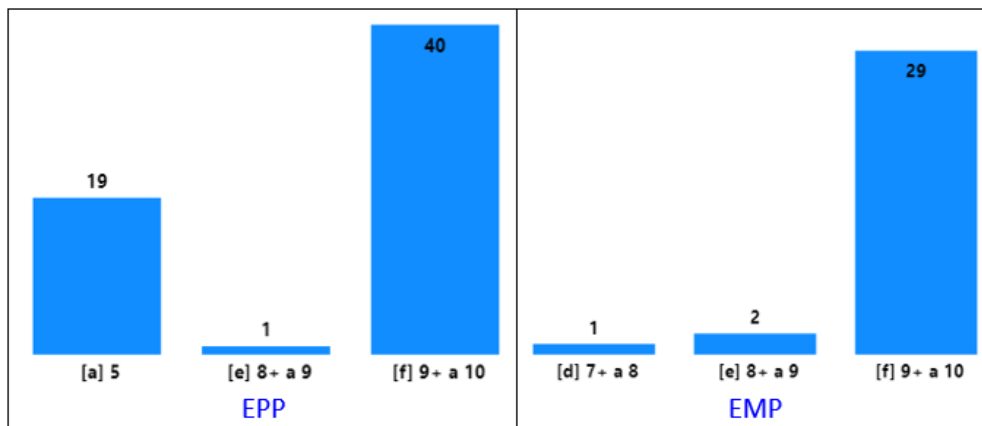


Figura 01: contagem de campos produtores por faixa de Alíquota.

96. Existem 19 campos nas empresas de pequeno porte que já tem alíquota mínima e não serão beneficiados pela redução. No grupo de empresas de médio porte existe 1 campo que já tem alíquota na faixa proposta de redução, de 7,5%.

e) Distribuição de campos por Estados

97. O impacto regional pode ser observado, inicialmente, na distribuição de campos pelos Estados (Figura 02).



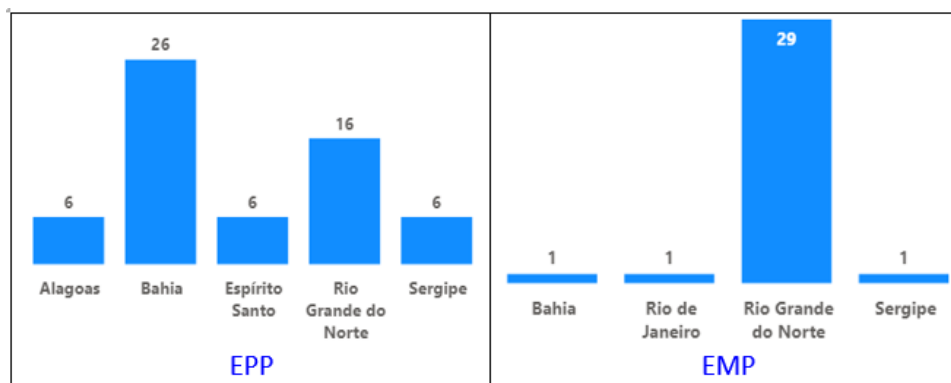


Figura 02: contagem de campos produtores por Estados

98. Dos 60 campos terrestres operados por EPP, mais de 70% estão localizados nos Estados da Bahia (26) e Rio Grande do Norte (16), sendo o restante distribuído igualmente para os Estados de Alagoas, Espírito Santo e Sergipe (6 cada). Para os campos operados por EMP, 90% (ou 19 campos) estão localizados no Estados do Rio Grande do Norte, os demais se localizam nos Estados da Bahia, Rio de Janeiro e Sergipe.

f) Impacto na arrecadação e distribuição de royalties

99. Caracterizadas as principais variáveis, o impacto da redução de alíquota será avaliado sob dois aspectos: (i) montante de royalty total gerado pelos grupos de campos selecionados e (ii) valor distribuído da parcela acima 5% do royalty que efetivamente sofre a redução e, consequentemente, os impactos nos entes federativos beneficiários.

