

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário
TC 023.497/2013-0

Natureza: Acompanhamento (Desestatização)

Interessado: Tribunal de Contas da União.

Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Advogado constituído nos autos: não há

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO. ANP.
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS
NATURAL. PRIMEIRO ESTÁGIO.
APROVAÇÃO, COM RESSALVAS.
DETERMINAÇÕES E RECOMENDAÇÕES.

RELATÓRIO

Adoto como relatório a percuciente manifestação exarada pela SefidEnergia (peças 25/7).

“INTRODUÇÃO

1. Trata-se de processo de acompanhamento da Décima Segunda Rodada de Licitações com vistas à outorga de concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural (12ª Rodada) realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), nos termos da Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998.

HISTÓRICO

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 12.351/2010 estabelece regras específicas. A 12ª 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, onze rodadas de licitação. A oitava rodada foi a única cancelada e a última foi realizada em 14 e 15 de abril de 2013 (11ª Rodada).

EXAME TÉCNICO

4. O diferencial dessa rodada em relação às demais é a possibilidade de exploração e produção de recursos considerados não convencionais, cuja definição está presente no glossário da minuta de contrato da 12ª Rodada, a qual se faz necessário reproduzir para melhor compreensão do termo:

Recurso Não Convencional: acumulação de Petróleo e Gás Natural que, diferentemente dos hidrocarbonetos convencionais, não é afetada significativamente por influências hidrodinâmicas e nem é condicionada à existência de uma estrutura geológica ou condição estratigráfica, requerendo, normalmente, tecnologias especiais de extração, tais como poços horizontais ou de



alto ângulo e **fraturamento hidráulico** ou aquecimento em retorta. ³⁸²⁸ -se nessa definição o Petróleo extrapesado, o extraído das areias betuminosas (“sand oil” ou “tap sands”), dos folhelhos oleíferos (“shale oil”), dos folhelhos ricos em matéria orgânica (“oil shale” ou xisto betuminoso) e das formações com baixíssima porosidade (“tight oil”). Consideram-se, também, na definição, o gás metano oriundo de carvão mineral (“coal bed methane” ou “coal seam gas”) e de hidratos de metano, bem como o Gás Natural extraído de folhelhos gaseíferos (“shale gas”) e de formações com baixíssima porosidade (“tight gas”).

I. Primeiro estágio

5. 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:

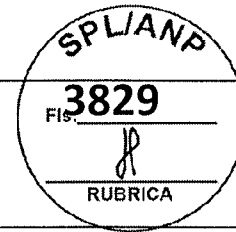
- a) relatório sintético sobre os estudos de viabilidade técnica e econômica do empreendimento, com informações sobre objeto, área e prazo de concessão;
- b) estudos vinculados à outorga, de utilidade para a licitação, realizados ou autorizados pelo órgão ou pela entidade federal concedente, quando houver;
- 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 787/2003 TCU Plenário.

6. Em atendimento ao disposto na IN-TCU 27/1998, a ANP encaminhou os seguintes documentos:

Tabela 1 – Documentos encaminhados pela ANP em razão da análise do 1º Estágio.

Resumo dos Documentos
Ofício 46/2013/AUD (peça 1); - Resolução CNPE 6/8/2013, aprova a realização da 12ª Rodada de Licitações de blocos para a exploração e produção de petróleo e gás natural.
Ofício 48/2013/AUD (peça 2); - Blocos e setores oferecidos na 12ª Rodada; - Cópia dos ofícios e documentos recebidos dos órgãos ambientais; - Cópias de Notas Técnicas da SPL/ANP; - Programa Exploratório Mínimo e Compromisso Mínimo; - Bônus mínimo de assinatura; - Consolidação do Pré-Edital; - Consolidação do Contrato. - Outros... - Notas Técnicas da SDB/ANP: - Proposta de exclusão do fator de Sensibilidade Ambiental para o cálculo do Bônus Mínimo de assinatura (22/8/2013); - Outros... - Cópia do Aviso de disponibilização do Pré-edital e da minuta de contrato de concessão (22/8/2013); - Cópia do Aviso de audiência Pública (22/8/2013); - Cópia da nomeação dos membros da Comissão Especial de Licitação, (23/8/2013) - Pré-edital e minuta do contrato da 12ª Rodada;
Ofício 55/2013/AUD (peça 3); - Comunicação de realização de Audiência Pública; - Comunicação de realização dos Seminários Técnico-Ambiental e Jurídico-Fiscal

Ofício 68/2013/AUD (peça 5);
- Parecer GTPEG;
- Nota ANP sobre o parecer do GTPEG;
- Parecer Funai.



Fonte: elaboração própria.

I.1 Estudos de viabilidade técnica e econômica

I.1.1 Objeto, área e prazo de concessão

7. A 12ª Rodada foi autorizada mediante a publicação da Resolução CNPE 6, de 25 de junho de 2013. Para esta rodada, o CNPE 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 atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, possibilitando o surgimento de novas bacias produtoras e a continuidade da exploração e a produção em bacias maduras de gás natural e de recursos petrolíferos convencionais e não convencionais.

8. Para tanto, ofertam-se duzentos e quarenta blocos, totalizando 168,3 mil km². Cento e dez blocos exploratórios em áreas de novas fronteiras tecnológicas e do conhecimento nas Bacias Sedimentares do Acre, Parecis, São Francisco, Paraná e Parnaíba, e cento e trinta blocos nas Bacias Maduras do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas.

9. A 12ª Rodada compreende apenas blocos terrestres, tendo por diferencial, em relação às anteriores, o interesse na exploração e produção de recursos petrolíferos não convencionais, os quais necessitam de tecnologias próprias de extração.

10. O prazo previsto para as concessões decorrentes da 12ª Rodada de Licitações é de vinte e sete anos a partir da fase de produção (exclui os períodos exploratórios e incluiu o período de desenvolvimento).

