



**TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO**  
Excerto da Relação 15/2013 - TCU – 2ª Câmara  
Relator - Ministro JOSÉ JORGE

MIN-JJ  
Fls. \_\_\_\_

### **ACÓRDÃO Nº 2723/2013 - TCU – 2ª Câmara**

Os Ministros do Tribunal de Contas da União ACORDAM, por unanimidade, com fundamento nos arts. 1º, incisos II, IV, § 1º, 41 e 43, inciso I, da Lei nº 8.443/1992, c/c os arts. 143, inciso III, e 250, inciso III, do Regimento Interno, e na Instrução Normativa-TCU nº 27/1998, em aprovar, com ressalva, o primeiro estágio de acompanhamento de outorga de concessão de exploração de petróleo e gás natural e fazer as comunicações abaixo transcritas:

#### **1. Processo TC-002.776/2013-8 (DESESTATIZAÇÃO)**

- 1.1. Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – MME.
- 1.2. Relator: Ministro José Jorge.
- 1.3. Representante do Ministério Público: não atuou.
- 1.4. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnerg).
- 1.5. Advogado constituído nos autos: não há.
- 1.6. Recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que nos próximos procedimentos de outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural:
  - 1.6.1. zele pela completude e integralidade da documentação de fundamentação e análise dos aspectos técnicos, econômicos e ambientais das áreas ofertadas, consoante o estabelecido na Instrução Normativa - TCU nº 27/1998;
  - 1.6.2. apresente uma avaliação geral acerca dos estudos que definem a outorga, contendo, no mínimo, uma breve descrição sobre eventuais alterações metodológicas em relação à rodada anterior, eventuais incentivos presentes na outorga (a exemplo de incentivos às pequenas e médias empresas) e um resumo sobre os pareceres ambientais apresentados pelos órgãos ambientais competentes.

Dados da Sessão:

Ata nº 16/2013 – 2ª Câmara

Data: 21/5/2013 – Ordinária

Relator: Ministro JOSÉ JORGE

Presidente: Ministro AROLDO CEDRAZ

Representante do Ministério Público: Subprocuradora-Geral CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA

TCU, em 21 de maio de 2013.

Documento eletrônico gerado automaticamente pelo Sistema SAGAS



**TC 002.776/2013-8**

**Natureza:** DESESTATIZAÇÃO

**Órgão/Entidade:** AGÊNCIA NACIONAL DO  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E  
BIOCOMBUSTÍVEIS - MME

**Pronunciamento da Unidade**

Manifesto-me de acordo com a proposta formulada pelo(a) AUFC MARCELO ROCHA DO AMARAL (doc 49.932.660-5), a qual contou com a anuência do(a) titular da Sefiden/D2 (doc 49.952.456-8).

SefidEnerg, 19 de abril de 2013.

*(Assinado Eletronicamente)*

MARCELO BARROS DA CUNHA - Matrícula 6597-8  
Secretário



**TC 002.776/2013-8**

**Natureza:** DESESTATIZAÇÃO

**Órgão/Entidade:** AGÊNCIA NACIONAL DO  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E  
BIOCOMBUSTÍVEIS - MME

### **Pronunciamento da Sefiden/D2**

Manifesto-me de acordo com a proposta formulada pelo(a) AUFC MARCELO ROCHA DO AMARAL constante de peça anterior (doc 49.932.660-5).

Sefiden/D2, 19 de abril de 2013.

*(Assinado Eletronicamente)*

ALEXANDRE CARLOS LEITE DE FIGUEIREDO - Matrícula 6484-0  
Diretor

**TC 002.776/2013-8**

**Tipo:** Desestatização.

**Unidade Jurisdicionada:** Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

**Responsável:** Magda Chambriard, Diretora-Geral da ANP.

**Procurador:** não há.

**Proposta:** de mérito.

## INTRODUÇÃO

1. Trata-se de processo de acompanhamento da Décima Primeira Rodada de Licitações com vistas à outorga de concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural (11ª Rodada) realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), nos termos da Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998.
2. As licitações para a concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pelas Leis 9.478/1997, 12.351/2010 e, ainda, pela Resolução-ANP 27/2011. Para as áreas do polígono do pré-sal e outras áreas estratégicas, a Lei 12.351, de 22/12/2010, estabelece regras específicas. A 11ª Rodada contempla regime de concessão (não abrange áreas do pré-sal ou estratégicas, que devem ser contratadas sob regime de partilha de produção).
3. A outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural segue, além das diretrizes emanadas nas mencionadas normas, estratégias definidas pela Presidência da República e pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A ANP é responsável pelas atividades operacionais inerentes ao planejamento e execução da outorga, tais como desenvolver estudos visando à delimitação de blocos e também promover as licitações das áreas a serem ofertadas. A Agência já realizou, pelo regime de concessão, dez rodadas de licitação. A oitava rodada foi a única cancelada e a última foi realizada em 2008.

## HISTÓRICO

4. No âmbito do Tribunal de Contas da União, a matéria está disciplinada pela IN-TCU 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento dos processos de outorga de concessão em quatro estágios, mediante análise da documentação remetida pelo poder concedente. Conforme dispõe o art. 7º, inciso I, dessa norma, no primeiro estágio, devem ser analisados os seguintes elementos:
  - a) relatório sintético sobre os estudos de viabilidade técnica e econômica do empreendimento, com informações sobre objeto, área e prazo de concessão;
  - b) estudos vinculados à outorga, de utilidade para a licitação, realizados ou autorizados pelo órgão ou pela entidade federal concedente, quando houver;
  - c) relatório sintético sobre os estudos de impactos ambientais, indicando a situação do licenciamento ambiental, observando o disposto no item 9.1.1 do Acórdão n.º 787/2003 – TCU – Plenário.
5. Em atendimento ao disposto na IN-TCU 27/1998, a ANP encaminhou, em 29/1/2013, cópia dos seguintes documentos (peças 1 a 29):
  - a) Publicação, no Diário Oficial da União, da Resolução-CNPE 3/2012, que autoriza a realização da Décima Primeira Rodada de Licitações para a produção de petróleo e gás natural;



b) Sumários Geológicos relativos às Bacias: Foz do Amazonas; Espírito Santo; Barreirinhas; Ceará; Pará-Maranhão; Parnaíba; Recôncavo; Sergipe-Alagoas; e Potiguar;

c) Notas Técnicas:

c.1) Nota Técnica SPL 001/2013: Patrimônio Líquido Mínimo – Qualificação Financeira como Operador "A", "B" e "C" e "Não Operador";

c.2) Nota Técnica SPL 002/2013: Definição da Garantia Financeira - PEM (R\$/UT) Primeiro Período Exploratório;

c.3) Nota Técnica SPL 003/2013: Definição do Valor da Taxa de Participação (R\$);

c.4) Nota Técnica SPL 004/2013: Unidades de Trabalho (UTs) das Atividades Exploratórias de Geologia e Geofísica;

c.5) Nota Técnica SPL 005/2013: Definição do Programa Exploratório Mínimo (PEM) - Blocos Exploratórios;

c.6) Nota Técnica SPL 006/2013: Critérios para Definição dos Períodos Exploratórios;

c.7) Nota Técnica SPL 007/2013: Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área na Décima Primeira Rodada de Licitações;

c.8) Nota Técnica SPL 008/2013: Bônus Mínimo de Assinatura

c.9) Nota Técnica SPL 009/2013: Garantia de Oferta na Décima Primeira Rodada de Licitações

## EXAME TÉCNICO

### I. Décima Primeira Rodada de Licitações

6. A 11ª Rodada foi autorizada mediante a publicação da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) 3/2012, em 11/1/2013. Em 24/1/2013, a ANP publicou o Aviso de Consulta Pública e Audiência Pública 2/2013 – realizada em 19/2/2013 –, para coleta de comentários e sugestões acerca do Pré-Edital e da minuta do Contrato de Concessão disponibilizados pela Agência.

7. Para esta rodada, o Governo Federal destacou interesse em realizar rodada de licitação para a concessão de blocos em áreas fora do pré-sal, em bacias de novas fronteiras exploratórias e em bacias maduras, com os objetivos de promover o conhecimento das bacias sedimentares, desenvolver a pequena indústria petrolífera e fixar empresas nacionais e estrangeiras no País, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda. Para tanto, está ofertando 289 blocos, totalizando 155,8 mil km², distribuídos em 11 Bacias Sedimentares: Barreirinhas, Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano. Destes, 172 foram autorizados pela Resolução-CNPE 3/2012 e incluídos mais 117 blocos pela Resolução-CNPE 2/2013, de 19/2/2013.

### II. Primeiro Estágio

#### II.1. Estudos de viabilidade técnica e econômica

##### II.1.1. Objeto, área e prazo de concessão

8. A 11ª Rodada de Licitações tem por objeto a outorga de contratos de concessão para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em 289 blocos com risco exploratório, localizados em 23 Setores de 11 Bacias Sedimentares brasileiras: Barreirinhas,

Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano.

9. Essa rodada compreende dois modelos exploratórios: i) Bacias Maduras, possibilitando a continuidade da exploração e a produção de petróleo e gás natural nestas bacias onde as atividades exploratórias exercem importante papel socioeconômico; e ii) Bacias de Nova Fronteira (Terra e Mar) com objetivo de atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente, ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, buscando a identificação de novas bacias produtoras. A estratégia visa à revitalização da atividade nas bacias maduras, onde a produção de petróleo e gás natural, por empresas de pequeno porte, encontra-se em declínio. As áreas escolhidas também deverão estimular a geração de emprego e renda principalmente nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Sergipe, Alagoas, Bahia e Espírito Santo.

