

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:

ÁREAS	Volumes Adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa (milhões de barris equivalentes de petróleo)
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 ultrapassam 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 ultrapassam 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

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.751, DE 24 DE JUNHO DE 2014

Homologa as Tarifas de Energia - TEs e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSDs referentes ao Departamento Municipal de Energia de Ijuí - Demei e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, na cláusula sétima do Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 85/2000, com a redação dada pelos seus Termos Aditivos, e com base nos autos do Processo nº 48500.000594/2014-58, resolve:

Art. 1º Homologar o resultado do reajuste tarifário anual de 2014 do Departamento Municipal de Energia de Ijuí - Demei, a ser aplicado de acordo com as condições estabelecidas nesta Resolução.

Art. 2º As tarifas da base econômica do Demei, constantes das Tabelas 1, Grupo A, e 2, Grupo B, da Resolução Homologatória nº 1.562, de 27 de junho de 2013, ficam, em média, reajustadas em 15,63% (quinze vírgula sessenta e três por cento), sendo 22,26% (vinte e dois vírgula vinte e seis por cento) referentes ao reajuste tarifário anual econômico e -6,63% (seis vírgula sessenta e três por cento negativos) relativos aos componentes financeiros pertinentes.

Art. 3º As tarifas de aplicação constantes das Tabelas 1, Grupo A, e 2, Grupo B, que contemplam o reajuste tarifário anual econômico e os componentes financeiros pertinentes, estarão em vigor de acordo com as especificações a seguir:

I - as tarifas de aplicação para a geradora em regime anual de cotas, UHE Passo de Ajuricaba, estarão em vigor no período de 1º de julho de 2014 a 30 de junho de 2015; e

II - as demais tarifas de aplicação de que trata o caput estarão em vigor no período de 29 de junho de 2014 a 28 de junho de 2015.

§ 1º No período de vigência do Ano-Teste das Bandeiras Tarifárias, de que trata o Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, a TE de aplicação corresponde à da Bandeira Verde.

§ 2º Findo o período do Ano-Teste das Bandeiras Tarifárias, a TE de aplicação corresponderá à da Bandeira indicada em Despacho publicado mensalmente pela ANEEL.

§ 3º No período de 29 de junho de 2014 a 30 de junho de 2014, aplica-se à geradora de que trata o inciso I as respectivas tarifas constantes da Tabela I da Resolução Homologatória nº 1.562, de 2013.

Art. 4º As tarifas da base econômica constantes das Tabelas 1, Grupo A, e 2, Grupo B, que contemplam somente o reajuste tarifário anual econômico, deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 5º Definir, na Tabela 3, os percentuais de descontos relativos aos benefícios tarifários incidentes sobre as tarifas de aplicação.

Art. 6º Aprovar os novos valores integrantes das Tabelas 4, 5 e 6, com vigência no período de 29 de junho de 2014 a 28 de junho de 2015, relativos aos Serviços Cobráveis e aos parâmetros de cálculo do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora - ERD e do Resarcimento à distribuidora pela migração de unidades consumidores para o sistema de transmissão.

Art. 7º Publicar, para fins de controle e acompanhamento, o valor mensal constante da Tabela 7, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica da Demei, que são cobertos pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

§ 1º O valor mensal de que trata o caput contempla o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de fevereiro de 2013 a maio de 2014, bem como a previsão para o período de junho de 2014 a maio de 2015.

§ 2º O saldo negativo apurado neste processo tarifário será considerado no cálculo do valor mensal a ser repassado pela Eletrobras à Demei a partir do reajuste tarifário de 2015.

Art. 8º Homologar o valor mensal de R\$ 375.771,64 (trezentos e setenta e cinco mil, setecentos e setenta e um reais e sessenta e quatro centavos), a ser repassado pela Eletrobras ao Demei, no período de competência de junho de 2014 a maio de 2015, até o 10º dia útil do mês subsequente, referente ao equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição, conforme previsto no art. 13, inciso VIII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.839, de 9 de julho de 2013, e em cumprimento ao disposto no art. 4º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Art. 9º Fixar o valor de R\$ 1.769.626,44 (um milhão, setecentos e sessenta e nove mil, seiscentos e vinte e seis reais e quarenta e quatro centavos), atualizado pelo IGP-M e inclusos PIS/Pasep e Cofins, que deverá ser repassado à Rio Grande Energia S.A. - RGE pelo Demei, em 12 (doze) parcelas mensais iguais, a partir de julho de 2014, referente ao passivo financeiro previsto no art. 5º da Resolução Normativa nº 243, 19 de dezembro de 2006.

Art. 10. Fica autorizada a inclusão, no valor total a ser pago pelo consumidor/usuário, das despesas do PIS/Pasep e da Cofins efetivamente incorridas pelo Demei, no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica.