

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário

TC 015.331/2018-0

Natureza: Desestatização

Órgão/Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

Responsável: Décio Fabrício Oddone da Costa, Diretor-Geral.

Representação legal: não há.

SUMÁRIO: ACOMPANHAMENTO DE DESESTATIZAÇÃO. PRIMEIRO E SEGUNDO ESTÁGIOS. PRIMEIRO CICLO DO PROCESSO DE OFERTA PERMANENTE DE BLOCOS TERRESTRES E MARÍTIMOS COM RISCO EXPLORATÓRIO E DE ÁREAS COM ACUMULAÇÕES MARGINAIS. OUTORGA DE CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO, REABILITAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. APROVAÇÃO.

RELATÓRIO

Adoto como Relatório a instrução elaborada no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (peça 9), cuja proposta de encaminhamento contou com a anuência do Diretor (peça 10) e do Secretário da referida unidade técnica (peça 11):

“I. INTRODUÇÃO

1. Trata-se de processo de desestatização para acompanhamento do Primeiro e Segundo Estágios, nos termos da Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998, do Primeiro Ciclo do Processo de Oferta Permanente de Blocos Terrestres e Marítimos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais, com vistas à outorga de contratos de concessão para atividades de exploração, reabilitação e produção de petróleo e gás natural, a ser realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

II. CONTEXTUALIZAÇÃO ACERCA DO OBJETO DA LICITAÇÃO

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 e pela legislação setorial específica, definida especialmente pelas Leis 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e 12.351/2010 (Regime de Partilha) e, ainda, pelas Resoluções ANP (RANP) 18/2015 e 24/2013, que tratam dos procedimentos para a realização das licitações de blocos para a concessão das atividades de exploração, reabilitação e produção, nos modelos de concessão e partilha de produção, respectivamente.

3. Para as áreas do Polígono do Pré-sal e estratégicas, tanto a Lei 12.351/2010, que estabelece o Regime de Partilha de Produção, quanto a RANP 24/2013 prescrevem regras específicas. Já o Regime de Concessão é definido especialmente pela Lei do Petróleo e pela RANP 18/2015. Assim sendo, o Primeiro Ciclo do Processo de Oferta Permanente de Áreas contempla apenas blocos sob o Regime de Concessão.

4. A outorga de áreas para exploração, reabilitação 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, quinze rodadas de licitação de blocos com risco exploratório e quatro rodadas de áreas com acumulações marginais, sendo que a última (15ª Rodada de Concessão)

foi homologada em 21/6/2018. Ademais, estão em andamento os procedimentos da 16ª Rodada de Concessão, cuja sessão pública de apresentação de ofertas está prevista para 10/10/2019.

5. A partir da publicação da Resolução CNPE 17/2017, de 8/6/2017, que estabeleceu a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, bem como autorizou, em seu art. 4º, que a ANP conduzisse um processo de oferta permanente de campos devolvidos ou em processo de devolução, a Agência Reguladora iniciou estudos de experiências internacionais acerca de processos de oferta permanente de áreas, a fim de identificar a modelagem adequada para atender ao objetivo de promover nova dinâmica na indústria do petróleo e gás natural. De acordo com a NT SPL 29/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis, p. 4), a Agência examinou os casos norte-americano (oferta não competitiva de licenças de exploração *onshore*), colombiano (*asignación permanente*) e indiano (*Open Acreage Licensing Policy*).

6. A modelagem da Oferta Permanente brasileira deve observar, em termos procedimentais, o rito estabelecido na Resolução ANP 18/2015, que dispõe sobre a realização de licitações sob o regime de concessão. Além disso, consoante a Resolução CNPE 17/2017, complementada pela Resolução CNPE 8/2018, que ampliou a autorização inicial do processo, as áreas do Pré-sal e estratégicas não foram autorizadas a serem incluídas, até o momento, para participar da Oferta Permanente de Áreas.

7. Para o Primeiro Ciclo, estão disponíveis para oferta 600 blocos com risco exploratório localizados em bacias terrestres (Espírito Santo, Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano) e marítimas (Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará), sob três modelos exploratórios distintos: bacias maduras, de elevado potencial e de novas fronteiras, além de 14 áreas com acumulações marginais, distribuídas em quatro bacias sedimentares maduras (Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas).

8. O Edital da Oferta Permanente, publicado em sua última versão no dia 17/5/2019, apresenta nas Tabelas 13 e 14 de seu Anexo I as áreas passíveis de serem levadas à oferta pública, a depender do interesse do mercado. Como informado pela Agência, essa lista é dinâmica, podendo alguns blocos serem retirados ou adicionados a qualquer tempo. Após a publicação de um novo Edital com as áreas atualizadas e, posteriormente à realização de consulta e audiência públicas, a Oferta Permanente diferencia-se das rodadas convencionais, pois opera em ciclos de concorrências periódicos.

9. Consoante indicado pela ANP, os ciclos de Oferta Permanente são iniciados a partir da verificação de interesse por parte das licitantes inscritas, sendo seu início materializado a partir da apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração indicando os setores de interesse, para que esses sejam levados à oferta pública.

10. Assim, a partir da aprovação de uma garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse apresentada por licitante inscrita, a Comissão Especial de Licitação (CEL) divulga um cronograma do ciclo de oferta permanente iniciado, com duração de até noventa dias. Cada ciclo é composto das seguintes etapas: a) Inscrição e pagamento de taxa de participação; b) Apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração de interesse; c) Realização de sessão pública de apresentação de ofertas relativa ao ciclo da Oferta Permanente iniciado; d) Qualificação das licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas; e) Adjudicação do objeto e homologação da licitação; e f) Assinatura dos contratos de concessão.

11. Nesses termos, foi publicado pela CEL, no DOU (Seção 3) de 27/6/2019, o cronograma para o Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, com abertura na mesma data, divulgação dos setores em oferta no ciclo até 16/8/2019, e sessão pública de apresentação das ofertas prevista para 10/9/2019. O cronograma completo é apresentado mais adiante em seção específica desta instrução.

12. Considerando que o presente processo foi autuado em 16/5/2018, a partir do protocolo do Ofício 030/2018/AUD da ANP (peça 1) em 11/5/2018, é oportuno esclarecer que este ciclo de oferta permanente se enquadra na regra prevista no art. 15 da IN TCU 81/2018, com a redação dada pela IN TCU 82/2018:

Art. 15. Esta Instrução Normativa entra em vigor na data de sua publicação.

(...)

§ 2º Os processos já autuados ou que vierem a ser autuados até 31/12/2018 permanecerão submetidos aos ritos estabelecidos nas IN TCU 27/1998, IN TCU 46/2004 ou IN TCU 52/2007.

13. Feita essa breve contextualização, passa-se ao exame técnico do Primeiro Estágio do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, conforme estabelecido pela IN TCU 27/1998.

III. EXAME TÉCNICO DO PRIMEIRO ESTÁGIO DO PRIMEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

14. 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:

Art. 7º A fiscalização dos processos de outorga de concessão ou de permissão de serviços públicos será prévia ou concomitante, devendo ser realizada nos estágios a seguir relacionados, mediante análise dos respectivos documentos:

I – primeiro estágio:

- a) relatório sintético sobre os estudos de viabilidade técnica e econômica do empreendimento, com informações sobre o seu objeto, área e prazo de concessão ou de permissão, orçamento das obras realizadas e a realizar, data de referência dos orçamentos, custo estimado de prestação dos serviços, bem como sobre as eventuais fontes de receitas alternativas, complementares, acessórias e as provenientes de projetos associados;
- b) relatório dos estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, 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.

15. Em cumprimento ao disposto na IN TCU 27/1998, a ANP encaminhou documentos (peça 1, itens não digitalizáveis) para análise do Primeiro Estágio, descritos na Tabela 1, em 8/5/2018, por meio do Ofício 30/2018/AUD (peça 1):

Tabela 1 – Documentos encaminhados por meio do Ofício 30/2018/AUD

Nº	Documento
01	Resolução CNPE nº 17/2017
02	Resolução CNPE nº 10/2017
03	Ofício da Diretoria-Geral da ANP sobre a inclusão de áreas com acumulações marginais na Oferta Permanente (Ofício nº 134/2017/DG-ANP)
04	Memória da 35ª reunião ordinária do CNPE em que o Conselho aprova a revogação do art. 3º da Resolução CNPE nº 10/2017 (ver item 2)
05	Nota técnica da Superintendência de Definição de Blocos da ANP (SDB) que apresenta os blocos selecionados para a Oferta Permanente (NT SDB nº 031/2017)
06	Nota técnica da SDB que propõe bônus de assinatura mínimo fixo para os blocos da Oferta Permanente em bacias terrestres maduras e na bacia de Tucano (NT SDB nº 007/2018)
07	Nota técnica da SDB que propõe a inclusão na Oferta Permanente de blocos que não tiveram oferta na 15ª Rodada de Licitações (NT SDB nº 011/2018)
08	Nota técnica da SDB sobre a atratividade exploratória das áreas propostas para a primeira etapa da Oferta Permanente (NT SDB nº 014/2018)
09	Resolução ANP nº 18/2015 que regulamenta os procedimentos para a realização das licitações sob o regime de concessão
10	Nota técnica da Superintendência de Promoção de Licitações da ANP (SPL) sobre a definição dos valores do pagamento pela ocupação ou retenção de área (NT SPL 018/2018)
11	Nota técnica da SPL sobre a definição dos valores da taxa de acesso ao pacote de dados (NT SPL 019/2018)
12	Nota técnica da SPL sobre a definição do Programa Exploratório Mínimo (PEM) em Unidades de Trabalho (UTs) (NT SPL 020/2018)
13	Nota técnica da SPL sobre a definição do patrimônio líquido mínimo para Operadoras "A", "B" e "C" e Não Operadoras (NT SPL 021/2018)
14	Nota técnica da SPL sobre a definição da garantia financeira do PEM (R\$/UT) (NT SPL 022/2018)
15	Nota técnica da SPL sobre a definição dos valores da taxa de participação e acesso à amostra de dados técnicos (NT SPL 023/2018)
16	Nota técnica da SPL sobre a definição da duração da fase de exploração (NT SPL 024/2018)
17	Nota técnica da SPL sobre as atividades exploratórias de geologia e geofísica para cumprimento do PEM e equivalência de UTs (NT SPL 025/2018)
18	Nota técnica da SPL sobre a eliminação da exigência de <i>rating</i> das instituições financeiras emissoras de carta de crédito para garantia do cumprimento do PEM e do Programa de Trabalho Inicial (PTI) (NT SPL 026/2018)
19	Nota técnica da SPL sobre a definição dos valores das garantias de oferta (NT SPL 027/2018)
20	Nota técnica da SPL sobre os parâmetros editais técnicos e econômicos para as áreas com acumulações marginais (NT SPL 028/2018)
21	Nota técnica conjunta da Diretoria-Geral (DG), da Diretoria 1 (DIR-1), da SPL e da Coordenadoria de Áreas Terrestres (CAT) sobre a definição de alíquotas de royalties para os setores da Oferta

Nº	Documento
	Permanente (NT Conjunta DG/DIR-1/SPL/CAT nº 001/2018)
22	Nota técnica conjunta da SPL e da SDB sobre a definição dos valores mínimos dos bônus de assinatura (NT Conjunta SPL/SDB nº 02/2018)
23	Nota técnica da SPL sobre alterações e disposições do pré-edital da Oferta Permanente (NT SPL 29/2018)
24	Nota técnica da SPL sobre alterações e disposições nas minutas de contrato da Oferta Permanente (NT SPL 030/2018)
25	Parecer e despacho da Procuradoria Federal sobre o pré-edital e as minutas dos contratos de concessão da Oferta Permanente exarados no âmbito do processo de aprovação dos instrumentos licitatórios (Parecer nº 270/2018/PFANP/PGF/AGU e Despacho nº 616/2018/PFANP/PGF/AGU)
26	Resolução da Diretoria Colegiada da ANP que aprova o pré-edital e as minutas dos contratos de concessão da Oferta Permanente (Resolução de Diretoria nº 231/2018)
27	Pré-edital de licitações da Oferta Permanente
28	Minuta do contrato de concessão relativa a blocos com risco exploratório
29	Minuta do contrato de concessão relativa a áreas com acumulações marginais
30	Comunicado no Diário Oficial da União sobre a publicação do pré-edital de licitações e das minutas dos contratos de concessão da Oferta Permanente
31	Aviso no Diário Oficial da União sobre a realização de consulta e audiência públicas relativas ao pré-edital e às minutas dos contratos da Oferta Permanente.

Fonte: Ofício 30/2018/AUD (peça 1)

16. Posteriormente, em cumprimento ao mesmo comando normativo, a ANP encaminhou documentos complementares à análise do Primeiro Estágio, bem como os documentos relativos ao Segundo Estágio (peças 2 e 3, itens não digitalizáveis), indicados nas Tabelas 2 e 3, por meio dos Ofícios 46/2018/AUD (peça 2) e 52/2018/AUD (peça 3), em 25/7/2018 e 14/9/2018, respectivamente:

Tabela 2 – Documentos encaminhados por meio do Ofício 46/2018/AUD

Nº	Documento	Grau de sigilo
01	Parecer Técnico GTPEG nº 04/2018	Ostensivo
02	Nota Técnica SSM nº 134/2018	Ostensivo
03	Manifestação Conjunta MME e MMA	Ostensivo
04	Súmula da audiência pública ANP nº 08/2018	Ostensivo
05	Contribuições ao pré-edital da Oferta Permanente durante a consulta e a audiência pública nº 08/2018	Ostensivo
06	Contribuições às minutas dos contratos de concessão da Oferta Permanente durante a consulta e a audiência pública nº 08/2018	Ostensivo
07	Nota Técnica da SPL nº 039/2018 acerca das alterações realizadas no edital e nos modelos dos contratos de concessão da Oferta Permanente	Ostensivo
08	Nota Explicativa da SPL nº 012/2018 acerca das alterações e respectivas justificativas nos parâmetros técnicos e econômicos do edital da Oferta Permanente	Restrito por outras hipóteses legais de sigilo
09	Edital de licitações da Oferta Permanente	Ostensivo
10	Modelo do contrato de concessão relativa a blocos com risco exploratório	Ostensivo
11	Modelo do contrato de concessão relativa a áreas com acumulações marginais	Ostensivo
12	Comunicado no Diário Oficial da União sobre a publicação do pré-edital de licitações e das minutas dos contratos de concessão da Oferta Permanente	Ostensivo
13	Portaria ANP nº 290/2018	Ostensivo
14	Portaria ANP nº 291/2018	Ostensivo

Fonte: Ofício 46/2018/AUD (peça 2)

Tabela 3 – Documentos encaminhados por meio do Ofício 52/2018/AUD

Nº	Documento	Acesso
01	Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 08/2018, publicada no Diário Oficial da União em 07 de agosto de 2018.	Ostensivo
02	Parecer nº 00735/2018/PFANP/PGF/AGU, de 22 de agosto de 2018.	Ostensivo
03	Resolução de Diretoria ANP nº 537/2018, de 06 de setembro de 2018.	Ostensivo
04	Edital de licitações da Oferta Permanente contemplando a inclusão de 10 blocos.	Ostensivo
05	Aviso de alteração das seções 1 e 2 e do Anexo I do edital da Oferta Permanente publicado no Diário Oficial da União em 10 de setembro de 2018.	Ostensivo

Fonte: Ofício 52/2018/AUD (peça 3)

17. Dando seguimento, em atualização relativa ao Primeiro e Segundo Estágios, a ANP encaminhou, por meio do Ofício 10/2019/AUD-e-ANP (peça 4), em 28/2/2019, documentação complementar (peça 4, itens não digitalizáveis) referente a alteração do edital para inclusão, no objeto, de 458 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais da primeira etapa, que obtiveram manifestação quanto à viabilidade ambiental, e retificação da área do bloco PN-T-98:

Tabela 4 – Documentos encaminhados por meio do Ofício 10/2019/AUD-e-ANP

Nº	Documento	Acesso
01	Nota Técnica nº 14/2018/SSM-e	Restrito por outras hipóteses legais de sigilo
02	Parecer Técnico GTPEG nº 5/2018	
03	Manifestação Conjunta MME e MMA - dez/2018	
04	Nota Técnica nº 001/2019/SDB/ANP-RJ – Reconfiguração do Bloco PN-T-98 da Bacia do Parnaíba	
05	Nota Técnica nº 003/2019/SDB/ANP-RJ – Alteração do conjunto de Blocos para a primeira etapa da Oferta Permanente devido aos pareceres dos órgãos ambientais	
06	Memorando nº 3/2019/SSM-e	
07	Nota Técnica nº 005/2019/SDB/ANP-RJ – Nova configuração do 2º conjunto de Blocos para a primeira etapa da Oferta Permanente devido a restrições ambientais	
08	Nota Técnica Conjunta SPL/SDB nº 01/2019 – Bônus de Assinatura na Oferta Permanente de Blocos Exploratórios	
09	Nota Técnica SPL nº 03/2019 – Garantia de Oferta na Oferta Permanente de Blocos Exploratórios	
10	Nota Explicativa SPL nº 02/2019 – Adequação e consolidação dos parâmetros técnicos e econômicos ante a inclusão de Blocos e Áreas com Acumulações Marginais na 1ª Etapa da Oferta Permanente e retificação da área do bloco PN-T-98	
11	Nota Técnica SPL nº 04/2019 – Alterações no Edital da Oferta Permanente	
12	Proposta de Ação 0119/2019 SPL	
13	Parecer nº 00132/2019/PFANP/PGF/AGU, de 14 de fevereiro de 2019	
14	Resolução de Diretoria ANP nº 0137/2019, de 22 de fevereiro de 2019	
15	Extrato de publicação no DOU de 25 de fevereiro de 2019 – Aviso de Audiência Pública nº 5/2019	
16	Edital de licitações de Oferta Permanente versão 01.03	

Fonte: Elaborado com base no Ofício 10/2019/AUD-e-ANP (peça 4)

18. Por fim, ainda em cumprimento ao disposto na IN TCU 27/1998, a ANP encaminhou, por meio do Ofício 32/2019/AUD-e-ANP (peça 5), em 24/5/2019, nova documentação complementar (peça 5, itens não digitalizáveis) referente ao resultado da audiência pública realizada ante a alteração do edital anteriormente indicada, que culminou com a publicação de novo edital contemplando a inclusão, no objeto, de 442 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais da primeira etapa, que obtiveram manifestação quanto à viabilidade ambiental, e retificação da área do bloco PN-T-98.

Tabela 5 – Documentos encaminhados por meio do Ofício 32/2019/AUD-e-ANP

Nº	Documento	Emissor	Grau sigilo
1	Lista de presença na Audiência Pública	ANP	ROHLS - Art. 31 da Lei nº 12.527/11
2	Apresentação da Superintendência de Definição de Blocos (SDB)	SDB/ANP	Ostensivo
3	Apresentação da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP)	SDP/ANP	Ostensivo
4	Apresentação dos Procedimentos da Audiência Pública	SPL/ANP	Ostensivo
5	Apresentação sobre as Diretrizes Ambientais da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM)	SSM/ANP	Ostensivo
6	Apresentação sobre as alterações no Anexo I do edital da Oferta Permanente	SPL/ANP	Ostensivo
7	Apresentação da KPMG na Audiência Pública	KPMG	Ostensivo
8	Apresentação do Greenpeace na Audiência Pública	Greenpeace	Ostensivo
9	Apresentação do IBP na Audiência Pública	IBP	Ostensivo
10	Formulário de Questionamento	Alvopetro	Ostensivo
11	Transcrição da Audiência Pública nº 05/2019	ANP	Ostensivo
12	Súmula da Audiência Pública nº 05/2019	ANP	Ostensivo
13	Planilha com contribuições ao edital	ANP	Ostensivo
14	Planilha com contribuições ao contrato	ANP	Ostensivo
15	Nota Técnica nº 13/2019/SPL-e	SPL/ANP	Ostensivo
16	Edital da Oferta Permanente	SPL/ANP	Ostensivo
17	Proposta de Ação nº 0304/2019	SPL/ANP	Ostensivo
18	Nota nº 02548/2019/PFANP/PGF/AGU	PF/ANP	Ostensivo
19	Resolução de Diretoria ANP nº 0306/2019	DG/ANP	Ostensivo
20	Aviso de alteração do edital da Oferta Permanente	SEC/ANP	Ostensivo
21	Aviso de alteração do edital da Oferta Permanente publicado no DOU	DOU	Ostensivo

Fonte: Memorando 40/2019/SPL-e (peça 5, itens não digitalizáveis), anexo ao Ofício 32/2019/AUD-e-ANP (peça 5) 19. Registre-se, ainda, que todos os documentos encaminhados pelo Ofício 32/2019/AUD-e-ANP (peça 5, itens não digitalizáveis), foram também juntados à peça 6, em documento único.

III.1. O Processo da Oferta Permanente de Áreas

20. O CNPE, por meio da Resolução 17/2017, de 8/6/2017, que estabeleceu a atual Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, também autorizou a ANP, em seu art. 4º, a realizar a Oferta Permanente de Áreas, nos seguintes termos:

Art. 4º Fica a ANP autorizada a licitar os campos devolvidos ou em processo de devolução, bem como os blocos exploratórios com descobertas que lhe sejam devolvidos, assim como ofertar áreas que já tenham sido objeto de autorizações de parte do CNPE em licitações anteriores, observando que:

I - a ANP poderá conduzir ofertas permanentes desses campos e blocos; e

II - os campos ou blocos na Área do Pré-sal ou demais Áreas Estratégicas ficam excluídos dessa autorização, conforme legislação vigente.

21. Como se observa pelo inciso II do art. 4º, os campos ou blocos do Pré-sal, ou demais áreas estratégicas, ficam excluídos dessa autorização, de forma que a oferta permanente de áreas se dará exclusivamente sob o Regime de Concessão.

22. Ademais, de acordo com o informado pela ANP no Ofício 30/2018/AUD (peça 1, p. 1):

Este processo licitatório, intitulado Oferta Permanente, tem por objeto a outorga de contratos de concessão para exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural e consiste, em suma, na

oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à Agência Reguladora.