I.1.2 Parâmetros técnicos e econômicos

11. A ANP encaminhou notas técnicas da Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) e da Superintendência de Definição de Blocos (SDB) (Ofício 48/2013/AUD – peça 2) que embasam as estimativas dos parâmetros técnicos e econômicos empregados na 12ª Rodada de licitações, as quais compreendem as seguintes definições:

- a) NT_01-R12_SPL – Patrimônio líquido mínimo;
- b) NT_02-R12_SPL – Garantia financeira;
- c) NT_03-R12_SPL – Taxa de Participação do Pacote de Dados;
- d) NT_04-R12_SPL – Unidades de trabalho de geologia e geofísica;
- e) NT_05-R12_SPL – Programa exploratório mínimo e compromisso mínimo;
- f) NT_06-R12_SPL – Períodos exploratórios;
- g) NT_07-R12_SPL – Pagamento de ocupação e retenção de área;
- h) NT_08-R12_SPL – Bônus de assinatura mínimo;
- i) NT_09-R12_SPL – Garantia de oferta;
- j) NT_10-R12_SPL – Consolidação das alterações anteriores do pré-edital;
- k) NT_11-R12_SPL – Consolidação das alterações anteriores do contrato;
- l) NT_23_2013_SDB – Atratividade exploratória das áreas propostas para oferta na 12ª Rodada de Licitações.



m) NT_24_2013_SDB – Exclusão do quesito “sensibilidade ambiental” da atratividade dos blocos propostos para oferta na 12ª Rodada de Licitações;

12. Havendo onze 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.

13. Também foram realizados ajustes com foco nas diretrizes específicas para a 12ª Rodada de licitações, em que se previu a exploração e produção de reservas não convencionais, com alterações no Programa Exploratório Mínimo.

14. Quanto às exigências para Conteúdo Local, foram mantidas as mesmas condições estipuladas na 10ª e 11ª Rodadas de Licitações. A seguir, comentam-se alguns desses aspectos relevantes que foram fixados nos parâmetros para a atual rodada de licitações.

15. Dos parâmetros técnicos e econômicos adotados no processo de outorga em análise, faz-se destaque àqueles utilizados como critério de julgamento da licitação.

16. Para a 12ª Rodada de Licitação foi atribuída a seguinte ponderação de critérios, pontos e pesos, conforme se extrai da minuta 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.

1.1.2.1 Bônus Mínimo de Assinatura

17. 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.

18. Na Nota Técnica SPL 08-R12/2013 (peça 14), a Superintendência redefiniu a metodologia de cálculo do bônus de assinatura mínimo em relação à 11ª Rodada. Para a determinação do bônus mínimo a ser ofertado nesta 12ª Rodada, foi aplicada a metodologia semelhante à utilizada na rodada anterior, diferindo quanto à exclusão do quesito “sensibilidade ambiental” (SeAmb) da equação.

19. Desse modo, a Nota Técnica apresentou a seguinte equação:

$$B_{\text{Mín}} = B_{\text{Ref}} \times A_{\text{Exp}}^2 \times V_{\text{OLD}} \times Inf$$

Onde:

$B_{\text{Mín}}$ = Bônus Mínimo

B_{Ref} = Bônus Referência

A_{Exp} = Soma da Atratividade Exploratória do Bloco e do Setor

V_{OLD} = Volume Dados do Setor

Inf = Infraestrutura do Setor

20. Nota Técnica 024/2013/SDB/ANP-RJ (peça 13) justificou a retirada desse fator em decorrência da dissociação entre potencial petrolífero e sensibilidade ambiental. Esclarece que sua utilização implica discrepâncias entre áreas com mesmo potencial petrolífero. Conclui nesse sentido afirmando que a “sensibilidade ambiental” da área **não deve ser empregada como fator de bonificação para as empresas interessadas**, uma vez que o bônus mínimo deve refletir o potencial petrolífero, lembrando ainda que áreas mais sensíveis diminuíam o valor do bônus.

21. A despeito da discricionariedade técnica que a Agência tem na definição do Bônus Mínimo, pede-se licença para que seja questionada tal supressão.

22. O fator de sensibilidade ambiental era mais um parâmetro para se racionalizar o cálculo do bônus mínimo de assinatura e, assim, determinar o valor mais adequado às expectativas do bloco. O princípio balizador de sua utilização, explicado em outras rodadas, considera a dificuldade a ser enfrentada na obtenção da licença ambiental, que é diretamente proporcional à sensibilidade ambiental da área. Quanto maior a sensibilidade, maiores são os riscos e perspectivas de aumento nos custos futuros para cumprimento das exigências ambientais.

23. Portanto, a retirada desse parâmetro quebra a sequência de rodadas com seu emprego, e, por conseguinte, contribui para descontinuidade na curva de aprendizado. Ademais, assegura-se que não é um prêmio o desconto no bônus de assinatura quando se tem o reconhecimento prévio de um licenciamento mais custoso já nos instantes que precedem à licitação.

24. Desse modo, o que se apregoa é que a iniciativa de se avaliar a sensibilidade ambiental é louvável, e vem ao encontro das premissas indicativas para a definição do bônus, quais sejam: a) o valor não pode ser elevado em demasia de modo a tornar o investimento não atrativo economicamente; b) o valor não pode ser muito baixo a ponto de não remunerar o Estado adequadamente pela área concedida; e c) o valor deve ser tanto maior quanto for a possibilidade de retorno do investidor.

25. A argumentação de que “a sensibilidade ambiental da área não deve ser empregada como fator de bonificação para as empresas interessadas, uma vez que o bônus mínimo deve refletir o potencial petrolífero (...)” nos parece dissociada do discurso que até então vinha sendo utilizado pela ANP para justificar o uso do mesmo quesito nas rodadas precedentes. Em uma primeira análise, o quesito “infraestrutura do setor” também não está diretamente relacionado ao potencial petrolífero. Blocos com o mesmo potencial podem estar localizados em setores com distintos suportes de infraestrutura e o quesito serve justamente para valorizar mais o bloco que está localizado em um setor com mais infraestrutura já instalada.

26. O que se mostrou anômalo também no presente caso foi o fato de se retirar o fator de “sensibilidade ambiental” do cálculo do bônus justamente nesta 12ª Rodada em que o quesito ambiental se mostra extremamente relevante, como será abordado no item I.2 desta instrução.

I.1.2.2 Programa Exploratório Mínimo (PEM)

27. 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).

28. A Nota Técnica SPL 05-R12/2013 (peça 15) que estipulou o PEM para cada Bacia Sedimentar esclarece que para o cálculo do PEM (em UTs) foram considerados as seguintes diretrizes:



a) O modelo exploratório da área (Bacia Madura ou Nova Fronteira em Área Não Remota e Nova Fronteira em Área Remota). 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;

b) 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;

c) A produção comum das atividades de geologia e geofísica que vêm sendo realizadas pelas concessionárias nos blocos exploratórios. Para as ofertas dos interessados serem julgadas, o Programa Exploratório Mínimo ofertado, na forma de Uts, deverá ser superior ao estipulado pela ANP.