10. Na seleção de áreas para a 11ª Rodada, houve um aproveitamento de áreas já ofertadas por ocasião da 8ª Rodada (2006), que se encontrava suspensa, em razão de liminar judicial, desde 2007, e que foi cancelada recentemente (Resolução-CNPE 2/2012).

11. As áreas definidas para a 11ª Rodada compreendem setores em terra, em águas rasas e também em águas profundas conforme indicado a seguir:

**Setores em Terra:**

Bacia do Espírito Santo – Setor SES-T6  
Bacia do Parnaíba – SPN-N, SPN-SE e SPN-O  
Bacia Potiguar – Setor SPOT-T3 e SPOT-T5  
Bacia do Recôncavo – Setor SREC-T1  
Bacia de Sergipe-Alagoas – Setor SSEAL-T1  
Bacia de Tucano – STUC-S

**Setores em Mar – Águas Rasas:**

Bacia de Barreirinhas – Setor SBAR-AR2  
Bacia do Foz do Amazonas – Setor e SFZA-AR1 e SFAZ-AR2

**Setores em Mar – Águas Profundas:**

Bacia de Barreirinhas – Setor SBAR-AP1 e SBAR-AP2  
Bacia do Ceará – SCE-AP3  
Bacia da Foz do Amazonas – SFZA-AP1 e SFAZ-AP2  
Bacia do Pará-Maranhão – SPAMA-AP1 e SPAMA-AP2  
Bacia Potiguar – SPOT-AP1  
Bacia do Espírito Santo – Setor SES-AP2  
Bacia de Pernambuco-Paraíba – Setor SPEPB-AP2 e SPEPB-AP3

12. Com a nova regulamentação que instituiu o regime de partilha de produção para o pré-sal e outras áreas estratégicas (há previsão para realização da primeira licitação nesse novo regime ainda em 2013), o modelo exploratório adotado na 11ª Rodada de Licitação para concessões não abrangeu áreas consideradas de elevado potencial produtivo, e direcionou-se o foco somente para áreas de nova fronteira e bacias maduras:

**Tabela 1 – Discriminação dos setores em oferta e o respectivo modelo exploratório.**

Bacia	Setor	Modelo Exploratório	Número de Blocos
Barreirinhas	SBAR-AP1	Nova Fronteira	6
	SBAR-AP2	Nova Fronteira	8

	SBAR-AR2	Nova Fronteira	12
Ceará	SCE-AP3	Nova Fronteira	11
Espírito Santo	SES-T6	Madura	6
	SES-AP2	Nova Fronteira	6
Foz do Amazonas	SFZA-AP1	Nova Fronteira	9
	SFZA-AP2	Nova Fronteira	6
	SFZA-AR1	Nova Fronteira	56
	SFZA-AR2	Nova Fronteira	26
Pará-Maranhão	SPAMA-AP1	Nova Fronteira	5
	SPAMA-AP2	Nova Fronteira	1
Potiguar	SPOT-AP1	Nova Fronteira	10
	SPOT-T3	Madura	3
	SPOT-T5	Madura	17
Pernambuco-Paraíba	SPEPB-AP2	Nova Fronteira	5
	SPEPB-AP3	Nova Fronteira	5
Recôncavo	SREC-T1	Madura	16
Sergipe-Alagoas	SSEAL-T1	Madura	25
Parnaíba	SPN-N	Nova Fronteira	6
Parnaíba	SPN-O	Nova Fronteira	1
Parnaíba	SPN-SE	Nova Fronteira	13
Tucano	STUC-S	Nova Fronteira	36

Fonte: ANP.

13. As áreas em oferta perfazem um total de 155 mil km<sup>2</sup>, distribuídos em 289 blocos:

**Tabela 2 – Distribuição de blocos por setores**

BACIAS	Nº BLOCOS	ÁREA (KM <sup>2</sup> )
<b>Barreirinhas</b>	<b>26</b>	<b>13074</b>
SBAR-AP1	6	4615
SBAR-AP2	8	6152
SBAR-AR2	12	2307
<b>Ceará</b>	<b>11</b>	<b>7388</b>
SCE-AP3	11	7388
<b>Espírito Santo</b>	<b>12</b>	<b>4507</b>
SES-AP2	6	4328
SES-T6	6	179
<b>Foz do Amazonas</b>	<b>97</b>	<b>44500</b>
SFZA-AP1	9	6706
SFZA-AP2	6	11510
SFZA-AR1	56	10738
SFZA-AR2	26	15547
<b>Pará-Maranhão</b>	<b>6</b>	<b>4616</b>
SPAMA-AP1	5	3846
SPAMA-AP2	1	769
<b>Parnaíba</b>	<b>20</b>	<b>59764</b>
SPN-N	6	17620
SPN-O	1	3050
SPN-SE	13	39094
<b>Pernambuco-Paraíba</b>	<b>10</b>	<b>6291</b>
SPEPB-AP2	5	2992
SPEPB-AP3	5	3299