23. Posteriormente, por meio da Resolução CNPE 8/2018, de 5/6/2018, o CNPE complementou a autorização anterior, concedida por meio da Resolução CNPE 17/2017, ampliando o objeto da Oferta Permanente, da seguinte forma:

Art. 1º Autorizar a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP a licitar sob o regime de concessão os campos devolvidos ou em processo de devolução, bem como os blocos exploratórios que lhe sejam devolvidos, e as áreas não arrematadas que já tenham sido objeto das Rodadas Zero a Seis no sistema de Oferta Permanente, conforme dispõe o art. 4º, inciso I, da Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017.

Parágrafo único. Os campos ou blocos das licitações referidas no caput que estejam internos ao polígono do Pré-sal, definido na Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, ou demais Áreas estratégicas, ficam excluídos dessa autorização. (grifo nosso)

24. Conforme informa o sítio eletrônico da Agência (<http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-zero> - acesso realizado em 20/8/2019), a Rodada Zero ratificou os direitos da Petrobras na forma de contratos de concessão sobre os campos que se encontravam em efetiva produção na data de vigência da Lei. No caso dos blocos em que a empresa estatal tinha realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, ela teve seus direitos assegurados por três anos para prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento. Nos casos exitosos, ela pôde prosseguir nas atividades de produção.

25. Consoante a Nota Técnica (NT) 31/2017/SDB/ANP-RJ (peça 1, itens não digitalizáveis, p. 2), que trata das áreas propostas para a Oferta Permanente, a Agência destaca que na ocasião das Rodadas Um, Dois, Três e Quatro as áreas selecionadas para as licitações não eram deliberadas pelo CNPE, mas pela própria ANP. E que foi somente a partir da publicação da Resolução CNPE 8/2003 que a ANP passou a estudar as áreas sob as premissas do CNPE e a realizar as licitações dos blocos aprovados pelo Conselho.

26. Pela razão trazida na Nota Técnica supracitada, a Agência informa que as áreas selecionadas das Rodadas Um, Dois, Três e Quatro para a Oferta Permanente não estão vinculadas a nenhuma resolução do CNPE, porém foram previamente ofertadas nos critérios normativos vigentes à época e, por isso, blocos dessas rodadas foram incluídos na proposta do atual processo licitatório.

27. A realização da Rodada Cinco foi referendada pelo CNPE por meio do art. 4º da Resolução CNPE 8/2003. Já a Rodada Seis foi autorizada pelo MME, por meio do Ofício 2471/2003/GM, que, com base na Resolução CNPE 8/2003, aprovou as áreas propostas pela ANP para oferta na referida Rodada.

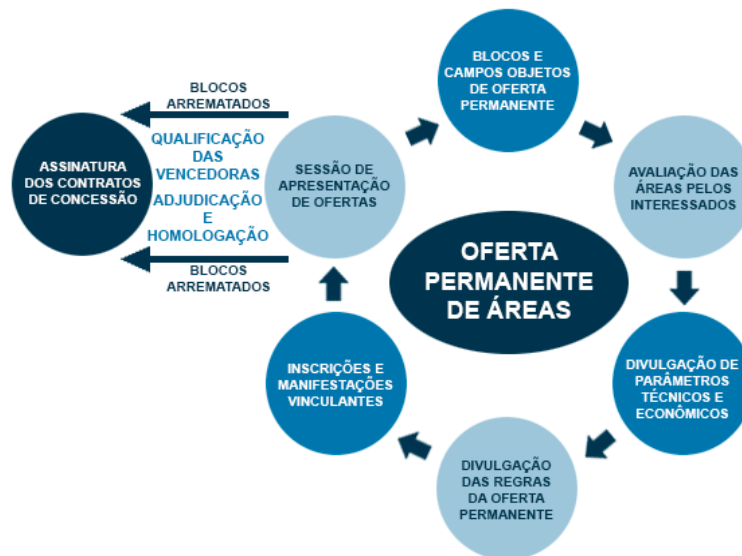
28. Desta forma, tendo por base os esclarecimentos trazidos pelos documentos técnicos citados, depreende-se que as Resoluções CNPE 17/2017 e 8/2018, em conjunto, dão respaldo normativo ao processo de Oferta Permanente de Áreas em apreço.

29. De acordo com a NT SPL 29/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis, p. 4), a partir da publicação da Resolução CNPE 17/2017, a Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) iniciou estudos de experiências internacionais de oferta permanente de blocos a fim de identificar a modelagem adequada para atender ao objetivo de promover nova dinâmica na indústria brasileira de petróleo e gás natural. De acordo com a Agência Reguladora, foram examinados os casos norte-americano (oferta não competitiva de licenças de exploração *offshore*), colombiano (*asignación permanente*) e indiano (*Open Acreage Licensing Policy*).

30. A utilização, pela ANP, de *benchmarking* internacional na modelagem do Processo de Oferta Permanente Brasileiro é vista como uma boa prática e deve ser aplicada sempre que possível, na medida em que facilita a incorporação de mecanismos licitatórios já testados internacionalmente, mitigando riscos de falhas e de insucesso do procedimento em apreço.

31. A Figura 1, a seguir, retirada do sítio eletrônico da ANP, sintetiza as etapas do processo em tela:

Figura 1 – Processo de Oferta Permanente de Áreas



Fonte: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente> (acesso em 20/8/2019)

32. De acordo com o Ofício 30/2018/AUD (peça 1, p. 3), a modelagem da Oferta Permanente delineada no Pré-edital adota o procedimento estabelecido na RANP 18/2015, para a realização de licitações sob o regime de concessão, e é constituída das mesmas etapas das demais rodadas de licitações realizadas pela ANP, quais sejam:

- a) publicação do pré-edital;
- b) realização da audiência pública, que poderá ser precedida de consulta pública;
- c) publicação do edital;
- d) inscrição e pagamento da taxa de participação;
- e) aporte de garantias de oferta;
- f) apresentação e julgamento de ofertas;
- g) qualificação das licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas;
- h) adjudicação do objeto e homologação da licitação; e
- i) assinatura do contrato de concessão.

33. Após a publicação do edital de licitações, entretanto, a Oferta Permanente diferencia-se das rodadas de licitações comumente realizadas pela ANP no que diz respeito à periodicidade em que ocorrem as demais etapas do processo, operando em ciclos de concorrência periódicos.

34. Desta forma, as inscrições podem ser realizadas a qualquer tempo e os ciclos de oferta permanente são iniciados a partir da verificação de interesse por parte das licitantes inscritas, materializando-se na apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração indicando os setores de interesse. Como informado pela NT SPL 29/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis, p. 5), a partir da manifestação de interesse a Comissão Especial de Licitação (CEL), constituída pela ANP, divulga então um cronograma do Ciclo da Oferta Permanente iniciado, com duração de até noventa dias. Além disso, cada um dos ciclos é composto pelas etapas de “d” a “f”, descritas acima.

35. Ainda de acordo com o Ofício 30/2018/AUD, os cronogramas dos ciclos da Oferta Permanente, portanto, serão iniciados com a aprovação de uma garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse apresentada por licitante inscrita. Conforme informações da ANP, a CEL divulgará as datas de inscrição e pagamento da taxa de participação, apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração de interesse, realização da sessão pública de apresentação de ofertas, qualificação das licitantes vencedoras, adjudicação do objeto e homologação da licitação e assinatura dos contratos de concessão. Segundo a Agência, haverá tantas etapas de sessão pública, qualificação adjudicação, homologação e assinatura quantos forem os ciclos de Oferta Permanente, de acordo com o interesse das licitantes inscritas.

36. Além disso, a ANP comunica que, em atendimento à Resolução CNPE 17/2017, as áreas ofertadas nas rodadas de licitações promovidas pela ANP devem ser previamente analisadas quanto à viabilidade ambiental pelos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente (OEMAs) e pelo Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG).

37. Cumpre registrar, por oportuno e relevante, que o citado GTPEG foi extinto por meio do Decreto 9.759/2019, editado em 11/4/2019. Ainda assim, todos os blocos e áreas constantes da Oferta Permanente até o presente momento foram objeto de manifestação daquele grupo de trabalho, porquanto esse grupo ainda estava em atividade nas oportunidades processuais das análises de viabilidade ambiental anteriores à inclusão desses blocos e áreas.

38. Para blocos e áreas que venham a ser objeto de inclusão futura, mantido o atual quadro normativo da matéria, o pronunciamento sobre a viabilidade ambiental se dará em manifestações individualizadas dos organismos que anteriormente compunham o extinto GTPEG.

III.2. Análise da Definição dos Parâmetros Técnicos, Econômicos e Ambientais

39. Passa-se a analisar os aspectos pertinentes aos estudos que fundamentam a escolha dos parâmetros técnicos, econômicos e ambientais do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Áreas.

III.2.1. Objeto, Área e Prazo de Concessão

40. Conforme exposto anteriormente, a realização do Primeiro Ciclo do Processo de Oferta Permanente de Áreas, a ser realizada pela ANP, foi autorizada pelo CNPE por meio das Resoluções CNPE 17/2017 e 8/2018, com publicação no Diário Oficial da União (DOU) em 6/7/2017 e 7/8/2018, respectivamente.

41. Em 27/4/2018, a ANP publicou o Pré-Edital da Oferta Permanente no sítio eletrônico <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente>, incluindo duas Minutas do Contrato de Concessão: uma relativa aos blocos com risco exploratório e outra para as áreas com acumulações marginais.

42. Após período de consulta pública de 30 dias, encerrado em 28/5/2018, a ANP realizou a Audiência Pública 8/2018, em 20/6/2018, para receber as contribuições dos agentes econômicos e da sociedade em geral sobre o Pré-Edital e as Minutas dos Contratos de Concessão da Oferta Permanente.

43. As contribuições recebidas durante o período de consulta pública e Audiência Pública foram apreciadas pela ANP e as consideradas pertinentes foram utilizadas para aperfeiçoamento dos instrumentos licitatórios. As planilhas que consolidam as contribuições, as deliberações da ANP e suas respectivas justificativas foram publicadas no sítio eletrônico <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/consulta-publica-e-audiencia-publica>.

44. No dia 20/7/2018, a ANP publicou comunicado de Edital e dos Modelos dos Contratos de Concessão da Oferta Permanente no DOU, e a íntegra dos documentos foi disponibilizada no sítio eletrônico <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/edital-e-modelos-dos-contratos-de-concessao>.

45. De acordo com o Ofício 46/2018/AUD da Agência (peça 2, p. 1), o Edital e os Modelos de Contratos trouxeram aperfeiçoamentos em relação ao Pré-Edital e às Minutas dos Contratos de Concessão publicados pela ANP em 27/4/2018. Tais aperfeiçoamentos estão retratados na Nota Técnica SPL 39/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis). O Edital e os Modelos de Contratos, nessa versão primeira, foram encaminhados por meio do mesmo Ofício 46/2018 (peça 2, itens não digitalizáveis).

46. No dia 10/9/2018, a ANP publicou novo comunicado de Edital da Oferta Permanente no DOU, bem como disponibilizou a íntegra do novo documento convocatório no sítio eletrônico <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/edital-e-modelos-dos-contratos-de-concessao>.

47. De acordo com o Ofício 52/2018/AUD da Agência (peça 3, p. 1), a alteração do edital consistiu na inclusão de dez blocos – nove blocos marítimos na Bacia de Campos (C-M-147, 173, 201, 58, 99, 299, 334, 464 e 496) e um bloco terrestre na Bacia do Recôncavo (REC-T-280), originários das Rodadas Um a Seis que não haviam sido objeto de autorização por parte do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), através da Resolução CNPE 17/2017. O Edital, nessa versão segunda, foi encaminhado pelo citado Ofício 52/2018 (peça 3, itens não digitalizáveis). Os Modelos de Contratos não sofreram alteração em relação aos enviados anteriormente (peça 2, itens não digitalizáveis).

48. Ainda segundo o Ofício 52/2018 AUD da ANP (peça 3, p. 1-2), os órgãos ambientais competentes manifestaram-se acerca da viabilidade ambiental de 177 dos 844 blocos encaminhados para análise. Do novo conjunto, foi solicitada a exclusão de treze blocos por questões ambientais. As áreas técnicas da ANP recomendaram a supressão de outros seis blocos a partir da unificação com blocos localizados na Bacia de Campos.

49. Assim, foram realizadas adequações na quantidade de blocos exploratórios em oferta e retiradas todas as áreas com acumulações marginais por não terem sido, até aquele momento, objeto de

manifestação dos órgãos ambientais, totalizando um conjunto de 158 blocos aptos, sob o ponto de vista ambiental, para a licitação na Oferta Permanente.

50. No conjunto de blocos aprovados originalmente pela Diretoria Colegiada para Oferta Permanente, submetidos à Audiência Pública e para os quais havia manifestação ambiental favorável, entretanto, havia blocos das Rodadas Um a Seis, que não haviam sido objetos de autorização por parte do CNPE.

51. Em particular, dos 158 blocos analisados pelos órgãos ambientais, havia 10 blocos oriundos das Quarta, Quinta e Sexta Rodadas de Licitações, localizados nos setores SC-AR2, SC-AR3, SC-AR4 e SREC-T3.

52. Em decorrência, foram retirados do Edital da Oferta Permanente os Blocos marítimos C-M-147, C-M-173, C-M-201, C-M-58, C-M-99, C-M-299, C-M-334, C-M-464, C-M-496, localizados em setores de águas rasas da Bacia de Campos, e o Bloco terrestre REC-T-280, localizado na Bacia do Recôncavo. Dessa forma, a versão primeira do Edital da Oferta Permanente, publicada em 20/7/2018, contemplou um total de 148 blocos exploratórios.

53. Com a publicação da Resolução CNPE 8/2018 no DOU, em 7/8/2018, o CNPE autorizou a ANP a incluir na licitação sob o regime de concessão, no sistema de Oferta Permanente, as áreas e blocos que foram objetos das Rodadas Zero a Seis.

54. Dessa forma, a Diretoria Colegiada da ANP, por meio da Resolução de Diretoria 537/2018, aprovou a alteração do Edital da Oferta Permanente, com a inclusão dos nove blocos marítimos C-M-147, C-M-173, C-M-201, C-M-58, C-M-99, C-M-299, C-M-334, C-M-464, C-M-496, localizados em setores de águas rasas da Bacia de Campos, e do Bloco terrestre REC-T-280, localizado na Bacia do Recôncavo, totalizando, desta forma, um total de 158 blocos disponíveis para oferta no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Áreas, conforme o Edital publicado em 10/9/2018 (versão segunda).

55. Posteriormente, em 31/10/2018, essa versão do Edital foi substituída em decorrência de incorreções no preenchimento dos valores da coluna (I) Retenção de Área (R\$/Km²/ano) da Tabela 13, localizada no Anexo I - Parte 1 (páginas 93 a 101 do edital), segundo informação do sítio eletrônico da ANP (<http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/edital-e-modelos-dos-contratos-de-concessao>) – no qual também foi disponibilizada a íntegra do Edital corrigido.

56. Em 22/2/2019, por meio da Resolução de Diretoria 137/2019, a Diretoria Colegiada da Agência deliberou (peça 4, itens não digitalizáveis) pela alteração do edital para inclusão de 458 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais que obtiveram manifestação favorável quanto à viabilidade ambiental, e para retificação da área do bloco PN-T-98. No mesmo ato, autorizou a realização de nova Audiência Pública, cujo aviso foi publicado no DOU de 25/2/2019. Os documentos relacionados a essa alteração, inclusa a versão preliminar do edital atualizado, foram encaminhados por meio do Ofício 10/2019/AUD-e-ANP (peça 4, itens não digitalizáveis). Cabe destacar que esses blocos e áreas haviam sido objeto de aprovação pela Diretoria Colegiada quando da publicação do pré-edital, e posteriormente, retirados devido a pendências afetas à viabilidade ambiental.

57. Destarte, a Audiência Pública 5/2019, realizada em 29/3/2019, teve como principal objetivo dar ciência da nova versão do Anexo I do Edital da Oferta Permanente em função da sobredita alteração. Os documentos que consolidam as contribuições, as deliberações da ANP e suas respectivas justificativas foram disponibilizados no sítio eletrônico <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/consulta-publica-e-audiencia-publica>.

58. Conforme a Nota Técnica 13/2019/SPL-e (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 362), como resultado do acatamento de contribuição oferecida na Audiência Pública (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 359), restaram excluídos da Oferta Permanente os 16 blocos do Setor SAM-O (bacia do Amazonas). Devido a possível sobreposição com terras indígenas, e considerando que parte desses blocos não se encontra abarcada por manifestação mais recente da Fundação Nacional do Índio (Funai), a ANP decidiu por realizar nova consulta à Funai, deixando os blocos do Setor SAM-O fora da nova versão do Edital da Oferta Permanente.

59. Por fim, ante a deliberação constante da Resolução de Diretoria 306/2019 (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 863), a ANP publicou novo comunicado de Edital da Oferta Permanente no DOU (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 865), bem como disponibilizou a íntegra do novo documento convocatório no sítio eletrônico <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/edital-e-modelos-dos-contratos-de-concessao>.

60. De acordo com o Ofício 32/2019/AUD-e-ANP da Agência (peça 5), a alteração do edital consistiu na inclusão de 442 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais que obtiveram manifestação favorável quanto à viabilidade ambiental. O Edital, nessa versão terceira e atual, foi encaminhado pelo citado Ofício (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 368-485). Os Modelos de Contratos não sofreram alteração em relação aos originalmente enviados (peça 2, itens não digitalizáveis).

61. Assim, a Oferta Permanente de Áreas tem disponíveis para oferta em seu Primeiro Ciclo – ou seja, tem como objeto potencial – a outorga de contratos de concessão para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em um total de 600 blocos com risco exploratório localizados em bacias terrestres (Espírito Santo, Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano) e marítimas (Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará), sob três modelos exploratórios distintos: bacias maduras, de elevado potencial e de novas fronteiras, além de 14 áreas com acumulações marginais, distribuídas em quatro bacias sedimentares maduras (Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas). O detalhamento de cada um dos blocos em oferta está descrito nas Tabelas 13 e 14 do Anexo I do Edital atualizado (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 368-485). Cabe repisar que, dentro da mecânica estabelecida para a Oferta Permanente, o objeto específico e definitivo do Primeiro Ciclo dependia das declarações de interesse apresentadas pelas licitantes inscritas e aptas a dele participar. Segundo o cronograma publicado, a CEL previa que a divulgação dos setores em oferta no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente ocorreria até o dia 16/8/2019. De fato, os setores foram divulgados nessa data.

62. A Tabela 6, a seguir, demonstra a quantidade de blocos e o total de bônus mínimo alocado para cada uma das bacias sedimentares ofertadas, nos ambientes exploratórios terrestres e marítimos. Ademais, pode-se ver por meio da coluna “% Bônus Acumulado” o valor percentual do total de bônus acumulado em relação ao total de bônus mínimo previsto para o Primeiro Ciclo. A tabela registra que quase 97% do bônus mínimo alocado no ciclo corresponde a blocos localizados em ambiente marítimo.

Tabela 6 – Distribuição de blocos e bônus mínimos nas bacias sedimentares ofertadas

Ambiente exploratório	Bacia	Total de blocos	Total em Bônus mínimo (R\$)	% Bônus / Total	% Bônus Acumulado
Mar (Águas Profundas)	Sergipe-Alagoas	14	239.553.886,01	20,34%	20,34%
Mar (Águas Profundas)	Santos	3	69.479.155,92	5,90%	26,24%
Mar (Águas Profundas)	Ceará	11	66.441.203,50	5,64%	31,89%
Mar (Águas Profundas)	Potiguar	4	23.855.492,01	2,03%	33,91%
Mar (Águas Rasas)	Campos	29	583.988.109,19	49,59%	83,51%
Mar (Águas Rasas)	Santos	10	155.119.995,51	13,17%	96,68%
Mar (Águas Rasas)	Potiguar	2	3.049.314,54	0,26%	96,94%
Terra	Potiguar	229	11.450.000,00	0,97%	97,91%
Terra	Parnaíba	30	7.552.987,27	0,64%	98,55%
Terra	Recôncavo	100	5.000.000,00	0,42%	98,98%
Terra	Paraná	23	4.807.844,86	0,41%	99,38%
Terra	Sergipe-Alagoas	92	4.600.000,00	0,39%	99,77%
Terra	Espírito Santo	37	1.850.000,00	0,16%	99,93%
Terra	Tucano	16	800.000,00	0,07%	100,00%
Total		600	1.177.547.988,81		

Fonte: elaboração própria com base no Edital do certame

63. A Tabela 7, a seguir, demonstra a quantidade de áreas com acumulações marginais e o total de bônus mínimo alocado para cada uma das bacias sedimentares ofertadas, bem como o valor percentual do total de bônus acumulado em relação ao total de bônus mínimo previsto para as áreas com acumulações marginais no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente.

Tabela 7 – Distribuição de áreas com acumulações marginais e bônus mínimos nas bacias sedimentares ofertadas

Bacia	Total de áreas com acum. marginais	Total em Bônus mínimo (R\$)	% Bônus Acumulado
Espírito Santo	4	120.953,00	35,47%
Potiguar	2	40.317,00	47,29%
Recôncavo	7	166.311,00	96,06%
Sergipe-Alagoas	1	13.439,00	100,00%
Total	14	341.020,00	

Fonte: elaboração própria com base no Edital do certame

64. A baixa materialidade dos bônus de assinatura alocados para as áreas em terra reflete, em última instância, um estímulo dado pela Agência à produção em áreas maduras e de acumulações marginais, como será visto nos tópicos que se seguem. Como se depreende da leitura das notas técnicas da ANP, de forma geral, apesar do baixo valor dos bônus associados a estas áreas, a reativação da produção nestes blocos possui papel relevante para contribuir com a economia das regiões onde se localizam, por meio da diminuição de barreiras à entrada de pequenas e médias empresas nesse nicho específico do setor de óleo e gás.

65. De acordo com a seção 1.2 do Edital, os blocos oferecidos foram selecionados em bacias de diferentes ambientes e modelos exploratórios, com o objetivo de ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural, ampliar o conhecimento das bacias sedimentares, descentralizar o investimento exploratório no País, fixar empresas nacionais e estrangeiras no Brasil, assim como oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas, em consonância com o art. 65 da Lei 12.351/2010, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda.