29. O principal critério identificado na Nota Técnica SPL 05-R12/2013 (peça 15) para o cálculo do PEM é o de que o programa proposto seja suficiente para mapear estrutura favorável à perfuração, tendo em vista que o objetivo da atividade exploratória é determinar estrutura favorável à acumulação de hidrocarbonetos.

30. Ademais, diferentemente do que ocorreu nas licitações anteriores, em decorrência da existência de exploração de recursos não convencionais, a ANP estabeleceu a possibilidade de três novos períodos de dois anos cada, denominada de Fase de Exploração Estendida, conforme item 5.2 da minuta de contrato (peça 16).

5.2 Caso o Concessionário realize uma Descoberta de Recursos Não Convencionais, reconhecida pela ANP durante a Fase de Exploração, o Concessionário, a seu exclusivo critério e de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, poderá prosseguir na Fase de Exploração Estendida, cuja duração, a critério da ANP, poderá atingir até 6 (seis) anos, dividida em 3 (três) Períodos Exploratórios Estendidos com até 2 (dois) anos de duração cada um..

1.1.2.3 Conteúdo Local

31. 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.

32. 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.

33. Foram mantidas as regras de conteúdo local da 11ª Rodada. No entanto, a ANP não encaminhou ao TCU nota técnica específica de considerações sobre esse tema para a 12ª Rodada. Os dados foram extraídos da apresentação do Pré-edital da licitação. Nesse documento, a Agência indicou a seguinte tabela de referência:

Tabela 2 – 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 (%)
Terra	70	80	77	85

Fonte: ANP



1.2 Estudos ambientais

34. Para cumprimento ao disposto no inciso V, art. 2º, da 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.

35. 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.

36. Em atenção à alínea c, inciso I, art. 7º da IN TCU 27/1998, a ANP, por intermédio do Ofício 48/2013/AUD (peça 2), encaminhou cópia dos pareceres dos órgãos ambientais estaduais sobre a sensibilidade ambiental dos blocos e setores oferecidos na 12ª Rodada exigidos pela Resolução CNPE 8/2003.

37. Tendo em vista a mesma exigência da Resolução, a Agência também encaminhou, por intermédio do Ofício 68/2013/AUD (peça 5), o parecer do Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG), o qual fora reinstituído pela Portaria MMA 218/2012, no âmbito do Ministério do Meio Ambiente (MMA), com o objetivo de apoiar tecnicamente a interlocução com o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural, em especial no que se refere às análises ambientais prévias à definição de área para outorga e às recomendações estratégicas para o processo de licenciamento ambiental dessas atividades no território nacional e águas jurisdicionais brasileiras.

38. O GTPEG é composto por representantes do MMA, do Ibama e do Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade (ICMBio).

39. Como já abordado, o foco da 12ª Rodada é a exploração e produção de gás, em que o principal diferencial em relação às demais está na possibilidade e previsão contratual de exploração e produção de recursos considerados não convencionais.

40. Consultando artigos sobre a produção não convencional de gás natural, o parecer do GTPEG e a Nota Técnica 345/SSM/2013 (peça 19), elaborada pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP (SSM), verificou-se que a técnica mais empregada nesse tipo de produção é o fraturamento hidráulico¹, em que, com um poço vertical, atinge-se a camada de folhelho (xisto), e a partir desse ponto a perfuração continua horizontalmente. Concluída esta etapa, são injetadas quantidades consideráveis de água e produtos químicos, que provocam redes de micro fraturas na formação rochosa, permitindo que o gás aprisionado possa fluir para o interior da tubulação.

41. Ocorre, no entanto, como abordado também nos documentos acima, que essa técnica apresenta riscos ambientais consideráveis, no que tange à injeção de água e produtos químicos, com potencial dano para lençóis d'água subterrâneos.

42. Ao se buscar nos pareceres ambientais das Oemas considerações sobre possíveis precauções quanto ao emprego da técnica de fraturamento, constatou-se que os pareceres de avaliação da sensibilidade ambiental basicamente opinam sobre sobreposição de áreas de proteção e amortecimento ambiental com os blocos exploratórios propostos pela Agência. Não foram identificadas quaisquer menções sobre mitigação de impactos e posteriores verificações sobre o método de exploração não convencional.

43. Tendo em vista que os pareceres ambientais elaborados pelas Oemas e encaminhados ao Tribunal não se pronunciavam sobre os possíveis impactos da produção em áreas de reservas não convencionais, foi solicitado à Agência que encaminhasse cópias das solicitações de pareceres

enviados aos órgãos ambientais para averiguar se houve provocação da Agência em relação ao assunto (peça 10).

44. Constatou-se que os ofícios encaminhados pela ANP aos órgãos ambientais não abordavam o quesito relativo às reservas não convencionais, resumindo-se em informar que o principal objetivo da 12ª Rodada era a oferta de áreas com potencial para a produção de gás natural (peça 20).

45. Em adição ao pedido da SefidEnergia, a Superintendência de Promoção de Licitações (SPL), por intermédio do Memorando 202/2013/SPL (peça 20), destinado à Auditoria Interna da ANP, esclareceu que no dia 19/9/2013, no Rio de Janeiro/RJ, ocorreu Seminário Técnico Ambiental, sem que, como resultado, houvesse quaisquer alterações dos pareceres originais dos órgãos estaduais, indicando ainda que a técnica de fraturamento hidráulico fora objeto de debate com os órgãos ambientais presentes.

46. Destaca-se, contudo, que as apresentações do Seminário Técnico Ambiental, disponibilizadas no sítio eletrônico *brazilrounds*, que colige todas as informações públicas da Agência sobre o certame, não abordaram a temática e que não há registros sobre o que fora debatido na ocasião.

47. O memorando destaca ainda que o parecer do GTPEG não recomendou exclusão de áreas.

48. O parecer do Grupo de Trabalho por seu turno, diferentemente das Oemas, tratou sobre a exploração e produção de recursos não convencionais, com destaque para a produção de gás de xisto com o emprego da técnica de fraturamento hidráulico.