<b>Potiguar</b>	<b>30</b>	<b>7914</b>
SPOT-AP1	10	7326
SPOT-T3	3	77
SPOT-T5	17	511
<b>Recôncavo</b>	<b>16</b>	<b>475</b>
SREC-T1	16	475
<b>SEAL</b>	<b>25</b>	<b>733</b>
SSEAL-T1	25	733
<b>Tucano</b>	<b>36</b>	<b>6455</b>
STUC-S	36	6455
<b>Total geral</b>	<b>289</b>	<b>155,717</b>

Fonte: ANP

14. O prazo previsto para as concessões decorrentes da 11ª Rodada de Licitações é de 27 anos a partir da fase de produção (exclui os períodos exploratórios e inclui o período de desenvolvimento).

#### II.1.2. Parâmetros técnicos e econômicos

15. A ANP encaminhou notas técnicas de embasamento das estimativas dos parâmetros técnicos e econômicos utilizados para 11ª Rodada de Licitações (peças 21 a 29), que compreendem as seguintes definições:

- Patrimônio líquido mínimo - para Operador “A”, “B” e “C” e “Não Operador”;
- Garantia financeira - PEM (R\$/UT) – para o primeiro período exploratório;
- Valor da taxa de participação;
- Unidades de Trabalho – para as atividades de geologia e geofísica;
- Programa Exploratório Mínimo (PEM);
- Períodos exploratórios;
- Pagamento de ocupação e retenção de área;
- Bônus mínimo de assinatura do contrato;
- Garantia de oferta na 11ª Rodada de Licitações.

16. Havendo dez rodadas precedentes, a experiência, o histórico de dados e o acúmulo de conhecimento gerado para a ANP criaram oportunidades para proposição, por parte da Agência, de alterações metodológicas que visaram o aprimoramento dos parâmetros técnicos e econômicos, conforme se observou em algumas das notas técnicas. Também foram realizados ajustes com foco nas diretrizes específicas para a 11ª Rodada de Licitações – como o incentivo às pequenas e médias empresas e ao conhecimento de novas fronteiras. Pode-se citar, como exemplo de alterações metodológicas, o Bônus de Assinatura, o Programa Exploratório Mínimo, a Garantia de Oferta, os Períodos Exploratórios e Pagamento por ocupação e retenção de área. Quanto às exigências para Conteúdo Local, foi estabelecida pelo CNPE a manutenção das mesmas condições estipuladas na 10ª Rodada de Licitações. A seguir, comenta-se alguns desses aspectos relevantes que foram fixados nos parâmetros para a atual rodada de licitações.

17. Dos parâmetros técnicos e econômicos adotados no processo de outorga em análise, a seguir, destacam-se aqueles utilizados como critério de julgamento da licitação. Para a 11ª Rodada de Licitação foi atribuída a seguinte ponderação de critérios, pontos e pesos, conforme se extrai do edital da licitação:



- a) O Bônus de Assinatura terá peso de 40% no cálculo da nota final a ser atribuída à sociedade empresária ou consórcio concorrente;
- b) O Programa Exploratório Mínimo terá peso de 40% no cálculo da nota final a ser atribuída à sociedade empresária ou consórcio concorrente;
- c) O Conteúdo Local terá peso de 20% no cálculo da nota final da sociedade empresária ou consórcio concorrente. Deste total, 5% serão atribuídos ao Conteúdo Local ofertado para a Fase de Exploração e 15% serão atribuídos ao Conteúdo Local ofertado para a Etapa de Desenvolvimento da Produção.

#### II.1.2.1. Bônus Mínimo de Assinatura

18. O bônus de assinatura corresponde ao montante ofertado para obtenção da concessão do bloco objeto da oferta e deve ser pago pelo concorrente vencedor, em parcela única, no prazo estabelecido pela ANP, para a assinatura do contrato de concessão.

19. Na justificativa técnica, a ANP informou da necessidade de revisão e aprimoramento desta variável. Além da atratividade exploratória do bloco, foi introduzido um fator aditivo: a Atratividade do Setor (i). Outra alteração promovida foi a retirada da variável (ii) Localização dos Setores. Com isso o valor do Bônus Mínimo passou a ser determinado pela multiplicação de um Bônus de Referência pelas variáveis (i) Atratividade Exploratória do Bloco e do Setor (elevada ao quadrado); (ii) Volume de Dados; (iii) Sensibilidade Ambiental; e (iv) Infraestrutura.