66. Conforme descrito na seção 2.1 do Edital, o Primeiro Ciclo da Oferta Permanente contempla blocos nos seguintes modelos exploratórios:

- a) blocos e áreas em bacias maduras, com o objetivo de oferecer oportunidades e aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural em bacias densamente exploradas, possibilitando a continuidade dessas atividades nas regiões onde exercem importante papel socioeconômico;
- b) blocos em bacias de novas fronteiras, com o objetivo de atrair investimentos para regiões ainda pouco conhecidas geologicamente ou com barreiras tecnológicas a serem vencidas, buscando a identificação de novas bacias produtoras;
- c) blocos em bacias de elevado potencial, com o objetivo de recompor e ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural e o atendimento da crescente demanda interna. (grifo nosso)

67. Os prazos previstos para as concessões decorrentes do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Áreas estão estabelecidos nos Modelos dos Contratos. Conforme a Cláusula Quarta (vigência), o contrato entrará em vigor na data de sua assinatura, e será dividido em duas fases: a) fase de exploração, para toda a área de concessão, com duração máxima prevista no Anexo II; e b) fase de produção, para cada campo, com duração definida na Cláusula Nona.

68. Sendo assim, a vigência do contrato corresponderá ao período decorrido desde a data de sua assinatura até o encerramento da fase de exploração – de até 7 anos, salvo se houver declaração de comercialidade de uma ou mais descobertas, caso em que haverá um acréscimo de 27 anos, contados a partir da declaração de comercialidade apresentada à ANP, podendo ser acrescidas eventuais prorrogações que venham ser autorizadas.

69. A Tabela 13 contida no Anexo I do Edital detalha os setores e o número de blocos com risco exploratório em oferta em cada setor, a duração da fase de exploração por setor, os valores referentes ao pagamento pela retenção de área e a qualificação mínima requerida para a operadora dos blocos em cada setor. Além disso, conforme cláusulas 5.1 e 5.3 do Modelo do Contrato a fase de exploração constará de um único período para fins de cumprimento das obrigações constantes no Programa Exploratório Mínimo (PEM).

70. A NT SPL 24/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), elaborada pela SPL, fundamenta os parâmetros técnicos utilizados para a definição da duração da fase de exploração em cada um dos setores. De acordo com o Resumo da Nota (peça 1, arquivos não digitalizáveis, p. 1), os principais pontos que fundamentam a proposta de uma fase única de exploração são: a) aumento da atratividade para a licitação devido à diminuição do risco, considerando que os concessionários terão mais tempo e flexibilidade para planejar e executar as atividades exploratórias; b) redução de custos com garantias financeiras ao longo da fase de exploração do contrato, possibilitando o redirecionamento destes custos para os investimentos exploratórios; e c) simplificação do contrato e do processo exploratório, facilitando a prestação de contas pelo concessionário e o controle da fiscalização pela Administração.

71. De acordo com a Nota em tela, para o cálculo da fase de exploração, a SPL estabeleceu que essa deve conceder ao concessionário um tempo em anos suficiente para realizar: a) as atividades de geologia e geofísica – na forma de um levantamento sistemático e regional, semi-detilhe e detalhe, a fim de minimizar os riscos exploratórios e mapear os prospectos e suas estruturas favoráveis para a perfuração; e b) as atividades de pelo menos um poço exploratório, fundamental para descoberta de petróleo e gás natural.

72. Adicionalmente, as seguintes premissas foram consideradas para o cálculo da fase de exploração: c) o modelo exploratório da área (bacia madura, nova fronteira ou elevado potencial); d) a área do bloco exploratório; e e) o tempo de aquisição das atividades de geologia e geofísica que vem sendo realizadas pelas concessionárias e pela ANP nos blocos exploratórios, e que são armazenadas no Sistema de Gerenciamento de Exploração e Produção da ANP (SIGEP/ANP).

73. Para cada projeto relacionado a uma atividade exploratória foi considerado o tempo que é demandado para as etapas de: a) estudo e planejamento da área; b) obtenção de eventuais licenças; c) mobilização/logística; d) aquisição, coleta e amostragem, ou perfuração, se for o caso; e) processamento, análise e avaliação; e f) interpretação e relatório final.

74. A partir dos tempos obtidos para as etapas descritas anteriormente, a SPL estabeleceu cronogramas para o conjunto de atividades exploratórias mínimas para cada tipo de bacia sedimentar. Finalmente, a partir dos cronogramas e do conjunto de atividades, consolidou a duração da fase de exploração – de 5 a 7 anos – para os blocos ofertados, demonstrada nas Tabelas 16 e 17 da NT SPL 24/2018. Além disso, a duração da fase de exploração em cada setor também é reproduzida na Tabela 13 do Anexo I do Edital.

75. Quanto às áreas com acumulações marginais, o Edital (no item 10.1.2.2) e o Modelo de Contrato (na Cláusula Quinta) preveem uma fase de reabilitação, para execução do Programa de Trabalho Inicial (PTI), visando atividades de avaliação dessas áreas.

76. Desta forma, a partir da análise da documentação da Agência Reguladora, conclui-se que a definição da duração das fases de exploração para cada um dos setores baseou-se em critérios objetivos, obtidos principalmente a partir de uma base de dados empíricos de atividades exploratórias realizadas anteriormente.

III.2.2. Participações Governamentais e Pagamento aos Proprietários de Terra

77. As participações governamentais aplicáveis ao Primeiro Ciclo da Oferta Permanente foram estabelecidas pela Lei do Petróleo e regulamentadas pelo Decreto 2.705, de 3/8/1998. Elas compreendem: (i) bônus de assinatura; (ii) *royalties*; (iii) participação especial; e (iv) pagamento pela ocupação ou retenção de área. As participações governamentais estão descritas na seção 2.2 do Edital.

78. De acordo com disposições do Decreto 2.705/98 e das portarias específicas da ANP, a participação especial, descrita na seção 2.2.3 do Edital, será calculada trimestralmente e incidirá sobre a receita líquida da produção individual de cada campo. A alíquota a ser adotada será calculada com base nos volumes produzidos, na localização da lavra (em terra ou na plataforma continental, em função da profundidade batimétrica) e no número de anos de produção (1º, 2º, 3º e 4º em diante). Ressalta-se que para as áreas com acumulações marginais a Minuta do Contrato não prevê o pagamento de participação especial. Como consignado no parágrafo primeiro do art. 45 da Lei do Petróleo, apenas os *royalties* e o pagamento pela ocupação ou retenção de área são participações governamentais obrigatórias. Deste modo, cabe à Agência Reguladora dispor na minuta do contrato sobre as demais participações, que são facultativas, a saber o bônus de assinatura e a participação especial. As demais participações governamentais estão tratadas nas seções subsequentes desta instrução.

79. Além das participações governamentais, consoante art. 52 da Lei do Petróleo, “constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos

proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP”. Desta forma, de acordo com os itens “c” e “d” dos Anexos V das Minutas dos Contratos, para áreas com acumulações marginais e para blocos com risco exploratório, respectivamente, as participações corresponderão a 0,5% e 1,0% da produção de petróleo e gás natural.

III.2.3. Definição dos Valores Mínimos dos Bônus de Assinatura

80. Conforme descrito nas seções 7.2.1 do Edital, o bônus de assinatura corresponde ao montante, em reais, ofertado para obtenção da concessão do bloco ou área com acumulação marginal objeto da oferta e deverá ser pago pela licitante vencedora no prazo estabelecido pela ANP, como condição para a assinatura do contrato de concessão. O bônus de assinatura ofertado não poderá ser inferior ao valor mínimo estabelecido para cada um dos blocos ou áreas em oferta, conforme relacionado nas Tabelas 13 e 14 do Anexo I do Edital.

III.2.3.1. Definição dos Bônus de Assinatura Mínimos para Bacias Maduras e para a Bacia do Tucano

81. A Nota Técnica 7/2018/SDB/ANP-RJ (peça 1, itens não digitalizáveis) fundamenta a definição dos valores de bônus de assinatura para os blocos localizados na Bacia madura terrestre do Recôncavo e na Bacia terrestre do Tucano. O bônus de assinatura mínimo para cada um desses blocos foi definido em R\$ 50.000,00.

82. A Nota Técnica destaca que a adoção do bônus mínimo fixo nas bacias maduras terrestres e na Bacia do Tucano está aderente às diretrizes governamentais para a revitalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres. Informa também que em decorrência de fatores econômicos e estratégicos ocorridos nos últimos anos, tais como, queda no preço do barril do petróleo, direcionamento dos investimentos para o Pré-sal e ausência de leilões entre 2008 e 2013, as atividades exploratórias e a produtividade das bacias maduras estão decrescendo.

83. Apresenta, por meio de gráfico (Figura 2 da Nota Técnica), a relação entre o total de blocos ofertados e arrematados nas bacias maduras terrestres entre a Primeira e a 14ª Rodada de Licitações. Destaca que na 14ª Rodada, por exemplo, somente dezoito blocos de um total de 154 foram arrematados, equivalente a 11,68% dos blocos colocados em oferta, representando o menor índice registrado em todas as licitações realizadas pela Agência. De acordo com a Agência, a redução na quantidade de blocos arrematados nas bacias maduras seria decorrente de vários fatores, especialmente da capacidade de investimento das pequenas e médias empresas, e que também estaria relacionado ao valor do bônus mínimo exigido. Desta forma, a Oferta Permanente e a fixação de um bônus de assinatura compatível a essa capacidade de investimento seriam fundamentais para alavancar as atividades exploratórias nessas bacias.

84. Por meio de séries históricas (Figuras 3, 4 e 5 da Nota), a ANP relata que a redução na quantidade de blocos arrematados e a redução nas áreas exploratórias registrada ao longo dos últimos anos também se reflete na redução das atividades exploratórias realizadas nessas bacias. Aliada à redução nas atividades exploratórias, também se verificaria um recuo bastante relevante na produção de petróleo e gás natural nas bacias maduras a partir de 2005. A queda na produção seria reflexo de anos de desinvestimentos em exploração nessas bacias. A redução das atividades de exploração e produção nas bacias maduras terrestres afetaria as atividades econômicas de pequenas e médias empresas, que atuam sobretudo no nordeste brasileiro.

85. Por fim, registra que a estipulação de um valor mínimo em patamar razoável e compatível à capacidade de investimento das pequenas e médias empresas incentivaria a maior participação dessas empresas e também promoveria a extensão da vida útil dos campos, por meio da retomada da produção de petróleo e gás natural em bacias maduras.

86. Para definir o valor do bônus, a Agência analisou os valores dos bônus de assinatura exigidos nas rodadas anteriores e o histórico dos valores de bônus de assinatura pago pelas empresas. Além disso, utilizou como parâmetro de comparação o modelo de licitação estadunidense para verificar se o valor estipulado para os blocos em bacias terrestres maduras estaria em linha com o valor praticado no mercado de referência.

87. Ao final, destaca que o valor proposto de R\$ 50.000,00 como bônus mínimo fixo se mostra adequado e palatável perante o poder aquisitivo das empresas licitantes potencialmente interessadas, ou seja, companhias de pequeno e médio porte.

88. Em relação à Bacia do Tucano, a Agência Reguladora destaca que, apesar de ser classificada como de nova fronteira, está no mesmo contexto geológico da Bacia do Recôncavo e também apresenta

campos que estão em produção há mais de 50 anos. Blocos foram ofertados nessa Bacia nas rodadas 8 e 11, contando atualmente com 16 blocos sob concessão. Desse modo, por apresentar atividade exploratória similar aos blocos das bacias maduras, a ANP definiu para os blocos dessa Bacia o valor de R\$ 50.000, 00 como o bônus mínimo.

III.2.3.2. Definição dos Bônus de Assinatura Mínimos dos Demais Blocos em Oferta

89. Para a definição dos bônus de assinatura mínimos dos demais blocos com risco exploratório em oferta, a ANP utilizou metodologia similar à utilizada na 15ª Rodada de Concessão.

90. A Nota Técnica Conjunta SPL/SDB 1/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis), alicerçada na Nota Técnica Conjunta SPL/SDB 2/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), que apresentou as definições de Bônus de Assinatura por ocasião da publicação do pré-edital da Oferta Permanente, e na Nota Explicativa SPL 12/2018 (peça 2, itens não digitalizáveis), que apresentou os parâmetros técnicos por ocasião da publicação do Edital da Oferta Permanente em 10/9/2018 (versão segunda), descreve que o valor do Bônus Mínimo será determinado pela multiplicação de um Bônus de Referência de Mercado pelas variáveis: (i) Área Proporcional do Bloco; (ii) Atratividade Exploratória do Bloco, multiplicada por dois e elevada ao quadrado; (iii) Densidade de Dados do Setor; e (iv) Infraestrutura dos Setores onde estão localizados os respectivos blocos, constituindo a Equação 2:

$$\mathbf{BMín = BRefM \times PropÁrea \times (2 \times AtExp)^2 \times DenD \times Inf}$$

Onde:

BMín = Bônus Mínimo

BRefM = Bônus Referência de Mercado

PropÁrea = Área Proporcional Bloco

AtExp = Atratividade Exploratória do Bloco

DenD = Densidade de Dados do Setor

Inf = Infraestrutura do Setor

91. A Nota explicita que o Bônus de Referência de Mercado, que teve sua metodologia de cálculo proposta na Nota Técnica 8/2013/SPL/ANP-RJ, é calculado a partir dos valores ofertados pelas empresas nas rodadas de licitações anteriores, ajustados em função do preço do barril do petróleo. Esse valor de referência é diferente para as bacias maduras, de nova fronteira e de elevado potencial, além de levar em consideração, para os blocos em mar, a sua localização em águas rasas ou profundas. Com base nessas ofertas, utiliza-se uma função inversa que considera a pontuação atribuída aos blocos para as variáveis Proporção de Área, Atratividade Exploratória, Sensibilidade Ambiental, Densidade de Dados, Localização e Infraestrutura do Setor. As características e a definição dos valores aplicáveis a esses parâmetros constam devidamente detalhadas na aludida Nota Técnica Conjunta SPL/SDB 1/2019.

92. A mesma Nota Técnica explicita na Equação 3 a forma como será calculado o Bônus de Referência de Mercado por Bloco:

$$\mathbf{BRefM_bloco = (BAssOf) / (PropÁrea \times (AtExp^2) \times SeAmb \times DenD \times Loc \times Inf)}$$

Onde:

BRefM_bloco = Bônus de Referência de Mercado por bloco

BAssOf = Bônus de Assinatura Ofertado

PropÁrea = Área Proporcional do Bloco

AtExp = Atratividade Exploratória do Bloco

SeAmb = Sensibilidade Ambiental do Bloco

DenD = Densidade de Dados do Setor

Loc = Localização do Setor

Inf = Infraestrutura do Setor

93. Com os valores obtidos para os Bônus de Referência de Mercado para cada Bloco selecionado de rodadas anteriores, os valores são trazidos a valor presente considerando a variação do preço do barril do Petróleo *Brent* convertido em moeda nacional. Com isso, o valor do Bônus de Referência é calculado com base na mediana dos valores dos Bônus de Referência de Mercado por Bloco, como é destacado na Equação 4:

$$\mathbf{BRef = mBRefM_bloco}$$

Onde:

BRef = Bônus Referência

mBRefM_bloco = Mediana do Bônus de Referência de Mercado por bloco

94. O valor encontrado (BRef) é aplicado como Bônus Referência de Mercado (BRefM), na Equação 2, para determinação do Bônus Mínimo. Os Bônus de Assinatura Mínimos consolidados, recalculados em virtude da última e mais recente alteração do Edital (versão terceira), são apresentados na Tabela 8 da Nota Técnica Conjunta SPL/SDB 1/2019. Já os Bônus de Referência de Mercado adotados nas rodadas anteriores são apresentados na Tabela 1 da Nota. A variação do preço do barril de Petróleo *Brent* convertido em moeda nacional está exposta na Tabela 2. Por fim, os valores dos Bônus Ofertados por Bloco em rodadas anteriores e os valores dos Bônus de Referência de Mercado por Bloco, já ajustados pela variação do Petróleo *Brent*, estão expostos nos Anexos I a V.

95. É importante mencionar que a Nota Técnica Conjunta SPL/SDB 1/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis) não alterou os parâmetros técnicos inicialmente definidos pela Nota Técnica Conjunta SPL/SDB 2/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), mas tão somente recalculou os valores dos bônus de assinatura para adequá-los às novas configurações de áreas que os blocos tomaram em decorrências das alterações trazidas na versão terceira e atual do Edital da Oferta Permanente.

96. Registre-se, ainda nesse aspecto, que a Nota Explicativa SPL 2/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis) consolidou esclarecimentos relativos aos parâmetros técnicos e econômicos para os blocos em Oferta Permanente após a última inclusão, destacando aqueles que tiveram de ser revisados ou recalculados.

III.2.3.3. Definição dos Bônus de Assinatura Mínimos para as Áreas com Acumulações Marginais

97. A definição dos valores de bônus mínimo para as áreas com acumulações marginais que serão disponibilizadas na Oferta Permanente é tratada na Nota Técnica SPL 28/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), especificamente sob seu tópico 10.

98. De acordo com a Nota, a metodologia de precificação do bônus mínimo para essas áreas se baseia em duas variáveis: (i) infraestrutura local existente; e (ii) potencial da produção. A avaliação da infraestrutura leva em conta o acesso a rodovias, ferrovias e dutos para o escoamento da produção, e a proximidade com unidades de tratamento de petróleo e gás e cidades para abastecimento, de modo a classificá-la em três níveis (com coeficientes 2, 1,5 e 1, sendo o maior correspondente ao melhor nível infraestrutural). O potencial de produção também é classificado em três níveis, com os mesmos coeficientes correspondendo, respectivamente, a alto, médio e baixo potencial.

99. A fim de incentivar a participação de pequenas e médias empresas – observando-se, portanto, art. 65 da Lei 12.351/2010 –, o bônus mínimo é então calculado tomando-se o valor de Bônus de Referência da 14ª Rodada de Licitações, segundo a fórmula:

Valor Bônus Mínimo = Bônus de Referência x Infraestrutura x (Potencial de Produção)²

100. A Tabela 16 da NT SPL 28/2018 consolida os valores fixados para os bônus de assinatura mínimos para as áreas com acumulações marginais, os quais são também apresentados na Tabela 14 do Anexo I do Edital da Oferta Permanente.

III.2.4. Definição de Alíquotas dos *Royalties*

101. O recolhimento de *royalties* para o Regime de Concessão é disciplinado pelo artigo 47 da Lei 9.478/1997, que dispõe:

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

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

102. Os valores dos *royalties* para os setores ofertados no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente estão definidos nas Tabelas 13 e 14 do Anexo I do Edital. A Nota Técnica Conjunta 1/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), que discorre sobre os parâmetros para a definição de alíquotas de *royalties* distintas por setores, propõe a alteração dos valores de alíquotas de *royalties* considerando os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, em consonância com o dispositivo da Lei supracitada, visando ampliar o conhecimento das bacias sedimentares; as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural; os investimentos na produção de energia e a ampliação da competitividade do país no mercado internacional.

103. Desta forma, a metodologia proposta para a alteração das alíquotas de *royalties* considera na fórmula, como premissas, os riscos geológicos, a expectativa de produção e a infraestrutura relacionada com os setores ofertados no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente. Adicionalmente, a Nota Técnica recomenda a inserção do §1º do art. 47 da Lei 9.478/97 no Edital, consoante à possibilidade

de redução de *royalties* ao longo da vida do campo até o limite de 5%, considerando os fatores pertinentes.

104. A Nota destaca que *royalties* são instrumentos regressivos que não acompanham a rentabilidade do campo. Ou seja, no final da vida útil do campo, por exemplo, quando a rentabilidade se torna marginal, os valores capturados por meio dos *royalties* acabam representando um percentual maior da receita líquida, reduzindo ainda mais a atratividade dos projetos. Países como Noruega e Reino Unido já não adotam *royalties* como instrumento de captação de recursos, pois possuem regimes progressivos, cuja base de cálculo é o lucro. Assim, esses países garantem a competitividade global de seus projetos.

105. Desta forma, com base no inciso XII do art. 3º da Resolução CNPE 17/2017 e nas previsões em editais da possibilidade de redução de *royalties* até o limite de 5%, a ANP informa que está conduzindo estudos para a regulamentação da redução de *royalties* sobre a produção incremental. De acordo com a Agência, a produção incremental permitirá a extensão da vida útil, o aumento do fator de recuperação do campo e, conseqüente, a maior arrecadação de participações governamentais.

106. No que diz respeito à metodologia para a redução das alíquotas dos *royalties*, para os setores do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, a Nota Técnica Conjunta 1/2018 explica que os setores em oferta são classificados com base no método multicritério proposto, que considera os fatores de risco geológico, de expectativa de produção e de infraestrutura, a partir de dados históricos na bacia considerada. Cada um dos fatores, para uma determinada bacia sedimentar, pode receber uma pontuação igual a zero ou um.

107. Para o fator risco geológico foi considerada a chance de descoberta nas bacias sedimentares brasileiras, ou seja, a razão percentual entre o número de campos descobertos na bacia e o número de poços exploratórios perfurados. O fator contribuiu com pontuação igual a um para a chance de sucesso na bacia em oferta, nos casos onde o valor obtido se apresentou entre 0% (ausência de descoberta de campos comerciais) e 2%. Quanto maior o valor para chance de sucesso, menor é o risco geológico e maior é a atratividade da área para realização de atividades de exploração e produção.

108. Já para o fator expectativa de produção utilizou-se a fração recuperada, expressa como a razão entre a produção acumulada observada na bacia e o volume total de hidrocarbonetos disponível para produção, em barris de óleo equivalente. A atratividade para atividades de exploração e produção se reduz na medida em que a fração recuperada se aproxima de 100%. As áreas terrestres com fração recuperada na bacia com valores superiores a 60% receberam pontuação igual a um. A atratividade de bacias *onshore* se mostra reduzida em áreas com fração recuperada maiores, justificando menores alíquotas de *royalties*. O critério não foi considerado para áreas em oferta nas bacias *offshore*.

109. Finalmente para o fator infraestrutura, as bacias com quantidade de campos descobertos de número igual ou menor a cinco foram consideradas com condições de infraestrutura desfavorável, recebendo pontuação igual a um, e as bacias com quantidade de campos descobertos superior a cinco foram consideradas favoráveis para a realização de atividades de exploração e produção.