49. Embora não tenha proposto exclusões, como assinalado pela Agência, o parecer do GTPEG conclui com a seguinte opinião:

No que diz respeito à exploração de gás não convencional, o GTPEG entende não haver elementos suficientes para uma tomada de decisão informada sobre o assunto. É preciso intensificar o debate na sociedade brasileira sobre os impactos e riscos ambientais envolvidos nessa exploração e avançar na regulamentação e protocolos para atuação segura. Recomenda-se a adoção da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) como um dos instrumentos adequados à definição das condições de contorno para utilização das técnicas de fraturamento hidráulico em poços horizontais nas bacias de interesse.

50. O memorando da ANP também científica sobre início de consulta pública (18/10/2013) sobre as diretrizes para o balizamento da perfuração e do fraturamento hidráulico não convencional, com audiência pública agendada para 18/11/2013.

51. As diretrizes em consulta envolvem questões relacionadas à:

- a) viabilidade ambiental;
- b) integridade de poços;
- c) análise de riscos associados às operações;
- d) implantação de sistemas de gestão de segurança operacional e de meio ambiente, contemplando as características específicas das operações de fraturamento hidráulico; e
- e) políticas de responsabilidade social.

52. O objetivo da consulta e audiência públicas é subsidiar resolução da Agência que definirá regras, limites e requisitos mínimos para a atividade de exploração, desenvolvimento e produção de reservatórios não convencionais no País, por meio da técnica de fraturamento hidráulico, com foco na segurança operacional e ambiental.



53. A análise do conjunto dessas informações aponta inequivocamente para falta de planejamento adequado quanto ao tratamento das questões de impacto ambiental da produção em áreas não convencionais, principalmente quanto à ausência de registros de debates sobre o tema com foco na criação de regras.

54. Desde o segundo semestre de 2012 havia declarações da Presidente da ANPⁱⁱ quanto à possibilidade de exploração e produção de gás natural em reservas não convencionais. Nesse ponto, tendo em vista que as autorizações para a realização são dadas pelo CNPE, não há como olvidar que essas ações são concertadas entre o Conselho e a Agência. Nesse sentido, já se tinha o conhecimento, iniciativa e, portanto, vontade política para a realização da 12ª Rodada com foco em gás em áreas que se distinguem do convencional.

55. Nesse ínterim, o simples acompanhamento de notícias dos movimentos que ocorrem nos países que adotam o fraturamento hidráulico como método de produção seria suficiente para compreender que se trata de técnica controversa quanto aos impactos ambientais. Seria prudente, portanto, a partir da sinalização nessa direção, que se iniciasse discussão sobre a aplicabilidade da técnica com os órgãos ambientais, partindo-se assim para protocolos de ação por parte dos órgãos ambientais dos estados com áreas propícias ao tipo de metodologia em questão.

56. Portanto, no âmbito da Agência, iniciar a discussão mais aprofundada sobre o assunto há menos de dois meses antes da previsão de realização da licitação (29 e 30 de novembro de 2013) denota falha de planejamento.

57. Mas se por um lado a Agência está se movendo sobre o assunto, promovendo discussões sobre regras de segurança operacional e ambiental, mesmo que tardiamente, com foco na regulação da indústria do petróleo e gás natural, movimentação semelhante não se enxergou por parte dos órgãos ambientais, tanto na esfera estadual, quanto federal, instâncias em que residem os principais riscos de recusa de licenciamento.

58. Com isso, o que se quer enfatizar não é o prejulgamento da técnica, se ela deve ser abolida ou não, mas sim a falta de registro de debates prévios à realização da licitação.

59. Tal situação indica peremptoriamente o aumento dos riscos de problemas de licenciamento, o que a própria Resolução CNPE 8/2003 procurou mitigar em face da necessidade de parecer prévio dos órgãos ambientais competentes, tendo em vista situações pregressas em que foram negadas licenças em áreas manifestamente impróprias para exploração e produção de petróleo e gás natural, e que poderiam ter sido retiradas de imediato do certame caso se tivesse realizado consulta prévia aos órgãos responsáveis pelo licenciamento.

60. Esclarece-se que, no âmbito dos pareceres de sensibilidade, quando há indicação do órgão competente quanto a restrições ambientais que inviabilizem futuramente o licenciamento, a área avaliada é retirada do certame. Ocorre que, na sua maioria, os pareceres analisam apenas a sobreposição com outras áreas e limites sensíveis ambientalmente. Conforme o contrato de concessão, o concessionário deverá, por sua conta e risco, obter todas as licenças, autorizações, permissões e direitos exigidos nos termos da lei, inclusive as relacionadas ao meio ambiente.

61. Soma-se a isso o fato de estar-se diante de situação nova, o que, pelo princípio da precauçãoⁱⁱⁱ, ensejaria cuidados adicionais por parte do poder público.

62. Tal princípio, instituído pela Declaração da Conferência Rio/92, foi definido como a garantia contra os riscos potenciais que, de acordo com o estado atual do conhecimento, não podem ser ainda identificados.

63. É importante destacar que alguns países aboliram o método de fraturamento hidráulico^{iv} em face dos riscos ambientais potenciais, ações estas que, provavelmente, foram precedidas de debate.



64. Por outro lado, com base em entrevista realizada no dia 4/3/2013, com representantes da Agência lotados na Assessoria de Meio Ambiente, na SPL e na SSMA, foi informada a esta SefidEnergia que a técnica de fraturamento hidráulico já vem sendo empregada no Brasil nas bacias consideradas Maduras.

65. Segundo as explicações, consubstanciadas em ofício (peça 22), quando o concessionário na fase de exploração ou desenvolvimento se depara com formações geológicas que propiciem o emprego da técnica, para aumento da produtividade dos poços, novos projetos são encaminhados à Agência, acarretando adequações nos contratos de concessão. Ademais, nesses casos, é necessário requerer aos órgãos ambientais responsáveis licenças adequadas ao emprego da técnica.

66. Esclareceram que a 12ª Rodada visa à produção de gás natural. Todavia com base no conhecimento que se tem e nas probabilidades de se explorarem recursos não convencionais, esta rodada já trouxe as devidas previsões contratuais, para que não fossem necessários aditivos.

67. O que se sabe, portanto, é que a produção de gás de xisto, quando for viável, ocorrerá em pressões e volumes de injeção em escala consideravelmente maior do que vem esporadicamente ocorrendo nas bacias em que já se emprega tal tecnologia.