20. Adicionalmente, a Nota Técnica SPL 008/2013 (peça 28) defende o ajuste do valor do bônus de referência para os blocos localizados em bacias de nova fronteira com objetivo de reduzir a grande diferença entre o bônus mínimo fixado no edital de licitação e o valor do bônus de assinatura ofertado pelas empresas nas rodadas precedentes. Como forma de incentivo à participação de empresas de pequeno e médio porte, foi mantido o valor do Bônus de Referência dos blocos localizados em Bacias Maduras.

21. Desse modo, a Nota Técnica apresentou a seguinte fórmula:

$$BM_{\min} = BRef \times AtExp^2 \times VoID \times SeAmb \times Inf$$

Onde:

$BM_{\min}$  = Bônus Mínimo

$BRef$  = Bônus Referência

$AtExp$  = Soma da Atratividade Exploratória do Bloco e do Setor

$VoID$  = Volume Dados do Setor

$SeAmb$  = Sensibilidade Ambiental do Bloco

$Inf$  = Infraestrutura do Setor

#### II.1.2.2. Programa Exploratório Mínimo (PEM)

22. O Programa Exploratório Mínimo, expresso em Unidades de Trabalho (UTs), corresponde ao conjunto de atividades exploratórias a ser executado pelo concessionário. O PEM ofertado deverá ser obrigatoriamente cumprido durante o primeiro período da Fase de Exploração. O objetivo é estimular investimentos exploratórios que resultem em maior volume de dados adicionais das bacias sedimentares brasileiras em quantidade e qualidade suficientes para permitir a avaliação do potencial de blocos ou setores, bem como o sucesso exploratório e seus desdobramentos (aumento de reservas de petróleo e gás natural e futura produção).

23. Para a 11ª Rodada foram considerados no cálculo do PEM (em UTs): i) o modelo exploratório da área (Bacia Madura ou Nova Fronteira). Quanto menos conhecida geologicamente a

bacia, maior deverá ser a aquisição de atividades de geologia e geofísica visto que o objetivo é o mapeamento de prospectos com menor risco geológico para perfuração de poço, que é obrigatório no segundo período exploratório; ii) a ordem de grandeza da área do bloco para o setor. Por exemplo: quanto maior a área, maior deverá ser o levantamento geofísico ou geológico a ser adquirido; iii) a produção comum das atividades de geologia e geofísica que vêm sendo realizadas pelas concessionárias nos blocos exploratórios.

24. O Programa Exploratório Mínimo a ser ofertado pelo concessionário deverá ser superior ao PEM estabelecido pela ANP, para ser levado em consideração no julgamento das ofertas.

#### II.1.2.3. Definição dos Períodos Exploratórios

25. Associado ao Programa Exploratório, são definidos prazos máximos para sua execução. Para o cálculo de duração da fase exploratória foram considerados os mesmos parâmetros utilizados na definição do PEM.

26. O resultado da avaliação definiu os seguintes períodos de duração da fase exploratória, considerada eventual prorrogação:

- a) Bacias Terrestres de Nova Fronteira – 5 anos (3+2);
- b) Bacias de Nova Fronteira – Área Remota – Águas Rasas e Profundas – 8 anos (5+3);
- c) Bacias de Nova Fronteira – Águas Profundas – 7 anos (5+2);

#### II.1.2.4. Conteúdo Local

27. Trata-se de um dispositivo contratual que tem o objetivo de incrementar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural. O nível percentual de conteúdo local firmado no contrato representa a medida mínima do grau de nacionalização dos bens e serviços utilizados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, conforme suas fases de execução.

28. Para acompanhar o cumprimento desse dispositivo, a ANP criou o Sistema de Certificação de Conteúdo Local, que entrou em vigor a partir de 11/9/2008, e estabeleceu regulamentação própria (resoluções) para medição e aferição dos indicadores percentuais.

29. A importância desse parâmetro está associada diretamente às diretrizes normativas e à política setorial, havendo supervisão e condução específicas do Conselho Nacional de Política Energética. Tal relevância rendeu inscrição no próprio ato de autorização da 11ª Rodada de Licitação (Resolução-CNPE 3/2012), que explicitou o comando no artigo 2º da norma: “Serão mantidas nessa nova rodada as regras de Conteúdo Local de Bens e Serviços adotadas pela ANP na Décima Rodada de Licitações de blocos exploratórios.”