110. Assim, cada ponto obtido na aplicação do método contribui para a redução da alíquota de *royalties* em 2,5%, a partir do valor base de 10% até o limite de 5%, dentro dos limites previstos em lei. As Tabelas 9 e 10 da Nota Técnica Conjunta 1/2018 consolidam a pontuação por fatores e as alíquotas definidas para os setores em oferta no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Áreas.

111. Convém registrar que, conforme a Nota Explicativa SPL 2/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis), que consolidou esclarecimentos relativos aos parâmetros técnicos e econômicos da Oferta Permanente após a última inclusão de blocos e áreas, os parâmetros e valores finais para as alíquotas de *royalties* permanecem conforme definidos na Nota Técnica Conjunta 1/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis).

112. Dessa forma, a partir das evidências obtidas na análise da documentação, conclui-se que a definição das alíquotas de *royalties* baseou-se em critérios objetivos, obtidos principalmente a partir de dados empíricos de atividades exploratórias realizadas anteriormente.

III.2.5. Definição do Pagamento pela Retenção ou Ocupação de Área

113. O pagamento pela ocupação ou retenção de área é disciplinado pelo artigo 51 da Lei 9.478/1997, que dispõe:

Art. 51. O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por decreto do Presidente da República.

Parágrafo único. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração.

114. Cabe destacar também que, de acordo com os arts. 15 e 16 da Lei do Petróleo, os recursos provenientes do pagamento pela ocupação ou retenção de área são destinados ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas pela Lei.

115. O Decreto 2.705/1998, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei 9.478/1997, regulamentou a participação governamental supracitada. O artigo 28 do referido decreto estabelece que “o edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente”. Já o parágrafo 3º do mesmo artigo determina que:

§ 3º Para a fixação dos referidos valores unitários, a ANP levará em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores:

I - Fase de Exploração: R\$10,00 (dez reais) a R\$500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração;

II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração;

III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R\$20,00 (vinte reais) a R\$1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração;

IV - Fase de Produção: R\$100,00 (cem reais) a R\$5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração.

116. Além disso, o parágrafo 4º propõe que “Os valores unitários referidos no parágrafo anterior serão reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro, pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna – IGP - DI, da Fundação Getúlio Vargas”.

117. Os valores para o pagamento pela retenção ou ocupação de área para os setores ofertados no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente estão definidos nas Tabelas 13 e 14 do Anexo I do Edital.

118. A NT SPL 18/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), que discorre sobre os parâmetros para a definição dos valores, em reais, do pagamento pela ocupação ou retenção de área para os blocos em oferta, propõe um modelo de precificação por setor que leva em conta as seguintes variáveis: características geológicas do setor, a densidade de dados e a localização e infraestrutura do setor.

119. A variável características geológicas é a conjugação de duas outras variáveis: modelo exploratório e ambiente operacional. Os modelos exploratórios previstos na oferta permanente são bacias maduras, de elevado potencial e de novas fronteiras, além de 14 áreas com acumulações marginais. O ambiente operacional indica se uma bacia terrestre está localizada em área remota ou não remota, bem como se uma bacia marítima está localizada em área rasa, profunda ou ultraprofunda.

120. A densidade de dados é calculada considerando a razão entre os quilômetros lineares de sísmica 2D pública pré-stack e a área (em km²) do setor. Desse modo, as densidades de dados dos setores são classificadas como: ótima, boa, regular e insuficiente.

121. Por fim, a variável infraestrutura leva em conta a existência de um sistema petrolífero comprovado, que aumenta significativamente a atratividade do bloco, sendo os setores classificados como: produtores, não-produtores com descobertas não-comerciais e não-produtores.

122. Para bacias de elevado potencial e/ou de novas fronteiras é proposto o modelo indicado pela Equação 1 da Nota Técnica:

$$\mathbf{T_xRet = R\$ 500 \times CaGeo \times DenD \times Loc}$$

Onde:

TxRet = Taxa Ocupação ou Retenção de Área (R\$/km²)

CaGeo = Características Geológicas

DenD = Densidade de Dados do Setor

Loc = Localização-infraestrutura do Setor

123. Na Equação 1, o valor constante de R\$ 500,00 representa o teto fixado pelo Decreto 2.705/1998. Os pesos das demais variáveis aplicadas estão também limitados ao máximo de 100% cada um (com pontuação variando de 0 a 1), o que impede que qualquer precificação ultrapasse o teto fixado.

124. Os pesos referentes às características geológicas; localização e infraestrutura; e densidade de dados dos setores (marítimos e terrestres) estão distribuídos conforme as Tabelas 1, 2, 3 e 4 da Nota Técnica. Foram atribuídos pesos menores para a densidade de dados dos setores em bacias terrestres. A justificativa é incentivar a participação de empresas de pequeno e médio porte e revitalizar a

atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres no Brasil, de modo a propiciar o desenvolvimento regional e estimular a competitividade nacional, em consonância com o artigo 65 da Lei 12.351/2010 e com o Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate).

125. É importante destacar que os valores determinados pela Equação 1 correspondem apenas aos valores de retenção ou ocupação de áreas para a fase de exploração, conforme consta no inciso I do parágrafo 3º do Decreto 2.705/1998. Os valores para as demais fases do contrato são múltiplos dos determinados para a fase de exploração e estão indicados nos incisos II, III e IV do parágrafo 3º do Decreto. Em conformidade com o referido normativo, destaca-se na seção 2.2.4 do Edital que tais valores serão acrescidos em 100% em caso de prorrogação da fase de exploração, quando aplicável, e para a etapa de desenvolvimento. Já para a fase de produção, eles serão acrescidos em 900%.

126. De forma diversa, para a precificação dos valores para blocos situados em bacias maduras, a Nota Técnica propõe que, como forma de incentivo para atuação das empresas de pequeno e médio porte, os valores do pagamento pela ocupação ou retenção de área para essas áreas sejam fixados no valor mínimo definido no Decreto 2.705/1998, ou seja, R\$ 10,00 por quilômetro quadrado.

127. Para as áreas com acumulações marginais em oferta, a Nota Técnica SPL 28/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis) propõe a adoção de critério idêntico ao indicado pela NT SPL 18/2018 para os blocos situados em bacias maduras, ou seja, que os valores do pagamento pela ocupação ou retenção de área para essas áreas sejam fixados no valor mínimo definido no Decreto 2.705/1998, ou seja, R\$ 10,00 por quilômetro quadrado, como forma de incentivo para atuação das empresas de pequeno e médio porte.

128. Conforme esclarece a Nota Explicativa SPL 2/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis), que consolidou esclarecimentos relativos aos parâmetros técnicos e econômicos para os blocos e áreas em Oferta Permanente após a última inclusão, mantidos os termos e a metodologia apresentados nas citadas Notas Técnicas SPL 18/2018 e 28/2018, foram apenas reajustados os respectivos valores unitários, em 1/1/2019, pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI), consoante o comando do §4º do art. 28 do Decreto 2.705/1998.

129. As tabelas constantes dos Anexos 1 e 2 da Nota Explicativa SPL 2/2019 consolidam os valores atualizados de pagamento pela retenção ou ocupação de área para os blocos e áreas com acumulações marginais do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente.

130. Assim, a partir das evidências obtidas na análise da documentação, conclui-se que a definição dos valores para pagamento de retenção ou ocupação de áreas se baseou em critérios objetivos, obtidos a partir de um modelo de precificação multicritério.

III.2.6. Definição do Patrimônio Líquido Mínimo para Operador e Não Operador

131. Os critérios para a qualificação econômico-financeira em relação ao Patrimônio Líquido Mínimo (PLM) estão consolidados na Tabela 10 da seção 8.4 do Edital. De acordo com o nível de qualificação técnica da empresa licitante é atribuída uma exigência mínima de patrimônio líquido. A Tabela 8, a seguir, reproduz a Tabela 10 do Edital.

Tabela 8 – Definição do Patrimônio Líquido Mínimo

Qualificação	Qualificação jurídica	Qualificação técnica ¹	Qualificação econômico-financeira (PLM)	Ambiente
Operadora A	comprovação da reg. fiscal e trabalhista	81 pontos ou mais ²	R\$ 152.000.000,00	qualificada para operar em blocos situados em águas ultraprofundas, águas profundas, águas rasas, em terra e em áreas com acumulações marginais
Operadora B	comprovação da reg. fiscal e trabalhista	de 30 a 80 pontos	R\$ 68.000.000,00	qualificada para operar nos blocos situados em águas rasas, em terra e em áreas com acumulações marginais
Operadora C	comprovação da reg. fiscal e trabalhista	de 2 a 29 pontos	R\$ 5.500.000,00	qualificada para operar nos blocos situados em terra (não remotas) e em áreas com acumulações marginais

Qualificação	Qualificação jurídica	Qualificação técnica ¹	Qualificação econômico-financeira (PLM)	Ambiente
Operadora D	comprovação da reg. fiscal e trabalhista	profissional de E&P com pelo menos 2 anos de experiência	R\$ 700.000,00	qualificada para operar somente nas áreas com acumulações marginais
Não operadora	comprovação da reg. fiscal e trabalhista	resumo de sua atividade principal	25% do PLM exigido da operadora para cada ambiente	somente poderá apresentar ofertas em consórcio com outras licitantes qualificadas como Operadoras

Fonte: Tabela 10 do Edital da Oferta Permanente

132. A NT SPL 21/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis) propõe um PLM para que uma empresa possa ser qualificada nas seguintes categorias técnicas: i) Operadora “A”, empresa qualificada para operar em blocos situados em águas profundas, águas rasas e em terra; ii) Operadora “B”, empresa qualificada para operar blocos situados em águas rasas e em terra (áreas remotas ou não); iii) Operadora “C”, empresa qualificada para operar blocos situados em terra (áreas não remotas) e; iv) Não operadora, empresas que desejam participar em consórcio como investidoras.

133. De acordo com a Agência Reguladora, considerando que os objetivos da concessão são a declaração de comercialidade e a produção de petróleo e/ou gás natural, a Nota Técnica ressalta que isso só é possível com a perfuração de poços. Assim, a ANP utilizou o valor do custo médio da perfuração de um poço no respectivo ambiente como base para o estabelecimento do valor do PLM exigido. O modelo proposto considerou como premissa a perfuração de um poço até o final da fase de exploração. O valor do custo médio da perfuração de um poço foi calculado a partir da média ponderada das classes do histograma referente aos custos históricos das perfurações de poços exploratórios, levando-se em consideração a singularidade dos seguintes ambientes: águas profundas, águas rasas e terra (não remota).

134. A base de dados utilizada pela Agência foi o Sigep/ANP, especificamente a Situação Operacional do Poço (SOP), sistema que registra o *status* da perfuração, entre outras informações, e o acumulado do custo em dólares do poço. Para os poços localizados no mar, o parâmetro utilizado para identificar as perfurações localizadas em águas rasas e as perfurações localizadas em águas profundas foi a disposição da linha batimétrica de 400 metros de profundidade. A fim de minimizar a distorção dos custos, foram selecionados somente os poços que atingiram a profundidade entre 700 m e 3.500 m em terra, entre 1.000 m e 5.000 m em águas rasas e entre 1.000 m e 7.000 m em águas profundas.

135. A exigência de PLM para as empresas não operadoras depende do ambiente em que o consórcio atuará. Conforme definido pela ANP, visando aumentar a atratividade e a maximização da participação de investidores no certame, para uma empresa ser qualificada como não-operadora é exigido um PLM equivalente a 25% daquele PLM exigido para operar atividades de exploração e produção no ambiente do bloco de interesse, visando compatibilizar, minimamente, com a necessidade que a operação exigirá em termos de investimentos.

136. Para a conversão do custo do poço em dólares para a moeda nacional foi utilizado o valor do dólar médio do ano em que o poço foi concluído. Ademais, sobre os custos dos poços concluídos anteriormente a dezembro de 2016 foi utilizada a atualização do custo pelas médias anuais do Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM).

137. Deste modo, a Tabela 5 da Nota Técnica em apreço consolida os valores de PLM exigidos para a qualificação das licitantes em cada uma das categorias de qualificação técnica.

138. A Nota Explicativa SPL 2/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis), que consolidou esclarecimentos relativos aos parâmetros técnicos e econômicos para os blocos e áreas em Oferta Permanente após a última inclusão, informou a manutenção da metodologia e dos valores estabelecidos na NT SPL 21/2018.

139. Assim, a partir das evidências obtidas da NT SPL 21/2018, conclui-se que a definição do PLM se baseou em critérios objetivos, obtidos principalmente a partir de dados históricos de atividades de perfuração de poços realizadas.

III.2.7. Definição do Programa Exploratório Mínimo (PEM), do Programa de Trabalho Inicial (PTI) e de Suas Garantias Financeiras

140. Como destacado na seção 7.2.2 do Edital, o programa exploratório mínimo, expresso em Unidades de Trabalho (UT), corresponde ao conjunto de atividades exploratórias mínimas a ser executado pela concessionária nos blocos com risco exploratório. O programa exploratório mínimo

ofertado deverá ser obrigatoriamente cumprido durante a fase de exploração. De acordo com a ANP, 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).

141. As atividades exploratórias aceitas e a relação de equivalência das UT, com os respectivos valores da garantia financeira do programa exploratório mínimo, encontram-se na Tabela 19 do Anexo XIV do Edital.

142. A NT SPL 20/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis) trata da metodologia para definição das atividades exploratórias do PEM em UT. De acordo com a Nota Técnica, as atividades exploratórias podem ser realizadas em setores terrestres ou marítimos em três modelos exploratórios distintos: bacias maduras, bacias de nova fronteira e bacias de elevado potencial.

143. Para o cálculo do PEM as seguintes premissas foram consideradas: (i) o ambiente/modelo exploratório da área. Quanto menos conhecida a bacia geologicamente, 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; (ii) a ordem de grandeza da área do bloco para o setor. Quanto maior a área, maior deverá ser o levantamento geológico-geofísico a ser adquirido; e (iii) a produção comum das atividades de geologia e geofísica que vêm sendo realizadas pelas concessionárias nos blocos exploratórios concedidos.

144. A Nota destaca que objetivo das atividades exploratórias é determinar uma estrutura favorável à acumulação de hidrocarbonetos, assim como o local mais propício à perfuração de um poço exploratório. Assim, a ANP entende que o PEM deverá ser suficiente para mapear uma estrutura favorável à perfuração. Além disso, o PEM poderá refletir um levantamento exploratório sistemático.

145. Com base nessas premissas, as atividades de geologia e geofísica que são exigidas para os blocos no PEM são convertidas em UT por ambiente exploratório.

146. Para inferir a produção de tais atividades exploratórias nas bacias sedimentares brasileiras a Agência utilizou as informações cadastradas no SIGEP/ANP. A partir de um tratamento estatístico, com base na classe modal, pôde-se inferir a produção das atividades exploratórias que vem sendo realizadas pelas concessionárias nos blocos exploratórios, seja localizado em bacia terrestre, seja em bacia marítima.

147. Para a conversão das atividades do PEM em UT, a Agência considerou o resultado da NT SPL 25/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), que trata da proposição de atividades de geologia e geofísica para o cumprimento do PEM e da equivalência entre UT e essas atividades. A Tabela 3 da NT SPL 20/2018, reproduzida na Tabela 9, a seguir, consolida o PEM exigido no Edital.

Tabela 9 – PEM exigido nos Pré-Editais

Bacias Maduras (área de 30 km ²)	Atividades Mínimas para Cálculo do PEM	Mínimo Esperado (km)	Equivalência em Unidade de Trabalho	PEM em UTs - Bloco
Fase de Exploração	Sísmica 2D	25	8,358	208,96

Nova Fronteira - Terrestre (área de 3.000 km ²)	Atividades Mínimas para Cálculo do PEM	Mínimo Esperado (km)	Equivalência em Unidade de Trabalho	PEM em UTs - Bloco
Fase de Exploração	Sísmica 2D	250	2,242	560,62

Nova Fronteira - Marítima (área de 760 km ²)	Atividades Mínimas para Cálculo do PEM	Mínimo Esperado (km ²)	Equivalência em Unidade de Trabalho	PEM em UTs - Bloco
Fase de Exploração	Sísmica 3D	400	0,290	115,92

Nova Fronteira - Marítima (área de 3000 km ²)	Atividades Mínimas para Cálculo do PEM	Mínimo Esperado (km ²)	Equivalência em Unidade de Trabalho	PEM em UTs - Bloco
Fase de Exploração	Sísmica 3D	1600	0,290	463,67

Nova Fronteira - Marítima (área de 180 km ²)	Atividades Mínimas para Cálculo do PEM	Mínimo Esperado (km ²)	Equivalência em Unidade de Trabalho	PEM em UTs - Bloco
Fase de Exploração	Sísmica 3D	135	0,648	87,45

Elevado Potencial - Marítima (área de 760 km ²)	Atividades Mínimas para Cálculo do PEM	Mínimo Esperado (km ²)	Equivalência em Unidade de Trabalho	PEM em UTs - Bloco
Fase de Exploração	Sísmica 3D	400	0,290	115,92

Elevado Potencial - Marítima (área de 180 km ²)	Atividades Mínimas para Cálculo do PEM	Mínimo Esperado (km ²)	Equivalência em Unidade de Trabalho	PEM em UTs - Bloco
Fase de Exploração	Sísmica 3D	135	0,648	87,45

Fonte: reprodução da Tabela 3 da NT SPL 20/2018.

148. De acordo com a NT SPL 25/2018 (peça 1, arquivos não digitalizáveis, p. 2), a equivalência de UT é definida da seguinte forma: “no cálculo multiplica-se o valor em UT de um poço (1.000 UT) pelo resultado da divisão do custo estimado da atividade exploratória de geologia e geofísica (seja ela mensurada por R\$/km, R\$/km², R\$/amostra) dividido pelo custo estimado da perfuração do poço”. O cálculo considera os custos das atividades em cada ambiente exploratório: terrestres, terrestres remotos, águas rasas e águas profundas. Ou seja, um custo fixo de 1.000 UT relativo a perfuração de um poço é utilizada como referência para a determinação das equivalências. Porém, o custo em reais de uma perfuração pode diferir, a depender do ambiente exploratório. Além disso, para o levantamento dos custos foi utilizada a base de dados Sigep/ANP.

149. Com relação à definição da garantia financeira do PEM, a NT SPL 22/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), que trata do cálculo da garantia financeira do PEM, estabelece que o valor determinado em reais por unidade de trabalho da garantia exigida teve como premissa garantir que pelo menos mil unidades de trabalho, em qualquer ambiente exploratório (água Profunda, água rasa ou terra), quando convertidos em reais, fossem suficientes para cobrir o custo médio de uma perfuração.

150. Assim, para mensurar o valor da Garantia Financeira por setor foi utilizada a razão entre: i) o valor do custo de uma perfuração a partir da média ponderada do histograma relativo aos custos das perfurações de poços exploratórios e ii) o valor de mil unidades de trabalho, equivalente a um poço exploratório. Ressalta-se que a garantia financeira não é fixa, podendo variar de acordo com o setor a ser explorado pelo agente interessado. Foram utilizados os valores relacionados às perfurações declaradas na SOP da Sigep/ANP, conforme Anexo I da Nota Técnica.

151. Desse modo, com base na metodologia de cálculo da garantia financeira apresentada, os valores definidos para as garantias foram:

- R\$ 5.500,00/1UT para os setores terrestres em bacias maduras, incluindo a Bacia do Tucano (por ser contígua à do Recôncavo e ter características geográficas e geológicas similares);
- R\$ 20.500,00/1UT para os setores terrestres em bacias de nova fronteira;
- R\$ 68.000,00/1UT para os setores de águas rasas; e
- R\$ 152.000,00/1UT para os setores de águas profundas e ultraprofundas.

152. A NT SPL 22/2018, contudo, destaca ainda que (peça 1, itens não digitalizáveis, p. 2):

Com o objetivo de estar em consonância com a diretrizes contidas nas Resoluções CNPE nº 01/2013 e nº 17/2017, visando o aumento da participação de empresas nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, o valor proposto para a GF-PEM, entretanto, será equivalente a 30% do valor do PEM ofertado quando convertido em unidade monetária (R\$).

153. Assim, com base nas justificativas trazidas pelo trecho supracitado da NT SPL 22/2018, o Edital de Licitação trouxe a seguinte regra no subitem 10.1.2.1, (peça 1, itens não digitalizáveis, p. 72):

O valor total das garantias apresentadas para respaldar o cumprimento do programa exploratório mínimo corresponderá a 30% (trinta por cento) do valor das unidades de trabalho (UTs) ofertadas para o bloco objeto do contrato de concessão multiplicado pelo valor em reais da UT para cada bloco, conforme Tabela 19 do ANEXO XIV.

154. As garantias financeiras finais do PEM, portanto, corresponderão a 30% do valor das UT ofertadas para o bloco objeto do contrato multiplicado pelo valor em reais da UT para cada bloco (valores estabelecidos entre os itens “a” e “d” mencionados acima).

155. De acordo com a Nota Explicativa SPL 2/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis), os valores do PEM foram revistos e adequados, conforme cabível, às novas áreas dos blocos, conforme as alterações trazidas na terceira e atual versão do Edital da Oferta Permanente. O Anexo 1 da mesma Nota apresenta os respectivos valores atualizados.

156. Quanto às áreas com acumulações marginais, o Edital (no item 10.1.2.2) e o Modelo de Contrato (na Cláusula Quinta) preveem uma fase de reabilitação, para execução do Programa de Trabalho Inicial (PTI), visando atividades de avaliação dessas áreas.

157. Conforme Edital, o PTI corresponde ao conjunto de atividades relacionadas à avaliação da área com acumulação marginal a ser executado pela concessionária. Além disso, as atividades do PTI devem ser limitadas, exclusivamente, ao interior da área com acumulação marginal e incluem a reentrada, o teste de longa duração (TLD), o teste de formação (TF) e a reinterpretação sísmica.

158. Segundo a Nota Técnica SPL 28/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), para a definição do PTI foram considerados: (i) o conhecimento técnico das áreas com acumulações marginais; e (ii) o número de poços existentes nessas áreas. Na definição do PTI tem-se em vista, ainda, que o objetivo final é a colocação do poço em condições de produção. A conversão dos Programas de Trabalho Inicial em valores de investimento mínimos é detalhada no item 5 da referida Nota. Os valores definidos para o PTI de cada área em oferta constam também da Tabela 14, do Anexo I do Edital.