100. Para os campos atualmente operado por EPP e EMP estima-se uma redução total de R\$ 39 milhões na arrecadação de royalties, sendo R\$ 7 milhões para os campos operados por empresas de pequeno porte e R\$ 32 milhões para campos operados por empresas de médio porte, o que corresponde a 0,18% do valor total de royalties arrecadado do Brasil, conforme resumido na Tabela 03.

Tabela 03: Síntese do impacto na arrecadação da redução de alíquota.

Grupo	Redução de Royalty por Ano (Milhões de R\$)	(%) Brasil
Pequeno Porte	7	0,03
Médio Porte	32	0,15
<b>Total</b>	<b>39</b>	<b>0,18</b>

101. Por outro lado, em relação ao valor distribuído, para a avaliação do impacto regional da redução de alíquota é fundamental estimar a redução da parcela de royalties distribuída para os Estados e Municípios produtores ou confrontantes.

102. Conforme apresentado nas Tabela 04 e 05, considerando os campos operados por empresas de pequeno e médio porte, o impacto da diferença dos valores a serem distribuídos de royalties para estados e municípios confrontantes com o incentivo de redução da alíquota seria bastante limitado.

Tabela 04: Estimativa impactos na distribuição para Estados produtores e confrontantes

Estados	Royalties alíquota atual (R\$)	Royalties alíquota reduzida (R\$)	diferença (R\$)	diferença (%)
Alagoas	18.979.143	18.503.843	475.300	-2,50%
Amazonas	204.939.813	204.939.813	0	0,00%
Bahia	156.220.875	150.002.368	6.218.507	-3,98%
Ceará	10.223.285	10.223.285	0	0,00%
Espírito Santo	425.497.063	425.293.105	203.958	-0,05%
Maranhão	23.952.301	23.952.301	0	0,00%
Rio de Janeiro	4.277.664.575	4.274.428.776	3.235.799	-0,08%
Rio Grande do Norte	122.343.171	117.921.411	4.421.760	-3,61%
São Paulo	439.940.084	439.940.084	0	0,00%
Sergipe	71.128.258	70.270.790	857.468	-1,21%

Tabela 05: Estimativa impactos na distribuição para Municípios produtores e confrontantes

Municípios	Royalties alíquota atual (R\$)	Royalties alíquota reduzida (R\$)	diferença (R\$)	diferença (%)
Alagoas	5.951.429	5.815.629	135.800	-2,28%
Amazonas	58.554.233	58.554.233	0	0,00%
Bahia	51.902.910	50.126.194	1.776.716	-3,42%
Ceará	8.812.555	8.812.555	0	0,00%
Espírito Santo	403.155.596	403.097.322	58.274	-0,01%
Maranhão	6.843.515	6.843.515	0	0,00%
Rio de Janeiro	4.277.664.575	4.274.428.776	3.235.799	-0,08%
Rio Grande do Norte	42.542.144	41.278.784	1.263.360	-2,97%
São Paulo	439.940.084	439.940.084	0	0,00%
Sergipe	34.137.929	33.478.715	659.214	-1,93%

103. Com base nas simulações realizadas, os Estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Alagoas teriam as maiores reduções percentuais nos valores distribuídos de royalties, respectivamente de 3,98%, 3,61% e 2,5%. Enquanto para os Municípios localizados nesses estados, as reduções percentuais seriam um pouco menores, de 3,42%, 2,97% e 2,28%.

104. Entretanto, a avaliação do impacto dos benefícios da atividade de produção para os Estados e municípios beneficiários se estende além da comparação entre os valores de royalties distribuídos.

105. Conforme disposto na Resolução CNPE nº 1/2013, a participação de empresas de pequeno e de médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em bacias terrestres constituem importantes vetores para o desenvolvimento local e regional, tanto na geração e manutenção de empregos (direto e indiretos), como na prestação de serviços de apoio, fornecimento de equipamentos e na arrecadação de tributos estaduais e municipais.

106. Deste modo, a Tabela 06 apresenta a participação das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nos Estados.