30. Apesar da manutenção das regras da rodada anterior, relativas ao Conteúdo Local, a ANP não encaminhou ao TCU nota técnica específica de considerações sobre esse tema para a 11ª Rodada. Os dados foram extraídos da apresentação do Pré-edital da Licitação. Nesse documento, a Agência indicou a seguinte tabela de referência:

**Tabela 3 – Conteúdos locais mínimos e máximos a serem considerados nas ofertas, para a fase de exploração e etapa de desenvolvimento da produção**

Localização do Bloco	Fase de Exploração		Etapa de Desenvolvimento	
	Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Águas Profundas P*> 400 m	37	55	55	65

Águas Rasas 100 m < P* ≤ 400 m	37	55	55	65
Águas Rasas P* ≤ 100 m	51	60	63	70
Terra	70	80	77	85

Fonte: ANP

#### II.1.2.5. Outros parâmetros e o incentivo às pequenas e médias empresas

31. Seguindo a estratégia, definida pelo CNPE, de incentivo às pequenas e médias empresas do setor, as notas técnicas da ANP espelham ajustes metodológicos nas definições dos parâmetros técnicos, com esse objetivo. Além do Bônus de Assinatura, pode-se citar também a Garantia de Oferta, o Pagamento pela ocupação de área, e o Patrimônio Líquido Mínimo - Qualificação Financeira como Operador.

#### II.1.2.6. Garantia de Oferta

32. Essa garantia tem como objetivo cobrir as perdas para a sociedade, decorrentes da não arrecadação dos valores ofertados de bônus de assinatura e da não execução das atividades exploratórias comprometidas durante a apresentação das ofertas no leilão, além de atuar como uma punição para as empresas que não honrarem suas propostas.

33. A ANP constatou, pelas últimas rodadas de licitações, que a proporção dos casos de não assinatura dos contratos de concessão apresentou crescimento, demonstrando que o valor da Garantia de Oferta não representara ônus suficiente para desincentivar a não assinatura por parte das empresas, e entendeu necessário ajustar o valor das garantias de oferta.

34. A Nota Técnica SPL 009/2013 (peça 29) propôs um modelo de precificação do valor das garantias de oferta correspondente à multiplicação do risco de inadimplência pela soma ponderada do valor de Bônus Mínimo e do PEM mínimo determinado nas Notas Técnicas SPL 008/2013 (Bônus Mínimo de Assinatura – Décima Primeira Rodada de Licitações) e 005/2013 (Critérios de Definição do Programa Exploratório Mínimo – PEM – Blocos Exploratórios).

35. Dessa forma, chegou à definição dos novos valores propostos para a Garantia de Oferta: R\$ 106.000,00 para blocos em bacias maduras; R\$ 178.000,00 para blocos em águas rasas em bacias de nova fronteira; R\$ 327.000,00 para os blocos em águas profundas em bacias de nova fronteira; e R\$ 524.000,00 para os blocos em terra em bacias de nova fronteira.

#### II.1.2.7. Pagamento pela ocupação ou retenção de área

36. A proposta de precificação dos valores dessa participação governamental seguiu o estabelecido no § 3º do artigo 28 do Decreto 2705/1998. O ajuste foi feito com a redução do valor do Pagamento pela Ocupação de Área dos blocos em Bacias Maduras ao limite inferior permitido pelo Decreto 2705/1998, como forma de incentivar a participação de empresas de pequeno e médio porte. De modo a não haver queda na arrecadação dessa receita fiscal, essa redução foi compensada pelo aumento do valor do pagamento dessa taxa para blocos localizados em outras bacias.

#### II.1.2.8. Patrimônio Líquido Mínimo - Qualificação Financeira como Operador

37. Diferentemente das Rodadas passadas, a exigência do Patrimônio Líquido Mínimo para as empresas Não-Operadoras dependerá do ambiente em que o Consórcio atuará. A empresa Não-Operadora deverá comprovar um Patrimônio Líquido Mínimo equivalente a 50% do Patrimônio Líquido Mínimo exigido, visando compatibilizar com a necessidade que o Setor exigirá em termos de investimentos.



38. Os valores foram estipulados da seguinte forma:

- a) Para que uma determinada empresa seja qualificada como Operador “A”, e possa operar em blocos situados em Águas Profundas, Águas Rasas e em Terra, deverá comprovar um Patrimônio Líquido Mínimo maior ou igual a R\$ 107.000.000,00.
- b) Para que uma determinada empresa seja qualificada como Operador “B” e possa operar em blocos situados em Águas Rasas e em Terra (áreas remotas ou não), deverá comprovar um Patrimônio Líquido Mínimo maior ou igual a R\$ 59.000.000,00.
- c) Para que uma determinada empresa seja qualificada como Operador “C” e possa operar nos blocos situados em terra (áreas não remotas), deverá comprovar um Patrimônio Líquido Mínimo maior ou igual a R\$ 3.800.000,00.

## II.2. Estudos ambientais

39. Para cumprimento ao disposto na Resolução-CNPE 8/2003, as áreas oferecidas nas rodadas de licitações promovidas pela ANP são previamente analisadas quanto à sensibilidade ambiental pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e pelos órgãos ambientais estaduais competentes.

40. Vale assinalar que o licenciamento ambiental das atividades marítimas e em zona de transição de E&P é realizado pelo Ibama, por meio da Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG), enquanto que os órgãos estaduais de meio ambiente (OEMAs) são responsáveis pelo licenciamento ambiental das atividades terrestres restritas aos limites de um único estado.

