



**Ministério de Minas e Energia  
Gabinete do Ministro**

**CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE**

**RESOLUÇÃO Nº 1, DE 24 DE JUNHO DE 2014.**

**Aprovar a contratação direta da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras para produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal, no regime de partilha de produção, e dá outras providências.**

**O PRESIDENTE DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE**, no uso das atribuições que lhe confere o **caput** do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 agosto de 1997, o art. 9º, inciso II, e art. 12 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, o art. 1º, inciso I, e o art. 2º, § 3º, inciso III, do Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, e o **caput** do art. 14 do Regimento Interno do CNPE, aprovado pela Resolução nº 7, de 10 de novembro de 2009, e tendo em vista as deliberações aprovadas na 28ª Reunião Ordinária, realizada em 24 de junho de 2014, e considerando que

compete ao CNPE propor políticas nacionais e medidas específicas dirigidas ao aproveitamento racional das fontes de energia, visando à efetivação 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;

a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, determina que a exploração e a produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção;

o CNPE, nos termos da Resolução nº 2, de 1º de setembro de 2010, aprovou o Contrato de Cessão Onerosa do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, celebrado entre a União e a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, de que trata a Lei nº 12.276, de 30 de junho 2010;

essa cessão onerosa, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal, deverá produzir efeitos até que a Petrobras extraia o número de barris equivalentes de petróleo, definido no Contrato de Cessão Onerosa, não podendo exceder a 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris equivalentes de petróleo, conforme aprovado pela Resolução CNPE nº 2, de 1º de setembro de 2010;

foram promovidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção;

as estimativas efetuadas pela ANP, com base nos estudos realizados pela Petrobras, indicam que nas áreas contratadas sob o regime de cessão onerosa existem volumes que ultrapassam os limites de 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris equivalentes de petróleo, conforme se segue:

| <b>ÁREAS</b>     | <b>Volumes Adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa<br/>(milhões de barris equivalentes de petróleo)</b> |
|------------------|--|
| Búzios           | entre 6.500 e 10.000   |
| Entorno de Iara  | entre 2.500 e 4.000  |
| Florim           | entre 300 e 500  |
| Nordeste de Tupi | entre 500 e 700  |

para essas áreas a Petrobras já efetuou as necessárias atividades exploratórias, no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa;

os projetos para o desenvolvimento de cada uma dessas áreas poderão ser otimizados se elaborados para todo o volume a ser produzido e não apenas para a produção dos volumes contratados sob o regime de cessão onerosa;

o Ministério de Minas e Energia, para planejar o aproveitamento do petróleo e do gás natural nessas áreas, encaminhou proposta ao CNPE para a contratação direta da Petrobras, sob o regime de partilha de produção, nos termos do art. 10, incisos I e II, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010;

cabe ao CNPE propor à Excelentíssima Senhora Presidenta da República os casos em que, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da Política Energética Nacional, a contratação direta da Petrobras, pela União, para a exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, na forma do art. 9 inciso II, e do art. 12 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010; e

O CNPE, na 28ª Reunião Ordinária, realizada em 24 de junho de 2014, deliberou propor à Presidenta da República a contratação direta da Petrobras para produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos, em regime de partilha de produção, dos volumes que ultrapassem os limites contratados sob o regime de cessão onerosa objeto da Resolução CNPE nº 2, de 1º de setembro de 2010, na forma do art. 32 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, resolve:

Art. 1º Aprovar a contratação direta da Petrobras para produção de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos, em regime de partilha de produção, dos volumes que ultrapassem os limites contratados sob o regime de cessão onerosa, objeto da Resolução CNPE nº 2, de 1º de setembro de 2010, das seguintes áreas:

I – Búzios, antiga área denominada Franco;

II – Entorno de Iara;

III – Florim; e

IV – Nordeste de Tupi.

Art. 2º A contratação direta deverá atender às seguintes diretrizes:

I – os volumes contratados, sob o regime de cessão onerosa, deverão ser priorizados até o limite da curva de produção do Contrato de Cessão Onerosa;

II – os volumes que extrapolarem a curva de produção mencionada no inciso I, para cada área contratada, serão contabilizados sob o regime de partilha de produção;

III – os investimentos, afretamentos e custos operacionais considerados no cálculo dos valores devidos pela cessão onerosa, não serão computados para efeito de obtenção do custo em óleo, no regime de partilha de produção;

IV – nas situações em que a produção compartilhada de volumes sob os dois regimes de produção determinar a ampliação da capacidade do equipamento ou instalação considerada na apuração dos valores devidos no regime de cessão onerosa, somente serão computados para o regime de partilha os acréscimos de custos efetivamente incorridos;

V – alcançada a produção limite prevista no Contrato de Cessão Onerosa de cada área, toda a produção posterior será considerada no regime de partilha de produção, passando a ser contabilizada como custo em óleo apenas os investimentos realizados posteriormente, os custos operacionais e os afretamentos;

VI – não haverá atividade de exploração; e

VII – os contratos de partilha de produção terão vigência de trinta e cinco anos, contados a partir do início da produção de óleo, sob o regime de cessão onerosa, para cada uma das áreas contratada.