159. A mesma NT SPL 28/2018, visando incrementar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, em consonância com o art. 65 da Lei 12.351/2010 e com a Resolução CNPE 17/2017, definiu a garantia financeira do PTI em 30% do valor deste. Esse percentual, cabe registrar, já foi utilizado na 4ª Rodada de Licitações de Áreas com Acumulações Marginais.

160. Desta forma, a partir das evidências obtidas na análise da documentação, conclui-se que a definição do PEM e de suas garantias financeiras se baseou em critérios objetivos, obtidos principalmente a partir de custos históricos de atividades de exploração realizadas anteriormente.

III.2.8. Compromissos de Conteúdo Local

161. O compromisso de Conteúdo Local (CL) é 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 CL 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.

162. 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, por meio de resoluções, para medição e aferição dos indicadores percentuais.

163. As regras de CL estabelecidas para o Primeiro Ciclo da Oferta Permanente são idênticas às que foram aplicadas na 15ª Rodada de Concessão, e desta forma, também implementam as recentes mudanças definidas para a matéria, a saber: retirada do Conteúdo Local como critério de apuração das ofertas, aprimoramento das tabelas de compromissos, impossibilidade de utilização do mecanismo de flexibilização do compromisso contratual (*waiver*) e nova metodologia para o cálculo das multas pelo descumprimento de conteúdo local.

164. A Resolução CNPE 2/2018, de 21/3/2018, estabeleceu em seu art. 1º as regras de CL para o processo de Oferta Permanente. Além da Resolução, o compromisso de CL também está definido na

Tabela 2 do item 2.3.1 do Edital e na Cláusula Vigésima da Minuta de Contrato. A Tabela 10, a seguir, destaca os percentuais aplicados:

Tabela 10 – Compromissos de Conteúdo Local

Localização da área	Fase de Exploração	Etapa de Desenvolvimento da Produção	
Blocos em Terra	50%	50%	
Blocos em Mar	18%	Construção de Poço	25%
		Sistema de Coleta e Escoamento	40%
		Unidade Estacionária de Produção	25%

Fonte: reprodução da Tabela 2 do Edital

165. Percebe-se, pela Tabela 10, a aplicação de percentuais globais para a Fases de Exploração para a localização da área em terra e mar. Já para a Fase de Desenvolvimento da Produção, aplica-se um percentual global para áreas em terra e um percentual por macrogrupos no caso de áreas em mar.

166. Ademais, assim como na 15ª Rodada, as cláusulas de transferências de excedentes de CL foram adaptadas para uma nova forma de exigência, com compromissos globais nas fases de exploração e no desenvolvimento em terra e para macrogrupos no desenvolvimento em mar. Com a nova sistemática, a transferência de excedentes em blocos marítimos (com lâmina d'água acima de cem metros) da fase de exploração para a fase de desenvolvimento deverá ser feita para o macrogrupo indicado pelo operador.

167. Contudo, no caso da transferência de excedente de CL entre módulos da etapa de desenvolvimento, os eventuais excedentes poderão ser transferidos apenas entre os mesmos macrogrupos, de modo a preservar os objetivos de CL mínimo direcionado para segmentos específicos.

168. Seguindo o direcionamento das mudanças aplicadas na sistemática de CL da Rodada anterior, consoante Cláusula 20.12 da Minuta do Contrato, as multas por não cumprimento de CL são determinadas da seguinte forma: caso o percentual de CL não realizado seja inferior a 65% do CL mínimo, a multa será de 40% sobre o valor do CL não realizado. Porém, caso o percentual de CL não realizado seja igual ou superior a 65%, a multa será crescente a partir de 40%, atingindo 75% do valor de CL mínimo, no caso de 100% de CL não realizado, de modo a obedecer à fórmula:

$$M(\%) = NR(\%) - 25\%$$

Onde:

M(%) é o percentual de multa a ser calculado sobre o valor monetário descumprido; e

NR(%) é o percentual de CL não realizado.

169. Percebe-se então que a Agência, assim como o MME buscam, por meio das alterações citadas, fazer frente aos problemas que foram percebidos referente aos quesitos de conteúdo local em rodadas anteriores.

170. Vale dizer ainda que as mudanças promovidas pela ANP vão ao encontro das análises realizadas pela Unidade Técnica do TCU no relatório realizado em âmbito de auditoria que culminou na promulgação do Acórdão 3.072/2016-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro.

171. Desse modo, espera-se que as alterações que estão sendo promovidas sejam capazes de mitigar em grande parte os problemas que foram gerados pela sistemática anterior da Política de Conteúdo Local.

172. Por fim, cabe ressaltar uma exceção às regras supracitadas. Conforme item 2.3.2 do Edital, e em consonância com o parágrafo único do art. 1º da Resolução CNPE 2/2018, o conteúdo local não será objeto de exigência contratual para as áreas com acumulações marginais.

III.2.9. Definição dos Valores das Garantias de Oferta

173. A garantia de oferta para os blocos e áreas ofertados no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente é disciplinada na seção 6 do Edital. Os valores de garantia para cada um dos blocos e áreas estão contidos nas Tabelas 13 e 14 do Anexo I do Edital. De acordo com as regras para o Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, a validade das garantias de oferta, apresentadas por meio de carta de crédito e seguro garantia, deverá ser de no mínimo 360 dias. Em caso de prorrogação da data de assinatura dos contratos de concessão, as licitantes com ofertas válidas deverão renovar automaticamente suas garantias de oferta por um prazo mínimo de sessenta dias. Além disso, as garantias de oferta que

estiverem vinculadas a uma oferta válida permanecerão retidas na ANP até a assinatura do contrato de concessão, após o que, poderão ser retiradas mediante convocação da ANP.

174. Destaca-se que, nas ofertas em consórcio, as garantias de oferta deverão ser aportadas por apenas uma licitante integrante do consórcio. As garantias de oferta poderão ser fornecidas nas seguintes modalidades: (i) carta de crédito e (ii) seguro garantia; e (iii) caução em dinheiro.

175. A Nota Técnica SPL 27/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis) propõe o modelo de precificação do valor das garantias de oferta para os blocos exploratórios. Como destacado na Nota, a garantia de oferta é um instrumento bastante utilizado em processos licitatórios internacionais, sendo emitida por uma instituição financeira (banco ou seguradora) em nome de um cliente (tomador), tendo como beneficiário o órgão responsável pela realização da licitação.

176. Ademais, o seguro garante a indenização, até o valor fixado na apólice, para o caso do tomador se recusar a assinar o contrato de concessão, nas condições propostas e dentro do prazo estabelecido no edital de licitação.

177. A Nota supracitada propõe um modelo de precificação do valor das garantias de oferta segundo o qual o valor da garantia é determinado pela soma de duas parcelas: (i) o valor médio do bônus mínimo (por localização dos blocos) multiplicado pelo risco de inadimplência (XL), e (ii) o valor médio do bônus mínimo (por modelo exploratório dos blocos) multiplicado pelo percentual sugerido pela Superintendência de Seguros Privados (Susep) para garantias de ocorrência (1%).

178. O risco de inadimplência (XL), apresentado na Tabela 3 da NT SPL 27/2018, foi calculado com base no histórico das rodadas de licitação, de acordo com a localização dos blocos, e representa o percentual médio das ofertas vencedoras que não tiveram seus contratos de concessão assinados. Em resumo, para blocos em terra de bacias maduras e de nova fronteira foi atribuído um percentual de inadimplência de 6,79%. Já para os blocos em mar de nova fronteira e de elevado potencial foi atribuído um percentual de 0,27%.

179. A Tabela 4 da Nota Técnica em apreço, reproduzida pela Tabela 11, a seguir, fornece as equações para o cálculo da garantia de oferta por localização dos blocos (bacias terrestres e marítimas).

Tabela 11 – Equações para o cálculo da garantia de oferta

Bacia Terrestre	Nova Fronteira	$\text{GarOf} = 0,0679 \cdot (\text{BA}_{\text{mín}}) + 0,01 \cdot (\text{BA}_{\text{mín}})$
Bacia Marítima	Nova Fronteira	$\text{GarOf} = 0,0027 \cdot (\text{BA}_{\text{mín}}) + 0,01 \cdot (\text{BA}_{\text{mín}})$
	Elevado Potencial	

Fonte: reprodução da Tabela 4 da NT SPL 27/2018.

180. Considerando essa metodologia, e, portanto, que a nova configuração de blocos em oferta e a alteração de áreas objeto da derradeira alteração do Edital possuem impacto nos valores dos Bônus de Assinatura (recalculados, assim, pela NT Conjunta SPL/SDB 1/2019, conforme exposto anteriormente), a Nota Técnica SPL 3/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis) promoveu a revisão dos valores de garantia de oferta apurados pela NT SPL 27/2018.

181. Informa a NT SPL 3/3019, outrossim, que após manifestação deste TCU, foi revisado o total de blocos arrematados consolidado na Tabela 1 da NT SPL 27/2018. Além disso, foi revisada também a Tabela 2 da mesma Nota, para consideração de áreas terrestres e marinhas até a 14ª Rodada de Licitações. Essas revisões implicaram na redução de 0,05% no percentual de inadimplência média de áreas terrestres apresentado na NT SPL 27/2018, que foi reduzido dos supramencionados 6,79 para 6,74%.

182. Assim, os valores encontrados para a garantia de oferta e os fatores percentuais consolidados para os blocos em oferta no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente são apresentados na Tabela 5 da NT SPL 3/3019, e reproduzidos na Tabela 12, a seguir. Para exemplificar, a ANP apresenta o custo estimado do prêmio para emissão da garantia na modalidade de seguro-garantia, considerando que é a modalidade de garantia de oferta mais utilizada.

Tabela 12 – Garantia de oferta dos blocos em oferta permanente

Ambiente	Modelo Exploratório	% Percentual referente à inadimplência + 1% SUSEP	Média Bônus Mínimo (R\$)	Garantia de Oferta (R\$) (Valor calculado)	Garantia de Oferta (R\$) (Valor proposto)	Previsão do Prêmio para Emissão (R\$)
Terrestre	Maduras	7,74%	50.000,00	3.870,00	4.000,00	60,00
	Nova Fronteira	7,74%	193.326,92	14.963,50	15.000,00	225,00
Marítimo	Nova Fronteira Águas Rasas	1,27%	1.524.657,27	19.363,15	19.000,00	285,00
	Nova Fronteira Águas Profundas	1,27%	4.896.052,33	62.179,86	62.000,00	930,00
	Elevado Potencial Águas Rasas	1,27%	18.951.489,86	240.683,92	241.000,00	3.615,00
	Elevado Potencial Águas Profundas e Ultraprofundas	1,27%	26.955.694,41	342.337,32	342.000,00	5.130,00

Fonte: reprodução da Tabela 5 da NT SPL 3/2019.

183. Conforme se depreende da Nota Técnica SPL 28/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), o mesmo modelo de precificação do valor das garantias de oferta foi utilizado para as áreas com acumulações marginais. Os valores obtidos para cada área em oferta são apresentados na Tabela 18 daquela Nota, bem como constam da Tabela 14, do Anexo I do Edital.

III.2.4. Critérios de Julgamento das Propostas

184. Conforme seção 7.2 do Edital, as ofertas para blocos com risco exploratório serão compostas pelo valor do bônus de assinatura e pelo PEM. No entanto, as ofertas para as áreas com acumulações marginais serão compostas exclusivamente pelo valor do bônus de assinatura. Como mencionado anteriormente, apesar do Edital já prever regra para oferta de blocos com acumulações marginais, para o Primeiro Ciclo não foram incluídos blocos desta natureza.

185. Desta forma, para os blocos com risco exploratório do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente a Agência Reguladora utilizará a mesma metodologia de apuração das ofertas da 15ª Rodada de Concessão.

186. Consoante seções 7.4 e 7.4.1 do Edital, o julgamento das ofertas será feito individualmente para cada bloco. Assim, será atribuída a seguinte ponderação de critérios, pontos e pesos: a) o bônus de assinatura terá peso de 80% no cálculo da nota final a ser atribuída à licitante ou consórcio concorrente; e b) O Programa Exploratório Mínimo terá peso de 20% no cálculo da nota final a ser atribuída à licitante ou consórcio concorrente.

187. Sendo assim, para um máximo de cem pontos, a nota final a ser atribuída a determinado licitante será composto por duas parcelas, na forma apresentada na Tabela 13, a seguir. Será declarada vencedora a licitante cuja oferta obtiver a maior nota final.

Tabela 13 – Metodologia de cálculo da nota final ofertada pelo licitante para os blocos com risco exploratório

$\text{NOTA 1} = 80 \times \left(\frac{\text{Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}}{\text{Maior Bônus de Assinatura ofertado (R\$)}} \right)$
$\text{NOTA 2} = 20 \times \left(\frac{\text{PEM ofertado em UTs}}{\text{Maior PEM ofertado em UTs}} \right)$
$\text{NOTA FINAL} = \text{NOTA 1} + \text{NOTA 2}$

Fonte: seção 7.4.1 do Edital.

188. Para as áreas com acumulações marginais, consoante a seção 7.4.2 do Edital, será vencedora a licitante que ofertar o maior valor de bônus de assinatura.

189. Destaca-se, novamente, a exclusão do conteúdo local ofertado como critério de apuração das ofertas, como ocorreu nas últimas rodadas de concessão.

III.3. Estudos Ambientais

190. A NT SSM 134/2018 (peça 2, itens não digitalizáveis), de 2/7/2018, apresenta uma análise dos pareceres ambientais emitidos pelos órgãos de meio ambiente visando à oferta de blocos exploratórios no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente. A Nota trata das principais recomendações apresentadas pelos órgãos ambientais, bem como das eventuais condicionantes que deverão ser atendidas pelos operadores durante o processo de licenciamento ambiental.

191. De acordo com art. 6º da Resolução CNPE 17/2017, o planejamento para a outorga de áreas deverá considerar os resultados das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS). No entanto, para áreas que ainda não tenham sido concluídos tais estudos, como é o caso das áreas do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, aprovadas pelas Resoluções CNPE 17/2017 e 8/2018, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA), complementadas, no que se refere a bacias sedimentares terrestres, por pareceres emanados pelos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente (OEMAs).

192. Assim, percebe-se a ampla participação dos órgãos ambientais no processo decisório da escolha das áreas que serão objeto da licitação. Deste modo, tal participação inicia-se por meio de um parecer ambiental que, posteriormente, é transformado em uma manifestação conjunta.

193. Neste contexto, o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (Ibama) vem realizando a análise prévia das áreas a serem licitadas pela ANP desde a 6ª Rodada de Licitações, em 2004. Após a divisão do Ibama, foi criado o Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG), incluindo representantes do MMA, do Ibama, do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) e da Agência Nacional de Águas (ANA).

194. Embora tenha sido recentemente extinto por meio do Decreto 9.759/2019, de 11/4/2019, o GTPEG ainda estava em atividade nas oportunidades processuais das análises de viabilidade ambiental predecessoras da inclusão das áreas que constam, até o presente momento, da Oferta Permanente, de modo que constituíam requisito essencial do processo as suas manifestações. Para as áreas que venham a ser objeto de inclusão futura, mantido o atual quadro normativo da matéria, o pronunciamento sobre a viabilidade ambiental se dará em manifestações individualizadas dos organismos que anteriormente compunham o referido colegiado.

195. O GTPEG tinha por 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 áreas para outorga e às recomendações estratégicas para o processo de licenciamento. Apesar da competência estadual para o licenciamento em áreas terrestres, o GTPEG apresentava contribuições e recomendações gerais para o processo, de acordo com a Lei Complementar 140/2011.

196. Desta forma, a partir do contato estabelecido entre a ANP e o GTPEG, à época, foi elaborado o Parecer Técnico GTPEG 4/2018 (peça 2, itens não digitalizáveis), de 28/5/2018, que apresentou a

análise para a integralidade dos blocos localizados nas bacias marítimas e nas bacias terrestres que se pretendia disponibilizar no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente.

197. De outro lado, o contato com os órgãos estaduais se deu por meio de ofícios enviados pela ANP. A NT SSM 134/2018 destaca que os OEMAS dos treze estados envolvidos também foram consultados e se manifestaram conforme Tabela 1 da supracitada Nota Técnica.

198. Como se depreende da Nota Técnica, as manifestações dos órgãos para o Primeiro Ciclo da Oferta Permanente estão baseadas em uma análise preliminar da sobreposição dos blocos em estudo com áreas ambientalmente sensíveis, tais como: unidades de conservação e áreas de entorno; zoneamentos; áreas prioritárias para conservação da biodiversidade; presença de cobertura vegetal significativa e experiência pretérita dos processos de licenciamento. Ressalta-se na Nota que as informações dos pareceres, usualmente chamadas de diretrizes ambientais, são fundamentais para que as empresas interessadas possam propor Programas Exploratórios Mínimos compatíveis com a sensibilidade ambiental dos blocos. Após o recebimento dos pareceres ambientais, a ANP avalia os critérios específicos de cada órgão ambiental e realiza adequação nas áreas, caso necessária.

199. Nesta esteira, a NT SSM 134/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis, p. 42) traz as seguintes conclusões acerca das áreas analisadas pelos órgãos ambientais:

Neste contexto, o GTPEG solicitou:

– Exclusão dos blocos C-M-77, C-M-97, C-M-121 e C-M-145 localizados na bacia de Campos, por estarem localizados em profundidade inferior a 50 m.

– Exclusão dos blocos REC-T-262, REC-T-275 e REC-T-293 localizados na bacia do Recôncavo, por se encontrarem parcialmente inseridos na Baía de Todos os Santos.

– Adequação dos blocos: REC-T-165, de modo a evitar sobreposição de bloco com a RPPN Mata do Guigó; SEAL-M-212 e SEAL-M-279, para respeitar a distância de 50 km da Reserva Extrativista Lagoa do Jequiá; C-M-58, C-M-78, C-M-98, C-M-99, C-M-122, C-M-146, C-M-147, C-M-172, C-M-173, C-M-200, C-M-201, C-M-332 e C-M-365, de modo a excluir as áreas localizadas em profundidade inferior a 50 m.

Cabe destacar que, com a adequação solicitada pelo GTPEG, a ANP optou por unificar determinados blocos localizados na bacia de Campos para evitar a redução drástica das áreas por bloco. Com isso, houve a supressão de seis blocos.

Em relação aos OEMAs, ressalta-se que no parecer do Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (INEMA) para a 13ª Rodada foi solicitada a exclusão dos blocos REC-T-217, REC-T-218, REC-T-219, REC-T-232, REC-T-234 e REC-T-247. Por este motivo, a ANP também realizou a exclusão dos referidos blocos.

Portanto, conclui-se que dos 177 blocos analisados neste documento, treze foram excluídos por questões ambientais e seis foram suprimidos a partir da unificação de blocos localizados na bacia de Campos. (grifo nosso)

200. Em mesmo sentido, a Manifestação Conjunta MME-MMA (peça 2, itens não digitalizáveis), de 17/7/2018, exigida pelo art. 6º da Resolução CNPE 17/2017, repisa o posicionamento externado pelo GTPEG para cada uma das áreas ofertadas, concordando com a apresentação dos 158 blocos resultantes selecionados pela ANP para o Primeiro Ciclo da Oferta Permanente.

201. Assim, a ANP colocou em oferta, por meio da versão segunda do Edital de Licitações do da Oferta Permanente de Áreas, publicado em 10/9/2018, para seu Primeiro Ciclo, 158 blocos, dos quais noventa estão localizados em bacias terrestres (Paraná, Parnaíba e Recôncavo) e 68 estão localizados em bacias marítimas (Campos, Ceará, Potiguar, Santos e Sergipe-Alagoas).

202. Posteriormente, a ANP obteve de novo posicionamento quanto a um conjunto de 494 blocos com risco exploratório e 15 áreas com acumulações marginais, conforme a Nota Técnica 14/2018/SSM-e, o Parecer GTPEG 5/2018, e a Manifestação Conjunta MME/MMA exarada em dezembro/2018 (todos à peça 4, itens não digitalizáveis). De acordo com esses documentos, foram obtidos pareceres dos órgãos ambientais estaduais e do GTPEG para a inclusão no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente desse novo conjunto de blocos e áreas.

203. Adicionalmente, após atualização de informações georreferenciadas pela Fundação Nacional do Índio (Funai), mostrou-se necessária a revisão a área do bloco PN-T-98 devido à sobreposição com a Terra Indígena Morro Branco, implicando em recorte e redimensionamento da área, conforme a Nota Técnica SDB 001/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis).

204. Em 1/2/2019, a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiental (SSM), por meio do Memorando 3/2019/SSM-e (peça 4, itens não digitalizáveis), retificou a posição exposta na Nota Técnica 14/2018/SSM-e, excluindo os blocos REC-T-269, REC-T-270, REC-T-271, REC-T-282, REC-T-283 e REC-T-284, por ter verificado recomendação de exclusão por parte do Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos - Inema, da Bahia, na 13ª Rodada de Licitações. Assim, naquele momento, quanto à viabilidade ambiental, estariam aptos para serem incluídos na Oferta Permanente 488 blocos com risco exploratório e 15 áreas com acumulações marginais.

205. Nada obstante, por considerar existirem impedimentos (apontados internamente na Proposta de Ação SPL 234/2018, segundo a Agência) ainda não sanados quanto à área de Riacho Alazão, pertencente ao rol de áreas com acumulações marginais, apesar desta ter sido considerada apta do ponto de vista ambiental, decidiu a ANP por não a colocar, por ora, em oferta.

206. Por sua vez, conforme expõe a Nota Técnica SPL 4/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis), novas exclusões de áreas fizeram-se necessárias no rol de áreas a serem incluídas na Oferta Permanente, considerando determinação contida na decisão judicial do TRF/1ª Região relacionada à Ação Civil Pública 003529-16.2006.4.01.3310 que versa sobre impedimentos relacionados à exploração de petróleo na região do Parque Nacional Marinho de Abrolhos.