68. Assim sendo, após o licenciamento da exploração e produção das reservas convencionais, ao se estender tal exploração e produção em reservas não convencionais, será exigido dos concessionários que providenciem, juntos aos órgãos competentes, a devida revisão dos respectivos licenciamentos ambientais. Hoje os Oemas, cujas regiões se espera a presença de recursos não convencionais, estão habituados ao licenciamento convencional, todavia, não se tem tal segurança quanto ao conhecimento sobre as especificidades ambientais do uso do fraturamento hidráulico, mormente quando não houve nenhuma menção nos pareceres destes órgãos no que concerne à sensibilidade ambiental das áreas licitadas com a possibilidade de exploração de gás natural não convencional.

69. Nesse ponto, repisa-se no fato de que há vácuo regulamentar sobre o licenciamento ambiental da técnica de fraturamento hidráulico.

70. O principal órgão do País que expede normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, a ser concedido pela União, pelos Estados, pelo Distrito Federal e Municípios é o Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama). Trata-se de órgão consultivo e deliberativo do Sistema Nacional do Meio Ambiente (Sisnama), tendo sido instituído pela Lei 6.938/1981, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, regulamentada pelo Decreto 99.274/90.

71. O Conama possui algumas resoluções que disciplinam o licenciamento de atividades específicas da indústria do petróleo e gás natural, tais como: a) 269/2000, que regulamenta o uso de dispersantes químicos em derrames de óleo no mar; b) 350/2004, que dispõe sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição; e c) 398/2008, que dispõe sobre o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleo em águas sob jurisdição nacional.

72. Tendo esta compreensão, consigna-se ser oportuno avaliar a necessidade de se ter disciplinamento do Conama para o licenciamento das atividades de fraturamento hidráulico.

73. O art. 7º do Decreto 99.274/1990, com redação dada pelo Decreto 3.942/2001, discorre sobre as competências do Conselho. O Inciso I desse artigo prescreve que compete ao Conama estabelecer, mediante proposta do Ibama, normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, a ser concedido pela União, Estados, Distrito Federal e Municípios e supervisionada pelo referido Instituto.



74. *Nessa direção, considerando que o inciso I, art. 7º do Decreto nº 274/1990 cita apenas o Ibama como entidade provocadora do Conama, torna-se consentâneo propor determinação para que o Instituto avalie a pertinência de proposição ao Conselho no sentido de se definir as condições, os padrões, os critérios e as diretrizes para o licenciamento ambiental de atividades de produção de petróleo e gás natural que empreguem o método de fraturamento hidráulico.*

75. *Antes, porém, de rematar tal sugestão, faz-se necessário qualificá-la, levando-se em conta as competências do GTPEG, instituído pela Portaria MMA 218/2012.*

76. *Como já apresentado, entre os objetivos de atuação do Grupo de Trabalho está o de realizar análises ambientais prévias à definição de áreas para outorga e recomendações estratégicas para o processo de licenciamento ambiental dessas atividades no território nacional e águas jurisdicionais brasileiras.*

77. *O GTPEG, nas últimas licitações, substituiu o Ibama na função de parecerista ambiental na esfera federal, exigida pela Resolução CNPE 8/2003. O Grupo de trabalho que atualmente exerce a função é formado por representantes do MMA, do próprio Instituto, e do ICMBio, tendo sido conferido a ele competências outras como:*

- a) participar do processo de avaliação ambiental previa das áreas sedimentares a serem outorgadas pelo MME para exploração de petróleo e gás natural;*
- b) realizar análises técnicas para fins consultivos ao MMA, em assuntos relacionados a exploração e produção de petróleo e gás natural;*
- c) elaborar recomendações estratégicas para o processo de licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;*
- d) propor pesquisas e subsídios relacionados aos impactos das atividades de exploração e produção, incluindo formas de monitoramento; e*
- e) contribuir com subsídios técnicos à Agenda Ambiental do Petróleo conduzida pelo MMA.*

78. *Como o GTPEG tem atribuições específicas em relação às atividades de E&P, consigna-se desejável que seja consultado na avaliação da necessidade de disciplinamento da matéria por parte do Conama. No entanto, sua natureza jurídica não permite que sejam realizadas determinações ou recomendações por parte deste Tribunal.*

79. *Demais disso, tendo em consideração os riscos ambientais envolvidos com o emprego da tecnologia de fraturamento hidráulico em escala superior ao que hoje é realizado, considerando que não há protocolos mínimos sobre como deve se proceder ao licenciamento ambiental do seu uso, tanto na esfera estadual, quanto na federal, e que ainda existem países discutindo o assunto, propõe-se determinar ao Ibama que, em cento e oitenta dias, apresente parecer conclusivo sobre a pertinência de proposição ao Conama no sentido de se definir condições, padrões, critérios e diretrizes para o licenciamento ambiental de atividades de produção de petróleo e gás natural que empreguem o método de fraturamento hidráulico, podendo facultar ao Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG) a produção do parecer, desde que observado o prazo estipulado.*

80. *Em resumo, vê-se claramente que não houve preocupações prévias no aprofundamento do debate sobre o uso em larga escala da tecnologia de fraturamento hidráulico. Se por um lado a Agência adota posição proativa em relação ao tema, promovendo consulta e audiência públicas, não se vislumbrou articulação nessa direção por parte dos órgãos ambientais envolvidos, mesmo sabendo-se de toda a discussão e polêmica que o assunto gera nos países que adotam ou deixaram de adotar tal tecnologia.*



81. Destaca-se que a ANP também poderia ter realizado a contratação e audiência públicas sobre as diretrizes para o balizamento da perfuração e do fraturamento hidráulico com maior prazo para o certame, dando tempo ao maior amadurecimento da questão, com indicação aos órgãos ambientais sobre a relevância de serem discutidas questões específicas sobre a sensibilidade ambiental das técnicas que serão utilizadas para a exploração dos recursos não convencionais.

82. Por todo o exposto, avaliando a atuação da ANP em sentido formal, focada nos procedimentos preparatórios para a licitação, observa-se que as exigências da Resolução CNPE 8/2003 foram cumpridas. Contudo, aqui, fazem-se parênteses para destacar que a autorização para a realização da 12ª Rodada, com a definição dos blocos objetos de licitação, por parte do CNPE, em 25 de junho de 2013, foi publicada antes do parecer do GTPEG, responsável pelo parecer na esfera federal, em cumprimento a exigência do próprio Conselho (Resolução CNPE 8/2003).