Art. 3º Aprovar os seguintes parâmetros técnicos e econômicos do contrato, no regime de partilha de produção, a ser celebrado pela União com a Petrobras:

I – os percentuais do excedente em óleo da União, definidos para o preço do barril de petróleo de US\$ 105.00 (cento e cinco dólares norte-americanos) e a produção média de 11.000 (onze mil) barris por dia, por poço produtor ativo, serão de:

a) Búzios: 51,37% (cinquenta e um vírgula trinta e sete por cento);

b) Entorno de Iara: 50,60% (cinquenta vírgula sessenta por cento);

c) Florim: 51,20% (cinquenta e um vírgula vinte por cento); e

d) Nordeste de Tupi: 51,48% (cinquenta e um vírgula quarenta e oito por cento).

II – a contratada, a cada mês, poderá apropriar-se do valor correspondente ao custo em óleo respeitando o limite de 50% (cinquenta por cento) do valor bruto da produção nos dois primeiros anos de produção e de 30% (trinta por cento) nos anos seguintes;

III – os custos que ultrapassem os limites definidos no inciso II serão acumulados para apropriação nos anos subsequentes, sem atualização monetária;

IV – após o início da produção, caso os gastos registrados como custo em óleo não sejam recuperados no prazo de dois anos, a contar da data do seu reconhecimento como crédito para o contratado, o limite de 30% (trinta por cento) previsto no inciso II será aumentado no período seguinte para até 50% (cinquenta por cento), permanecendo nesse patamar até que os respectivos gastos sejam recuperados.

V – o conteúdo local mínimo obedecerá aos seguintes critérios:

a) 55% (cinquenta e cinco por cento) para os módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção até 2021;

b) 59% (cinquenta e nove por cento) para os módulos da Etapa de Desenvolvimento que iniciarem a produção a partir de 2022;

c) os valores percentuais, de conteúdo local, dos itens e subitens de engenharia básica e engenharia de detalhamento não poderão ser revistos e, se forem ultrapassados, o adicional poderá ser transferido, a este título, para os módulos subsequentes multiplicados por dois;

VI – os valores a serem pagos a título de bônus de assinatura de cada área serão:

a) Búzios: R\$ 1.250.000.000,00 (um bilhão e duzentos e cinquenta milhões de reais);

b) Entorno de Iara: R\$ 500.000.000,00 (quinhentos milhões de reais);

c) Florim: R\$ 125.000.000,00 (cento e vinte e cinco milhões de reais); e

d) Nordeste de Tupi: R\$ 125.000.000,00 (cento e vinte e cinco milhões de reais).

VII – a parcela do bônus de assinatura a ser destinada à Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA será igual a R\$ 15.000.000,00 (quinze milhões de reais).

VIII – a União poderá requerer da Petrobras a antecipação de parte de seu excedente em óleo, a ser repassada em moeda corrente no valor correspondente aos seguintes volumes de óleo:

| ÁREA             | BARRIS DE PETRÓLEO (mil) |       |        |        |
|------------------|--------------------------|-------|--------|--------|
|                  | ANO                      |       |        |        |
|                  | 2015                     | 2016  | 2017   | 2018   |
| Búzios           | 5.869                    | 8.804 | 11.738 | 11.738 |
| Entorno de Iara  | 2.348                    | 3.521 | 4.695  | 4.695  |
| Florim           | 587                      | 880   | 1.174  | 1.174  |
| Nordeste de Tupi | 587                      | 880   | 1.174  | 1.174  |

IX – o valor a ser repassado, da antecipação prevista no inciso VIII, será calculado com base na cotação do petróleo *Brent* do mês imediatamente anterior à data do pagamento, reduzida em 7,80% (sete vírgula oitenta por cento);

X – caso a União requeira a antecipação prevista no inciso VIII, os novos percentuais do excedente em óleo da União, definidos para o preço do barril de petróleo de US\$ 105.00 (cento e cinco dólares norte-americanos) e a produção média de 11.000 (onze mil) barris por dia, por poço produtor ativo, serão os seguintes:

a) Búzios: 47,42% (quarenta e sete vírgula quarenta e dois por cento);

b) Entorno de Iara: 48,53% (quarenta e oito vírgula cinquenta e três por cento);

c) Florim: 46,53% (quarenta e seis vírgula cinquenta e três por cento); e

d) Nordeste de Tupi: 47,62% (quarenta e sete vírgula sessenta e dois por cento).

Art. 4º A ANP deverá elaborar a minuta do contrato de partilha de produção e submetê-la à aprovação do Ministério de Minas e Energia.

§ 1º O contrato deverá conter, entre outras, cláusulas que estabeleçam:

I – a identificação e a delimitação geográfica das respectivas áreas; e

II – que as áreas serão consideradas intransferíveis.

§ 2º A produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos será realizada pela Petrobras, por sua exclusiva conta e risco.

§ 3º As possíveis revisões ou alterações do contrato deverão ser submetidas à prévia aprovação do CNPE.

Art. 5º A PPSA será a responsável pela gestão dos contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos de propriedade da União.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

**EDISON LOBÃO**