207. Diante disso, mediante a Nota Técnica SDB/ANP-RJ 5/2019 (peça 4, itens não digitalizáveis), de 7/2/2019, a Superintendência de Definição de Blocos (SDB) recomendou a exclusão de 30 blocos localizados nos setores SES-T2 (22), SES-T4(4) e SES-T6 (4), com o fito de respeitar a aludida decisão judicial.

208. Assim, foram levados à nova versão do Edital da Oferta Permanente, a ser submetida a audiência pública, a inclusão de 458 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais, além da retificação da área do bloco PN-T-98.

209. Desses 458 blocos, no entanto, restaram excluídos da Oferta Permanente os 16 blocos do Setor SAM-O (bacia do Amazonas), em virtude do acatamento de contribuição oferecida na Audiência Pública 5/2019 (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 359), realizada em 29/3/2019. A exclusão se fundou na possível sobreposição com terras indígenas, razão pela qual a ANP decidiu realizar nova consulta à Funai, deixando os blocos do Setor SAM-O fora da nova versão do Edital da Oferta Permanente.

210. Como resultado, a versão terceira e atual do Edital de Licitações da Oferta Permanente (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 368-485) consolida a disponibilização para oferta de 600 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais – todos considerados aptos quanto à viabilidade ambiental, de acordo com a documentação encaminhada pela Agência Reguladora.

III.4. Específicas nos Instrumentos Licitatórios do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente

211. As alterações específicas relativas ao Pré-edital e às Minutas dos Contratos do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente são tratadas pelas Notas Técnicas SPL 29/2018 e 30/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis), respectivamente. As alterações mais relevantes são analisadas a seguir. De acordo com os documentos, os principais aprimoramentos nos Pré-Editais e nas Minutas dos Contratos refletem a experiência e o conhecimento acumulado pela SPL na realização das últimas rodadas de licitações, especialmente acerca da 15ª Rodada de Concessão, da Quarta Rodada de Partilha de Produção e da Quarta Rodada de Licitações de Áreas com Acumulações Marginais.

III.4.1. Alterações no Pré-edital

212. A NT SPL 29/2018 descreve as alterações que foram incorporadas ao Pré-edital da Oferta Permanente. Como relatado pela Nota Técnica, foram realizados aprimoramentos de forma e conteúdo, especialmente em relação aos Editais da 15ª Rodada de Concessão e da Quarta Rodada de Acumulações Marginais.

213. A Nota explica que as alterações de forma visam simplificar o texto, tornando a redação mais clara e objetiva. Já as modificações de conteúdo, majoritariamente, decorrem do modelo delineado para a Oferta Permanente que prevê ciclos de concorrência periódicos iniciados com a apresentação de garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse e encerrados com a assinatura de contratos de concessão. Adicionalmente, foram implementadas mudanças referentes às especificidades dos objetos a serem licitados. Desta forma, destacam-se, a seguir, algumas importantes modificações relacionadas à Oferta Permanente.

214. Em relação à forma de apresentação de documentos, o Edital prevê a possibilidade de aproveitamento de documentos que tenham sido submetidos à ANP para fins de qualificação em ciclos da Oferta Permanente anteriores.

215. Quanto à inscrição, esta será feita individualmente e em uma única vez. As licitantes inscritas poderão participar de todo o processo da Oferta Permanente, simultaneamente para blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais. A inscrição poderá ser realizada a qualquer momento e não haverá prazo para validade da inscrição, sendo necessária somente que a licitantes inscritas mantenham atualizada a documentação exigida para sua inscrição.

216. O anexo referente ao Termo de Confidencialidade não será mais exigido para acesso a “amostra de dados técnicos”, pois se trata de conjunto reduzido de dados de poços exploratórios e linhas sísmicas de todos os setores em Oferta Permanente. Este anexo, contudo, continua exigido para o pacote de dados técnicos, cujo acesso passa a ser opcional para as licitantes, não estará mais vinculada à inscrição e nem restringirá a participação e as ofertas nas sessões públicas de apresentação de ofertas.

217. Em relação às garantias de oferta, estas deverão ser apresentadas pelas licitantes acompanhadas do anexo “Declaração dos Setores de Interesse”, por meio do qual indicarão o setor ou setores que têm interesse e os que possivelmente apresentarão ofertas na sessão pública. As licitantes poderão apresentar garantias de oferta acompanhadas de declaração de interesse a qualquer tempo, porém, para participar dos ciclos da Oferta Permanente, deverão observar os prazos e datas limites estabelecidos pela CEL. As garantias de oferta nas modalidades de carta de crédito e seguro garantia deverão ter validade de 360 dias a contar da data de sua emissão. Nos casos de atrasos ou postergações da data de assinatura dos contratos as garantias de oferta, se necessário, deverão ser automaticamente renovadas ou novamente emitidas com validade mínima de sessenta dias.

218. No que tange à apresentação das ofertas, a licitante, para apresentá-las, deverá ter sua inscrição aprovada pela CEL, pagar a taxa de participação e apresentar garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse. Foi suprimida a possibilidade de reabertura de apresentação de ofertas para os blocos ou áreas não arrematadas na sessão pública. De acordo com a ANP, o modelo de Oferta Permanente, por prever a realização de ciclos de concorrência periódicos, torna desnecessária a reabertura. Blocos ou áreas não arrematados em um ciclo continuarão disponíveis, podendo ser licitados em um ciclo subsequente, a partir do recebimento de declaração de interesse por parte da licitante.

219. Por fim, em relação às garantias financeiras do PEM, os valores das garantias foram estabelecidos em 30% do valor das unidades de trabalho (UT) ofertados para o bloco na licitação. A presente proposta de modificação foi realizada com base nas razões expostas na NT SPL 22/2018.

220. Percebe-se, por meio da análise, um esforço contínuo por parte da Agência Reguladora no aprimoramento das regras relacionadas aos editais.

III.4.2. Alterações nas Minutas dos Contratos

221. Por seu turno, a NT SPL 30/2018 demonstra as alterações incorporadas às Minutas dos Contratos da Oferta Permanente. Consoante à Nota, a SPL realizou a revisão de todas as cláusulas contratuais, tendo como ponto de partida: as cláusulas obrigatórias elencadas nos arts. 43 e 52 da Lei 9.478/1997, o aprendizado institucional da ANP em licitações anteriores, o contrato de concessão da Quarta Rodada de Acumulações Marginais e as melhorias implementadas no contrato da 15ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios.

222. Como a Oferta Permanente prevê a inclusão de áreas com acumulações marginais, a Agência Reguladora elaborou dois tipos de Minutas de Contrato: um para os blocos com risco exploratório e outro para áreas com acumulações marginais.

223. De acordo com a Nota Técnica supracitada, para aperfeiçoar e conferir maior clareza ao texto da Minuta do Contrato de Concessão das Áreas com Acumulações Marginais, foram realizadas alterações de natureza formal, como por exemplo: reordenação e relocação de parágrafos, uniformização de termos e definições, exclusão de disposições em duplicidade previstas na legislação aplicável, correção de erros de digitação e revisão de referências cruzadas.

224. Ainda, com intuito de aprimorar as regras a serem propostas, foram implementadas modificações de caráter material. Desta forma, destacam-se, a seguir, algumas das principais modificações materiais trazidas, pela Nota Técnica, para a Minuta de Contrato das Áreas como Acumulações Marginais:

a) Foi excluída a vedação expressa ao uso da técnica de fraturamento hidráulico em reservatório não convencional nas áreas com acumulações marginais. De acordo com a Agência, especificamente no caso de exploração e produção de petróleo e gás a partir de reservatórios não convencionais, aplica-se a Resolução ANP 21/2014, a qual prevê uma série de requisitos de segurança operacional e a apresentação das licenças ambientais de praxe;

b) Para a fase de produção, foram incorporados os aprimoramentos trazidos aos contratos de concessão de blocos exploratórios por ocasião da 14ª Rodada de Concessão. O dispositivo versa sobre a recusa do concessionário à prorrogação do contrato determinada pela ANP, esclarecendo que tal recusa deve ser feita com a devida motivação, embasada em fatores como a não economicidade da operação;

c) No que tange à execução das operações, as principais alterações nesta cláusula objetivam destacar a responsabilidade solidária dos concessionários, harmonizar com a cláusula que trata da cessão de contratos e conferir maior clareza ao dispositivo contratual que trata da responsabilidade do operador por ocasião da transferência da custódia de bens, registros de contabilidades, dentre outros, ao novo operador; e

d) Por fim, em relação à extinção do contrato, procurou-se conferir à ANP o poder de não rescindir o contrato sempre que, no caso de consórcio, houver interessados em prosseguir a execução do contrato sem o concessionário inadimplente. Na redação anterior, os efeitos da resolução do contrato recairiam sobre o concessionário inadimplente se a obrigação não fosse solidária. Uma vez que quase todas as obrigações contratuais são solidárias, essa cláusula seria de difícil aplicação. Assim, com o texto proposto, pretende-se que a ANP amplie sua discricionariedade para poder autorizar, em qualquer caso, a transferência dos direitos e obrigações contratuais do inadimplente a possíveis interessados, com vistas à preservação do contrato.

225. Já em relação às alterações acerca da Minuta do Contrato dos blocos com risco exploratório, a Nota Técnica destaca que devido à recente publicação do Contrato de Concessão da 15ª Rodada, de forma geral, não foi promovida revisão de regras contratuais estipuladas pela ANP para o contrato de blocos exploratórios da Oferta Permanente. De acordo com o Documento, a exceção se deu apenas na inclusão de cláusula contratual prevendo multa por descumprimento do Programa Exploratório Mínimo, de acordo com o proposto pela NT SPL 22/2018. Assim, de acordo com o contrato, em caso de inadimplemento do PEM, caberá: pagamento do valor fixado a título de garantia financeira e, ainda, de multa contratual calculada em função do percentual do descumprimento observado.

226. Percebe-se, novamente, um aprimoramento contínuo dos instrumentos licitatórios por parte da Agência, buscando incorporar a experiência adquirida em certames anteriores.

III.5. Prazos para Envio das Informações ao TCU

227. 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. 8º - 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;

228. A ANP publicou a primeira versão do Edital de Licitações da Oferta Permanente em 20/7/2018, e a documentação principal relativa ao primeiro estágio foi encaminhada tempestivamente pela Agência (peça 1), em 8/5/2018.

229. Tendo isso em consideração, no que tange à verificação dos prazos da IN TCU 27/1998, não foram encontrados motivos de ressalva aos procedimentos do primeiro estágio em análise.

III.6. Conclusão da Análise do Primeiro Estágio

230. Diante da análise documental efetuada, e considerando que foram atendidas as exigências da legislação aplicável em relação ao encaminhamento da documentação para análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da Oferta Permanente de Blocos Terrestres e Marítimos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais, recomenda-se ao Tribunal considerar que a ANP atendeu, sob o ponto de vista formal, os requisitos previstos no artigo 7º, inciso I, e artigo 8º, inciso I, ambos referentes ao Primeiro Estágio da IN TCU 27/1998.

231. Na sequência, passa-se ao exame técnico do Segundo Estágio do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, nos termos estabelecidos pela IN TCU 27/1998.

IV. EXAME TÉCNICO DO SEGUNDO ESTÁGIO DO PRIMEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

232. 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 II, dessa norma, no segundo estágio devem ser analisados os seguintes elementos:

Art. 7º A fiscalização dos processos de outorga de concessão ou de permissão de serviços públicos será prévia ou concomitante, devendo ser realizada nos estágios a seguir relacionados, mediante análise dos respectivos documentos:

(...)

II – segundo estágio:

a) edital de pré-qualificação;

b) atas de abertura e de encerramento da pré-qualificação;

c) relatório de julgamento da pré-qualificação;

d) recursos eventualmente interpostos e decisões proferidas referentes à pré-qualificação;

e) edital de licitação;

f) minuta de contrato;

g) todas as comunicações e esclarecimentos porventura encaminhados às empresas participantes da licitação, bem como as impugnações ao edital, acompanhadas das respectivas respostas.

233. A ANP encaminhou documentos acerca do Segundo Estágio do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente por meio dos Ofícios 46/2018/AUD (peça 2), 52/2018/AUD (peça 3) e 10/2019/AUD-e-ANP (peça 4), em 25/7/2018, 14/9/2018 e 28/2/2019, respectivamente. Os documentos encontram-se arrolados às Tabelas 2, 3 e 4 desta instrução, sob o tópico III.

234. Cumpre repisar, outrossim, que os fundamentos, a sistemática e o histórico da Oferta Permanente, assim como a composição de seu objeto, são tratados nos tópicos III.1 e III.2.1 da presente análise.

235. Conforme exposto, o Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Áreas, nos termos da versão terceira e atual do Edital (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 368-485), publicado em 17/5/2019, tem por objeto a outorga de contratos de concessão para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em um total de 600 blocos com risco exploratório localizados em bacias terrestres (Espírito Santo, Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano) e marítimas (Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará), sob três modelos exploratórios distintos: bacias maduras, de elevado potencial e de novas fronteiras, além de 14 áreas com acumulações marginais, distribuídas em quatro bacias sedimentares maduras (Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas). O detalhamento de cada um dos blocos em oferta consta das Tabelas 13 e 14 do Anexo I do Edital.

236. Os Modelos de Contratos atuais, por sua vez, permanecem aqueles publicados com a primeira versão do Edital, encaminhados por meio do Ofício 46/2018 (peça 2, itens não digitalizáveis), e disponíveis no sítio eletrônico <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/edital-e-modelos-dos-contratos-de-concessao> – em conjunto com o Edital atualizado. Há dois modelos, um para as concessões de blocos com risco exploratório, e outro para as concessões de áreas com acumulações marginais.

IV.1. Pré-Qualificação

237. Quanto ao cumprimento das disposições do art. 7º da IN TCU 27/1998, relativas às alíneas “a”, “b”, “c” e “d” do inciso II, passa-se a discorrer acerca dos elementos da pré-qualificação.

238. Como mencionado anteriormente, as solicitações e o julgamento das inscrições dos interessados em participar do certame são realizados pela SPL e pela CEL, respectivamente. Esse procedimento é denominado de pré-qualificação, de acordo com a alínea “a”, do inciso II, do art. 7º da IN TCU 27/1998. O procedimento de pré-qualificação está descrito nas seções 3 e 4 do Edital. A seção 3 trata da forma de apresentação dos documentos e a seção 4 descreve os procedimentos para realização de inscrição, pagamento da taxa de participação e aprovação.

239. Somente as interessadas cujas solicitações de inscrição tenham sido aprovadas pela CEL poderão apresentar ofertas na sessão pública de apresentação de ofertas, submetendo à ANP garantias de oferta na forma, no valor e no prazo estipulados na seção 6 do edital, acompanhadas de declaração dos setores de interesse.

240. A Ata da Primeira Reunião da CEL trata dos procedimentos relativos à abertura dos trabalhos, como apresentação dos membros da Comissão e da equipe da SPL, distribuição de documentos da

licitação e definição de agenda e de cronograma. Foram realizadas, até o momento, onze reuniões da Comissão, sendo que as Atas da Segunda à Décima Reuniões tratam do julgamento de inscrições. A íntegra das Atas e as publicações, no DOU, das decisões de aprovação de inscrição de licitantes podem ser acessadas através do sítio eletrônico da Agência, em <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/inscricao-de-licitantes>. A Tabela 14, a seguir, lista as empresas que tiveram, até 29/7/2019, sua inscrição aprovada no certame:

Tabela 14 – Empresas inscritas e aprovadas

	Sociedade empresária	Ata da CEL	DOU
	Andorinha Petróleo Ltda.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	Alvopetro S/A Extração de Petróleo e Gás Natural	Ata nº 08, de 26/06/2019	27/06/2019
	BP Energy do Brasil Ltda.	Ata nº 07, de 27/03/2019	28/03/2019
	Brasil Refinarias Ltda.	Ata nº 08, de 26/06/2019	27/06/2019
	Capricorn Brasil Petróleo e Gás Ltda.	Ata nº 03, de 14/09/2018	17/09/2018
	Central Resources do Brasil Produção de Petróleo Ltda.	Ata nº 06, de 16/01/2019	17/01/2019
	Construtora Kamilos Ltda.	Ata nº 06, de 16/01/2019	17/01/2019
	CNOOC Petroleum Brasil Ltda.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	Creative Energy Serviços e Exploração Ltda.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	Guindastes Brasil Locação de Equipamentos Ltda.	Ata nº 06, de 16/01/2019	17/01/2019
	Dimensional Engenharia Ltda.	Ata nº 03, de 14/09/2018	17/09/2018
	DEA Deutsche Erdol AG	Ata nº 04, de 15/10/2018	15/10/2018
	Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda.	Ata nº 06, de 16/01/2019	17/01/2019
	Enauta Energia S.A.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	Energizzi Energias do Brasil Ltda.	Ata nº 03, de 14/09/2018	17/09/2018
	Eneva S.A.	Ata nº 06, de 16/01/2019	17/01/2019
	Êxito Importadora e Exportadora S.A.	Ata nº 05, de 04/12/2018	05/12/2018
	Exxonmobil Exploração Brasil Ltda.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	FE Intermodal EIRELI	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	FMT Serviços Indústria e Comércio Ltda.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019

	Sociedade empresária	Ata da CEL	DOU
	Geopark Brasil E&P de Petróleo e Gás Ltda.	Ata nº 05, de 04/12/2018	05/12/2018
	Great Energy S.A.	Ata nº 05, de 04/12/2018	05/12/2018
	Guindastes Brasil Óleo e Gás Ltda.	Ata nº 02, de 28/08/2018	29/08/2018
	Imetame Energia Ltda.	Ata nº 05, de 04/12/2018	05/12/2018
	Karoon Petróleo e Gas Ltda.	Ata nº 05, de 04/12/2018	05/12/2018
	Murphy Exploration & Production Company	Ata nº 05, de 04/12/2018	05/12/2018
	Newo Óleo e Gás Ltda.	Ata nº 08, de 26/06/2019	27/06/2019
	NTF Óleo e Gás Ltda.	Ata nº 07, de 27/03/2019	28/03/2019
	Oil Group Exploração e Produção S.A.	Ata nº 05, de 04/12/2018	05/12/2018
	Partex Brasil Ltda.	Ata nº 05, de 04/12/2018	05/12/2018
	Perícia Engenharia e Construção Ltda.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	Petroborn Óleo e Gás S.A.	Ata nº 02, de 28/08/2018	29/08/2018
	Petroil Óleo e Gás Ltda.	Ata nº 07, de 27/03/2019	28/03/2019
	Petro Rio O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	Petrol Serviços de Sondagem Ltda. - EPP	Ata nº 04, de 15/10/2018	15/10/2018
	Petróleo Brasileiro S.A.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	Petromais Global Exploração e Produção Ltda.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019
	Petrosynergy Ltda.	Ata nº 06, de 16/01/2019	17/01/2019
	Petro-Victory Energia Ltda.	Ata nº 06, de 16/01/2019	17/01/2019
	Phoenix Empreendimentos Ltda.	Ata nº 02, de 28/08/2018	29/08/2018
	Repsol Exploração Brasil Ltda.	Ata nº 02, de 28/08/2018	29/08/2018
	Rosneft Brasil E&P Ltda.	Ata nº 08, de 26/06/2019	27/06/2019
	Shell Brasil Petróleo Ltda.	Ata nº 10, de 29/07/2019	30/07/2019

	Sociedade empresária	Ata da CEL	DOU
	Tucano Serviços de Apoio a Óleo e Gás Eirelli	Ata nº 06, de 16/01/2019	17/01/2019
	Ubuntu Engenharia e Serviços Ltda. - ME	Ata nº 04, de 15/10/2018	15/10/2018
	Vipetro Petróleo S.A.	Ata nº 05, de 04/12/2018	05/12/2018
	Wintershall do Brasil Exploração e Produção Ltda.	Ata nº 06, de 16/01/2019	17/01/2019

Fonte: Atas da Segunda à Décima Reuniões da CEL

241. Como característica do modelo de Oferta Permanente, novas inscrições podem ser realizadas a qualquer momento, de modo que o quadro ora apresentado retrata meramente a situação atual de pré-qualificação.

IV.2. Edital de Licitação e Minutas dos Contratos

242. Em relação ao cumprimento das disposições do art. 7º da IN TCU 27/1998, relativas às alíneas “e”, “f” e “g” do inciso II, passa-se a tratar os itens de verificação relacionados ao Edital (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 368-485) e às Minutas dos Contratos (peça 2, itens não digitalizáveis) publicados.

243. Como apontado previamente, o Edital e os Modelos de Contratos do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente trazem os aperfeiçoamentos advindos da Consulta e da Audiência Pública realizadas.

244. O Edital de Licitação, que substitui o Pré-edital, e os Modelos de Contratos que o acompanham, devem atender às exigências específicas contidas na Lei 9.478/1997, na RANP 18/2015 e se ater aos Acórdãos do TCU (351/1999, 493/1999 e 232/2002, todos do Plenário).