83. Além disso, tal parecer também fora concluído (3/10/2013) após a publicação do edital, ocorrida em 26/9/2013.

84. Entende-se que tais fatos enfraquecem a relação institucional entre os diferentes órgãos, além de trazer ineficiências ao certame, tendo em vista a potencialidade de áreas deixarem de ser relacionadas na licitação, transparecendo, com isso, falta de planejamento governamental.

85. Considerando que o edital de licitação é o instrumento que deve expor e detalhar todas as regras do certame, em respeito ao inciso V, art. 2º, da Resolução CNPE 8/2003, **recomenda-se à ANP que não publique o edital de licitação de blocos exploratório sem que haja prévio parecer favorável dos órgãos ambientais competentes sobre as áreas objeto do certame.**

I.3 Prazos

86. 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;

87. A ANP publicou o Edital da licitação em 26 de setembro de 2013. Por essa referência, todos os documentos de análise do Primeiro Estágio da 12ª Rodada deveriam ter sido encaminhados até 27 de agosto de 2013.

88. A maior parte da documentação relativa ao primeiro estágio foi encaminhada tempestivamente pela ANP (peça 2). Contudo, o Parecer do GTPEG, importante instrumento de avaliação ambiental e requisito essencial para realização da licitação, conforme prescrição do inciso V, art. 2º, da Resolução CNPE 8/2003, foi encaminhado ao Tribunal quarenta e quatro dias após o prazo estipulado pela IN TCU 27/1998, e quatorze dias após a publicação do edital (peça 5). Portanto de maneira intempestiva, cujos desdobramentos foram tratados no item relativo aos estudos ambientais.

89. Tendo isso em consideração, no que tange à verificação dos prazos da IN TCU 27/1998, entende-se tratar de motivo de ressalva aos procedimentos do primeiro estágio em análise.



I.4 Alterações específicas da 12ª Rodada

90. Como já abordado, a 12ª Rodada visa à exploração e produção de gás natural, com a possibilidade de expansão dessas fases para recursos não convencionais. Nessa razão, existem algumas peculiaridades desta rodada que foram sintetizadas em comunicação da Agência (peça 22).

91. Assim, caso o Concessionário tenha interesse em explorar bacias com recursos não convencionais, ele estará obrigado a:

- a) elaborar plano de exploração e avaliação para recursos não convencionais;
- b) exercer atividades mínimas para exploração e avaliação de recursos não convencionais;
- c) executar programa exploratório específico para avaliar a formação geológica que possa conter recursos não convencionais;
- d) emitir relatório final de exploração e avaliação de recursos não convencionais;
- e) atender aos requisitos mínimos de qualificação para as empresas interessadas em explorar recursos não convencionais;
- f) emitir garantias financeiras para as atividades mínimas dos períodos exploratórios estendidos;
- g) apresentar plano de desenvolvimento específico para recursos não convencionais;
- h) garantir a integridade dos poços, revestimentos, cimentações e fraturamentos hidráulicos de forma a preservar a qualidade dos aquíferos, das águas subterrâneas, do solo e do subsolo;
- i) garantir a integridade dos processos de captação, uso, tratamento, reuso e/ou descarte de água, fluidos e demais materiais relacionados às operações de fraturamento hidráulico; e
- j) dispor de sistema de gestão de responsabilidade social e sustentabilidade que atenda às diretrizes da responsabilidade social e à legislação aplicável.

92. Além disso, o Concessionário ainda poderá adentrar em fase de exploração estendida (até seis anos), dividida em três períodos exploratórios estendidos de dois anos cada.

93. Vê-se que as peculiaridades denotam um rol extenso de previsões que fazem desta rodada bem diferente em relação às demais, as quais são fundamentadas na experiência da ANP.

94. Segundo a Agência (peça 22), sua área técnica vem estudando a exploração e produção em recursos não convencionais desde 2011. Informou ainda que existem registros de atividade de fraturamento hidráulico em sistemas petrolíferos convencionais na Bacia do Recôncavo desde o final de 1950, indicando que seis mil operações já foram realizadas, com destaque para os poços nos campos de Candeias e Dom João, em 1959.

95. Ademais, no que tange ao fraturamento em recursos não convencionais, há registro de atividades embrionárias na Bacia do São Francisco, estado de Minas Gerais, em que testes, conhecidos como minifrac, ou fall-off-test, estão sendo realizados com o objetivo de coletar informações, como pressão de ruptura da rocha, para assim subsidiar a modelagem geomecânica do fraturamento.

II. Atendimento a deliberações do Acórdão TCU Plenário 2723/2013

96. O acórdão em destaque refere-se à análise do primeiro estágio da 11ª Rodada, em que foram realizadas duas recomendações à ANP.

97. *A primeira foi no sentido de a Agência zelar pela competência e integralidade da documentação de fundamentação e análise dos aspectos técnicos, econômicos e ambientais das áreas ofertadas, consoante a IN TCU 27/1998.*

98. *Quanto a esta recomendação, verificou-se que a documentação enviada fora adequada às análises do primeiro estágio, abrangendo a definição da maioria dos parâmetros econômicos, principalmente quanto àqueles definidores das pontuações no leilão, em que se destacam as notas técnicas referentes ao bônus mínimo de assinatura e ao programa exploratório mínimo.*

99. *A segunda recomendação propôs à Agência que apresentasse, para as demais rodadas, 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 competentes.*

100. *No que diz respeito ao item, o elemento que não se coadunou com a recomendação foi o resumo sobre os pareceres ambientais, que, no nosso entendimento, deveria coligir as principais opiniões e possíveis restrições. No mais, avalia-se que a documentação estava adequada aos propósitos da licitação.*

CONCLUSÃO

101. *A 12ª Rodada tem como objetivo primordial o aumento das reservas de gás natural no País, por intermédio da exploração e produção em área terrestre, e tendo como principal diferencial dessa rodada em relação às demais a possibilidade de exploração e produção de recursos considerados não convencionais.*

102. *Havendo-se amplo histórico sobre a realização de rodadas de blocos de exploração, quanto aos requisitos formais dos procedimentos do primeiro estágio, avalia-se que atenderam a seus fins com ressalvas ligadas à observância de prazo para encaminhamento de informações.*