41. Tratando-se de áreas ofertadas em bacias maduras e de recondução de oferta de áreas já tratadas na 8ª Rodada, há documentos ambientais apresentados remanescentes até de 2006, conforme o setor escolhido, emitidos em razão de solicitação de rodadas anteriores à 11ª. A ANP, não obstante, ressalva que as manifestações dos órgãos ambientais permanecem válidas, ainda que com referência a outras rodadas, informando que os pareceres vêm sendo elaborados ao longo do tempo, conforme as propostas de oferta de blocos efetuadas pela Agência, e destaca que, para todos os blocos oferecidos para a 11ª Rodada de Licitações, houve a devida manifestação positiva do órgão ambiental competente, com a informação sobre as possíveis condicionantes decorrentes de especificidades locais.

42. Cabe registrar a observação de que os documentos tidos como cópia dos pareceres ambientais encaminhados ao TCU não reproduzem a cópia integral dos pareceres aos quais se referem, mas tão somente recortes de trechos dos originais, da mesma forma como foram publicados no site oficial da 11ª Rodada de Licitações para os interessados (<http://www.brazil-rounds.gov.br>). Embora constem referências de anuências à concessão das áreas solicitadas, não se pôde verificar o inteiro teor da documentação e constatar alguma outra restrição ambiental registrada fora dos trechos publicados.

43. Importa também assinalar que o parecer ambiental relativo às áreas adicionadas à 11ª Rodada de Licitações, pela Resolução-CNPE 2/2013, foi elaborado em 20/2/2013 (data posterior ao encaminhamento dos estudos de viabilidade técnica e econômica deste processo de outorga ao TCU) e cuja verificação somente foi possível devido ao acesso à sua publicação no site oficial da 11ª Rodada de Licitações.

44. Ao verificar a simples reprodução de trechos dos documentos de avaliação dos órgãos ambientais, ficou realçada também a ausência de nota técnica da ANP específica sobre a visão geral da Agência sobre as condições ambientais relativas aos blocos ofertados e as repercussões para a rodada, em especial quanto à avaliação de sensibilidade ambiental utilizada na definição de parâmetro técnico como o Bônus Mínimo de Assinatura. Seria interessante que a Agência redigisse uma nota técnica congregando uma visão geral sobre as condicionantes ambientais apresentadas pelos órgãos ambientais competentes, de forma que os licitantes pudessem ter uma visão mais



abrangente dos blocos ofertados quanto ao quesito ambiental. Estas considerações por parte da Agência seriam relevantes, mormente quando, em muitos dos casos analisados, foram disponibilizados somente trechos dos pareceres ambientais e, nesse particular, alguns trechos simplesmente diziam que não havia, em princípio, restrição ambiental para a exploração de petróleo nos blocos analisados.

### II.3. Prazos

45. A IN-TCU 27/1998, em seu art. 8º, normatiza os prazos de entrega documental, por parte da ANP, relativamente ao primeiro estágio da fiscalização da concessão da outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural:

Art. 7º - O dirigente do órgão ou entidade federal concedente encaminhará, mediante cópia, a documentação descrita no artigo anterior ao Tribunal de Contas da União, observados os seguintes prazos:

I – primeiro estágio – 30 (trinta dias), no mínimo, antes da publicação do edital de licitação;

46. A ANP publicou o Edital da licitação em 28/3/2013. Por essa referência, os documentos de análise do Primeiro Estágio da 11ª Rodada foram encaminhados tempestivamente. Não obstante, a 11ª Rodada de Licitação sofreu um acréscimo de 117 áreas, de acordo com a Resolução-CNPE 2, de 19/2/2013, informado pela Agência a este Tribunal em 7/3/2013, juntamente com a cópia de ata de Reunião da Comissão Especial de Licitação (peça 34).

47. Como visto no item “Estudos ambientais” acima, essas áreas adicionadas à licitação foram agregadas *a posteriori* em razão da recente conclusão do respectivo parecer ambiental, já tendo sido previstas desde o início da divulgação da 11ª Rodada, inclusive nos documentos de apresentação e divulgação para a Audiência Pública do procedimento para outorga, assinaladas como pendentes de formalização pelo CNPE.

48. Tecnicamente, essa alteração não gera impactos nas avaliações técnico-econômicas da Rodada de Licitação ou na minuta de contrato e edital (exceto pelas referências específicas às áreas adicionadas). Assim, não modificaram o perfil de análise para o processo de outorga.

49. Da perspectiva formal, faltou o encaminhamento complementar das justificativas técnicas para os parâmetros técnicos e econômicos específicos para as áreas adicionadas à licitação, bem como da documentação ambiental dessas novas áreas, os quais já foram divulgados no site oficial da 11ª Rodada de Licitações para os interessados (<http://www.brasil-rounds.gov.br>), além de nota técnica específica acerca da definição das regras de conteúdo local, ainda que reproduzidas como estabelecido na rodada anterior, conforme determinação do CNPE.