245. Destaca-se que os documentos atenderam às exigências mínimas estabelecidas pela legislação. Os requisitos essenciais do edital estão relacionados nos arts. 37 a 39 da Lei 9.478/1997 e no art. 11 do regulamento anexo à RANP 18/2015. Já os requisitos essenciais da minuta de contrato de concessão estão relacionados nos arts. 43 a 45 da Lei 9.478/1997. A verificação de cada um dos elementos essenciais consta nas Tabelas 15 e 16, a seguir demonstradas:

Tabela 15 – Verificação de itens constantes do Edital

Itens de verificação	Tópico/Cláusula	ps.
1. Edital de licitação.		-
1.1 Os blocos objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos.	Anexo I (Tabelas 13 e 14)	93 a 343
1.2 Os requisitos exigidos dos concorrentes bem como a relação de documentos exigidos e os critérios a serem seguidos para aferição, em relação aos interessados:	4	23
1.2.1 Da capacidade técnica.	8.2	53
1.2.2 Da idoneidade financeira.	8.3	62
1.2.3 Da regularidade jurídica.	8.1	52
1.3 As participações governamentais mínimas:	2.2	15
1.3.1 Valor mínimo do bônus de assinatura.	Anexo I (Tabelas 13 e 14)	93 a 343
1.3.2 <i>Royalties</i> .	2.2.2	16

Itens de verificação	Tópico/Cláusula	ps.
1.3.3 Participação especial (cláusula facultativa).	2.2.3	16
1.3.4 Pagamento pela ocupação ou retenção de área.	2.2.4	16
1.4 A participação dos superficiários.	2.2.5	16
	Anexo V dos Modelos de Contratos	(Risco Exploratório/Acumulações Marginais) 74/62
1.5 A indicação clara e objetiva dos critérios utilizados para o julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta.	7.4	48
1.6 A expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato.	2.2	15
1.7 O prazo, local e horário em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e demais elementos e informações, necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição.	4.3 e 5.3	28 e 35
1.8 Quando permitida a participação de empresas em consórcio , o edital conterá as seguintes exigências:	-	
1.8.1 Comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio, subscrito pelas consorciadas.	7.3.1	48
1.8.2 Indicação da empresa líder, responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas.	10.1.4	78
1.8.3 Apresentação, por parte de cada uma das empresas consorciadas, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio.	8	51
1.8.4 Proibição de participação de uma mesma empresa em outro consórcio, ou isoladamente, na licitação de um mesmo bloco.	7.3	46

Itens de verificação	Tópico/Cláusula	ps.
1.8.5 Outorga de concessão ao consórcio vencedor da licitação condicionada ao registro do instrumento constitutivo do consórcio, na forma do disposto no parágrafo único do art. 279 da Lei n. 6.404, de 15/12/1976.	10.1.4	78
1.9 O edital conterà a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer isoladamente ou em consórcio deverá apresentar, juntamente com sua proposta e em envelope separado:		-
1.9.1 Prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal.	3.1.1, 4.2.2, 4.2.6, 8.3 e 8.4	20, 25, 27, 62 e 64
1.9.2 Inteiro teor dos atos constitutivos e prova de que se encontra organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país.	4.2.6	27
1.9.3 Designação de um representante legal junto à ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada.	4.2.2	25
1.9.4 Compromisso de, caso vencedora, constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil.	10.2	82
1.10 Local, dia e hora em que serão recebidas e abertas as propostas.	7.1	45
1.12 Modelos de garantias de performance e financeiras a serem prestadas pelos concessionários.	Anexos XI, XII, XXIV, XXV, XXVI e XXVIII	360, 386, 419, 428, 449, 478
1.13 Contrato de Concessão.	Anexos XXX e XXXI	484 e 485 (íntegra em separado; peça 2, itens não digitalizáveis)
1.14 Prazo e condições para assinatura do contrato.	1.4 e 10	11 e 72
1.15 Prazo final para entrega da documentação completa e das garantias financeiras.	1.4	11

Fonte: elaboração própria com base nos itens do Edital (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 368-485), nos arts. 37 a 39 da Lei 9.478/1997 e nos requisitos relacionados no art. 11 do regulamento anexo à Resolução ANP 18/2015

Tabela 16 – Verificação de itens constantes das Minutas de Contrato

Itens de verificação	Cláusula - Blocos com risco exploratório	ps.	Cláusula - Áreas com acumulações marginais	ps.
2. Minuta de contrato contendo as seguintes cláusulas essenciais:	-		-	
2.1 A definição do bloco objeto da concessão.	2	12	2	12
	Anexo I	69	Anexo I	58
2.2 O prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação.	5	16	5	15
	5	16	5	15
2.3 O programa de trabalho e o volume do investimento previsto.	Anexo II	70	Anexo II	59
	11	30	9	21
	16	39	11	24
2.4 As condições contratuais para prorrogação do prazo de exploração serão estabelecidas de modo a assegurar a devolução de um percentual do bloco, a critério da ANP, e o aumento do valor do pagamento pela ocupação da área.	5	17	5	16
2.5 As obrigações do concessionário quanto às participações:	-		-	
2.5.1 bônus de assinatura (cláusula facultativa).	23	51	19	40
	Anexo VI	75	Anexo VI	63
2.5.2 <i>royalties</i> (cláusula obrigatória).	23	51	19	40
	Anexo V	74	Anexo V	62
2.5.3 participação especial (cláusula facultativa).	23	51	19	40
	Anexo V	74	Anexo V	62
2.5.4 pagamentos pela ocupação ou retenção de área (cláusula obrigatória).	23	51	19	40
	Anexo V	74	Anexo V	62
2.6 A indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase.	6	19	14	31
	18	41	15	34
2.7 A especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens.	3, 5, 9, 18	14, 19, 28, 42	24	45

Itens de verificação	Cláusula - Blocos com risco exploratório	ps.	Cláusula - Áreas com acumulações marginais	ps.
2.8 Os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato.	15	38	12	30
2.9 A obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas.	15, 27	38, 53	12, 22	30, 41
2.10 Os procedimentos relacionados com a transferência do contrato de concessão, desde que preservado o objeto e as condições contratuais e o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, mediante prévia e expressa autorização da Agência.	28	55	23	43
2.11 As regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional.	34	63	30	52
2.12 Os casos de rescisão e extinção do contrato.	30	58	26	47
2.13 As penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.	29	57	25	47
Verificar também se a minuta do contrato estabelece as seguintes obrigações aos concessionários:	-		-	
2.14 Adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente.	14	36	11	24
2.15 Comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais.	7	22	6	17

Itens de verificação	Cláusula - Blocos com risco exploratório	ps.	Cláusula - Áreas com acumulações marginais	ps.
2.16 Realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo.	7	22	6	17
	8	23	7	18
2.17 Submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento.	10	28	9	21
2.18 Responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário.	2.5	12	2.5	12

Fonte: elaboração própria com base nos itens das Minutas de Contrato (peça 2, itens não digitalizáveis) e nos requisitos relacionados nos arts. 43 a 45 da Lei 9.478/1997

IV.3. Prazos para Envio das Informações ao TCU

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

Art. 8º - 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:

(...)

II – segundo estágio - 5 (cinco) dias, no máximo, após:

(...)

c) a sua publicação, para o edital de licitação, acompanhado da minuta do contrato;

247. A ANP publicou a última versão do Edital de Licitações da Oferta Permanente em 17/5/2019, e a documentação relativa ao segundo estágio foi encaminhada tempestivamente pela Agência (peça 5), em 24/5/2019.

248. Tendo isso em consideração, no que tange à verificação dos prazos da IN TCU 27/1998, não foram encontrados motivos de ressalva aos procedimentos do segundo estágio em análise.

IV.4. Conclusão da Análise do Segundo Estágio

249. Diante da análise documental efetuada, e considerando que foram atendidas as exigências da legislação aplicável em relação ao edital de licitação e às minutas de contrato da Oferta Permanente de Blocos Terrestres e Marítimos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais, recomenda-se ao Tribunal considerar que a ANP atendeu, sob o ponto de vista formal, os requisitos previstos no artigo 7º, inciso II, e artigo 8º, inciso II, ambos referentes ao Segundo Estágio da IN TCU 27/1998.

V. CRONOGRAMA DO PRIMEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

250. Consoante prevê a seção 1.3.1 do Edital da Oferta Permanente, um ciclo da Oferta Permanente será iniciado com a aprovação de uma garantia de oferta acompanhada de declaração de interesse apresentada por licitante inscrita.

251. Assim, na esteira da implementação dessa condição inicial, a Comissão Especial de Licitação divulgou, por meio de publicação no DOU (Seção 3) de 27/6/2019, o seguinte cronograma para realização do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente (Tabela 17):

Tabela 17 – Cronograma do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente

Evento	Data
Abertura do 1º Ciclo da Oferta Permanente.	27/06/2019
Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação.	12/07/2019
Data-limite para apresentação de novas garantias de oferta acompanhadas de declaração de interesse de licitantes inscritas e aptas a participar do 1º Ciclo da Oferta Permanente.	07/08/2019
Data-limite para divulgação dos setores em oferta no 1º Ciclo da Oferta Permanente.	Até 16/08/2019
Data-limite para apresentação de garantias de oferta adicionais para os setores em oferta no 1º Ciclo da Oferta Permanente.	26/08/2019
Sessão pública de apresentação das ofertas.	10/09/2019
Fim do prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora).	10/10/2019
Adjudicação do objeto e homologação da licitação.	Até 11/12/2019
Fim do prazo para entrega dos seguintes documentos: (i) de assinatura dos contratos de concessão; e (ii) de qualificação da afiliada indicada para assinar o contrato, se for o caso.	10/01/2020
Fim do prazo para pagamento do bônus de assinatura e envio do comprovante.	10/01/2020
Assinatura dos contratos de concessão.	Até 28/02/2020

Fonte: sítio eletrônico da ANP (<http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/1-ciclo-da-oferta-permanente>)

252. De acordo com o edital, todas as licitantes inscritas poderão participar do ciclo da Oferta Permanente iniciado. As demais interessadas em participar do ciclo divulgado, ainda não inscritas no processo da Oferta Permanente, tiveram de observar a data-limite de 12/7/2019 para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação.

253. As licitantes puderam apresentar garantias de oferta acompanhadas de declaração de interesse para quaisquer setores disponíveis na Oferta Permanente. Para a inclusão de novos setores no ciclo da Oferta Permanente iniciado, a partir da apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração de interesse para esses outros setores, teve de ser observada a data-limite de 7/8/2019.

254. A divulgação dos setores em oferta, ou seja, do objeto específico e definitivo do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, ocorreu em 16/8/2019 (conforme previsto no cronograma, portanto).

255. Farão parte da sessão pública de apresentação de ofertas deste Primeiro Ciclo os seguintes setores (Tabela 18):

Tabela 18 – Setores em oferta no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente

Blocos com Risco Exploratório	
Bacia	Setor
Parnaíba	SPN-N
Potiguar	SPOT-T2
Potiguar	SPOT-T4
Recôncavo	SREC-T1
Sergipe-Alagoas	SSEAL-T3
Campos	SC-AR4
Recôncavo	S-REC-T2
Sergipe-Alagoas	SSEAL-API
Sergipe-Alagoas	SSEAL-AUP2

Áreas com Acumulações Marginais	
Bacia	Setor
Espírito Santo	SES-T4
Espírito Santo	SES-T6

Áreas com Acumulações Marginais	
Bacia	Setor
Potiguar	SPOT-T4
Recôncavo	SREC-T4
Sergipe-Alagoas	SSEAL-T3

Fonte: sítio eletrônico da ANP (<http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/1-ciclo-da-oferta-permanente>)

256. Os setores em oferta compreendem, portanto, de acordo com as informações contidas na Tabelas 13 e 14 do Anexo I do edital, um total de 268 blocos com risco exploratório e todas as 14 áreas com acumulações marginais disponibilizadas. As Tabelas 19 e 20, a seguir, resumem os principais parâmetros técnicos e econômicos relacionados a esses setores:

Tabela 19 – Parâmetros técnicos e econômicos dos setores em oferta no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente – blocos com risco exploratório

Bacia	Setor	Blocos por Setor	Ambiente	Modelo Exploratório	Fase de Exploração (anos)	Retenção de Área (R\$/Km ² /ano, por bloco)	Habilitação Mínima	Royalties (%)	Valor Garantia de Oferta (R\$, por bloco)	Bônus de Assinatura Mínimo (R\$, somatório dos blocos)	PEM (UT, somatório dos blocos)
Parnaíba	SPN-N	12	Terra	Nova Fronteira	6	222,7	C	7,50%	15.000,00	3.423.184,49	6288
Potiguar	SPOT-T2	30	Terra	Madura	5	47,5	C	7,50%	4.000,00	1.500.000,00	6268
Potiguar	SPOT-T4	116	Terra	Madura	5	47,5	C	7,50%	4.000,00	5.800.000,00	24254
Recôncavo	SREC-T1	29	Terra	Madura	5	47,5	C	7,50%	4.000,00	1.450.000,00	6055
Sergipe-Alagoas	SSEAL-T3	35	Terra	Madura	5	47,5	C	7,50%	4.000,00	1.750.000,00	7412
Campos	SC-AR4	15	Mar (Águas Rasas)	Elevado Potencial	7	1.336,07	B	10,00%	241.000,00	193.950.360,64	1274
Recôncavo	SREC-T2	22	Terra	Madura	5	47,5	C	7,50%	4.000,00	1.100.000,00	4387
Sergipe-Alagoas	SSEAL-API	5	Mar (Águas Profundas)	Elevado Potencial	7	445,36	A	10,00%	342.000,00	78.578.605,31	490
Sergipe-Alagoas	SSEAL-AUP2	4	Mar (Águas Profundas)	Nova Fronteira	7	222,7	A	10,00%	62.000,00	8.504.265,00	464

Fonte: elaborado com base na Tabela 13 do Anexo I do edital da Oferta Permanente

Tabela 20 – Parâmetros técnicos e econômicos dos setores em oferta no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente – áreas com acumulações marginais

Bacia	Setor	Área com acumulações marginais	Modelo exploratório	Fase de Reabilitação (anos)	Ocupação ou retenção de área (R\$/km ² /ano)	Qualificação mínima	Royalties (%)	Valor da Garantia de Oferta (R\$)	Programa de Trabalho Inicial (PTI) (R\$)	Garantia Financeira do PTI (R\$)	Bônus de Assinatura Mínimo (R\$)
Espírito Santo	SES-T4	Mosquito	Madura	3	47,5	D	5%	1.500,00	700.000,00	210.000,00	20.159,00
Espírito Santo	SES-T4	Saíra	Madura	3	47,5	D	5%	4.200,00	2.100.000,00	630.000,00	60.476,00
Espírito Santo	SES-T6	Lagoa Parda Sul	Madura	3	47,5	D	5%	1.500,00	700.000,00	210.000,00	20.159,00
Espírito Santo	SES-T6	Rio Ibiribas	Madura	3	47,5	D	5%	1.500,00	700.000,00	210.000,00	20.159,00
Potiguar	SPOT-T4	Tiziu	Madura	3	47,5	D	5%	2.000,00	700.000,00	210.000,00	26.878,00
Potiguar	SPOT-T4	Trapiá	Madura	3	47,5	D	5%	1.000,00	700.000,00	210.000,00	13.439,00
Recôncavo	SREC-T4	Camaçari	Madura	3	47,5	D	5%	3.100,00	1.400.000,00	420.000,00	45.357,00
Recôncavo	SREC-T4	Fazenda Gameleira	Madura	3	47,5	D	5%	1.500,00	700.000,00	210.000,00	20.159,00

Bacia	Setor	Área com acumulações marginais	Modelo exploratório	Fase de Reabilitação (anos)	Ocupação ou retenção de área (R\$/km ² /ano)	Qualificação mínima	Royalties (%)	Valor da Garantia de Oferta (R\$)	Programa de Trabalho Inicial (PTI) (R\$)	Garantia Financeira do PTI (R\$)	Bônus de Assinatura Mínimo (R\$)
Recôncavo	SREC-T4	Fazenda Sori	Madura	3	47,5	D	5%	1.500,00	700.000,00	210.000,00	20.159,00
Recôncavo	SREC-T4	Lagoa Verde	Madura	3	47,5	D	5%	1.500,00	700.000,00	210.000,00	20.159,00
Recôncavo	SREC-T4	Miranga Leste	Madura	3	47,5	D	5%	1.500,00	700.000,00	210.000,00	20.159,00
Recôncavo	SREC-T4	Pojuca Norte	Madura	3	47,5	D	5%	1.500,00	700.000,00	210.000,00	20.159,00
Recôncavo	SREC-T4	Rio Joanes	Madura	3	47,5	D	5%	1.500,00	700.000,00	210.000,00	20.159,00
Sergipe-Alagoas	SSEAL-T3	Piaçabuçu	Madura	3	47,5	D	5%	1.000,00	700.000,00	210.000,00	13.439,00

Fonte: elaborado com base na Tabela 14 do Anexo I do edital da Oferta Permanente

257. Vale ressaltar que a Tabela 19 agrupa os blocos por setor, totalizando também por setor os valores de bônus de assinatura mínimos e PEM. Os valores por bloco constam da Tabela 13 do Anexo I do edital da Oferta Permanente. A Tabela 20 apresenta os dados para cada área com acumulações marginais, sem agrupamento. O valor total de bônus de assinatura mínimo dos blocos e áreas em oferta neste Primeiro Ciclo é de R\$ 296.397.435,44, o que representa aproximadamente 25% do valor total de bônus de assinatura mínimo dos blocos e áreas disponíveis na Oferta Permanente.

258. As licitantes devidamente inscritas terão até 26/8/2019 para apresentar garantias de oferta adicionais, nos termos da seção 6 do edital, exclusivamente para os setores que estarão em oferta na sessão pública de apresentação de ofertas do 1º Ciclo da Oferta Permanente. As garantias de oferta entregues neste período também deverão estar acompanhadas de declaração de setores de interesse.

259. Na sessão pública de apresentação de ofertas, prevista para ocorrer em 10/9/2019, as licitantes apresentarão ofertas para blocos ou áreas de seu interesse segundo os critérios estabelecidos no edital.

VI. CONCLUSÃO

260. Tratou-se da análise da documentação referente ao Primeiro e Segundo Estágios, nos termos do inciso I, do art. 7º, da Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998, referente ao Primeiro Ciclo do Processo de Oferta Permanente de Áreas, com vistas à outorga de contratos de concessão para atividades de exploração, reabilitação e produção de petróleo e gás natural, a ser realizada pela ANP em blocos com risco exploratório e em áreas com acumulações marginais.

261. Para o Primeiro Ciclo, a ANP disponibilizou um total de 600 blocos com risco exploratório localizados em bacias terrestres (Espírito Santo, Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano) e marítimas (Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará), sob três modelos exploratórios distintos: bacias maduras, de elevado potencial e de novas fronteiras, além de 14 áreas com acumulações marginais, distribuídas em quatro bacias sedimentares maduras (Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas). Considerando os setores para os quais houve manifestações de interesse e apresentação de garantias, serão efetivamente ofertados na sessão pública do Primeiro Ciclo um total de 268 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais.

262. Destacou-se que, a partir da publicação da Resolução CNPE 17/2017, de 8/6/2017, que estabeleceu a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, bem como autorizou, em seu art. 4º, que a ANP conduzisse um processo de oferta permanente de campos devolvidos ou em processo de devolução, a Agência Reguladora iniciou estudos de experiências internacionais acerca de processos de oferta permanente de áreas, a fim de identificar a modelagem adequada para atender ao objetivo de promover nova dinâmica na indústria do petróleo e gás natural. De acordo com a NT SPL 29/2018 (peça 1, itens não digitalizáveis, p. 4), a Agência examinou os casos norte-americano (oferta não competitiva de licenças de exploração *onshore*), colombiano (*asignación permanente*) e indiano (*Open Acreage Licensing Policy*).

263. Como foi possível observar pela documentação analisada, a modelagem da Oferta Permanente Brasileira, desenhada pela Agência, segue o procedimento estabelecido na Resolução ANP 18/2015 para a realização de licitações sob o regime de concessão.

264. Conforme a Resolução CNPE 17/2017, complementada pela Resolução CNPE 8/2018, que ampliou a autorização inicial do processo, as áreas do Pré-sal e estratégicas não foram autorizadas a serem incluídas, até o momento, para participar da Oferta Permanente de Áreas.

265. O Edital da Oferta Permanente, em sua versão terceira e atual (peça 5, itens não digitalizáveis; peça 6, p. 368-485), apresenta nas Tabelas 13 e 14 de seu Anexo I um rol de áreas passíveis de serem levadas à oferta pública, a depender do interesse do mercado. Como informado pela Agência, essa lista é dinâmica, podendo alguns blocos e áreas serem retirados ou adicionados a qualquer tempo. Após a publicação de um novo Edital com as áreas atualizadas e, posteriormente à realização de consulta e audiência públicas, a Oferta Permanente diferencia-se das rodadas convencionais, pois opera em ciclos de concorrências periódicos.

266. Consoante indicado pela ANP, os ciclos de Oferta Permanente são iniciados a partir da verificação de interesse por parte das licitantes inscritas, sendo seu início materializado a partir da apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração indicando os setores de interesse, para que esses sejam levados à oferta pública.

267. Assim, a Comissão Especial de Licitação (CEL) divulga, a partir da manifestação de interesse das licitantes, um cronograma do ciclo de oferta permanente iniciado, com duração de até noventa dias. Cada ciclo é composto das seguintes etapas: a) Inscrição e pagamento de taxa de participação; b) Apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração de interesse; c) Realização de sessão pública de apresentação de ofertas relativa ao Ciclo da Oferta Permanente iniciado; d) Qualificação das licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas; e) Adjudicação do objeto e homologação da licitação; e f) Assinatura dos contratos de concessão.

268. Em relação às notas técnicas e aos instrumentos licitatórios que fundamentam a definição dos parâmetros técnicos e econômicos da Licitação, verificou-se que a Agência Reguladora se utilizou de regras já aplicadas nos Editais da Quarta Rodada de Acumulações Marginais e na 15ª Rodada de Concessão, ocorridas em 2017 e 2018, respectivamente. Isso se deve ao fato do processo de Oferta Permanente prever a oferta de blocos com risco exploratório e de áreas com acumulações marginais. Além dessas regras já utilizadas em certames anteriores, outras mudanças foram incluídas, como descreve a seção III.4 desta instrução.

269. No que tange à seleção dos blocos e áreas para a Oferta Permanente, tem-se que de um universo de 844 blocos previstos inicialmente, 600 estão disponíveis, no momento, além das 14 áreas com acumulações marginais. Como foi discutido nas seções III.2.1 e III.3 da presente instrução, a Agência só incluiu blocos e áreas que já possuem pareceres ambientais preliminares favoráveis dos organismos ambientais competentes, a saber, o extinto – porém em atividade quando do processamento da inclusão desses blocos e áreas – Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG) e os Órgãos Estaduais do Meio Ambiente (OEMAs). Assim, em função da restrição ambiental, alguns blocos foram excluídos ou foram fundidos com outros blocos para melhor adequação da área a ser ofertada.

270. O Primeiro Ciclo da Oferta Permanente teve início em 27/6/2019, com a divulgação pela ANP do respectivo cronograma, conforme detalha a seção V desta instrução. Os setores em oferta no Primeiro Ciclo, selecionados dentre aqueles disponíveis e de acordo com as manifestações de interesse e garantias apresentadas pelas licitantes inscritas, foram divulgados em 16/8/2019, e compreendem 268 blocos com risco exploratório (em 9 setores) e 14 áreas com acumulações marginais (em 5 setores). A sessão pública de apresentação de ofertas do Primeiro Ciclo está prevista para ocorrer em 10/9/2019. O valor total de bônus de assinatura mínimos dos blocos e áreas em oferta neste Primeiro Ciclo é de R\$ 296.397.435,44.