103. *Em outra direção, tendo em consideração as características diferenciadas desse certame, mormente no que tange ao planejamento institucional, constatou-se que houve lacunas no debate sobre as potencialidades de impacto ambiental do emprego da tecnologia de fracionamento hidráulico.*

104. *Como visto, e pautado pela ANP e pelo GTPEG, em seus relatórios e parecer, existem vácuos sobre a adequada regulamentação do assunto no País. A Agência vem procurando estabelecer resolução que discipline o emprego dessa tecnologia sob o ponto de vista operacional e ambiental, com enfoque nas atividades da indústria do petróleo e gás natural. No entanto, com base no parecer da GTPEG, viu-se que não há o mesmo tipo de movimentação por parte dos órgãos ambientais, razão que motivou determinação ao Ibama de verificar a pertinência de provocar o Conama para que discipline o licenciamento ambiental, seja no âmbito estadual, quanto no Federal.*

105. *Assim, fluindo-se além das formalidades procedimentais exigidas pela IN TCU 27/1998, conclui-se que essa falta de debate prévio sobre os quesitos ambientais, no caso específico da exploração de recursos não convencionais, configura ressalva aos procedimentos do primeiro estágio. O fato de a licença prévia ser expedida somente após a licitação e o fato do licenciamento ambiental ser por conta e risco do próprio concessionário não exime os órgãos governamentais de buscarem maior debate prévio quanto ao tema, sobretudo quando se verifica que, nos países em que o gás natural de xisto já é produzido em maior escala, é muito controversa a utilização da técnica do fraturamento hidráulico e os riscos ambientais a ela associados.*

106. *Ainda que a ANP já esteja debatendo o tema, pelo princípio da precaução, seria mais prudente aprofundar o debate antes da realização do certame, na busca de protocolos que venham*



a mitigar os riscos associados à exploração de recursos não convencionais eventualmente descobertos.

107. Por fim, o encaminhamento do parecer do GTPEG ~~formando prazo~~ regulamentar também aponta para uma ressalva quanto aos procedimentos do primeiro estágio.

VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE

108. 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”.

109. Desse modo, o VRF neste processo deve ser calculado pelo somatório dos valores de Bônus Mínimo de Assinatura dos blocos licitados, que totalizou R\$ 74.315.716,70 (setenta e quatro milhões e trezentos e quinze mil e setecentos e dezesseis reais e setenta centavos), consoante previsto no edital de licitação (peça 18).

110. A atual sistemática de quantificação e registro sobre os benefícios das ações de controle externo foi instituída pela Portaria TCU 82/2012. Neste processo, os benefícios potenciais que se estimam deste acompanhamento diz respeito à manutenção da expectativa de controle gerada pela atuação continuada desta Corte de Contas.

111. Ademais, ao longo do acompanhamento das onze rodadas anteriores, é possível identificar várias recomendações e determinações destinadas à Agência reguladora que contribuíram no aprimoramento, ao longo dos anos, das licitações de blocos exploratórios.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

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

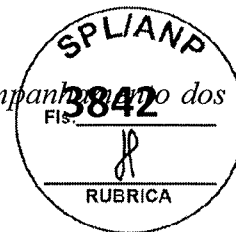
a) que seja aprovado, com ressalvas, o Primeiro Estágio de acompanhamento de outorga de concessão de exploração de petróleo e gás natural, nos termos do art. 7º, inciso I, da IN TCU 27/1998;

b) com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, e no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e também no inciso I do art. 7º do Decreto 99.274/1990, determinar ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis que, em cento e oitenta dias, apresente a este Tribunal avaliação sobre a pertinência de se propor ao Conama a definição de condições, padrões, critérios e diretrizes para o licenciamento ambiental de atividades de produção de petróleo e gás natural que empreguem o método de fraturamento hidráulico, facultando-se a elaboração da avaliação ao Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás, instituído pela Portaria MMA 218/2012, desde que observado o prazo;

c) com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, e no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que, nas próximas rodadas, não publique edital de licitação de blocos exploratórios sem que haja prévio parecer favorável dos órgãos ambientais competentes sobre as áreas objeto do certame, em atenção ao prescrito no inciso V, art. 2º, da Resolução CNPE 8/2003;

d) encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser proferido, acompanhado do Voto e do Relatório que o fundamenta à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ao Conselho Nacional de Política Energética, ao Ministério de Minas e Energia, ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, ao Ministério de Meio Ambiente e ao Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade;

e) que sejam restituídos os autos à SefidEnergia para acompanhar os demais estágios previstos na IN-TCU 27/1998.”



É o Relatório.

ⁱ *Faturamento hidráulico / hydraulic fracturing. Técnica de estimulação na qual, por meio de fluido (fluido de perfuramento), aplica-se uma pressão contra a rocha reservatório até causar sua ruptura por tração => A fratura, que é iniciada na parede do poço, propaga-se pelo bombeio do fluido de fraturamento. Incorporado a tal fluido, bombeia-se também um material granular (agente de sustentação), que é alojado no interior da fratura. Ao final do bombeio, quando se atinge o comprimento projetado para a fratura, ela se fecha sobre o agente de sustentação, estabelecendo um canal de alta permeabilidade para o fluxo de fluidos da formação para o poço.*

ⁱⁱ *Exemplos de notícias :<http://www.portaloilegas.com/2012/07/12-rodada-de-licitacao-podera-incluir.html> 16/7/2012; <http://www.aepet.org.br/site/noticias/pagina/9493/Fernando-Siqueira-comenta-entrevista-de-Magda-Chambriand> 18/12/2012; <http://www.gazetadopovo.com.br/economia/conteudo.php?id=1274198> 11/7/2012; <http://exame.abril.com.br/meio-ambiente-e-energia/energia/noticias/anp-pode-incluir-novos-campos-na-12a-rodada-de-licitacao> 11/7/2012.*

ⁱⁱⁱ *<http://www.mma.gov.br/biodiversidade/biosseguranca/organismos-geneticamente-modificados/item/7512>*

^{iv} *<http://www.estadao.com.br/noticias/impresso,tecnica-para-extrair-gas-proibida-em-paises-europeus-sera-testada-no-brasil-,944839,0.htm> 13/10/2013.*

VOTO



Cuidam os autos de acompanhamento dos procedimentos adotados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para a outorga de concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural (12ª Rodada).