Tabela 06: Impacto Econômico de atividade E&P de petróleo e gás natural nos Estados.

Estado	Região	(%) E&P no PIB Industrial	(%) Indústria no PIB Estado
RN	Nordeste	10,4	18,6
BA	Nordeste	2,8	22,4
AL	Nordeste	nd	12,6
SE	Nordeste	nd	19,1
ES	Sudeste	23	22,3
RJ	Sudeste	22,3	18,6
Brasil		2,6	

Fonte: [http://perfildaindustria.portaldaindustria.com.br/composicao\\_setorial?&c2=ba](http://perfildaindustria.portaldaindustria.com.br/composicao_setorial?&c2=ba)

107. Observa-se que as atividades de exploração e produção de petróleo apresentam importante presença na indústria dos Estados mais impactados pela medida, representando 10% do PIB industrial do Estado do Rio Grande do Norte e 3% do PIB da indústria do Estado da Bahia.

108. Por fim, a Figura 03 apresenta o resumo dos impactos da redução de royalty – considerando benefícios a Estados e Município produtores e confrontantes – para cada grupo de campos analisados.

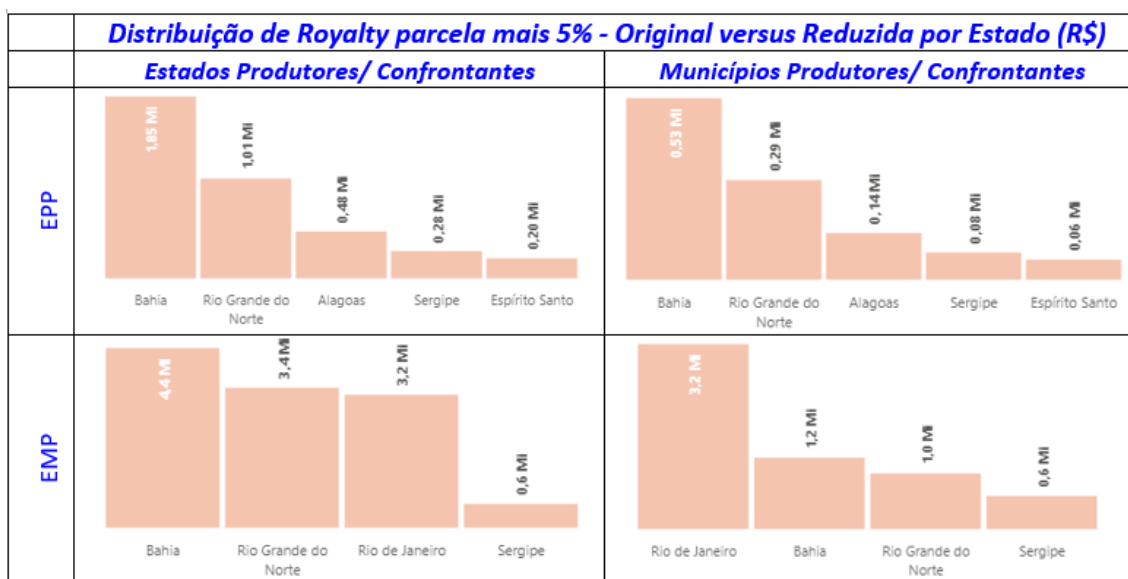


Figura 03 : Variação na Distribuição de Royalty parcela mais 5% - Original vs Reduzida por Estado (R\$)

## ii Impactos na omada de Decisão nas Rodadas de Licitações

109. A Nota Técnica Conjunta SDR - SPL nº 002/2018 avaliou os possíveis impactos da regulamentação da redução de royalties sobre a produção incremental em campos maduros nas propostas apresentadas nas rodadas de licitação, conforme solicitado no item 54 do Parecer nº 00135/2018/PFANP, no processo nº 48610.012420/2017-33.

