



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

PAR. 02022.000409/2014-15 CGPEG/IBAMA

Assunto: Análise do Estudo de Impacto Ambiental - EIA e complementações encaminhadas pela Petrobras para subsidiar o processo de licenciamento ambiental da "Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2" (Processo IBAMA nº 02022.002141/11).

Origem: Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Ementa: Análise do Estudo de Impacto Ambiental - EIA e complementações encaminhadas pela Petrobras para subsidiar o processo de licenciamento ambiental da "Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2" (Processo IBAMA nº 02022.002141/11).

I - INTRODUÇÃO

A PETROBRAS, através da correspondência DE&P 0180/2013, de 9.10.2013, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 11.10.2013 e nesta Coordenação Geral em 21.10.2013, encaminhou requerimento de Licença Prévia, acompanhado do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), elaborados pela empresa Mineral Engenharia e Meio Ambiente para subsidiar o licenciamento ambiental da "Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Polo Pré-Sal, Bacia de Santos - Etapa 2".

Em 19.3.2014, foi emitido o Parecer Técnico nº 0122/2014 CGPEG/IBAMA, com uma análise específica das propostas apresentadas pela PETROBRAS, no Estudo de Impacto Ambiental, para os seguintes projetos: (i) Projeto de Monitoramento de Praias (PMP); (ii) Projeto de Monitoramento de Cetáceos; e (iii) Projeto de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruídos.

Em 25.4.2014, por sua vez, foi emitido o Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, analisando todo o conteúdo do Estudo de Impacto Ambiental apresentado pela PETROBRAS para subsidiar o licenciamento ambiental do empreendimento.

Após a realização das primeiras 5 (cinco) Audiências Públicas, em 17.6.2014, foi emitido o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA, que reforçava alguns pontos do parecer técnico anterior e, com base na primeira fase de consulta pública, solicitava novos esclarecimentos e complementações ao Estudo de Impacto Ambiental.

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0069/2014, de 30.6.2014,



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data e nesta Coordenação Geral em 3.7.2014, encaminhou suas respostas aos Pareceres Técnicos nº 0122/2014, 0190/2014 e 0260/2014 CGPEG/IBAMA.

Após uma ampla análise da documentação das respostas apresentadas e da realização de 5 (cinco) novas Audiências Públicas, em 25.8.2014, foi emitido o Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, que solicitou mais alguns esclarecimentos e complementações ainda não satisfeitos pelas respostas apresentadas pelo empreendedor aos pareceres anteriores, assim como outros demandados durante esta segunda fase de consulta pública.

Para dar continuidade ao processo de licenciamento ambiental da *“Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*, o presente parecer técnico analisa as informações apresentadas pela Petrobras em atendimento ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA. Através desta análise, esta Coordenação Geral pretende fornecer os subsídios técnicos necessários para um posicionamento definitivo do IBAMA acerca do requerimento de licença prévia para o empreendimento.

II - INFORMAÇÕES SOBRE O ANDAMENTO DO PROCESSO

A seguir, são apresentadas informações sobre a movimentação do Processo IBAMA nº 02022.002141/11, aberto para a condução do licenciamento ambiental da *“Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*, a partir da emissão do Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, de 25.8.2014:

A Secretaria de Assuntos Jurídicos da Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Caraguatatuba, através de documento protocolado no Escritório Regional do IBAMA em Caraguatatuba, em 12.8.2014, e nesta Coordenação Geral em 27.8.2014, encaminhou Parecer Técnico Jurídico sobre o EIA/RIMA da *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*, considerando a resposta encaminhada pela Petrobras para seu parecer anterior. Este documento não foi considerado na elaboração do Parecer Técnico nº 373/2014 CGPEG IBAMA por ter sido recebido nesta Coordenação Geral após a sua emissão, entretanto a maior parte dos questionamentos apresentados foram abordados naquele parecer técnico. Ainda, cabe destacar que, independentemente disto, esta manifestação foi considerada para a elaboração do presente parecer técnico.

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0103/2014, de 1.9.2014, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ e nesta Coordenação Geral na mesma data, encaminhou *“Resposta ao Parecer Técnico nº 373/2014 CGPEG/IBAMA”*. Esta mesma correspondência apresentou resposta aos questionamentos dos Pareceres Técnicos emitidos pela Fundação Florestal do Estado de São Paulo e pelo Departamento de Avaliação Ambiental de Empreendimentos da CETESB, que haviam sido encaminhados à PETROBRAS juntamente com o Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Através do OF 02022.003166/2014-69 CGPEG/IBAMA, de 2.9.2014, em atendimento ao Ofício IIS/0026.08/2014 do Instituto Ilhabela Sustentável, esta Coordenação Geral apresentou alguns esclarecimentos sobre o licenciamento ambiental da *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*.

Através do OF 02022.003169/2014-01 CGPEG/IBAMA, de 2.9.2014, em atendimento ao Ofício 0152/2014 da Secretaria de Meio Ambiente da Prefeitura Municipal de São Sebastião, esta Coordenação Geral apresentou alguns esclarecimentos sobre o licenciamento ambiental da *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*.

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0107/2014, de 2.9.2014, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data e nesta Coordenação Geral em 3.9.2014, encaminhou: (i) Errata referente ao item *“II.6 - avaliação de Impactos Ambientais, Impactos Potenciais”*, *“Impacto 30 a 36 - alterações em diferentes fatores ambientais devido ao vazamento de combustível e óleo no mar”*; Shapes probabilísticos da modelagem de navios aliviadores referentes ao *“Questionamento 1”* da *“Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA”* (meio digital); correspondência E&P-PRESAL 104/2014, de 1.9.2014, encaminhada para a Fundação Florestal; correspondência E&P-PRESAL 106/2014, de 2.9.2014, encaminhada para a Fundação Florestal; e documentos de resposta à Fundação Florestal (meio digital).

Através do OF 02022.003184/2014-41 CGPEG/IBAMA, de 3.9.2014, esta Coordenação Geral indicou alguns pontos que não haviam sido atendidos pela *“Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA”*, solicitando as devidas complementações para prosseguimento da análise da viabilidade ambiental da *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*.

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0110/2014, de 4.9.2014, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data e nesta Coordenação Geral em 5.9.2014, encaminhou resposta ao OF. 02022.003184/2014-41 CGPEG/IBAMA.

A Fundação Florestal do Estado de São Paulo, através do OF. DE nº 1312/14, de 5.9.2014, encaminhou AUTORIZAÇÃO e Manifestação Técnica Conjunta DLN/DLS - 005/2014 para a *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*.

Através do OF 02022.003211/2014-85 CGPEG/IBAMA, de 5.9.2014, esta Coordenação Geral indicou outros pontos que não haviam sido atendidos pela *“Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA”*, solicitando as devidas complementações para prosseguimento da análise da viabilidade ambiental da *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0113/2014, de 8.9.2014, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ e nesta Coordenação Geral na mesma data, encaminhou resposta ao OF. 02022.003211/2014-85 CGPEG/IBAMA.

Através do OF 02022.003230/2014-10 CGPEG/IBAMA, de 8.9.2014, esta Coordenação Geral, prosseguindo sua análise da “*Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA*”, indicou novos pontos que, mais uma vez, não haviam sido atendidos pela resposta da Petrobras, solicitando as devidas complementações para seguir em sua análise sobre a viabilidade ambiental da “*Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2*”.

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0114/2014, de 9.9.2014, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ e nesta Coordenação Geral na mesma data, encaminhou resposta ao OF. 02022.003230/2014-10 CGPEG/IBAMA.

III - ANÁLISE

A presente análise segue a itemização utilizada no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 002/13, citando apenas os itens para os quais foram solicitados esclarecimentos ou informações adicionais no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA e aqueles para os quais ainda existem observações a serem feitas.

II.2 - Caracterização da Atividade

II.2.1 - Apresentação

II.2.1.1 - Descrição Sucinta do Projeto

A Etapa 2 do Polo Pré-sal da Bacia de Santos inclui as atividades de instalação e operação de 1 (um) Sistema de Produção Antecipada (SPA), 6 (seis) Testes de Longa Duração (TLDs) e 13 (treze) Desenvolvimentos da Produção (DPs). O SPA e os TLDs serão realizados, respectivamente, no Bloco BM-S-11 e na área da Cessão Onerosa, enquanto que os DPs serão realizados nos Blocos BM-S-9, BM-S-11 e na área da Cessão Onerosa. Para a realização de todas as atividades da Etapa 2 (SPA, TLDs e DPs) serão utilizadas Unidades Estacionárias de Produção (UEPs) do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

Os TLDs e o SPA são atividades realizadas para estimar o potencial de produção dos reservatórios com duração de aproximadamente 6 (seis) meses. Os DPs permanecerão operando durante o tempo de concessão ou o tempo para produção dos volumes negociados com a ANP, no caso da Cessão Onerosa.

Os projetos que compõem o empreendimento encontram-se entre 200 e 300 km de distância da costa, em profundidades entre 1.900 e 2.300 metros.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Considerando todos os projetos, está prevista a interligação de 290 (duzentos e noventa) poços.

O óleo produzido será processado e armazenado nos FPSOs, sendo transferido periodicamente para navios aliviadores.

No SPA e nos TLDs não há gasodutos para exportação do gás devido à curta duração destas atividades; assim o gás produzido será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será encaminhado ao sistema de tocha da embarcação. O gás produzido nos DPs será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será reinjetado e/ou escoado por gasodutos interligados à malha de escoamento de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Os gasodutos que partem dos FPSOs de cada DP, interligando-os a esta malha de escoamento de gás, também são objetos deste licenciamento, bem como o Gasoduto Lula Norte - Franco Noroeste, que se estenderá desde o Campo de Lula até a Área de Franco, totalizando 15 (quinze) trechos, com comprimentos que variam entre 4 e 120 km de extensão.

Considerando-se a produção média dos empreendimentos do Projeto Etapa 2 (somente os DPs, que são as atividades de longo prazo), as novas atividades contribuirão para um acréscimo na produção de 742 mil bpd de petróleo e 31.000 mil m³/d de gás natural, o que corresponde, respectivamente, a aproximadamente 36% da produção atual de petróleo e 45% da produção atual de gás natural no Brasil.

II.2.1.7 - Cronograma Preliminar

Foi apresentado um cronograma atualizado referente ao DP de Sapinhoá Norte, que marca o início da operação do FPSO Cidade de Ilhabela para o mês de novembro.

Cabe registrar que o cumprimento deste e dos demais cronogramas está condicionado à emissão de licenças de instalação e de operação específicas para cada um dos SPA, TLDs e DPs integrantes da Etapa 2 do Pré-Sal, com a Petrobras devendo manter esta Coordenação Geral informada sobre eventuais mudanças.

II.2.2 - Histórico

II.2.2.2 - Relato Sumário do Projeto

As informações solicitadas foram apresentadas, das quais destacam-se:

- A Petrobras esclareceu que *“a exportação de aproximadamente 50% do gás produzido no Polo Pré Sal da Bacia de Santos (PPSBS) está relacionada ao fato do gás produzido em muitos dos campos possuir um teor de CO₂ além do usual em outras unidades. Assim, nas*



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

plantas de processamento de gás dos DPs do PPSBS, uma etapa de remoção e compressão de CO₂ para reinjeção em reservatório foi prevista para evitar a emissão de gás de efeito estufa correspondente ao CO₂ produzido pelo reservatório. A tecnologia escolhida para tal finalidade é a permeação através de membranas. Esta tecnologia foi escolhida por ser a única capaz de manusear amplas faixas de variação do teor de CO₂ no gás a ser tratado, conforme requerido para estes casos. As membranas são seletivas ao CO₂ mas permitem a permeação de moléculas de hidrocarbonetos leves, como metano, etano e propano. (...) Além disto, estas plantas apresentam demanda energética equivalente ao consumo de 10% da vazão de gás produzido. Portanto, como o teor médio de CO₂ nos DPs com remoção de CO₂ está entre 15% e 35%, a fração de gás produzido a ser injetado está entre 30% e 50% e a vazão máxima de gás a ser exportada é de 60%". Carioca, onde todo o gás produzido será reinjetado, e Lula Oeste e Área de Iracema Norte, com baixos teores de CO₂ e capacidade de exportação de até 90% do gás produzido, são exceções a este padrão.

Considerando estas proporções, a resposta confirmou o pico de exportação do gás previsto para os projetos da Etapa 2 sendo de 31 MM m³/d em 2019 ("Tabela II.2.2.2-2").

A resposta afirmou que: "Os sistemas de compressão do gás produzido, do gás a ser exportado e do gás a ser injetado foram devidamente dimensionados, considerando as máximas vazões de produção de gás e a faixa de percentuais de vazão a serem exportados e a serem injetados."

- Foi confirmada a capacidade de escoamento de 44 MM m³/d (Rotas 1, 2 e 3) até 2017 ("Tabela II.2.2.2-4"), que inclui além das capacidades anteriormente informadas a ampliação em 3 MM m³/dia da capacidade de escoamento do Rota 2: "O escoamento do Programa Rota 2 será realizado pelo Gasoduto Cabiúnas, com capacidade inicial de 13 MM m³/d, o qual está em implantação e terá partida em 2016. O Programa Rota 3 entrará em operação em 2017 e contemplará Gasoduto Maricá, com capacidade de 18 MM m³/d, além de ampliação da capacidade de escoamento do Gasoduto Cabiúnas em 3 MM m³/d".

Segundo os dados de previsão de exportação esta capacidade é suficiente para o escoamento de toda a exportação de gás prevista para os projetos da Etapa 2 do Pré-Sal e dos projetos já existentes no Polo Pré-sal - Piloto de Lula, Piloto de Sapinhoá, Piloto de Lula NE, DP de Iracema (os três últimos referentes à Etapa 1) - que correspondem ao máximo de 43,74 MM m³/d em 2019 ("Tabela II.2.2.2-5").