271. A análise realizada pela SeinfraPetróleo compreendeu, precipuamente, a verificação das notas técnicas que dão suporte à definição dos parâmetros técnicos e econômicos do certame, bem como dos instrumentos licitatórios (Edital e Modelos de Contratos), ambos elaborados pela ANP. O registro da análise dos principais parâmetros técnicos e econômicos encontram-se consignados na seção III.2 e em suas subseções. Ressaltou-se, em cada uma das seções supracitadas, a metodologia aplicada e a fundamentação técnica que conduziu a Agência na escolha de determinado parâmetro técnico-econômico. Destaca-se que não foram registradas ressalvas relativas à documentação elaborada pela Agência.

272. Dos parâmetros analisados, merece especial destaque o bônus de assinatura mínimo aplicado a cada um dos blocos e áreas. Para a definição deste, cujas análises encontram-se na seção III.2.3, a

Agência utilizou três modelos de precificação. No primeiro deles, aplicado para as bacias maduras e para a Bacia do Tucano, a ANP atribui um bônus mínimo fixo no valor de R\$ 50.000,00 para as áreas. Já no segundo modelo, para os demais blocos, foi utilizada uma metodologia de precificação que leva em conta um bônus de referência de mercado multiplicado pelas seguintes variáveis: (i) Área Proporcional do Bloco; (ii) Atratividade Exploratória do Bloco; (iii) Volume de dados; e (iv) Infraestrutura dos setores. Por fim, para as áreas com acumulações marginais, a metodologia se baseia em duas variáveis: (i) Infraestrutura local existente; e (ii) Potencial da produção. Para a definição desses modelos a ANP se baseou em dados empíricos consultados em suas bases de dados disponíveis.

273. Outro parâmetro de especial relevância é o Programa Exploratório Mínimo (PEM) para os blocos com risco exploratório. A ANP definiu atividades exploratórias essenciais para cada um dos blocos ofertados, sob a forma de Unidades de Trabalho (UTs), com vistas a propiciar a perfuração de poços exploratórios e à obtenção de maior conhecimento acerca das bacias sedimentares ofertadas. Tal análise encontra-se na seção III.2.7 da instrução. Quanto às áreas com acumulações marginais, o Edital (no item 10.1.2.2) e o Modelo de Contrato (na Cláusula Quinta) preveem uma fase de reabilitação, para a realização de atividades de avaliação, conhecidas como Programa de Trabalho Inicial (PTI).

274. Por fim, cabe destacar mais dois parâmetros essenciais: percentuais de *royalties* e de Conteúdo Local para os blocos. O exame do modelo de definição dos *royalties* aplicado pela Agência foi realizado na seção III.2.4. O modelo propõe a alteração dos valores de alíquotas de *royalties* considerando os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, em consonância com a Lei do Petróleo, visando ampliar o conhecimento das bacias sedimentares. Já o exame do conteúdo local definido para a Oferta Permanente encontra-se na seção III.2.8. Como pode-se ver, o conteúdo não diverge dos percentuais que foram aplicados na 14ª e 15ª Rodadas de Concessão, tendo em vista a nova política de conteúdo local vigente.

275. Outrossim, em atendimento à análise de Segundo Estágio, procedeu-se à verificação do julgamento das inscrições, realizada pela Comissão Especial de Licitação (CEL), das empresas interessadas em participar dos ciclos da Oferta Permanente de Blocos (posição atualizada até 29/7/2019). Além disso, avaliou-se os elementos essenciais que devem estar contidos no Edital e nas Minutas dos Contratos, mormente aos elementos relacionados nos arts. 37 a 39 e 43 a 45 da Lei 9.478/1997; e nos requisitos relacionados no art. 11 do regulamento anexo à Resolução ANP 18/2015.

276. Ante todo o exposto, propõe-se considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu aos requisitos previstos no art. 7º, incisos I e II, e art. 8º, incisos I e II, referentes, respectivamente, ao Primeiro e Segundo Estágios da Instrução Normativa TCU 27/1998.

VII. VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE

277. 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”.

278. Consideradas as peculiaridades do objeto, entende-se que o VRF neste processo deva ser calculado pelo somatório dos valores de bônus assinatura mínimo e dos valores equivalentes de PEM ou PTI, conforme o caso, dos blocos com risco exploratório e das áreas com acumulações marginais compreendidas nos setores que estão efetivamente em oferta neste Primeiro Ciclo, demonstrados nas Tabelas 21 e 22 a seguir:

Tabela 21 – Somatório dos valores de bônus assinatura mínimo e dos valores equivalentes de PEM dos blocos com risco exploratório em oferta no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente

Bacia	Setor	Ambiente	Modelo Exploratório	Bônus de Assinatura Mínimo (R\$, somatório dos blocos)	PEM (UT, somatório dos blocos)	Equivalência da UT para cumprimento do PEM (R\$/UT)	PEM em valor equivalente (R\$, somatório dos blocos)
Parnaíba	SPN-N	Terra	Nova Fronteira	3.423.184,49	6288	20.500,00	128.904.000,00
Potiguar	SPOT-T2	Terra	Madura	1.500.000,00	6268	5.500,00	34.474.000,00
Potiguar	SPOT-T4	Terra	Madura	5.800.000,00	24254	5.500,00	133.397.000,00

Bacia	Setor	Ambiente	Modelo Exploratório	Bônus de Assinatura Mínimo (R\$, somatório dos blocos)	PEM (UT, somatório dos blocos)	Equivalência da UT para cumprimento do PEM (R\$/UT)	PEM em valor equivalente (R\$, somatório dos blocos)
Recôncavo	SREC-T1	Terra	Madura	1.450.000,00	6055	5.500,00	33.302.500,00
Sergipe-Alagoas	SSEAL-T3	Terra	Madura	1.750.000,00	7412	5.500,00	40.766.000,00
Campos	SC-AR4	Mar (Águas Rasas)	Elevado Potencial	193.950.360,64	1274	68.000,00	86.632.000,00
Recôncavo	SREC-T2	Terra	Madura	1.100.000,00	4387	5.500,00	24.128.500,00
Sergipe-Alagoas	SSEAL-AP1	Mar (Águas Profundas)	Elevado Potencial	78.578.605,31	490	152.000,00	74.480.000,00
Sergipe-Alagoas	SSEAL-AUP2	Mar (Águas Profundas)	Nova Fronteira	8.504.265,00	464	152.000,00	70.528.000,00
Total de Bônus de Assinatura Mínimo (R\$)				296.056.415,44	Total de PEM em valor equivalente (R\$)		497.708.000,00

Fonte: elaborado com base na Tabela 13, do Anexo I, e na Tabela 19, do Anexo XIV, do edital da Oferta Permanente

Tabela 22 – Somatório dos valores de bônus assinatura mínimo e dos valores equivalentes de PTI das áreas com acumulações marginais em oferta no Primeiro Ciclo da Oferta Permanente

Bacia	Setor	Modelo exploratório	Bônus de Assinatura Mínimo (R\$, somatório das áreas)	Programa de Trabalho Inicial (PTI) (R\$, somatório das áreas)
Espírito Santo	SES-T4	Madura	80.635,00	2.800.000,00
Espírito Santo	SES-T6	Madura	40.318,00	1.400.000,00
Potiguar	SPOT-T4	Madura	40.317,00	1.400.000,00
Recôncavo	SREC-T4	Madura	166.311,00	5.600.000,00
Sergipe-Alagoas	SSEAL-T3	Madura	13.439,00	700.000,00
Totais de Bônus de Assinatura Mínimo e PTI (R\$)			341.020,00	11.900.000,00

Fonte: elaborado com base na Tabela 14 do Anexo I do edital da Oferta Permanente

279. Desse modo, o VRF, calculado na forma proposta, é de R\$ 806.005.435,44.

280. A atual sistemática de quantificação e registro sobre os benefícios das ações de controle externo foi instituída pela Portaria TCU 17/2015. Neste processo, os benefícios potenciais estimados deste acompanhamento relacionam-se à manutenção da expectativa de controle gerada pela atuação continuada desta Corte de Contas.

281. Ademais, ao longo do acompanhamento das rodadas anteriores sob o regime de concessão, é possível identificar várias recomendações e determinações destinadas à Agência Reguladora que contribuíram no aprimoramento, ao longo dos anos, das licitações de blocos exploratórios.

VIII. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

282. Ante o exposto, uma vez que não foram verificadas irregularidades nos procedimentos ora analisados relativos ao Primeiro e Segundo Estágios de avaliação do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob o Regime de Concessão, submetem-se os autos à consideração superior, com posterior encaminhamento ao gabinete do Excelentíssimo Ministro Relator Aroldo Cedraz, propondo:

a) considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu aos requisitos previstos no art. 7º, incisos I e II, e art. 8º, incisos I e II, referentes, respectivamente, ao Primeiro e Segundo Estágios da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais;

b) encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser proferido à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia (MME), informando-os que o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço www.tcu.gov.br/acordaos e que o inteiro teor dos acórdãos, incluindo os relatórios e os votos, pode ser obtido no dia seguinte ao de sua oficialização;

c) restituir os autos à SeinfraPetróleo para acompanhamento dos estágios subsequentes previstos na IN TCU 27/1998.”

É o Relatório.

VOTO

Cuida-se de processo de acompanhamento de desestatização referente ao Primeiro e Segundo Estágios de avaliação do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob o regime de concessão.

2. Cumpridos os dispositivos regulamentares aplicados à espécie e promovida a análise da documentação encaminhada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, foi emitido parecer favorável pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural – SeinfraPetróleo, no sentido de considerar que a referida Agência, sob o ponto de vista formal, atendeu os requisitos previstos no art. 7º, incisos I e II, e art. 8º, incisos I e II, relativos, respectivamente, ao Primeiro e Segundo Estágios da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito do já mencionado Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais.

3. Nesse contexto, entendo que o processo está em condições de ser julgado pelo Tribunal, considerando-se que SeinfraPetróleo abordou, com bastante propriedade, em sua minudente instrução, todas as questões necessárias ao deslinde do feito, exaurindo a análise da matéria.

4. Sendo assim, acolho como razões de decidir os argumentos oferecidos na instrução transcrita no relatório precedente, cuja proposta de encaminhamento contou com a anuência do corpo diretivo da unidade técnica especializada.

5. Consoante esclarecido na instrução, o volume de recursos fiscalizados foi calculado pelo somatório dos valores de bônus de assinatura mínimo e dos valores equivalentes do Programa Exploratório Mínimo (PEM) ou Programa de Trabalho Inicial (PTI), conforme o caso, dos blocos com risco exploratório e das áreas com acumulações marginais compreendidas nos setores que estão efetivamente em oferta neste Primeiro Ciclo da Oferta Permanente, atingindo o montante de R\$ 806.005.435,44.

6. Nessa seara, cumpre informar que as licitações para a concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal/1988 e legislação setorial específica (Lei 9.478/1997 - Lei do Petróleo e Lei 12.351/2010 - Regime de Partilha), bem assim as Resoluções ANP 18/2015 e 24/2013, versando sobre os procedimentos para a realização das licitações de blocos para a concessão das atividades de exploração, reabilitação e produção, nos modelos de concessão e partilha de produção, respectivamente.

7. O Primeiro Ciclo do Processo de Oferta Permanente de Áreas contempla apenas blocos sob o Regime de Concessão e a ANP já realizou, sob o referido regime, quinze rodadas de licitação de blocos com risco exploratório e quatro rodadas de áreas com acumulações marginais, com a última (15ª) homologada em 21/6/2018, estando em andamento os procedimentos da 16ª Rodada de Concessão, com sessão pública de apresentação de oferta prevista para 10/10/2019, excluindo-se as áreas do Pré-Sal e estratégicas, as quais não tiveram autorização de inclusão, até o momento, para participar da denominada Oferta Permanente de Áreas.

8. No âmbito do Tribunal, por se tratar de processo autuado até dezembro de 2018, o procedimento em análise, qual seja, o Ciclo de Oferta Permanente, segue a regra definida no art. 15 da IN TCU 81/2018, que ainda prevê a submissão dos autos aos ritos estabelecidos nas INs TCU 27/1998, 46/2004 ou 52/2007. Relativamente à verificação dos prazos da IN TCU 27/1998, não foram encontrados motivos de ressalva aos procedimentos dos estágios em análise.

9. Consoante noticiado pela SeinfraPetróleo, para o Primeiro Ciclo “*estão disponíveis para oferta 600 blocos com risco exploratório localizados em bacias terrestres (Espírito Santo, Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano) e marítimas (Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará), sob três modelos exploratórios distintos: bacias maduras, de*

elevado potencial e de novas fronteiras, além de 14 áreas com acumulações marginais, distribuídas em quatro bacias sedimentares maduras (Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas)”.

10. Cada ciclo de oferta permanente passa pelas seguintes etapas, a saber: a) inscrição e pagamento de taxa de participação; b) apresentação de garantias de oferta acompanhadas de declaração de interesse; c) realização de sessão pública de apresentação de ofertas relativa ao ciclo da Oferta Permanente iniciado; d) qualificação das licitantes vencedoras da sessão pública de apresentação de ofertas; e) adjudicação do objeto e homologação da licitação; e f) assinatura dos contratos de concessão.

11. Por meio do Ofício ANP 30/2018/AUD, foi esclarecido que o processo licitatório em exame, intitulado Oferta Permanente, tem “*por objeto a outorga de contratos de concessão para exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural e consiste, em suma, na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à Agência Reguladora*”, tendo sido ampliado o escopo, em face da Resolução CNPE 8/2018, para incluir os blocos exploratórios devolvidos e as áreas não arrematadas que já tenham sido objeto das Rodadas Zero a Seis no sistema de Oferta Permanente, excluindo-se os campos ou blocos internos ao polígono do Pré-Sal ou demais áreas Estratégicas.

12. Em atendimento ao disposto nas Instruções Normativas do TCU, foi encaminhada, pela ANP, a documentação referente ao Primeiro e Segundo Estágios do procedimento em exame. Frise-se que, por meio de documentação complementar, foi promovida alteração no edital, pela ANP, para inclusão de 458 blocos com risco exploratório e 14 áreas com acumulações marginais da primeira etapa, os quais obtiveram manifestação quanto à viabilidade ambiental, bem como foi remetido posteriormente ao TCU o resultado da audiência pública realizada em face da mencionada alteração editalícia.

13. As tabelas a seguir, elaboradas pela SeinfraPetróleo com base no edital do certame, apresentam a distribuição de blocos e bônus mínimos nas bacias sedimentares ofertadas, bem assim nas áreas com acumulações marginais.

Ambiente exploratório	Bacia	Total de blocos	Total em Bônus mínimo (R\$)	% Bônus / Total	% Bônus Acumulado
Mar (Águas Profundas)	Sergipe-Alagoas	14	239.553.886,01	20,34%	20,34%
Mar (Águas Profundas)	Santos	3	69.479.155,92	5,90%	26,24%
Mar (Águas Profundas)	Ceará	11	66.441.203,50	5,64%	31,89%
Mar (Águas Profundas)	Potiguar	4	23.855.492,01	2,03%	33,91%
Mar (Águas Rasas)	Campos	29	583.988.109,19	49,59%	83,51%
Mar (Águas Rasas)	Santos	10	155.119.995,51	13,17%	96,68%
Mar (Águas Rasas)	Potiguar	2	3.049.314,54	0,26%	96,94%
Terra	Potiguar	229	11.450.000,00	0,97%	97,91%
Terra	Parnaíba	30	7.552.987,27	0,64%	98,55%
Terra	Recôncavo	100	5.000.000,00	0,42%	98,98%
Terra	Paraná	23	4.807.844,86	0,41%	99,38%
Terra	Sergipe-Alagoas	92	4.600.000,00	0,39%	99,77%
Terra	Espírito Santo	37	1.850.000,00	0,16%	99,93%

Ambiente exploratório	Bacia	Total de blocos	Total em Bônus mínimo (R\$)	% Bônus / Total	% Bônus Acumulado
Terra	Tucano	16	800.000,00	0,07%	100,00%
	Total	600	1.177.547.988,81		

Bacia	Total de áreas com acum. marginais	Total em Bônus mínimo (R\$)	% Bônus Acumulado
Espírito Santo	4	120.953,00	35,47%
Potiguar	2	40.317,00	47,29%
Recôncavo	7	166.311,00	96,06%
Sergipe-Alagoas	1	13.439,00	100,00%
Total	14	341.020,00	

14. A SeinfraPetróleo esclareceu que “a baixa materialidade dos bônus de assinatura alocados para as áreas em terra reflete, em última instância, um estímulo dado pela Agência à produção em áreas maduras e de acumulações marginais (...). Como se depreende da leitura das notas técnicas da ANP, de forma geral, apesar do baixo valor dos bônus associados a estas áreas, a reativação da produção nestes blocos possui papel relevante para contribuir com a economia das regiões onde se localizam, por meio da diminuição de barreiras à entrada de pequenas e médias empresas nesse nicho específico do setor de óleo e gás”.

15. Ademais, conforme o edital, “os blocos oferecidos foram selecionados em bacias de diferentes ambientes e modelos exploratórios, com o objetivo de ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural, ampliar o conhecimento das bacias sedimentares, descentralizar o investimento exploratório no País, fixar empresas nacionais e estrangeiras no Brasil, assim como oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas, em consonância com o art. 65 da Lei 12.351/2010, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda”.

16. No que tange ao prazo de vigência dos contratos para as concessões decorrentes do Primeiro Ciclo de Oferta Permanente de Áreas, informou a unidade técnica especializada que corresponderá ao período decorrido desde a data da assinatura até o encerramento da fase de exploração (de até 7 anos), exceto se houver “declaração de comercialidade de uma ou mais descobertas, caso em que haverá um acréscimo de 27 anos, contados a partir da declaração de comercialidade apresentada à ANP, podendo ser acrescidas eventuais prorrogações que venham ser autorizadas”.

17. Asseverou ainda a SeinfraPetróleo que os “setores em oferta no Primeiro Ciclo, selecionados dentre aqueles disponíveis e de acordo com as manifestações de interesse e garantias apresentadas pelas licitantes inscritas, foram divulgados em 16/8/2019, e compreendem 268 blocos com risco exploratório (em 9 setores) e 14 áreas com acumulações marginais (em 5 setores). A sessão pública de apresentação de ofertas do Primeiro Ciclo está prevista para ocorrer em 10/9/2019. O valor total de bônus de assinatura mínimos dos blocos e áreas em oferta neste Primeiro Ciclo é de R\$ 296.397.435,44”.

18. Como visto, o exame empreendido pela unidade técnica especializada compreendeu, no essencial, a verificação das notas técnicas de suporte à definição dos parâmetros técnicos e econômicos do certame, bem como dos instrumentos licitatórios (Edital e Modelos de Contratos), elaborados pela ANP, tendo sido destacadas, na instrução, a metodologia aplicada e a fundamentação técnica que conduziram a Agência na escolha dos parâmetros técnico-econômicos.

19. Considerando a extensa análise documental efetuada, compreendendo a verificação da viabilidade técnica, econômica e ambiental, e restando atendidas as exigências da legislação aplicável, relativamente ao encaminhamento da documentação, edital da licitação e minutas de contrato no âmbito da Oferta Permanente de Blocos Terrestres e Marítimos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais, a SeinfraPetróleo concluiu por recomendar ao Tribunal que considere atendidos, pela ANP, sob o ponto de vista formal, os requisitos previstos no artigo 7º, incisos I e II, e artigo 8º, incisos II, referentes ao Primeiro e Segundo Estágios previstos na IN TCU 27/1998.

Ante o exposto, acolhendo a proposta da unidade técnica especializada, VOTO por que o Tribunal aprove o Acórdão que ora submeto à consideração deste Plenário.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 11 de setembro de 2019.

AROLDO CEDRAZ
Relator

ACÓRDÃO Nº 2248/2019 – TCU – Plenário

1. Processo: TC 015.331/2018-0.
2. Grupo: I - Classe de Assunto: VII – Desestatização.
3. Entidade: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.
4. Responsável: Décio Fabrício Oddone da Costa, Diretor-Geral.
5. Relator: Ministro Aroldo Cedraz.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural.
8. Representação legal: não há.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de processo de desestatização, referente ao acompanhamento do Primeiro e Segundo Estágios, nos termos da Instrução Normativa TCU 27/1998, do Primeiro Ciclo do Processo de Oferta Permanente de Blocos Terrestres e Marítimos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais, com vistas à outorga de contratos de concessão para atividades de exploração, reabilitação e produção de petróleo e gás natural, a ser realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, ante as razões expostas pelo Relator, de conformidade com o disposto no art. 1º, inciso II, da Lei 8.443/1992, c/c o art. 250, inciso I, do Regimento Interno/TCU, em:

9.1. considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno/TCU, que sob o ponto de vista formal a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis atendeu os requisitos previstos no art. 7º, incisos I e II, e art. 8º, incisos I e II, referentes, respectivamente, ao Primeiro e Segundo Estágios da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito do Primeiro Ciclo da Oferta Permanente de Blocos com Risco Exploratório e de Áreas com Acumulações Marginais;

9.2. encaminhar cópia da presente deliberação à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ao Conselho Nacional de Política Energética e ao Ministério de Minas e Energia, informando-os que o conteúdo da decisão, incluindo o Relatório e o Voto, poderão ser consultados no endereço <www.tcu.gov.br/acordaos>, após a respectiva oficialização;

9.3. restituir os autos à SeinfraPetróleo para acompanhamento dos estágios subsequentes previstos na IN TCU 27/1998, em atendimento ao disposto no § 2º do art. 15 da Instrução Normativa TCU 82/2018.

10. Ata nº 36/2019 – Plenário.
11. Data da Sessão: 18/9/2019 – Ordinária.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2248-36/19-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: José Mucio Monteiro (Presidente), Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Aroldo Cedraz (Relator) e Ana Arraes.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa, André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)
JOSÉ MUCIO MONTEIRO
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
AROLDO CEDRAZ
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA
Procuradora-Geral