110. Por meio do Parecer nº 00135/2018/PFANP, de 26 de março de 2018, a Procuradoria Federal analisou questionamento oriundo da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) sobre a possibilidade de estender a previsão de redução dos royalties nos contratos provenientes das Rodadas Zero, Décima Primeira, Décima Segunda e Décima Terceira, os quais não continham esta previsão no edital.

111. Tendo como base o princípio da vinculação ao edital e o objetivo de manter a isonomia entre os concorrentes e a competitividade no certame, a Procuradoria pronunciou-se que, em relação aos contratos provenientes da Rodada Zero, não existe prejuízo ao princípio da vinculação ao edital, tendo em vista que não foram precedidos de licitação.

112. Para as concessões provenientes das Rodadas Décima Primeira, Décima Segunda e Décima Terceira, o item 54 do Parecer nº 00135/2018/PFANP solicita manifestação da área técnica da ANP “*esclarecendo se a alteração proposta no regime de royalties impacta, de alguma forma, nas propostas apresentadas pelos concorrentes do certame de concessão*”.

113. Conforme apontado Nota Técnica Conjunta SDR - SPL nº 002/2018, o processo de tomada de decisão de investimentos na exploração e produção de hidrocarbonetos é dotado de (i) alta complexidade, (ii) grande incerteza e (iii) riscos, intensificados pelos longos ciclos de vida dos projetos. Por este motivo, os projetos de E&P são desenvolvidos em fases e as decisões de investimento são tomadas à medida que é ampliado o conhecimento do(s) reservatório(s) de petróleo.

114. Deste modo, a tomada de decisão de participar da licitação e a estimativa de valor da proposta para um bloco exploratório em oferta envolve a utilização de todas as informações disponíveis para a avaliação do potencial geológico da área, dos termos editalícios e contratuais, da alocação do projeto no portfólio da empresa e sua necessidade de recomposição de reservas, para identificar o retorno esperado com o projeto considerando as diferentes incertezas existentes, como os riscos geológicos, tecnológicos e de engenharia, os riscos regulatórios e políticos e os riscos de mercado, especialmente a volatilidade dos preços.

115. Assim, a Nota Técnica conclui que a omissão ou previsão editalícia da possibilidade de redução da alíquota de royalties sobre a produção incremental é uma informação compartilhada por todas as empresas participantes do certame, **impactando simultaneamente a avaliação de**

**todos os licitantes, preservada a isonomia.**

116. Adicionalmente, a análise dos resultados das rodadas indicou que a ausência da previsão de redução dos royalties no edital não exerce influência no resultado dos certames no sentido de apresentar maior disputa entre os licitantes.

117. De forma análoga à conclusão proferida na Nota Técnica Conjunta SDR - SPL nº 002/2018, pode-se inferir que a omissão ou previsão editalícia da possibilidade de redução da alíquota de royalties para empresas de pequeno e médio conforme regulamentação proposta na presente Nota Técnica era uma informação compartilhada por todos os potenciais licitantes no momento da oferta, impactando simultaneamente sua avaliação sobre a área. Deste modo, entende-se que foi preservada a isonomia no processo licitatório.

**VIII. ANÁLISE DO IMPACTO REGULATÓRIO**

118. Em 30 de junho de 2020 foi publicado o Decreto nº 10.411, que regulamenta a análise de impacto regulatório - AIR, de que tratam o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019.

119. Com a edição do Decreto nº 10.411, de 2020, a realização de AIR se torna obrigatória para as agências reguladoras após o período de adaptação, definido no art. 24, I, "b" para 15 de abril de 2021.

120. Adicionalmente, o Art 4º indica as hipóteses de dispensa da realização da AIR, desde que haja decisão fundamentada do órgão ou da entidade competente. Dentre as hipóteses indicadas, destacam-se os casos de urgência (inciso I) e da edição de ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias (inciso II).

121. A publicação da Resolução CNPE nº 4/2020 – que determina a redução de royalties para empresas de pequeno e médio porte – no atual cenário de preços reduzidos do petróleo no mercado internacional torna-se ainda mais importante para a continuidade das atividades de produção de empresas de pequeno e médio porte. Por isso, entende-se ser pertinente a realização de AIR apenas com os itens possíveis nesta etapa do processo de regulamentação.