Cabe destacar as afirmações de que: "Até a entrada em operação dos Programas Rota 2 (...) e Rota 3 (...) o escoamento de gás estará limitado à capacidade da Rota 1, já em operação, a qual é de 10 MM m³/d para o Pré-Sal. Assim, o planejamento do volume escoado por projetos em 2014 e 2015 (Piloto de Lula, Piloto de Lula NE, Piloto de Sapinhoá, DP Sapinhoá Norte e DP Lula Área de Iracema Sul), é feito de forma a atender as restrições da malha de escoamento. Do volume total produzido, parte será reinjetada



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

no reservatório, parte será utilizada como gás combustível no FPSO e o excedente desse volume será escoado através dos gasodutos. Caso o excedente do gás produzido seja maior que a capacidade da malha, será feita a reinjeção de volumes adicionais de gás, de forma a não haver impacto na produção de óleo.”

- Também foi confirmada a capacidade de processamento de 44 MM m³/d até 2017 (“Tabela II.2.2.2-6”), sendo informado que: “Os projetos de ampliação no processamento do gás produzido no PPSBS também fazem parte dos programas Rota 1, Rota 2 e Rota 3. O gás escoado pelo Programa Rota 1, já implantado, será levado à UTGCA, a qual tem capacidade de processar 10 MM m³/d do PPSBS e 10 MM m³/d oriundos do Pós-Sal. O gás escoado no Programa Rota 2 será processado no TECAB, que a partir de 2016 terá 13 MM m³/d de capacidade de processamento para o PPSBS. O Programa Rota 3 contempla uma capacidade adicional de 21 MM m³/d a partir de 2017. Neste volume, será possível complementar o gás escoado via Gasoduto Maricá, 18 MM m³/d, com 3 MM m³/d escoados adicionalmente pelo Gasoduto Cabiúnas, tudo naturalmente a partir da implantação do Projeto de Tratamento Complementar no TECAB e de um futuro ramal de gás rico Guapimirim - COMPERJ”.

Caso haja atraso na liberação das licenças, especialmente do Programa Rota 3, cujo gasoduto ainda não teve sua viabilidade atestada, “este impacto poderá ser parcialmente mitigado através de reinjeção do gás produzido, de forma a evitar a perda de óleo. No entanto, esta mitigação é parcial, pois:

- 1. Há reservatórios do Pré-Sal onde a injeção de gás não é indicada por conta das características da rocha;*
- 2. Será necessária a fabricação e instalação de mais linhas de gás em poços atualmente projetados para a injeção de água;*
- 3. Poderá haver queda de pressão nos reservatórios e conseqüentemente perda de óleo, pois a capacidade de reposição de massa da injeção de gás é inferior à injeção de água;*
- 4. Bem antes do desejável, as plataformas deverão topa na produção gás. Portanto, a injeção de gás e aumento gradual da RGO dos poços levarão a uma redução da vazão de óleo, justamente pelo fato da planta estar topada no gás;*

No presente momento, estuda-se a capacidade limite de injeção de gás nos reservatórios do PPSBS, a qual provavelmente é inferior à capacidade necessária para reinjeção de todo o gás produzido (excetuando-se o volume de combustível para os FPSOs) na ausência do Rota 3. Assim, o atraso do futuro licenciamento do Gasoduto Rota 3 será mitigado em parte, de maneira que **será necessária a restrição da produção e/ou postergação na data de partida de projetos face ao gás associado que não poderá ser exportado ou reinjetado.** (Grifo nosso).



II.2.4 - Descrição das Atividades

II.2.4.1 - Identificação das unidades de produção e Certificados

Foram apresentados certificados (IOPP, ISPP, IAPP e Declaração da Marinha) dos FPSOs responsáveis pelos SPA/TLDs (FPSO BW Cidade de São Vicente e *FPWSO Dynamic Producer*), que necessitarão de atualização e reapresentação por ocasião da operação das unidades de produção em cada uma destas atividades. Os certificados dos demais FPSOs também deverão ser apresentados por ocasião do requerimento de licença de operação.

II.2.4.2 - Descrição das unidades de produção

II.2.4.2.1 - FPSOs do Sistema de Produção Antecipado (SPA) e dos Testes de Longa Duração (TLDs)

O FPSO BW Cidade de São Vicente tem uma planta de processo com capacidade para processar 30.000 barris/dia de óleo e 1,0 MM m³/dia de gás e uma capacidade total de estocagem de aproximadamente 472.000 barris de óleo (75.000 m³).

O *FPWSO Dynamic Producer* é uma unidade com posicionamento dinâmico, planta de processo com capacidade para processar 30.000 barris/dia de óleo e 1,0 MM m³/dia de gás e uma capacidade total de estocagem de aproximadamente 482.200 barris de óleo (76.665 m³). Porém, “como o FPSO trabalha com calado constante de 10 m, esta tancagem fica limitada a 300.000 barris (47.696 m³)” (EIA, II.2, p. 101/328).

Não está prevista a geração de água produzida durante a realização dos TLDs. Caso haja geração de água produzida, a Petrobras se comprometeu a solicitar a devida anuência desta Coordenação Geral, devendo ser apresentadas informações adicionais em conformidade com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA n° 02/2013, tais como: caracterização qualitativa e quantitativa do efluente, modelagem do descarte do efluente e revisão do Projeto de Monitoramento Ambiental.

II.2.4.2.2 - FPSOs dos Desenvolvimentos de Produção (DPs)

II.2.4.2.2.1 - FPSO Cidade de Ilhabela

O FPSO Cidade de Ilhabela terá uma planta de processo com capacidade para processar 150.000 barris/dia de óleo e 6,0 MM m³/dia de gás e tratar 120.000 bbl/dia de água produzida. A unidade terá capacidade total de estocagem de aproximadamente 2.515.000 barris (cerca de 400.000 m³).

O FPSO Cidade de Ilhabela foi utilizado como representativo de todos os DPs da Etapa 2 do Pré-Sal, o que implica na necessidade de uma apresentação posterior das informações detalhadas sobre cada unidade de produção, quando do requerimento das respectivas



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Licenças de Instalação.

Observa-se que a capacidade de estocagem dos demais FPSOs não deverá ultrapassar a capacidade considerada no EIA/RIMA do Projeto Etapa 2 para o FPSO Cidade de Ilhabela.

II.2.4.2.2.1.1 - Casco

O costado do FPSO Cidade de Ilhabela é simples, entretanto foi reforçado nas regiões de operação dos barcos supridores, junto aos guindastes. O FPSO utiliza defensas flutuantes no costado do navio na região de operação de carga e descarga.

II.2.4.2.2.1.6 - Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás

Está prevista a separação do CO₂ e sua reinjeção no reservatório. A capacidade do compressor de injeção é de 4,0 MM m³/dia, o que, segundo o EIA, atenderia “à vazão estimada de CO₂ no projeto, com uma folga operacional na condição de pico de produção”. (EIA, II.2, p. 124/328). Conforme informado pela Petrobras: “As plataformas são projetadas com redundância (operacional ou de equipamentos) nos seus sistemas de compressão de gás natural e de CO₂ (para a condição normal de projeto) de modo a mitigar imprevistos com implicações na queima de gás em tocha e emissões atmosféricas.”. Para situações contingenciais, caso dois compressores de injeção de gás estejam em operação e um deles falhe, a produção será restringida até a capacidade máxima de apenas um compressor.

Foi apresentado o memorial de cálculo para justificar a quantidade de resíduo gerada (leito fixo) na remoção de H₂S (59 t/mês) e confirmado que os cartuchos do “removedor de gás sulfídrico” terão os seus valores informados nos relatórios do Projeto de Controle da Poluição (PCP). Quando for requerida a Licença de Instalação, deverá ser apresentada a composição do leito fixo e, com base nessa composição, esclarecer se pode ou não haver contaminação desse leito por conta de possíveis impurezas da corrente de gás, o que reduziria sua vida útil, gerando assim mais resíduos.

Foram também apresentados os esclarecimentos solicitados sobre o balanço de massa para o CO₂. O fator de armazenamento é pouco afetado pelo fator de recuperação. Um aumento de 5% no fator de recuperação, ocasionaria uma redução de apenas 0,6% no fator de armazenamento. O projeto de reinjeção de CO₂ está limitado à capacidade de processamento do gás, de compressão do gás e à taxa de reciclo.

II.2.4.2.2.1.11 - Sistema de Geração de Energia

A resposta esclareceu que: “Os Tanques de Óleo Combustível Marítimo são um resquício do navio que havia originalmente naquele casco, e que, após o início da conversão, só costumam ser utilizados uma única vez: durante a navegação da Ásia para o Brasil. No caso específico do FPSO Cidade de Ilhabela, os tanques de Óleo Combustível Marítimo



ficarão vazios e atualmente já se encontram limpos.”.

II.2.4.2.2.2 - Sistemas Semelhantes em todos os FPSOs (SPA, TLDs e DPs)

II.2.4.2.2.2.1 - Sistema de Tocha e Vent

Foi apresentada uma tabela (“*Tabela II.2.4.2.2.2.1-1*”) correlacionando os FPSOs que possuem sistema de flare fechado com os respectivos projetos de DPs. A resposta salienta que “*alguns campos se encontram na fase de avaliação de alternativas, portanto alterações podem ser necessárias para os mesmos*”, são eles:

Plataforma	Campo	Flare fechado
P-66	Lula Sul	Presente
P-67	Lula Norte	Presente
P-68	Lula Extremo Sul	Presente
P-69	Lula Oeste (Fase de Avaliação de Alternativas)	Presente
P-70	Fase de Avaliação de Alternativas	Presente
P-71	Fase de Avaliação de Alternativas	Presente
P-72	Fase de Avaliação de Alternativas	Não definido
P-73	Fase de Avaliação de Alternativas	Não definido
P-74	Franco 1	Presente
P-75	Franco NW	Presente
P-76	Franco Sul	Presente
P-77	Franco SW	Presente

II.2.4.2.2.2.2 - Sistema de Transferência de Óleo (offloading)

As transferências de óleo dos FPSOs para os navios aliviadores devem ocorrer a vazões entre 3.000 a 7.000 m³/h, durando de 15 a 20 horas cada operação. Foi informado que o mangote de *offloading* utiliza válvula automática e desengate rápido em caso de emergência. O processo de lavagem é por água salgada bombeada no sentido do tanque de slop do navio aliviador.

II.2.4.4 - Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água

A partir das estimativas fornecidas no EIA, os picos de produção de óleo, gás e água devem ser de: 233.943 m³/dia (1.471.454 bbl/dia) de óleo em 2019; 56.976.433 m³/dia de gás em 2019; e 149.515 m³/dia de água em 2036.

Observa-se que, conforme indicado anteriormente, devido ao processo de separação e reinjeção de CO₂, bem como ao consumo de gás para geração de energia, este volume de



gás produzido não corresponde ao pico de gás exportado, que é de 30.912.536 m³/dia em 2019.

II.2.4.5 - Descrição das Operações de Intervenção Durante a Produção

Conforme indicado no Parecer Técnico n° 0190/2014 CGPEG/IBAMA, *“as intervenções com unidades de perfuração e fluidos autorizados no âmbito da atividade de perfuração na área geográfica da Bacia de Santos - AGBS (LO 1006/11), poderão ocorrer enquanto durar a vigência da referida LO e desde que observadas as condições definidas no Processo IBAMA n° 02022.003032/2005, devendo ser devidamente reportadas nos relatórios previstos. Para as intervenções que não se enquadram nesta situação, deverão ser solicitadas anuências específicas durante a operação dos sistemas de produção”*.

II.2.4.6 - Descrição do Sistema Submarino

Segundo o EIA (Rev. 00), os sistemas de elevação dos fluidos dos poços às unidades de DP serão todos do tipo acoplado, com configurações de linhas flexíveis em catenária livre ou *lazy wave* ou rígidas, tipo *steel lazy wave riser* (SLWR). No caso dos gasodutos, além dos sistemas acoplados estão previstos somente em três DPs - Lula Norte, Lula Extremo Sul e Sapinhoá Norte - o uso de *risers* híbridos autossustentados (RHAS), que utilizam um trecho vertical de aço sustentado por tanques de flutuação.

Com relação ao uso de válvulas de segurança de subsuperfície nos poços (DHSV - *downhole safety valve*), foi enfatizado que *“todos os poços dos projetos incluídos neste processo de licenciamento disporão do dispositivo”, não havendo “previsão de poços sem este recurso em nenhum projeto futuro no Polo Pré-sal da Bacia de Santos”*.

II.2.4.7 - Caracterização do Escoamento da Produção de Óleo e Gás

Segundo o EIA (Rev. 00), *“o escoamento do óleo produzido e pré-tratado nos FPSOs do Projeto Etapa 2 será realizado através de operações de offloading com a utilização de navios aliviadores de posicionamento dinâmico do tipo Aframax ou Suezmax”; e “a capacidade típica para transporte de óleo destes navios varia de 80 a 160 mil m³ e escoará a produção para terminais no continente”* (EIA, II.2, p. 224/328).

II.2.4.8 - Rotas dos Navios Aliviadores

Conforme indicado no Parecer Técnico n° 0373/2014 CGPEG/IBAMA, dados referentes às operações de alívio entre janeiro de 2013 e maio de 2014, indicam que os principais destinos do óleo do Polo Pré-Sal são o Terminal Almirante Barroso em São Sebastião/SP (TEBAR), que recebe aproximadamente 50% dos navios, o Terminal Madre de Deus na Bahia (cerca de 30%) e a exportação (20%). O único outro Terminal a receber óleo do Polo Pré-Sal no período foi o Terminal Maximiliano da Fonseca na Baía da Ilha Grande/RJ (TEBIG), que recebeu apenas quatro navios no período (cerca de 3%).