2. Essa rodada contempla regime de concessão e objetiva, primordialmente, o aumento das reservas de gás natural, por meio da exploração e produção em área terrestre. O seu diferencial em relação às demais rodadas é a possibilidade de exploração e produção de recursos considerados não convencionais, definidos como acumulação de petróleo e gás natural que requerem, normalmente, tecnologias especiais de extração.

2.1 Serão ofertados 240 blocos, sendo 110 em áreas de novas fronteiras tecnológicas nas Bacias Sedimentares do Acre, Parecis, São Francisco, Paraná e Parnaíba e 130 nas Bacias Maduras do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas.

3. Especificamente, examina-se o primeiro estágio do processo, relativo à análise dos estudos de viabilidade técnica/econômica e dos impactos ambientais, nos termos da IN/TCU nº 27/1998.

4. Quanto ao mérito, conforme registrou a SefidEnergia, não há óbices para que este Colegiado aprove, com ressalva, o estágio em exame.

4.1 A principal questão que exsurge, razão essencial da ressalva ora aposta, é o emprego da tecnologia de fraturamento hidráulico na extração do gás, sem a ocorrência de debates suficientes sobre os impactos no meio ambiente com vistas à criação de regras de preservação. Como asseverou a unidade técnica, *“seria prudente, portanto, a partir da sinalização nessa direção, que se iniciasse discussão sobre a aplicabilidade da técnica com os órgãos ambientais, partindo-se assim para protocolos de ação por parte dos órgãos ambientais dos estados com áreas propícias ao tipo de metodologia em questão”*.

4.2 A extração do gás natural por meio dessa tecnologia é considerada uma alternativa diante do esgotamento das reservas naturais mais acessíveis. Todavia, embora entendida como técnica promissora, não se tem o conhecimento exaustivo das consequências negativas, no meio ambiente e na saúde, advindas de seu emprego. É importante frisar a ponderação da Sefid no sentido de que não se está a fazer um prejulgamento da técnica, mas se questiona a *“falta de registro de debates prévios à realização da licitação”*.

4.3 A unidade técnica aponta a existência de vácuo regulamentar sobre o licenciamento ambiental da referida técnica, motivo por que defende a pertinência de o Conama disciplinar a atividade. Assim, considerando o disposto no inciso I do art. 7º do Decreto 99.274/90, que indica o Ibama como entidade provocadora daquele Conselho, propôs que seja expedida determinação ao primeiro para que *“avalie a pertinência de proposição ao Conselho no sentido de se definir as condições, os padrões, os critérios e as diretrizes para o licenciamento ambiental de atividades de produção de petróleo e gás natural que empreguem o método de fraturamento hidráulico”*.

4.4 Como concluiu a SefidEnergia, *“não houve preocupações prévias no aprofundamento do debate sobre o uso em larga escala da tecnologia de fraturamento hidráulico. Se por um lado a Agência adota posição proativa em relação ao tema, promovendo consulta e audiência públicas, não se vislumbrou articulação nessa direção por parte dos órgãos ambientais envolvidos, mesmo sabendo-se de toda a discussão e polêmica que o assunto gera nos países que adotam ou deixaram de adotar tal tecnologia”*.

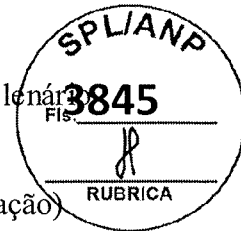


Ante o exposto, acolhendo a proposta da SefidEnergia, VOTO por que seja adotada a deliberação que ora submeto à apreciação deste Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 10 de dezembro de 2013.

JOSÉ JORGE
Relator

ACÓRDÃO Nº 3639/2013 – TCU – Plenária



1. Processo nº TC 023.497/2013-0.
2. Grupo I – Classe de Assunto: VII – Acompanhamento (Desestatização)
3. Interessado: Tribunal de Contas da União.
4. Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
5. Relator: Ministro José Jorge.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnerg).
8. Advogado constituído nos autos: não há.
9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos, os quais cuidam de acompanhamento dos procedimentos adotados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para a outorga de concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural (12ª Rodada), nos termos da Instrução Normativa/TCU 27/1998

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, diante das razões expostas pelo Relator, em:

9.1. aprovar, com ressalva, com fulcro no art. 7º da Instrução Normativa TCU 27/1998, o Primeiro Estágio de acompanhamento de outorga de concessão de exploração de petróleo e gás natural, relativos à 12ª Rodada de licitações da ANP; e

9.2. determinar, com fundamento no art. 43, I, da Lei 8.443/1992 e no art. 7º, I, do Decreto 99.274/1990, ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis que, em 180 (cento e oitenta) dias, apresente a este Tribunal avaliação sobre a pertinência de se propor ao Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) a definição de condições, padrões, critérios e diretrizes para o licenciamento ambiental de atividades de produção de petróleo e gás natural que empreguem o método de fraturamento hidráulico, facultando-se a elaboração da avaliação ao Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás, instituído pela Portaria MMA 218/2012;

9.3. recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que, nas próximas rodadas, não publique edital de licitação de blocos exploratórios sem que haja prévio parecer favorável dos órgãos ambientais competentes sobre as áreas objeto do certame, em atenção ao prescrito no inciso V, art. 2º, da Resolução CNPE 8/2003;

9.4. encaminhar cópia deste Acórdão, acompanhado do Voto e do Relatório que o fundamenta, à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ao Conselho Nacional de Política Energética, ao Ministério de Minas e Energia, ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, ao Ministério de Meio Ambiente e ao Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade; e

9.5. restituir os autos à SefidEnergia para acompanhamento dos demais estágios previstos na IN-TCU 27/1998.

10. Ata nº 49/2013 – Plenário.

11. Data da Sessão: 10/12/2013 – Extraordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-3639-49/13-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Aroldo Cedraz (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Raimundo Carreiro, José Jorge (Relator), José Múcio Monteiro e Ana Arraes.

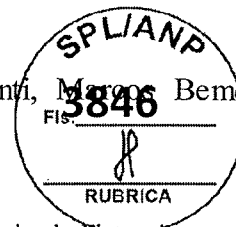


13.2. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marco Bemquerer Costa e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

AROLDO CEDRAZ

Vice-Presidente, no exercício da Presidência



(Assinado Eletronicamente)

JOSÉ JORGE

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

PAULO SOARES BUGARIN

Procurador-Geral