122. As principais questões de AIR avaliadas até a fase atual dessa regulamentação estão a seguir:

**i. O ATO A SER PRATICADO**

Publicação de Resolução para regulamentação da redução da alíquota de royalties para empresas de pequeno e médio porte, em atendimento ao interesse da Política Energética Nacional, conforme estabelecido na Resolução CNPE nº 04/2020.

**ii. OBJETIVO PERSEGUIDO**

Em atendimento ao interesse da Política Energética Nacional o objetivo perseguido com a regulamentação é manter a continuidade das atividades de produção e aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, nos termos do Art. 65 da Lei nº 12.351/2010 e da Resolução CNPE nº 1/2013.

**iii. PROBLEMA REGULATÓRIO**

O atual cenário de preços reduzidos do petróleo no mercado internacional torna a operação dos campos de menor produtividade ainda menos atrativa economicamente, especialmente para empresas de pequeno e médio porte, que possuem capacidade financeira limitada.

Por ter como base de cálculo a receita bruta, a cobrança de royalties, especificamente para empresas de pequeno e médio porte, afeta a economicidade da produção e pode levar ao abandono prematuro de campos, reduzindo o fator de recuperação total das reservas.

Assim, para garantir a continuidade dessas operações, que possuem importante impacto nas economias regionais, busca-se tornar os termos fiscais mais atrativos, especificamente para empresas de pequeno e médio porte, em consonância com a diretrizes do CNPE na Política Energética Nacional.

**iv. BASE LEGAL**

Conforme apresentado na seção II, a base legal para o regulamento proposto é:

- Resolução CNPE nº 01/2013, nº 17/2017 e nº 04/2020;

- Lei nº 12.351/2010, Art. 65;

- Lei nº 9.478/1997, Art. 47, § 1º;

- Resolução ANP nº32/2014.

**v. GRUPOS AFETADOS**

Serão impactados pela medida as empresas de pequeno e médio porte, as quais podem se beneficiar de termos fiscais mais favoráveis.

Também serão impactados os estados e municípios produtores e confrontantes, tanto pelo valor distribuído de royalties como pela continuidade das atividades econômicas ligadas a produção de petróleo e gás natural, conforme indicado na seção VI desta Nota Técnica.

**vi. BENEFÍCIOS ESPERADOS PARA O MERCADO E SOCIEDADE**

Aumentar a atratividade econômica da atividade de produção de petróleo e gás natural para empresas de pequeno e médio porte, de modo a manter a continuidade das operações e seus benefícios econômicos diretos e indiretos.

**vii. O INTERESSE PÚBLICO**

Conforme disposto na Resolução ANPE nº 1/2013, a participação de empresas de pequeno e de médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em bacias terrestres constituem importantes vetores para o desenvolvimento local e regional.

Além dos benefícios com arrecadação de participações governamentais, as atividades de produção de petróleo são importantes na criação e manutenção de empregos, na geração de serviços de apoio e na arrecadação de tributos estaduais e municipais, direto e indiretos.

**viii. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL**

A seção III indica os conceitos teóricos sobre a cobrança de royalties na indústria do petróleo e gás natural e apresenta a experiência de diversos países que introduziram mudanças no regime fiscal contemplando a redução e a extinção das cobranças de royalties.

**ix. POSSÍVEIS ALTERNATIVAS E RISCOS ENVOLVIDOS**

A não regulamentação desta medida, sobretudo no cenário de preços atual, tende a inviabilizar a continuidade da produção dos campos atualmente concedidos para empresas de pequeno e médio porte.

O impacto da paralisação da produção seria a redução total da arrecadação de royalties provenientes desses campos, assim como de todas as atividades econômicas relacionadas diretamente ou indiretamente com a manutenção da atividade.

**x. ANÁLISE COMPARATIVA DE RESULTADOS**

A seção VI da Nota Técnica apresenta a avaliação dos possíveis impactos da regulamentação sob diferentes aspectos, incluindo simulações da arrecadação e de distribuição de royalties com a implementação da medida, a importância das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nos Estados impactados, assim como o impacto da medida na tomada de decisão das empresas nas Rodadas de Licitações.

**xi. ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO**

Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar subsídios para deliberação da Diretoria Colegiada da ANP para aprovação da minuta Resolução para regulamentação da redução da alíquota de royalties para campos concedidos para empresas de pequeno e médio porte, classificadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP, a ser submetida a Consulta e Audiência Pública.

Após avaliação das contribuições recebidas na Consulta e Audiência Pública será submetida versão final para deliberação da Diretoria Colegiada da ANP e publicação.

A partir da publicação da Resolução espera-se que as empresas interessadas apresentem suas solicitações de adesão ao incentivo e, após aprovação da ANP, possam usufruir do benefício fiscal.

**xii. MECANISMOS DE FISCALIZAÇÃO**

O acompanhamento do porte das empresas e da regularidade das obrigações para continuidade do incentivo fiscal será realizada conforme definido na minuta de Resolução.

**xiii. MECANISMOS DE MONITORAMENTO**

Após a regulamentação do incentivo será possível acompanhar a continuidade das atividades de produção dos campos operados por empresas de pequeno e médio porte.

**IX. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

123. A partir da Resolução CNPE nº 1/2017 que estabeleceu como diretriz na Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural incentivar o aumento da participação das empresas de pequeno e médio portes nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, e da Resolução CNPE nº 4/2020, que estabeleceu como de interesse da Política Energética Nacional que a ANP avalie adoção de medidas visando a redução das alíquotas de royalties para empresas de pequeno e médio porte, esta Nota Técnica apresentou a base legal, teórica e experiências internacionais e realizou avaliação de impactos da adoção da medida.

124. Tendo em vista o atual cenário de preços reduzidos do petróleo no mercado internacional, que torna ainda mais importante a implementação de medidas de incentivo para permitir a continuidade das atividades de produção de petróleo e gás natural, entendeu-se pertinente a tramitação da medida em caráter de urgência, por conseguinte, a proposta de regulamentação não foi precedida de uma Análise de Impacto Regulatório com todas as suas etapas e formalidades. Entretanto, ao longo da Nota Técnica buscou-se abordar e esclarecer as principais questões presentes em um AIR.

125. Diante do exposto, submetemos a minuta de resolução apresentada para apreciação da Diretoria Colegiada da ANP, após devida avaliação pela Coordenação de Qualidade Regulatória da Secretaria Executiva (CQR/SEC) e pela Procuradoria Federal junto à ANP, com objetivo de submeter a minuta do regulamento à Consulta e Audiência Pública, e as demais etapas do rito prévio à publicação da norma, em observância à legislação vigente aplicável e à transparência das ações da ANP.

**Notas:**

[1] Considerando a suspensão parcial da Lei nº 12.734/2012.

[2] MINISTRY OF ECONOMIC AFFAIRS (2001). Oil and Gas in the Netherlands –exploration and production 2001. Disponível em: <http://nlog.nl/cmis/browser?id=workspace%3A//SpacesStore/29664062-c8a9-4e6a-9cb0-3b80b6f67874>. Acesso em: 26/10/2017.

[3] WOOD MACKENZIE (2016). Ireland upstream fiscal summary. 30 June 2016. Disponível em: <<https://www.woodmac.com/reports/upstream-oil-and-gas-ireland-upstream-fiscal-summary-16112803>>. Acesso em: 26/10/2017

[4] NAKHLE, C. (2008). Petroleum taxation: sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow. Routledge studies in international business and the world economy



Documento assinado eletronicamente por **JOAO HENRIQUE LIMA DO NASCIMENTO, Especialista em Regulação**, em 05/08/2020, às 18:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **THIAGO NEVES DE CAMPOS, Superintendente**, em 05/08/2020, às 19:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.anp.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0856599** e o código CRC **5BA05F03**.

---

Observação: Processo nº 48610.212062/2020-62

SEI nº 0856599