50. Desta forma, apesar de não comprometer as análises efetuadas para fins de Primeiro Estágio, restou incompleto o encaminhamento oficial da documentação suplementar do procedimento de outorga, no que tange à complementação dos seguintes documentos, com referências às novas áreas adicionadas à oferta, mediante a Resolução-CNPE 2, de 19/2/2013:

- a) Nota Técnica de definição do Valor da Taxa de Participação (R\$);
- b) Nota Técnica de definição do Programa Exploratório Mínimo (PEM) - Blocos Exploratórios;
- c) Nota Técnica de Critérios para Definição dos Períodos Exploratórios;
- d) Nota Técnica de Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área na Décima Primeira Rodada de Licitações;
- e) Nota Técnica de Bônus Mínimo de Assinatura;
- f) Nota Técnica de Garantia de Oferta na Décima Primeira Rodada de Licitações;



g) Nota Técnica de Conteúdo Local;

h) Pareceres ambientais.

## CONCLUSÃO

51. Tendo em vista que os documentos examinados seguem o estabelecido nos art. 7º, inciso I e art. 8º, inciso I da IN-TCU 27/1998, não obstante contemplem falha formal de ausência de complementação relativa às áreas adicionadas à licitação pela Resolução-CNPE 2, de 19/2/2013, recomenda-se a aprovação, com ressalvas, do Primeiro Estágio.

52. Sugere-se que seja dada ciência à ANP que, nos próximos procedimentos de outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, zelee pela completude e integralidade da documentação de fundamentação e análise dos aspectos técnicos, econômicos e ambientais das áreas ofertadas, na forma prevista pela IN-TCU 27/1998.

53. Complementarmente, como melhoria à apresentação dos estudos técnicos e econômicos dos processos de outorga, sugere-se que seja recomendado à ANP, para os próximos procedimentos de outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, a apresentação de uma avaliação geral acerca dos estudos que definem a outorga. Esta avaliação poderia conter uma breve descrição da ANP acerca de alterações metodológicas efetuadas, eventuais incentivos presentes na rodada (ex: os incentivos à participação de pequenas e médias empresas na 11ª Rodada), e um resumo sobre os pareceres ambientais apresentadas pelos órgãos ambientais competentes, de forma que os licitantes pudessem ter uma visão mais abrangente dos blocos ofertados quanto ao quesito ambiental. Enfim, uma visão da Agência sobre os estudos apresentados, congregando as informações mais relevantes para o processo de outorga.

## VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE

54. O Volume de Recursos Fiscalizados (VRF), nos processos de fiscalização deste Tribunal, tem seus critérios para cálculo e registro determinados pela Portaria-TCU 222/2003. Consoante item 1.2 dessa Portaria, “quando forem examinados procedimentos licitatórios que ainda não tenham resultado no empenho da despesa, o VRF corresponderá ao valor estimado pelo órgão com base na pesquisa prévia de mercado”.

55. Desse modo, o VRF neste processo deve ser calculado pelo somatório dos valores de Bônus Mínimo de Assinatura dos blocos licitados, que totalizou R\$ 627.478.602,05 (conforme peça 28 e o edital de licitação).

56. A atual sistemática de quantificação e registro sobre os benefícios das ações de controle externo foi instituída pela Portaria-TCU 82/2012. Neste processo, estimam-se benefícios diretos resultantes da expectativa de controle gerada pela atuação desta Corte de Contas.

## PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

57. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior propondo:

a) que seja aprovado, com ressalvas, o Primeiro Estágio de acompanhamento de outorga de concessão de exploração de petróleo e gás natural, nos termos do art. 7º, inciso I, da IN-TCU 27/1998;

b) que, nos termos do art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, seja recomendado à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que, para os próximos procedimentos de outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, apresente uma avaliação geral acerca dos estudos que definem a outorga, contendo, no mínimo, uma breve descrição sobre eventuais alterações metodológicas em relação à Rodada anterior, eventuais incentivos presentes na outorga (a exemplo de incentivos às pequenas e médias empresas) e um resumo sobre os pareceres ambientais apresentados pelos órgãos ambientais competentes;

c) que seja dada ciência à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que, nos próximos procedimentos de outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, zele pela completude e integralidade da documentação de fundamentação e análise dos aspectos técnicos, econômicos e ambientais das áreas ofertadas, na forma prevista pela IN-TCU 27/1998;

d) que sejam restituídos os autos à SefidEnergia para acompanhamento dos demais estágios previstos na IN-TCU 27/1998.

À consideração superior,  
SefidEnergia, 2ª Diretoria, em 15/4/2013.

Marcelo Rocha do Amaral  
AUFC 3437-1