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Na resposta ao parecer técnico, foi esclarecido que o registro “exportação” refere-se à *“exportação direta, ou seja, navios aliviadores normalmente de maior porte que transportam o óleo a partir dos campos diretamente para terminais em outros países, sem o transbordo em terminais da costa brasileira. Estes 20% portanto não passam por quaisquer terminais da Petrobras”;* e que *“o TEBIG, de fato trata-se de um terminal importante para as exportações de óleos nacionais (Bacias de Santos e Campos), mas (...) também é um caminho para que o óleo do PPSBS chegue até a Refinaria Duque de Caxias (REDUC)”*.

A Petrobras reiterou que o emprego de navios com Posicionamento Dinâmico (DP), ao menos nas operações de *offloading*, é, sim, um relevante fator de redução de riscos acidentais.

Considera-se importante registrar que a Petrobras deverá continuar apresentando informações sobre as operações de alívio e a destinação do óleo do Polo Pré-Sal através de relatórios de operação. A obrigatoriedade do envio destes relatórios e o detalhamento das informações que devem ser apresentadas serão tratados quando do requerimento de licença de operação para cada um dos SPA, TLDs e DPs da Etapa 2 do Pré-Sal.

II.2.4.9 - Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas

Em complementação às informações anteriormente apresentadas, foi indicada a duração das operações de instalação.

II.2.4.11 - Descrição dos Procedimentos para Realização dos Testes de Estanqueidade das linhas de Escoamento

Não está prevista a utilização de outros aditivos químicos que não a fluoresceína (ex.: biocidas) nos testes de estanqueidade de linhas e gasodutos (EIA, II.2, p. 264/328). No entanto, alguns dutos de injeção de gás poderão receber aditivos químicos para preservação, mas, neste caso, não será feito descarte dos fluidos no fundo do mar, optando-se por sua injeção no poço ou retorno à unidade.

II.2.4.12 - Descrição das Embarcações das Operações de Instalação

Conforme indicado no EIA, em sua grande maioria, as embarcações de instalação estarão contempladas no âmbito do Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados (Processo IBAMA nº 02022.001637/11), destacando que: *“Caso alguma embarcação venha a trabalhar nessa operação e não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado, serão apresentados os respectivos descritivos e certificados, e ela será disponibilizada para vistoria técnica do IBAMA antes de iniciar suas operações.”* (EIA, II.2, p. 232/328).



II.2.4.13 - Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção

Foi apresentado diagrama na “*Figura II.2.4.13-1*” que abrange e sintetiza os fluxos de águas a serem tratadas: águas de porão, de drenagem e produzida fora de especificação após o flotador, além dos diagramas de tubulação e instrumentação correspondentes, atendendo ao solicitado. Ressalta-se que essa deve ser prática adotada para as futuras unidades ao solicitarem suas licenças individuais.

Com relação ao tratamento da água produzida, foi esclarecido que o comparativo com experiências em outras atividades não seria adequado, em função da ampla variação de vazões que ocorre entre as unidades e outras especificidades de construção e utilização. Adicionalmente, reforçou-se que no caso da Etapa 2 do Pré-Sal, em função da baixa densidade dos óleos e das vazões de água produzida serem bem inferiores às capacidades das plantas de tratamento, espera-se pouca utilização dos tanques do navio e somente em situações contingenciais. Foram apresentadas ainda algumas estimativas de volumes de água produzida potencialmente desviada para tanques de slop, considerando cerca de 2 a 10 horas necessárias para reestabelecer a normalidade operacional da planta de tratamento de água produzida. Considerando as estimativas de produção de água para o DP Sapinhoá Norte (EIA, Tabela II.2.4.4.2-1: máximo de 16.441 m³/dia em 2038) e o volume informado de cada tanque de slop do FPSO Cidade de Ilhabela (5.678 m³, sendo um em cada bordo), seriam necessárias pouco mais de 8 horas para comprometer um desses tanques, o que é compatível com o tempo de reestabelecimento informado. Entende-se que a solicitação de esclarecimentos foi atendida.

II.2.4.13.1 - Efluentes Sanitários

As unidades de produção contam com sistemas de tratamento de efluentes sanitários, baseados no princípio de lodo ativado. Basicamente, os sistemas são compostos de tanque de aeração, tanque de decantação e tanque de desinfecção por cloro.

As águas cinzas vão direto ao tanque de desinfecção, onde se misturam as águas negras já tratadas pelo sistema, e daí ocorre o descarte para o mar.

O descarte dos efluentes tratados será contínuo e medido através de medidor de vazão instalado; e o lodo gerado é periodicamente removido para descarte em terra.

Com relação às recomendações estabelecidas pela IMO para utilização de métodos alternativos de desinfecção, tais como ozônio, radiação ultravioleta, ou outros desinfetantes que minimizem efeitos ambientais adversos, a resposta apresentada, de forma complementar, na correspondência E&P-PRESAL 0110/2014, de 4.9.2014, indicou que: “*Os sistemas de tratamento de efluentes das unidades da Petrobras são certificados pela ANVISA e MARPOL. As tecnologias utilizadas estão consolidadas pelos fabricantes e pelo mercado, e atendem ao item 9.1.1 do Anexo IV da MARPOL 73/78. Não obstante, a Petrobras tem avaliado e continuará avaliando tecnologias alternativas à cloração para*



realizar a desinfecção dos efluentes sanitários das UEPs, com o objetivo de atender a recomendação do Comitê para Proteção do Ambiente Marinho da IMO.”

II.2.4.13.3 - Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

Segundo o EIA, este efluente consiste em água do mar concentrada de íons bivalentes, que corresponde a 25% da água do mar captada pelo sistema. Os outros 75%, acrescido de produtos químicos serão injetados no reservatório. Uma vez por semana, pelo período de 1 hora, o efluente será adicionado do biocida RoCide-DB20. Haverá a medição do volume do descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos, realizada separadamente para os períodos com e sem adição de biocida.

Está previsto, para o FPSO Cidade de Ilhabela, vazão máxima de descarte de 9.540 m³/dia. A maior vazão prevista é para o DP de Lula Área de Iracema Norte, com 12.720 m³/dia.

II.2.4.14 - Caracterização do Aumento da Geração de Resíduos Sólidos e Rejeitos

A empresa apresentou nova projeção de geração de resíduos sólidos para o período de duração do Projeto Etapa 2, com base em uma análise de dados de plataformas da Bacia de Campos. Conforme indicado no Parecer Técnico n° 0190/2014 CGPEG/IBAMA, considera-se que a ordem de grandeza das estimativas apresentadas para o caso das plataformas é compatível com o histórico de dados das atividades.

Também foi analisado o percentual de classes de periculosidade referente ao conjunto dos dados citados acima. Considera-se que as diferentes metodologias e recortes utilizados para os cálculos, por parte do Ibama e da Petrobras, assim como fatores que podem influenciar as proporções de classes de resíduos, são responsáveis pelas diferenças expressadas ao longo das análises. Contudo, avalia-se que tais diferenças não prejudicam fundamentalmente as análises de impacto ambiental realizadas.

A empresa apresentou a correlação entre a classificação de periculosidade dos resíduos com a tipologia de resíduos da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA n° 01/11, conforme solicitado. Com relação às estimativas de geração de resíduos na fase de descomissionamento das unidades, a Petrobras afirmou que os valores apresentados para tal projeção são menores em comparação com o FPSO Espadarte, justificando que *“as tecnologias adotadas pelas plataformas da Bacia de Campos para o tratamento do óleo são relativamente antigas e possuem um cronograma de paradas menos frequentes que as plataformas do Pré-Sal, o que motiva um maior acúmulo no volume de resíduos nos tanques das plataformas”*.

No tocante à geração de resíduos gerados por embarcações de apoio, as análises realizadas ao longo do processo evidenciaram a incerteza das informações existentes, bem como a dificuldade de se isolar a atuação das embarcações por empreendimento, uma vez que as mesmas atuam no suporte a várias atividades. Neste contexto, fica evidenciada a



necessidade do acompanhamento dos dados reais do tráfego de embarcações, de modo a possibilitar de maneira inequívoca a real dimensão deste elemento constituinte do empreendimento, tendo em vista a geração de impactos ambientais associados a eles, dentre os quais a geração de resíduos.

II.2.4.15 - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga Durante a Instalação e Operação

II.2.4.15.1 - Água Produzida

Conforme já indicado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, os testes de toxicidade agudo e crônico e a caracterização físico-química da água produzida deverão ser realizados assim que haja o início da geração de água de produção.

II.2.4.15.2 - Óleo Produzido

Conforme indicado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, tão logo se dê o início da produção de cada atividade, a caracterização dos óleos deverá ser reapresentada a esta Coordenação Geral, acompanhada dos resultados dos testes ecotoxicológicos específicos dos poços que farão parte do SPA, TLDs e DPs, conforme previsto no Projeto de Monitoramento Ambiental.

II.2.4.15.3 - Aditivos Químicos

A Petrobras afirmou que está elaborando um Plano de Ações “*que contempla medidas de orientação aos fornecedores, de restrição à aquisição de produtos com FISPQs em situação de não conformidade, bem como de gestão para o controle da qualidade das FISPQs de novos produtos*”.

Desta forma, esclarecemos que os Relatórios de Operação a serem solicitados como condicionantes das licenças de operação da Etapa 2 do Pré-Sal e que periodicamente devem ser encaminhados para esta Coordenação Geral, devem apresentar as FISPQs no formato determinado pela Norma ABNT NBR 14725-4, contendo, conforme a mesma, a natureza química do(s) componente(s) para fins de precaução, a qual, se necessário, poderá ser informada em carta de confidencialidade, conforme procedimento já feito por alguns fornecedores de químicos em outras fases de licenciamento.

II.2.4.15.4 - Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (UR S)

As complementações apresentadas foram consideradas satisfatórias.

II.2.4.16 - Caracterização Química e Físico-Química da Água Produzida

A Petrobras esclareceu que “*assim como não há previsão de geração de água produzida*



para os SPAs do Etapa 2 do Pré-Sal, não houve a geração de água produzida durante a realização de SPAs/TLDs do Etapa 1 do Pré-Sal. Deste modo, não há laudos e resultados analíticos a serem apresentados”; e reiterou que “(...) a caracterização da água produzida a ser gerada pelos DPs do Etapa 2 serão apresentadas após o início da produção, mas somente após o início da geração de água produzida, o que não é previsto para os primeiros anos de produção dos DPs”.

Com relação às amostras de óleo, a resposta indicou que “laudos ecotoxicológicos já foram encaminhados anteriormente à CGPEG, no âmbito do Projeto de Caracterização Físico-Química e Ecotoxicológica do Óleo Produzido. Deste modo, foram caracterizados os óleos produzidos pelos TLD de Lula NE e TLD de Guará (ambos os TLDs pertencentes ao Processo IBAMA Nº 02022.002619/2008)”.

II.2.4.18 - Caracterização das Emissões Atmosféricas Durante a Operação das Unidades de Produção

Conforme indicado no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA com relação à afirmação da Petrobras de que “em caso de indisponibilidade da reinjeção de gás, a produção será restrita para não ultrapassar os limites de queima de gás preconizados pela Agência Nacional de Petróleo (ANP)”, cabe destacar que “... o foco de ação da ANP é distinto do deste órgão ambiental (...) Assim, a CGPEG tem acordo com a restrição da produção, entretanto defende que tal restrição deve ser sempre ao nível mínimo requerido para a operação segura da unidade, de modo que o impacto decorrente da emissão de GEE seja reduzido ao máximo na hipótese de manutenção da produção”.

Neste sentido, com relação aos TLDs/SPA, reitera-se a observação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA de que “em projetos anteriores de SPA/TLDs no Pré-Sal a queima foi limitada em 500.000 m³/d. Mantém-se o entendimento de que este valor já representa uma queima expressiva e que não deverão ser autorizados quaisquer valores superiores a este limite”.

Registra-se, também, que em resposta aos questionamentos do Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras confirmou as medidas mitigadoras e compensatórias previstas, “quais sejam: reinjeção do CO₂ separado, otimização do comissionamento, redundância operacional e manutenção preventiva dos sistemas de processamento de gás. Adicionalmente, cabe informar que as emissões de GEE oriundas dos SPAs/TLDs, assim como de queimas extraordinárias nos projetos de DP, serão compensadas a partir de aportes financeiros junto ao Fundo Amazônia do BNDES, conforme tem sido usualmente praticado em situações similares. Cabe ressaltar que a Petrobras continua envidando esforços no sentido de viabilizar alternativas de compensação junto, por exemplo, ao ICMBio, MMA e ao próprio BNDES, sendo que, até o momento, ainda não se efetivaram.”.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Em atenção ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA foi apresentada, através da correspondência E&P-PRESAL 0110/2014, de 4.9.2014, uma tabela com a estimativa de massas totais injetadas ao longo dos anos de produção para cada DP (*"Tabela II.2.4.18-1"*). Solicita-se que seja esclarecido se estas estimativas se referem às massas totais da corrente rica em CO₂ ou somente ao CO₂ propriamente dito. Entende-se que este esclarecimento não seja impeditivo a um posicionamento com relação à viabilidade do empreendimento, no entanto deve ser feito antes da emissão das licenças subsequentes (LI e LO).

Observa-se que, considerando a somatória da capacidade total de geração elétrica por empreendimento superior a 100 MW, não está autorizada a operação simultânea dos 4 (quatro) turbogeradores. Caso a Petrobras, em algum momento, entenda necessário este uso, deverá submeter à aprovação prévia do IBAMA um plano para atendimento às determinações da Resolução CONAMA nº 382/2006.

Como subsídio a cada requerimento de LO, deverão ser apresentadas estimativas de emissão de gases específicas para cada unidade, contemplando as principais fontes.

II.2.4.19 - Caracterização das Emissões Atmosféricas Durante a Instalação das Unidades de Produção dos DPs - Plano de Comissionamento

No EIA foram apresentadas informações sobre o processo de comissionamento das unidades dos DPs de forma geral. Ao descrever a sequência típica de comissionamento foi indicado que *"o tempo requerido estimado para o início da reinjeção do gás é de 90 (noventa) dias"*, sendo de 141.600.000 m³ o volume estimado de gás queimado durante estes dias para cada FPSO. É informado ainda que o volume total de queima de gás em cada FPSO até o final do 8º mês, quando termina o comissionamento, foi estimado em 207.600.000 m³ ou 74-84 mil tCO₂eq/mês (EIA, II.2, p. 297/328).

Conforme indicado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, considera-se que estes valores de queima são bastante elevados, de modo que os planos de comissionamento específicos para cada unidade de produção deverão ser detalhados para subsidiar as respectivas Licenças de Operação e deverão ser devidamente ajustados com vistas à minimização destas queimas.

Vale salientar também que a redução progressiva da queima de gás baseada no Índice de Utilização de Gás (Iuga), por ser percentual, pode mesmo assim resultar em volumes elevados de queima, notoriamente nas unidades de produção com grande relação gás/óleo. Ainda que o cumprimento da curva de Iuga seja adequado em termos produtivos, não necessariamente o é no que diz respeito aos impactos ambientais, logo tal questão deverá ser observada quando do detalhamento do cronograma de comissionamento das unidades de produção.

II.2.4.20 - Perspectivas e Planos de Expansão da Produção



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Foram apresentadas algumas informações adicionais, sendo indicado que: *“Está em condução pela Petrobras a elaboração de estudos de avaliação exploratória de forma a definir o potencial de produção de novos campos do PPSBS. A partir de 2017 está prevista a realização de DPs nas seguintes áreas: Iara Horst, NE Tupi, Iara NW, Carcará, Entorno de Iara, Júpiter, Franco Leste e Florim.”*

Na *“Tabela II.2.4.20-1”* foi apresentada uma estimativa de volumes de produção e exportação de DPs em estudo, que agregariam um volume de cerca de 16 MM m³/dia à produção de gás prevista para 2019 (pico previsto para a produção e exportação de gás pelos projetos da Etapa 2 do Pré-Sal), dos quais somente cerca de 4 MM m³/dia poderiam ser escoados e processados através dos gasodutos e terminais previstos.

Ressalta-se que esta informação indica uma redução ainda maior no aproveitamento do gás natural produzido nos DPs projetados para entrada em produção após os projetos tratados no âmbito do atual licenciamento (Etapa 2). A exportação do gás - que no caso do projeto Etapa 2, conforme informado pela empresa, fica entre 40 a 60% (média dos diferentes DPs do projeto), bastante aquém do alcançado em outros projetos da empresa - cai, nestes futuros projetos, para cerca de 25% de aproveitamento. Observa-se aqui que, uma melhor e mais eficiente separação do CO₂, com uma maior pureza para reinjeção, levaria a um aumento do gás natural e outros hidrocarbonetos para produção e exportação (em volume e em pureza), que, de outra forma, serão reinjetados junto com o CO₂. Assim, ciclos da corrente rica de CO₂ em plataforma, desenvolvimento e utilização de membranas com melhor performance ou mesmo ampliação da sua utilização nas unidades (DPs), outras tecnologias de separação de CO₂, avaliando-se o balanço energético e as emissões de GEE correspondentes a estes avanços nos processos de separação, deverão ser considerados nestes futuros projetos.

Com relação a uma eventual limitação na capacidade de reinjeção e escoamento do gás produzido, a Petrobras informa que ***“caso não seja possível reinjetar e escoar todo o gás produzido, será necessária a postergação de projetos, de forma que a exportação possa ser realizada quando houver maior decaimento das curvas de gás produzido.”*** (Grifo nosso).

II.2.4.21 - Operações e Infraestrutura de Apoio

II.2.4.21.1 - Operações de Apoio

As tabelas referentes às operações de apoio para fase de instalação (*“Tabelas II.2.4.21.1-1”* e *“II.2.4.21.1-2”*) foram revisadas para um melhor entendimento das informações.

Com relação às diferenças entre o número total de viagens estimado no EIA e na resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, foi informado que *“se deve ao fato de que, no total de viagens apresentado na Revisão 00 do EIA, equivocadamente não foi considerada a instalação de todos os poços previstos, mas somente as atividades até a*



primeira interligação ao FPSO, isto é, o 1º óleo”.

Sobre a aparente discrepância entre o aumento no número de embarcações e o número de viagens, a Petrobras esclareceu (na resposta ao item “II.2.4.21.2.2”) que os dados que haviam sido apresentados na “Tabela II.2.4.21.1-3” se referiam ao aumento anual no número de viagens. A tabela foi revista para fazer a distinção entre este acréscimo e o número absoluto de viagens por ano, indicando um aumento mais compatível no número de embarcações e viagens: de 34 embarcações em 2014 para 47 em 2018 (acréscimo de 38% em 4 anos) e de 2.239 viagens em 2014 para 3.623 em 2018 (acréscimo de 60%). Sobre este aumento maior no número de viagens quando comparado ao incremento nas embarcações, a resposta observa que este “só será possível com uma quantidade maior de berços, isto é, maior flexibilidade para carregamento simultâneo das mesmas”.

II.2.4.21.2.1 - Bases de Apoio Aérea

A resposta esclareceu que: *“No caso específico da 12ª Delegacia de Capitania dos Portos de São Sebastião, não existe qualquer programação ou intenção de uso corrente desta facilidade no transporte de pessoal para os FPSOs no polo Pré-sal da Bacia de Santos.”.*

Assim, as bases de apoio aéreo previstas para utilização pelo Projeto Etapa 2 serão o Aeroporto de Cabo Frio e o Aeroporto de Jacarepaguá; sendo que, esporadicamente, poderá ser utilizado o Aeroporto de Itanhaém e, emergencialmente, o Aeroporto de Ubatuba e a Base Aérea de Santos.

Com relação às alternativas a serem utilizadas para atendimento à demanda gerada pela Etapa 2 do Pré-Sal diante do cenário previsto de saturação da capacidade instalada contratada nos aeroportos de Jacarepaguá e Cabo Frio a partir de 2016, foi informado que: *“A partir do próximo ano e conforme o aumento da demanda, a Petrobras pretende abrir processos licitatórios para a contratação de lotes de 100 mil pax/ano. A ideia é promover uma concorrência do tipo operacional, onde os proponentes devem trazer as suas soluções completas (arrendamento, investimento, autorizações etc.) no atendimento às unidades do PPSBS, por 5 anos. Poderão participar facilidades já existentes ou projetos, desde que estejam na faixa que vai de Itaguaí até Cabo Frio. É possível inclusive que as atuais bases aumentem a sua participação, como é o caso especialmente de Cabo Frio, onde existe capacidade de atendimento e espaço para construção e ampliação das instalações atuais.”.*

Com relação à possibilidade de utilização do Aeroporto de Maricá, a Petrobras esclareceu que *“não mantém qualquer negociação com a prefeitura da cidade de Maricá, que, com a facilidade ali existente, pode perfeitamente participar do processo licitatório supracitado. Não existe portanto qualquer garantia de utilização daquele aeroporto no presente momento”.*

II.2.4.21.2.2 - Bases de Apoio Marítimo



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Em atenção aos questionamentos sobre as bases de apoio marítimo a serem utilizadas pelo empreendimento, foram apresentados os seguintes esclarecimentos:

- *“a PETROBRAS concentrou o atendimento às unidades do Pré-Sal na Baía de Guanabara e mantém seu posicionamento de promover todos os incrementos necessários nesta mesma região”.*

- Por meio da correspondência E&P-PRESAL 0110/2014, de 4.9.2014, foram informadas as Licenças de Operação obtidas junto ao INEA pelos Portos do Rio de Janeiro e Niterói, bem como a situação do licenciamento ambiental das bases de utilização esporádica (Angra dos Reis, Itaguaí, São Sebastião e Santos).

- Com relação às embarcações *“que realizaram atividades de apoio às Unidades Marítimas de perfuração e produção na Bacia de Santos entre 2012 e 2013”*, a empresa esclareceu que *“todas as embarcações relacionadas na Tabela II.2.421.2.2-1 da Resposta ao Parecer Técnico CGPEG /DILIC/IBAMA nº 260/2014 operaram a partir dos portos da Baía de Guanabara, na proporção aproximada de 90% no Porto do Rio de Janeiro e 10% da Base de Niterói”.*

- *“Quanto à disponibilidade atual de berços, efetivamente dispomos de 5 (cinco) unidades, todos no Cais São Cristóvão. A informação difere ligeiramente da anterior, posto que o contrato em Niterói acabou no mês de Agosto/14 e um berço não é dedicado. Além disso confirmamos a existência de negociações em curso para a contratação imediata de mais 2 (dois) berços. Enquanto projeção de futuro, a partir de 2016 e conforme a necessidade, pretende-se contratar mais 2 (dois) berços privados e outros 4 (quatro) no Cais Gamboa [no Rio de Janeiro]. Portanto, todos na Baía de Guanabara.”*

- Por meio da correspondência E&P-PRESAL 0110/2014, de 4.9.2014, foi acrescentado que *“existem disponíveis 2 (dois) berços futuros em Santos que não serão utilizados para o Polo Pré-Sal (Carta E&P 0087/14, encaminhada em 01/08/2014), 1 (um) berço em São Sebastião dedicado ao carregamento de cimento e 1 (um) berço em Angra dos Reis, para lama de perfuração. Em Itaguaí, hoje não existem berços contratados pela PETROBRAS para nenhuma finalidade”.*

- Com relação a uma eventual Base de Apoio Portuária da empresa no município de Itaguaí/RJ, foi informado que: *“O mencionado projeto em fase conceitual para a implantação de uma base em Itaguaí foi descontinuado e não existe qualquer recurso alocado a esta iniciativa no Plano de Negócios e Gestão da Petrobras, horizonte 2014-2018”.* A correspondência E&P-PRESAL 0110/2014, de 4.9.2014, acrescentou que *“não existe na Baía de Sepetiba nenhuma base de apoio marítima para quaisquer unidades do E&P, incluídas ou não no Etapa 2”;* no entanto *“não tem como assegurar se algum empreiteiro ou terceiro utiliza ou pretende utilizar as instalações do porto para transportar equipamentos ou materiais”.*



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

- Com relação às instalações portuárias em São Sebastião, Angra dos Reis e Arraial do Cabo, foi informado que: *“Estes portos são utilizados para insumos de perfuração ou completação (lama, cimento etc.), mas não para apoio operacional às unidades do ETAPA 2. Isto posto, reiteramos que não existe qualquer investimento previsto ou mesmo perspectiva de utilização destas instalações”*.
- Com relação ao Porto de Santos, foi indicado que *“a PETROBRAS confirma a existência de processo licitatório para a contratação de dois berços de atracação no Porto de Santos, porém esclarece que estas facilidades serão utilizadas para o atendimento de plataformas e sondas mais ao sul da Bacia de Santos, isto é, Polo Merluza e Polo Sul, todas do Pós-Sal”*.
- Com relação à Macaé, foi informado na correspondência E&P-PRESAL 0110/2014, de 4.9.2014, que: *“A PETROBRAS esclarece que não pretende utilizar o Terminal Alfandegário de Imbetiba (Macaé) como base de apoio logístico para as unidades do Etapa 2”*.
- Com relação à possível utilização do Terminal Portuário de Jacomé, em Marica/RJ, foi informado que: *“A PETROBRAS (...) não tem qualquer participação em empreendimento portuário de Jacomé, não estando este município considerado nas suas projeções de base de apoio logístico”*.

Com relação aos **Planos de Área**, a Petrobras confirmou o entendimento de que *“(...) concordamos com a afirmação do IBAMA de que os cenários de incidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação dos navios aliviadores não estão previstos no PEVO-BS ou nos PEIs dos terminais. O atendimento a incidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação, de acordo com o determinado pela MARPOL, é composto pelo KIT SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan) e pelo P&I Club. Mas também **está correto o entendimento do IBAMA de que, em caso de necessidade, os recursos dos Centros de Defesa Ambiental (CDA) e suas Bases Avançadas (BAV) serão acionados de forma complementar.**”* (Grifo nosso)

Sobre o P&I Club foi esclarecido que: *“O seguro P&I - Protection and Indemnity (Proteção e Indenização) é um seguro de cobertura de aspectos relativos à responsabilidade civil dos transportadores marítimos. Se ocorrer um acidente de poluição com vazamento de óleo para o meio-ambiente requerendo a utilização de equipamentos de combate, emprego de pessoal técnico especializado, realização de perícias e testes químicos, além do pagamento de somas indenizadoras e custas judiciais, toda despesa de qualquer natureza decorrente do acidente que resultou em poluição está coberta e será paga pelo clube de P&I do armador, com respaldo em uma decisão conjunta do Grupo Internacional de Clubes de P&I, que estabeleceu a franquia zero para este tipo de ocorrência. (...) nenhum navio-tanque, por mais moderno e bem equipado que possa ser, estará habilitado a exercer suas atividades comerciais sem pertencer a um clube de P&I. A certificação que é exigida pelas autoridades portuárias para permitir a entrada, saída e operação dos navios*



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

em cada porto somente é fornecida pela Autoridade Marítima local (DPC no caso brasileiro) mediante a apresentação de um documento fornecido por um Clube de P&I declarando que o referido navio está coberto. Esse documento, o chamado de Blue Card, atesta que aquele navio tem a sua cobertura de responsabilidade civil garantida por um Clube de P&I, em acordo ao artigo sétimo das Convenções Internacionais de Responsabilidade Civil de Poluição por Óleo de 1969 (CLC 69) e 1992 (CLC 92), assumindo assim os riscos de sua operação. Os Clubes de P&I não dispõem de equipamentos, pessoal e outros recursos necessários ao combate de uma eventual poluição no mar, mas avalizam a contratação pelo armador de empresas internacionais especializadas em operações de contenção, recolhimento e limpeza, autorizando a contratação de recursos compatíveis com a magnitude do evento. (...) O limite de cobertura geral dos clubes do grupo internacional é de US\$ 4,25 Bilhões de dólares norte-americanos por evento, excetuando-se a cobertura de poluição por óleo, que é limitada a US\$ 1,0 Bilhão de dólares americanos por evento.”

II.2.4.21.2.3 - Operações de Barcos de Apoio na Bacia de Santos

A resposta esclareceu que “a embarcação que leva os suprimentos é a mesma que recolhe os resíduos. Considerando que todas as embarcações de apoio logístico às unidades do Etapa 2 partem e partirão da Baía de Guanabara, os resíduos destas unidades serão igualmente descarregados nesta região. Seguindo este mesmo raciocínio, portos como São Sebastião, Itajaí, Forno e os demais mencionados podem sim aparecer nos relatórios de PCP, mas como o destino natural para o desembarque de resíduos de unidades de perfuração e/ou de outros polos diferentes do PPSBS”.

Destaca-se que esta informação deve ser considerada de maneira bastante conservativa, uma vez que é conflitante com diversos trechos de informações apresentadas no EIA e suas complementações. Por exemplo, no EIA a empresa afirmou que: “*Em cada viagem da embarcação de apoio é possível atender até 5 (cinco) unidades marítimas em diferentes bacias, tais como FPSO, plataforma fixa de produção, sonda de perfuração, embarcações de emergência, sísmica e embarcações dedicadas aos diversos projetos. A embarcação pode iniciar a viagem na Bacia de Santos e terminar na Bacia do Espírito Santo*”. Também foi atestado na resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA que: “*A questão dos resíduos gerados pelas embarcações de apoio é bem complexa porque não existe uma metodologia que segregue por empreendimento*”.

Desta forma, fica evidenciada a necessidade premente de se desenvolver um projeto de monitoramento dos deslocamentos realizados por todas as embarcações que prestam apoio às atividades de exploração e produção de petróleo e gás na Bacia de Santos, especialmente para o projeto Etapa 2. Tal monitoramento possibilitará a quantificação da atuação das embarcações em cada rota utilizada, bem como as bases de apoio efetivamente envolvidas no âmbito de cada empreendimento e sua real intensidade de uso, de maneira a qualificar o “o uso esporádico” e as demandas frequentes. As informações



provenientes deste monitoramento também são fundamentais para a avaliação de empreendimentos futuros na região.

II.2.4.23 - Mão de Obra - Instalação e Operação das Unidades de Produção

Sobre a estimativa de mão de obra demandada pelo empreendimento, o estudo apresenta o número de 3.640 postos diretos de trabalho, referentes a todas as atividades do Projeto Etapa 2, dos quais 1.769 estão relacionados à fase de operação. Segundo a correspondência E&P-PRESAL 0110/2014, de 4.9.2014, *“dos 1.769 postos identificados no EIA, cerca de 38% estão em unidades afretadas, isto é, estimam-se 672 posições para as quais não podemos adiantar como serão preenchidas. Quanto aos 1.097 postos de trabalho em UEPs próprias, a PETROBRAS trabalha internamente com a meta de preencher 40% deste total com remanejamentos de outras atividades e unidades da Cia (439 movimentações internas), sendo, portanto, estimado um mínimo de 658 novas admissões para a operação dos projetos do Etapa 2.”*

A resposta confirmou o entendimento de que os dados que haviam sido apresentados sobre município de moradia da força de trabalho se referem à atividade de operação.

Para as atividades de instalação, a Resposta da Petrobras ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA trouxe como exemplo as tripulações das embarcações que estão hoje programadas para a instalação da primeira unidade de produção no âmbito da Etapa 2 do Pré-Sal, o FPSO Cidade de Ilhabela, onde *“verifica-se que, para os PLSVs, 85% são estrangeiros com residências fora do país, enquanto para os AHTSs, cerca de 50% moram no estado do Rio de Janeiro e os demais estão espalhados por outros estados da Federação”*. Dessa forma, a empresa defende que essas informações corroboram o entendimento de que a mobilização de mão-de-obra não deve significar grande aporte de trabalhadores nos municípios da área de influência e não deve ser capaz de causar grandes impactos de pressão na infraestrutura urbana e de serviços nos mesmos. Diante disso, esta Coordenação Geral entende como fundamental o desenvolvimento de um Projeto de Monitoramento Socioeconômico, que poderá ser melhor abordado nos capítulos de AIA e Medidas Mitigadoras deste Parecer.

II.4 - Área de Estudo

II.4.2 - Área de Estudo dos Meios Físico e Bióticos

Em atenção à solicitação do Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, foi retomada a escala de significância similar à original (EIA Rev. 00), pela qual dois fatores foram considerados com grau de significância *“significativo”* e três *“muito significativo”*. Além disso, foi considerado o fator água para o critério *“Área onde ocorrerão atividades (rotas manobras, fundeio etc.) de todas as embarcações e aeronaves que viabilização do empreendimento”*. O quadro, assim revisto, foi reapresentado.



II.4.3 - Área de Estudo do Meio Socioeconômico

A Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, acrescentou o município de Maricá (RJ) na área de estudo segundo o critério de “*municípios que possuem instalações que darão apoio às atividades do empreendimento e sistemas associados*”, pelo fato de sediar a chegada em terra do Gasoduto Rota 3, infraestrutura que deve escoar parte do gás produzido no Polo Pré-Sal. No entanto, como esse município já fazia parte da área de estudo por outros critérios, a mesma não sofreu alteração desde a “*Resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA*”. Portanto, a área de estudo do meio socioeconômico consolidada, segundo cada critério utilizado, ficou da seguinte forma:

- Bases de Apoio Aéreo: Cabo Frio (RJ) e Rio de Janeiro (RJ);
- Bases de Apoio Marítimo: Rio de Janeiro (RJ) e Niterói (RJ);
- Bases Administrativas (Escritórios): Rio de Janeiro (RJ) e Santos (SP);
- Bases Aéreas de Apoio esporádico: Itanhaém (SP);
- Bases Marítimas de Apoio esporádico: Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), São Sebastião (SP) e Santos (SP);
- Bases de apoio aéreo em caso de emergência: Ubatuba (SP) e Guarujá (SP);
- Unidades receptoras de gás/Municípios de entrada do gasoduto em terra: Macaé (RJ), Itaboraí (RJ), Maricá (RJ) e Caraguatatuba (SP);
- Municípios cuja infraestrutura, serviços e equipamentos urbanos sejam diretamente demandados: Cabo Frio (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Niterói (RJ), Angra dos Reis (RJ), São Sebastião (SP), Caraguatatuba (SP), Santos (SP), Macaé (RJ), Itaboraí (RJ) e Maricá (RJ);
- Interdependência socioeconômica: Saquarema (RJ), Araruama (RJ), Cabo Frio (RJ), Itaguaí (RJ), Niterói (RJ), Maricá (RJ), Paraty (RJ), Mangaratiba (RJ), Ubatuba (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Bertioga (SP), Guarujá (SP), Cubatão (SP), São Vicente (SP), Praia Grande (SP), Mongaguá (SP), Itanhaém (SP) e Peruíbe (SP);
- Possíveis beneficiários de Royalties pelo critério de municípios confrontantes às áreas de produção: Saquarema (RJ), Araruama (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Mangaratiba (RJ) e Ilhabela (SP);
- Interferência com a Pesca Artesanal, Aquicultura, Turismo e demais atividades econômicas e recreativas e Unidades de Conservação: Cabo Frio (RJ), Saquarema (RJ), Araruama (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Baía de Guanabara (RJ), Rio de Janeiro



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

(RJ), Itaguaí (RJ), Baía de Sepetiba (RJ), Mangaratiba (RJ), Angra dos Reis (RJ), Baía da Ilha Grande (RJ), Paraty (RJ), Ubatuba (SP), Caraguatatuba (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Bertioga (SP), Guarujá (SP), Santos (SP), Cubatão (SP), São Vicente (SP) e Praia Grande (SP);

- Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo (possíveis vazamentos): Cananéia (SP), Guaraqueçaba (PR), Paranaguá (PR), Matinhos (PR), Guaratuba (PR), Itapoá (SC) e São Francisco do Sul (SC).

II.5 - Diagnóstico Ambiental

A) Planos e Programas Governamentais

Na resposta ao Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras já havia indicado com relação ao P2R2-LN que *“participa de fóruns desta natureza, apoiando tecnicamente as discussões, por meio da participação de seus especialistas, sendo a Comissão Regional de Prevenção, Preparação e Resposta Rápida a Emergências Ambientais com Produtos Químicos Perigosos - Litoral Norte, denominada P2R2/LN-SP um destes fóruns”*.

Em atenção às colocações do Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras acrescentou que *“já existe no Litoral Norte de São Paulo uma base para atendimento a emergências ambientais decorrentes das atividades da companhia. Quanto às discussões relativas ao apoio para capacitação profissional, apoio financeiro, apoio material e compartilhamento de recursos, estas deverão ser desenvolvidas no âmbito das reuniões do P2R2 conforme princípios e diretrizes - e seguindo a estrutura organizacional - constantes no Decreto Federal 5.098/2004 que o criou.”*.

II.5.1 - Meio Físico

II.5.1.2 - Oceanografia

Conforme solicitado no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a empresa atualizou a tabela de fontes de informações sobre os dados oceanográficos, incluindo todas aquelas utilizadas para caracterizar a hidrografia e o regime de correntes da região.

A figura da seção horizontal de temperatura a 200 metros de profundidade foi rerepresentada conforme o solicitado.

Como as figuras de seção de densidade a 2000 metros de profundidade (média anual e média de verão) apresentadas em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA estavam com informações inconsistentes se comparadas àquelas apresentadas no EIA, foi solicitada revisão destas figuras. Em resposta foi esclarecido que as referidas figuras estavam erradas e desta forma a empresa as reapresentou com as



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

informações coerentes com o EIA e com a tabela que mostra a variação vertical da densidade.

Assim, considera-se que todas as informações apresentadas foram satisfatórias.

II.5.1.3 - Qualidade de Água e Sedimentos

A Petrobras esclareceu que *“os dados de fenóis utilizados para caracterização da qualidade da água no Anexo II.5.1.3-A da resposta ao Parecer Técnico 0190/2014 CGPEG/IBAMA são oriundos de MMA/PETROBRAS/AS/PEG 2002, conforme referência apresentada nas figuras”*.

Com relação a eventuais dados sobre a concentração de arsênio no sedimento, foi informado que *“em nenhum dos Projetos de Monitoramento Ambiental desenvolvidos pela mesma na Bacia de Santos é realizada a análise de arsênio no sedimento, sejam estes projetos atrelados as condicionantes de sistemas de produção ou da atividade de perfuração”*. Desta forma, deverá ser avaliada a possibilidade e pertinência de obtenção destes dados no âmbito do Programa de Monitoramento Ambiental Integrado da Bacia de Santos - PROMABI-BS.

II.5.1.4 - Geologia e Geomorfologia

Os esclarecimentos e complementações apresentados em atenção aos questionamentos do Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA foram considerados satisfatórios.

II.5.2 - Meio Biótico

II.5.2.1 - Unidades de Conservação

Atendendo à solicitação do Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, o item foi complementado com a descrição das demais Unidades de Conservação ainda que, por vezes, de forma bastante sucinta.

II.5.2.3.2 - Aves Marinhas

O mapa apresentado na *“Figura II.5.2.3.2-13”* foi revisto de modo a incluir informações sobre as espécies que nidificam em cada um dos sítios de nidificação.

II.5.3 - Meio Socioeconômico

II.5.3.1.6 - Políticas Públicas: instrumentos para gestão do uso e ocupação do solo

Com relação a manifestação da Secretaria Municipal de Meio Ambiente de São Sebastião sobre o Zoneamento Ecológico-Econômico do Litoral Norte, o Plano Diretor de São



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Sebastião e o Projeto de Lei Complementar de 2008, citados no estudo elaborado pela Petrobras, a empresa esclareceu que o termo “*contestação*”, utilizado para definir a situação dos dois primeiros documentos, foi usado com o significado de discussão/debate e não como uma contestação jurídica. Também afirmou que a Lei Complementar nº /2008 mencionado na Rev. 00 do EIA, deixa de ser considerada no Estudo de Impacto Ambiental.

II.5.3.13 - Caracterização da Atividade Pesqueira Artesanal

Na “*Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA*”, a Petrobras não apresentou nenhuma consideração sobre este item. Em função disto, esta Coordenação Geral encaminhou o OF 02022.003184/2014-41 CGPEG/IBAMA, de 3.9.2014, solicitando que a empresa, minimamente, se comprometesse com o desenvolvimento de um “*Projeto de Caracterização Socioambiental da Baía de Guanabara*”.

Ao responder este ofício, a empresa destacou que vem desenvolvendo diversos projetos na área da Baía de Guanabara, como o Projeto de Caracterização Socioeconômica da Pesca e Aquicultura e o diagnóstico participativo do Programa de Educação Ambiental do Rio de Janeiro (PEA-Rio), ambos condicionantes de outros processos do Licenciamento Ambiental Federal. Também informou que a área de responsabilidade socioambiental da empresa está “desenvolvendo, em parceria com o IBASE, um projeto chamado *Sistema de Indicadores de Cidadania (INCID)* em vários municípios do entorno desta Baía e que iniciará em breve sua segunda fase que abordará os pescadores artesanais”.

Assim, sugeriu que “*aguardemos os resultados destes estudos em andamento para uma reavaliação da necessidade da criação de um Projeto de Caracterização Socioambiental da Baía de Guanabara*”.

O Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos, com previsão de ser concluído em março do próximo ano, atende às condicionantes específicas nº 2.5 da Licença Prévia - LP nº 439/2012, nº 2.7 da Licença de Instalação - LI nº 890/2012 - retificação, nº 2.8 da Licença de Operação - LO nº 1120/2012, nº 2.7 da Licença de Operação - LO nº 1121/2013 e nº 2.9 da Licença de Operação - LO nº 1157/2013, exigidas no âmbito do Licenciamento Ambiental da “*Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 1*”.

Esta Coordenação Geral avalia que os resultados gerados por este projeto serão suficientes para suprir a crônica carência de informações qualificadas sobre a atividade pesqueira artesanal e para subsidiar avaliações de impactos da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural sobre as comunidades pesqueiras. Porém, torna-se importante reiterar que seus resultados devem apontar “*a necessidade de aprofundar o conhecimento sobre determinadas espécies, artes de pesca, comunidades ou regiões, possibilitando um avanço continuado no conhecimento da pesca artesanal, compatível*



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

com as perspectivas de crescimento da indústria petrolífera na Bacia de Santos”, adiantando que, em função disto, projetos complementares a esta caracterização podem ser incluídos como condicionantes em futuras licenças de operação no âmbito da Etapa 2 do Pré-Sal.

Cabe registrar, entretanto, que o Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos se restringe a levantar e consolidar informações sobre a atividade pesqueira e a aquicultura, sem aprofundar qualquer discussão sobre a existência de conflitos de uso do espaço marítimo nas proximidades das rotas de embarcações e bases de apoio, aspecto considerado por esta Coordenação Geral como extremamente relevante para futuras avaliações de impacto e para a adequada implementação das medidas mitigadoras que vêm sendo propostas.

Por sua vez, o Plano de Trabalho do diagnóstico da Baía de Guanabara apresentado no âmbito do Programa de Educação Ambiental do Rio de Janeiro (PEA-Rio) se propõe a realizar o levantamento de dados secundários para elaboração de um *“Macrodiagnóstico (MD) dos setores censitários de um raio de 5 km do espelho d’água da Baía de Guanabara dos 07 (sete) municípios do seu entorno (Rio de Janeiro, Niterói, São Gonçalo, Itaboraí, Guapimirim, Magé e Duque de Caxias), para identificação de:*

- Formas diretas ou indiretas de gestão dos principais agentes públicos e privados no território do espelho d’água da Baía de Guanabara;*
- Principais atores com atividades de E&P de petróleo e gás natural neste território, estruturas correlatas e projetos condicionantes do licenciamento ambiental;*
- Principais usuários e mapeamento dos respectivos usos e restrições no território do espelho d’água da Baía de Guanabara, incluindo áreas de pesca e maricultura, áreas de fundeio, áreas de exclusão, áreas de manobra, tráfego de embarcações, entre outros;*
- Comunidades/núcleos que abrigam os grupos sociais vulneráveis, principalmente os que desenvolvem a pesca artesanal, e respectiva caracterização socioeconômica e ambiental;*
- Conflitos de uso do espelho d’água da Baía de Guanabara; e*
- Mapeamento cartográfico dos usos, conflitos e restrições no território do espelho d’água da Baía de Guanabara.”*

Neste caso, esta Coordenação Geral avalia que o *“Macrodiagnóstico”* pode gerar importantes informações para compor uma caracterização socioambiental da Baía de Guanabara. Para tal, parte do princípio que ao mencionar a necessidade de identificar os *“Principais atores com atividades de E&P de petróleo e gás natural neste território,*



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

estruturas correlatas e projetos condicionantes do licenciamento ambiental”, a empresa está considerando todos aqueles associados à atividade (portos, terminais, estaleiros, refinarias, dutos, aterros sanitários, etc.); e ao mencionar os “Principais usuários e mapeamento dos respectivos usos e restrições no território do espelho d’água da Baía de Guanabara, incluindo áreas de pesca e maricultura, áreas de fundeio, áreas de exclusão, áreas de manobra, tráfego de embarcações, entre outros”, a empresa não se restringe àqueles relacionados à cadeia produtiva de petróleo e gás.

Ainda, na elaboração deste “*Macrodiagnóstico*”, torna-se fundamental assumir que um aumento significativo no número de embarcações é inerente ao processo de expansão da cadeia de petróleo e gás na Baía de Santos, sendo responsável direto pela intensificação do tráfego de embarcações e multiplicação de áreas de fundeio e de ancoragem, e, conseqüentemente, pelo acirramento das disputas territoriais pelo uso do espaço marítimo na Baía de Guanabara. Portanto, devem ser incorporadas todas as informações geradas pelos demais projetos desenvolvidos concomitantemente na região, buscando articular-se com o Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Baía de Santos, executado pela FIPERJ, e o “*Sistema de Indicadores de Cidadania (INCID)*”, desenvolvido pelo IBASE.

Assim, levando em consideração estes entendimentos, há acordo com a proposta apresentada pela Petrobras, com esta Coordenação Geral optando por aguardar a conclusão do “*Macrodiagnóstico*” da Baía de Guanabara para “uma reavaliação da necessidade da criação de um Projeto de Caracterização Socioambiental da Baía de Guanabara”. Cabe destacar que, obviamente, havendo necessidade de complementações ou abordagens diferenciadas, um projeto específico de caracterização socioambiental da Baía de Guanabara poderá ser incluído como condicionante em futuras licenças de operação no âmbito da Etapa 2 do Pré-Sal.

1.5.3.14 - Caracterização da Atividade Pesqueira Industrial

Na resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras afirmou que “*empreendeu esforços para obter acesso a dados primários de fontes públicas (MPA) e privadas (INSTITUTO ALBATROZ)*” para atender às solicitações dos pareceres técnicos anteriores e que, a partir de então, vem priorizando “*os esforços por levantamentos de dados primários e secundários, bem como pela análise e interpretação integrada das informações estão sendo concentradas no âmbito do Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Baía de Santos- PCSPA*”.

Em seguida, através do OF 02022.003184/2014-41 CGPEG/IBAMA, de 3.9.2014, esta Coordenação Geral reiterou alguns pontos do Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, solicitando que a empresa se comprometesse com o desenvolvimento de um projeto de pesquisa específico para elaboração de mapas que caracterizassem toda a frota atuantes na Baía de Santos, para além daquelas sediadas nos estados do Rio de



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Este ofício também reiterou a necessidade de esclarecimentos acerca das informações que, de acordo com a empresa, vinham sendo trabalhadas pelo MPA e pelo Projeto Albatroz.

Em sua resposta, a Petrobras informou que *“continua com as tratativas junto ao Ministério de Pesca e Aquicultura e outras Instituições ligadas a pesca industrial, para que o Projeto de Caracterização Socioeconômica da Pesca e Aquicultura, receba estas informações [de todas as frotas de pesca industrial atuantes na Bacia de Santos] para sua inserção e análise sobre a origem das frotas que atuam na Bacia de Santos, e, dessa forma, dar tratamento adequado a estes dados”*. Da mesma forma, destacou que o Ministério da Pesca e Aquicultura e o Projeto Albatroz *“já disponibilizaram dados que foram utilizados na elaboração de mapa apresentado na resposta do Parecer Técnico nº 190/2014 CGPEG/IBAMA”*, mas que as tratativas continuavam no sentido da *“busca de dados mais detalhados para produção de novas representações gráficas que permitam análises mais adequadas quanto às características das frotas de outras regiões do país, mas que atuam na Bacia de Santos”*. De acordo com a empresa, estes dados *“serão repassados para as Instituições parceiras envolvidas no Projeto de Caracterização Socioeconômica da Pesca e Aquicultura (FIPERJ, UNIVALI e IP SP), para tratamento científico dos dados produzidos”*.

Cabe destacar que, caso o Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos não apresente informações suficientes sobre a totalidade das frotas atuantes na pesca industrial da Bacia de Santos, projetos de pesquisa complementares podem ser incluídos como condicionantes em futuras licenças de operação no âmbito da Etapa 2 do Pré-Sal.

II.6 - Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais

II.6.2 - Modelagem da Dispersão de Óleo e Efluentes

Anexo II.6.2-1 - Modelagem Transporte e Dispersão de Óleo no Mar

O Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA reiterou a solicitação de envio de todos os mapas digitais de acordo com as orientações desta Coordenação Geral. Em resposta ao parecer técnico, a empresa informou que *“devido à dificuldade em se trabalhar com os arquivos (somente os cenários do EIA somam mais de 15GB) para o atendimento das diretrizes do CGPEG/IBAMA, os DVDs contendo os shapes serão encaminhados no dia 15/09/2014”*.

Em resposta às solicitações de inclusão de batimetria em todas as figuras de mapas, de uniformização de nomenclatura e de apresentação de gráficos em língua portuguesa, foram apresentados alguns mapas e gráficos revisados. A Petrobras informou que encaminhará relatório consolidado, em 15.9.2014, contendo mapas, nomenclatura dos cenários e gráficos de acordo com o solicitado. O referido relatório deverá conter, além das revisões já solicitadas por esta Coordenação Geral, todas as informações adicionais



apresentadas pela empresa nas reuniões realizadas e nas respostas aos pareceres técnicos que trataram da modelagem da Etapa 2 do Pré-Sal.

Destaca-se que todas as solicitações e recomendações decorrentes da análise do relatório apresentado no EIA também se aplicam às modelagens dos DPs. Portanto, devem ser considerados cenários críticos de maior volume de óleo na costa, apresentados mapas digitais, gráficos e arquivos “.txt” considerando variação de espessura da mancha, variação de viscosidade e balanço da massa. É imprescindível que os arquivos de saída das simulações probabilísticas também sejam apresentados.

II-1 - Dados de Entrada

Diante dos valores apresentados pela empresa para os volumes de partículas adotados pelo modelo de óleo, bem como para os números de partículas selecionados para representarem os cenários acidentais, solicitamos que a empresa explicasse: (i) quais os valores máximos de partículas que o modelo consegue simular; (ii) quais as limitações do modelo para adotar um maior número de partículas para representar os derrames acidentais; e (iii) quais as implicações da adoção de números de partículas que resultem em volumes de partículas superiores a volumes de derrames de médio e pequeno portes. Também foi solicitado que a empresa mostrasse quais seriam as variações nos resultados finais de deriva de óleo ao adotar um número maior de partículas e, por consequência, volumes menores destas partículas.

Em resposta a estas solicitações, a empresa informou que o maior número de partículas que pode ser usado no modelo é de 9.999 e que quanto maior o número de partículas, maior será o tamanho dos arquivos gerados. Consequentemente, como já explicitado pela empresa, o tamanho dos arquivos gerados pelas simulações é um fator limitante do OILMAP.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, foi esclarecido que a empresa determina o número de partículas para o cenário de pior caso e que a partir deste valor determina reduções para representar os derrames de 8 m³ e de 200 m³. Na resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a empresa afirmou que: *“Existe a opção de adotar um número maior de partículas para os volumes de pior caso, no entanto, mais uma vez enfrentamos problemas de limitações de processamento do modelo OILMAP.”*. Apesar do reconhecimento destas limitações foi relatado que a empresa busca, em todo trabalho realizado, *“identificar uma quantidade de partículas suficiente para representar o espalhamento das manchas de óleo”*. Para tal, a empresa informou que seriam simulados *“novos cenários probabilísticos com derrame de pior caso, considerando um número maior de partículas”*. Entretanto, não foram apresentadas estas simulações, nem informado se estas serão enviadas posteriormente para esta Coordenação Geral. Diante disto, solicitou-se que estas simulações fossem apresentadas, por meio do Ofício 02022.003184/2014-41 CGPEG/IBAMA. Em resposta, a empresa se



comprometeu a encaminhar as simulações com novos cenários probabilísticos para derrame de pior caso, considerando um número maior de partículas, em documento a ser protocolado no dia 15.9.2014.

II.1.1 - Campos de Corrente

Conforme solicitação e entendimento desta Coordenação Geral a respeito da utilização de todo o período sazonal disponível na base hidrodinâmica para a confecção das simulações de transporte e dispersão de óleo no mar que reflitam da melhor forma possível a variabilidade hidrodinâmica local, a Petrobras se comprometeu em realizar as modelagens para a confecção do Plano de Emergência Individual (PEI) de cada DP, utilizando cinco meses para cada período sazonal, com 1.000 simulações e a localização efetiva das unidades de produção.

Complementarmente, informa-se que não será necessária a confecção de simulações determinísticas de condições meteorológicas e oceanográficas mais frequentes.

II.1.4 Características dos Produtos Utilizados

No que se refere às características dos produtos utilizados, a Petrobras se comprometeu a utilizar as características do óleo de cada DP para as simulações de derrame de óleo que serão realizadas para a apresentação do Plano de Emergência Individual (PEI) de cada unidade de produção.

III - Resultados da Modelagem de Derrame de Óleo

Diante do acúmulo de discussão técnica, adquirido após as diversas reuniões sobre modelagem realizadas entre esta Coordenação Geral, Petrobras e a empresa consultora Tetra Tech, bem como das considerações apresentadas no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, no que se referem aos resultados conflitantes das simulações determinísticas críticas, quando considerado o maior volume de toque de óleo na costa, apresentados no documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, foi ratificado no documento em análise que *“a resposta ao comentário/questionamento 22 apresentada em 06/junho/2014 deve ser integralmente substituída pelas informações apresentadas no documento de 'Revisão Parcial da Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 00190/2014' apresentada/protocolada no dia 15/agosto/2014.”*.

Além da retificação destas informações, a empresa apresentou explicações sobre a origem das incoerências e erros encontrados na tabela original que continha os cenários críticos de maior volume de toque de óleo na costa, indicando como foi elaborada a revisão para alcançar as correções apresentadas. A empresa apontou o fato do modo probabilístico operar com um corte de espessura mínimo diferente do modo determinístico, e de que, a partir da Nota Técnica nº 02/2009/CGPEG/DILIC, passou a adotar espessura 0 (zero) para suas simulações, o que não era considerado pelo modelo no modo probabilístico.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Neste sentido, cabe ressaltar que não existe nenhuma indicação na Nota Técnica n° 02/2009/CGPEG/DILIC determinando tal procedimento e que, até recentemente, esta Coordenação Geral não havia definido uma condição de existência de óleo na superfície. Aproveita-se para lembrar que a Nota Técnica n° 02/2009/CGPEG/DILIC foi uma resposta desta Coordenação Geral a um documento elaborado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) e que acabou provocando diversas alterações nos termos de referência, sendo baseada naqueles pontos para os quais havia algum consenso. Um destes pontos, justamente, foi a retirada de um dos critérios de parada do modelo que dizia que a simulação deveria ser interrompida quando não existisse óleo em espessura superior à 300 nm na superfície. Cabe registrar que este critério não descartava a existência de óleo com espessura inferior a 300 nm, apenas determina que as simulações fossem interrompidas caso não se observasse óleo com espessura superior a este valor.

Assim, gostaríamos de deixar suficientemente claro, que optou-se por retirar este critério dos Termos de Referência pelo fato deste valor nunca ser atingido e apenas gerar uma maior dificuldade técnica na elaboração dos relatórios, o que não quer dizer, de forma alguma, que se estava exigindo que as partículas de óleo só fossem desconsideradas quando a sua espessura fosse igual a zero. Aliás, cabe reforçar o entendimento de que tal critério pode ser inviável, dependendo da formulação do modelo, uma vez que numericamente a espessura tenderá a zero sem nunca atingir este valor.

Como as empresas até recentemente nunca haviam apresentado claramente a adoção deste critério ou indicado qualquer problema quanto a esta questão, não se havia detectado qualquer problema. Assim, ao tomar-se conhecimento da questão, passou-se a solicitar nos Termos de Referência mais recentes que as empresas apresentassem e justificassem, objetivamente, qual o limite de espessura que seria considerado em suas simulações.

A tabela com os resultados dos cenários críticos, considerando o maior volume de óleo na costa, foi revista e apresentada. Os mapas, gráficos e arquivos “.txt” (de variação de espessura e de balanços de massa), referentes a estes cenários, também foram revisados e apresentados.

Conforme solicitado, foram enviadas todas as animações dos cenários determinísticos simulados.

Com relação ao cenário determinístico mais frequente do ponto P7 de inverno, foi informado que a animação anteriormente apresentada para este cenário continha erros e por este motivo foi reapresentada em resposta ao Parecer Técnico n° 0373/2014 CGPEG/IBAMA.

Ainda, foi informado que ao gerar as animações em atendimento ao Parecer Técnico n° 0373/2014 CGPEG/IBAMA, “verificou-se que as Tabelas III-9, III-10, III-11 e III-12 do



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Relatório de Modelagem de Óleo do EIA, alguns cenários determinísticos estavam com datas equivocadas". Diante deste fato, tais tabelas foram rerepresentadas. Destaca-se que a empresa afirmou que apenas as datas estavam alteradas, mas que as demais informações e os cenários em si (setup e resultados) estavam corretos.

III.1 - Simulações Probabilísticas

No Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA foi solicitado que a empresa discorresse sobre as limitações dos resultados dos modelos, especificamente em referência a não chegada do óleo na costa, mesmo existindo a presença de óleo em regiões rasas. A resposta apresentada não foi considerada satisfatória, pois não continha as possíveis limitações dos modelos de deriva de óleo e hidrodinâmico, sendo esta solicitação reiterada no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA.

No intuito de dirimir dúvidas sobre as possíveis limitações da base hidrodinâmica utilizada, a empresa encaminhou documento de esclarecimento do coordenador do "Grupo de Estudos de Processos Oceânicos do Programa de Engenharia Oceânica da COOPPE/UFRJ", Professor Afonso de Moraes Paiva, sobre características da base hidrodinâmica que poderiam influenciar nos resultados do modelo de deriva de óleo. Neste documento, o pesquisador construiu uma síntese contendo os principais aspectos sobre limitações e confiabilidade da base hidrodinâmica. Foram abordadas explicações sobre a complexidade de se tentar estabelecer uma medida quantitativa de erro da simulação em relação à realidade; sobre aplicação e configuração do modelo HYCOM; sobre a configuração da grade do modelo, bem como as resoluções horizontal e temporal desta configuração; sobre a batimetria e as forçantes atmosféricas; além de aspectos da inclusão de aporte fluvial, de maré barotrópica e de informações de anomalia de superfície; aspectos sobre calibração e avaliação da base também foram apresentados. De forma geral foi mostrado que: *"As principais feições oceanográficas da região de interesse foram simuladas e os resultados se comparam bem ao que é descrito na literatura, tanto na região oceânica como na região de plataforma"*. Como também que: *"A profundidade mínima adotada foi de 5 metros e novamente, portanto, a região muito próxima à costa não é foco desta modelagem."*. Considerando que o modelo possui foco em região oceânica, apesar de sua avaliação demonstrar boa correlação com dados no oceano e junto a costa, cabe destacar, como apresentado no documento, que em *"...uma modelagem com esta complexidade, é praticamente impossível tentarmos traduzir esta confiabilidade em termos de uma medida quantitativa de erro da simulação em relação à realidade. Isto porque, por um lado, a modelagem envolve diversos processos que não podem ser considerados determinísticos e, por outro lado, a própria realidade é conhecida apenas parcialmente..."*.

Diante dos aspectos abordados, considerando as incertezas pouco mensuráveis da base hidrodinâmica e das limitações dos modelos de dispersão do óleo, parece pouco sensato a forma determinística e assertiva com que os resultados de modelagem são abordados nos



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

EIA. Isto é evidenciado, por exemplo, nos resultados apresentados na animação para o cenário de inverno com 8 m³ do Ponto P8, onde a mancha deriva muito próxima a costa, atingindo distâncias inferiores a 10Km, por toda a Região dos Lagos, tendo toque apenas nas Ilhas Maricás, em município homônimo na costa do Rio de Janeiro. Desta forma, entende-se que o fato da base hidrodinâmica não ter como foco a região costeira e as limitações intrínsecas dos modelos devem sempre ser abordados, esclarecidos e discutidos na apresentação dos resultados das simulações de transporte de óleo no mar. Tal discussão, certamente, permitirá que a utilização destes resultados possa ser feita de forma mais criteriosa nos demais capítulos do Estudo de Impacto Ambiental.

Além disso, considera-se de extrema importância que, sempre quando for adotada a referida base hidrodinâmica para as modelagens de transporte de óleo, a empresa explique como foi resolvida a questão da utilização da profundidade mínima de 5 metros. É necessário que se explique, claramente, como a grade do modelo de óleo entende esta característica batimétrica proveniente da base hidrodinâmica.

Desta forma, solicita-se que os relatórios de modelagem a serem confeccionadas para os Planos de Emergência Individual (PEIs) dos DPs abordem explicitamente este assunto.

Conforme solicitação, foram encaminhados arquivos resumo das simulações probabilísticas que deram origem às simulações determinísticas. Como estes arquivos não possuem nenhuma orientação sobre a leitura de seus conteúdos, a interpretação dos valores apresentados foi trabalhosa e incerta. Não há, por exemplo, qualquer sinalização sobre a unidade de medida utilizada. De qualquer forma, através da análise combinada entre estes arquivos e as outras informações apresentadas no EIA, foi possível inferir alguns resultados. Assim, algumas questões necessitam de esclarecimentos e/ou discussão por parte da empresa.

A primeira questão se refere a grande diferença que pode existir entre as massas finais de óleo e as massas totais de óleo na costa. Tomando como base o cenário de vazamento de pior caso para o ponto P1 no inverno, verifica-se que dentre as 600 simulações apenas duas apresentaram toque na costa. Estas duas simulações se iniciaram com duas horas de diferença e o primeiro toque de óleo na costa, em ambos os casos, ocorreu nas últimas horas do último dia das simulações. Assim, não era de se esperar muita diferença entre as massas totais e finais, uma vez que não havia tempo suficiente para a chegada do óleo na costa, seu acúmulo e um posterior retorno do mesmo para a superfície do mar. Entretanto, em uma destas simulações verifica-se uma diferença de mais de 300 unidades e em outra de mais de 150 unidades entre as massas finais e totais de óleo na costa, que ficaram entre 1 e 2 unidades de massa. Neste caso em particular, a tabela contendo os cenários determinísticos de maior volume de óleo na costa indicam um volume de menos de 1 m³. Salienta-se que os tempos decorridos entre os primeiros toques e o fim das simulações foram de 1 e 2 horas, ou seja, entre um passo de tempo e o seguinte, a massa de óleo na costa diminuiu drasticamente.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Cabe destacar que no documento em análise foi mostrada tabela contendo as espessuras máximas de óleo retidas na costa, considerando cada tipo de costa e na resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA foi apresentada tabela com as constantes utilizadas na interação do óleo com a linha de costa, mostrando que existe um tempo de retenção do óleo, embora este tempo não tenha sido informado. Portanto, acredita-se serem necessárias algumas horas para que o óleo seja acumulado e somente após alguns passos de tempo este óleo teria possibilidade de retornar à superfície da água. Assim, o resultado do cenário citado seria incoerente com a dinâmica de interação do óleo na linha de costa.

Desta forma, solicita-se que a empresa esclareça e discuta como o modelo entende e resolve o acúmulo de óleo na costa, bem como a perda do óleo que estava na costa para a superfície do mar, quando da apresentação da primeira modelagem referente aos DPs.

No intuito de orientar a análise dos arquivos de saída das simulações probabilísticas, solicita-se que a empresa também encaminhe um documento de orientação da leitura dos arquivos SSH quando da apresentação da primeira modelagem referente aos DPs. É necessário também que seja explicada como é feita a conversão de massa de óleo (aparentemente o resultado quantitativo de óleo na costa é em massa nos arquivos SSH) para volumes de óleo, como é apresentado no estudo.

Outra questão proveniente da análise dos arquivos SSH, se refere à aleatoriedade da escolha do momento inicial de cada simulação. Com a finalidade de ilustrar melhor o questionamento desta Coordenação Geral, o cenário de derrame a partir do ponto P7 no verão será usado como exemplo. O arquivo resumo com as simulações probabilísticas mostrou que para este cenário só existiram simulações iniciadas nos meses de janeiro e fevereiro, sendo que a empresa definiu que utilizaria três meses como característicos de cada período sazonal. Além de só existirem instantes iniciais nestes dois meses, foi possível observar que alguns instantes iniciais se repetem, como por exemplo, o dia 1.1.2004, às 16 horas, que foi utilizado para iniciar 3 dentre as 600 simulações de composição dos resultados probabilísticos. Se forem desconsideradas as repetições dos momentos iniciais se obtém um total de 495 simulações para este cenário. Deste modo, solicita-se que a empresa explique, de forma clara e objetiva, como é definida a aleatoriedade do momento inicial de cada simulação e as implicações de não se considerar 1/3 do período previamente definido. Estes esclarecimentos devem ser apresentados, quando da apresentação da primeira modelagem referente aos DPs.

Ainda utilizando o cenário supracitado como referência, foi possível observar que simulações iniciadas no mesmo instante resultam em grandes diferenças de resultados. Para as 3 simulações iniciadas em 1.1.2004, às 16 horas, temos três resultados de massa final de óleo na costa bastante diferentes, sendo aproximadamente 1960 unidades de massa, 3280 unidades de massa e 2627 unidades de massa. O OILMAP possui um fator de aleatoriedade, portanto seria previsível existirem diferenças nos resultados de simulações



iniciadas nos mesmos momentos iniciais, porém não era de se esperar resultados com tais diferenças nas ordens de grandeza. Assim sendo, solicita-se que a empresa esclareça estas diferenças de resultados de massa final de óleo na costa quando da apresentação da primeira modelagem referente aos DPs.

III.2 - Simulações Determinísticas Críticas

Como já apontado em pareceres técnicos anteriores e nas reuniões realizadas para discutir as modelagens, esta Coordenação Geral questionou o comportamento dos óleos apresentados nas simulações determinísticas críticas a partir dos pontos P5 e P6. A empresa, por sua vez, informou e reafirmou que o fato de não existir óleo em superfície após alguns dias de simulação se deve à dinâmica meteorológica e oceanográfica atuante sobre o óleo ao longo da simulação com as baixas viscosidades dos óleos. Desta forma, no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, solicitou-se que a empresa discorresse sobre os possíveis destinos do óleo após ser entranhado. Em resposta foi informado apenas que: *“Não existe uma forma de visualizar o que ocorre em subsuperfície, no entanto, uma vez que o campo de correntes é o mesmo, entende-se que o óleo segue a mesma trajetória da superfície.”*.

Assim, é possível inferir que mesmo não sendo apresentados no EIA, os cenários acidentais a partir dos pontos P5 e P6 com os óleos simulados podem possuir alguma probabilidade do óleo atingir áreas relevantes, seguindo trajetória em subsuperfície.

Considerando que dois dentre os seis tipos de óleo simulados para a confecção do EIA possuem baixa viscosidade e, conseqüentemente, de acordo com a empresa, grande parte de sua massa/volume entranha em coluna d'água, entendemos que é de extrema importância que a empresa compreenda a trajetória do óleo em subsuperfície. Portanto, as modelagens a serem confeccionadas para os Planos de Emergência Individuais (PEIs) dos DPs que produzirão óleos de baixa viscosidade devem necessariamente considerar a deriva do óleo em subsuperfície. Para tal, considerando que esta demanda se baseia em processos não previstos até então, solicita-se que tal questão seja discutida em reunião técnica desta Coordenação Geral com a empresa e a consultora responsável pela confecção da modelagem, o mais breve possível, antes das modelagens com estes óleos serem efetivamente confeccionadas e apresentadas.

Em função disto, aproveita-se para solicitar que antes da emissão das licenças subsequentes seja informado para quais projetos da Etapa 2 (SPA, TLDs e DPs) espera-se um óleo de baixa viscosidade como modelado para os pontos P5 e P6.

Com relação aos gráficos de balanço de massa que apresentavam apenas 90% do óleo derramado, a empresa reapresentou os gráficos contendo 100% do óleo derramado e informou que: *“Ao gerar os gráficos de balanço de massa o usuário deve optar pela escala manual e digitar o valor de 100% para que a massa/volume seja distribuída*



considerando-se o total. Caso contrário, o modelo incorre em um erro ao gerar o gráfico.”.

De forma geral, muitos erros de digitação e/ou de escolha de cenários e valores ocorreram no momento da confecção das simulações de derrame de óleo apresentadas no decorrer deste processo de análise do Estudo de Impacto Ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal e de suas complementações. Espera-se que se tenha maior atenção no preparo das simulações apresentadas para o licenciamento, uma vez que tais erros incorrem em tempo de análise desnecessária da equipe, acarretando em atrasos em todo o processo.

Anexo D - Modelagem de Derrame de Diesel Marítimo a partir do Gasoduto Lula Norte - Franco NE

Foram apresentados os gráficos de balanço de massa, variação de espessura e variação de viscosidade conforme o solicitado.

As respostas aos questionamentos referentes as modelagens de derrame de diesel foram consideradas satisfatórias.

Anexo II.6.2-2 - Modelagem Descarte de Efluentes a partir dos FP(W)SO

A Petrobras deve apresentar novas modelagens de efluentes, em consonância com o Termo de Referência e com todas as considerações e solicitações contidas nos Pareceres Técnico nº 0190/2014 e nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, quando da apresentação do requerimento de Licença de Operação para cada um dos DPs.

Anexo II.6.3.3-1 - Modelagem de Transporte de Óleo no Mar

A empresa confirmou no documento em análise que o volume de pior caso simulado para este estudo de modelagem foi de 36.000 m³ e não 3.600 m³ como havia sido mencionado no texto apresentado no EIA.

Os arquivos “.txt” das simulações determinísticas críticas e mais frequentes foram apresentados.

A empresa se comprometeu a encaminhar os mapas digitais e as animações referentes à modelagem de transporte de óleo no mar em 15.9.2014.

II.6.3 - Análise dos Impactos Ambientais

II.6.3.1 - Meio Físico e Biótico

Inicialmente, deve-se reconhecer que as discussões apresentadas são, de forma geral, mais consistentes, representando visível melhora em relação àquelas apresentadas nos documentos anteriores. Observa-se que caso esta mesma consistência ora apresentada tivesse estado presente já na revisão 00 do EIA os objetivos da avaliação de impactos



poderiam ter sido atingidos sem a necessidade de tão extensa revisão; o que deve ser considerado pela Petrobras como um aprendizado para futuros processos de licenciamento. Segue a análise de cada um dos impactos para os quais houve a apresentação de complementações:

A) Impactos Efetivos

Impacto 1 - Alteração da morfologia de fundo pela presença de equipamentos submarinos

A resposta indica que os gasodutos foram considerados.

O impacto foi rediscutido de maneira satisfatória e reclassificado, sendo concluído que: *“Ao considerarmos as características geomorfológicas e fisiográficas das áreas de instalação, depreende-se que as alterações serão pontuais, de longa duração, permanente, irreversível efetivo/operacional, negativo, direto, indutor e, de incidência imediata, média sensibilidade, assim como se altera a classificação deste impacto como de **média** magnitude e média importância”.*

Com relação à medida preventiva proposta foi esclarecido que: *“Os estudos de fundo realizados são considerados medidas preventivas de média eficácia, pois com eles é possível otimizar o layout submarino. As informações obtidas nestes estudos permitem primeiramente que sejam evitadas interferências com ambientes ecologicamente relevantes, mas também uma redução da área a ser alterada pela presença das estruturas submarinas durante toda a atividade, já prevendo áreas inclusive para futuras intervenções na região. A partir deste estudo, reduções de área são bem-vindas não só do ponto de vista ambiental como também para redução de custos nos projetos.”*

Em relação a proposição de parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento deste impacto, a Petrobras indicou que: *“os requisitos de projeto e os procedimentos técnicos e operacionais para a instalação dos equipamentos submarinos, dentre os quais destacam-se o imageamento das operações e os documentos de 'As-Built' das instalações poderão fornecer os indicadores necessários para a avaliação conclusiva destes impactos.”*

Portanto, considerando a média magnitude do impacto e a necessidade de se evitar impactos significativos quando for detectada a presença de espécies de relevante interesse ecológico, solicita-se que, nos Relatórios de Instalação e Operação a serem periodicamente encaminhados, sejam apresentadas informações, obtidas a partir do imageamento das operações e dos documentos de *“As-Built”* das instalações, a respeito de eventuais interações com a fauna bentônica e alterações na área afetada pela presença das estruturas submarinas em virtude da presença de corais (isolados ou em bancos) e outras espécies de relevante interesse ecológico.



Impacto 4 - Alteração da qualidade da água por efluentes sanitários e resíduos alimentares (impacto 3 da Rev. 00 do EIA)

Considerando a presença de Unidades de Conservação marinhas (APAs Marinhas do Litoral Centro e Norte e Parque Estadual Marinho da Laje de Santos), cujas “áreas se estendem até aproximadamente 15 milhas náuticas da costa”, a Petrobras indicou como medida mitigadora que “as embarcações de apoio que utilizam o porto de Santos façam o lançamento de seus efluentes sanitários e resíduos alimentares somente a partir de 15 milhas náuticas da costa”, ou seja, indo além do que determina a MARPOL que permite que estes lançamentos ocorram já a partir das 12 milhas náuticas.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras esclareceu que: “Para a implantação do controle do descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares dentro dos limites propostos, as empresas prestadoras de serviço afretadoras das embarcações utilizadas na instalação dos sistemas submarinos e no transporte de insumos, equipamentos e resíduos, que venham a utilizar o Porto de Santos, serão instruídas ao atendimento da proposição da Petrobras quanto à proibição do lançamento de resíduos alimentares e efluentes sanitários antes de 15 milhas náuticas da costa. Quanto ao monitoramento e controle, para os resíduos alimentares este controle é realizado através do Livro de Registro do Lixo, onde são preenchidas a cada descarga de resíduos alimentares as informações de data e hora da descarga, volume dos resíduos orgânicos descartados e posição do navio (latitude e longitude), conforme estabelecido no Anexo V da Convenção Marpol 73/78 (Decreto Legislativo nº 499/2009). Para os efluentes sanitários a Petrobras estabelecerá um controle semelhante, instruindo as embarcações a registrarem a cada descarte de efluentes sanitários as informações de data e hora da descarga, volume descartado e posição do navio (latitude e longitude). O monitoramento para verificar o efetivo cumprimento da medida na área de abrangência geográfica na qual ela é proposta, será realizado através da análise crítica pela Petrobras dos registros dos descartes de efluentes sanitários e resíduos orgânicos com as respectivas coordenadas de descartes.”

Impacto 6 - Alteração da qualidade da água por descarte de água produzida (considerado no impacto 5 na Rev. 00 do EIA)

A Petrobras manifestou o entendimento de que “este impacto possui magnitude média, posto que com base nos resultados advindos da modelagem, o descarte de água produzida causará alteração perceptível na qualidade da água, contudo será efetivado sem ultrapassar os parâmetros legais da legislação aplicável. A classificação da importância se manterá média ...”.

Impacto 7 - Alteração da qualidade da água por descartes de efluentes da unidade de remoção de sulfatos (considerado no impacto 5 na Rev. 00 do EIA)



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Observa-se que este impacto deverá ser reavaliado por ocasião da apresentação da modelagem adicional para a pluma de efluentes gerada durante o procedimento de limpeza periódica das membranas de remoção de sulfato, que, conforme indicado no item “II.2.4.2.2.1.6”, deverá ser apresentada anteriormente a Licença de Operação de cada DP.

Impacto 8 - Alteração da qualidade do ar (considerado no impacto 6 na Rev. 00 do EIA)

A Petrobras manifestou concordância com a reavaliação da magnitude do impacto relativo aos SPA/TLDs, passando o atributo a ser considerado como média.

Impacto 9 - Contribuição para o efeito estufa (considerado no impacto 6 na Rev. 00 do EIA)

Em atenção às considerações do Parecer Técnico n° 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a classificação do impacto foi alterada para “*alta magnitude*” e, conseqüentemente, de “*grande importância*”.

Observa-se, que apesar de acatar o entendimento do referido parecer técnico, a Petrobras registrou a sua discordância, que é transcrita a seguir:

“... a consideração do parecer técnico pelo Escritório Regional do IBAMA de Caraguatatuba (ESREG) reflete, a nosso ver, uma leitura equivocada da questão, pois está focado no aspecto ambiental (contribuição para as emissões de gases de efeito estufa) e não no impacto ambiental (contribuição para o efeito estufa).”

A argumentação da PETROBRAS para justificar a magnitude baixa deste impacto apresentou uma comparação das estimativas (conservadoras) de GEE do ETAPA-2 com a projeção do Brasil em 2020 apenas no intuito de mostrar que tal relação (da ordem de apenas 0,5%) é razoável para inferir que as emissões do ETAPA-2 serão desprezíveis para o impacto identificado, qual seja, contribuição para o efeito estufa, o qual é de efeito e caráter global e cujas conseqüências atualmente observadas seriam derivadas de um estoque e emissões globais de carbono na atmosfera, incomparáveis com o aporte relativamente pequeno que o ETAPA-2 trará no futuro.

Vale ressaltar que as atividades de produção no âmbito do ETAPA-2 preveem como medidas preventivas e mitigadoras a remoção e reinjeção do CO2 de volta ao reservatório e a otimização do comissionamento das plataformas, o que contribuirá significativamente para a minimização das emissões de GEE.

Complementarmente, cumpre também esclarecer que as atividades de E&P da Petrobras apresentam boa performance em relação à indústria de óleo e gás mundial, a partir das ações de redução de queima de gás em tocha.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Finalmente as emissões previstas para o Pré-Sal estão consideradas no Plano Decenal de Energia - PDE, utilizado como Plano Setorial de Mitigação e Adaptação do setor de energia no âmbito do Plano Nacional de Mudanças Climáticas."

Considera-se que eventuais discordâncias são inerentes ao processo de avaliação de impactos, de modo que, esta Coordenação Geral se coloca à disposição para aprofundar as discussões sobre este ou outros impactos das atividades de petróleo.

Com relação a argumentação apresentada, registra-se que a remoção e reinjeção do CO₂ de volta ao reservatório e a otimização do comissionamento das plataformas são, de fato, importantes medidas para a minimização das emissões de GEE; ressalta-se, no entanto, que o CO₂ reinjetado não foi considerado nas estimativas de emissões e os valores apontados pelo PAR. 02548.000012/2014-96 ESREG CARAGUATATUBA/SP/IBAMA não consideraram as expressivas emissões da fase de comissionamento.

Como medida associada existe a previsão de que: *"As emissões de GEE oriundas dos TLDs/SPAs, assim como de queimas extraordinárias nos projetos de DP, serão compensadas a partir de aportes financeiros junto ao Fundo Amazônia do BNDES, conforme tem sido usualmente praticado em situações similares."* Neste sentido, reitera-se que, embora a compensação de emissões de GEE através do Fundo Amazônia seja uma opção factível; seria interessante, conforme já indicado à Petrobras em outras ocasiões, que a empresa buscasse outras alternativas que permitissem um acompanhamento mais direto dos projetos de compensação de emissões e um maior vínculo com a área de influência da atividade licenciada.

Ainda com relação às medidas associadas, foi informado que: *"Na Matriz de impactos será excluída, a medida reinjeção de CO₂, para mitigação deste impacto decorrente dos SPA/TLDs."*

Impacto 11 - Perda de Habitat Bentônico pela ancoragem dos FP(W)SOs (considerado no impacto 7 na Rev. 00 do EIA)

O impacto foi rediscutido e reclassificado, sendo concluído que: *"Considerando que a perda de habitat deverá abranger uma área bastante reduzida o impacto foi classificado como sendo de **média** magnitude, pois se espera que as alterações afetem o ambiente bentônico no nível de indivíduos ou, conservadoramente, apenas populações localizadas e temporariamente."*; o que é considerado satisfatório.

A resposta acrescentou que: *"Em relação a proposição de medidas e indicadores de minimização de impactos a Petrobras ratifica que as medidas preventivas de levantamentos de dados geotécnicos, geofísicos e sedimentares são o que há de mais efetivo para a tal fim. Ratifica também que não há como se propor parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento. Isto porque não se está avaliando aqui o efeito direto e indutor sobre as alterações na estrutura das comunidades*



bentônicas, o que será feito na análise do impacto 22. A perda de habitats pode ser bem quantificada por meio do cálculo direto das áreas ocupadas pelos equipamentos. E o EIA apresenta estes valores calculados de forma bastante conservadora quando estabelece polígonos envolventes sobre os arranjos submarinos e indica as áreas totais ocupadas por estes para indicar os valores das perdas esperadas.”.

Entende-se que, conforme indicado no “Impacto 1”, com base nas informações obtidas a partir do imageamento das operações e dos documentos de “As-Built” das instalações, as áreas totais ocupadas pelos equipamentos submarinos poderão ser quantificadas, bem como poderão ser registradas eventuais interações com a fauna bentônica, o que deverá ser informado nos Relatórios de Instalação e Operação a serem periodicamente encaminhados.

Impacto 12 - Perda de Habitat Bentônico devido à instalação e desativação das estruturas submarinas/assentamento dos gasodutos (considerado no impacto 7 na Rev. 00 do EIA)

Considerando que: “A despeito da separação dos impactos 11 e 12 é importante reconhecer que o fato gerador, ou seja, a instalação/desinstalação de equipamentos submarinos na sua totalidade e tipos apresenta os mesmos efeitos para o ambiente bentônico que é a perda de habitat devido a ocupação de área pelos equipamentos submarinos, gasodutos, linhas e sistemas de ancoragem.”, a resposta indicou que “a argumentação apresentada para o impacto 11 acima é novamente evocada e aplicada na análise deste impacto”. Deste modo, também o “Impacto 12” foi considerado como de média magnitude.

Conforme indicado no “Impacto 1” e no “Impacto 11”, com base nas informações obtidas a partir do imageamento das operações e dos documentos de “As-Built” das instalações, as áreas totais ocupadas pelos equipamentos submarinos poderão ser quantificadas, bem como poderão ser registradas eventuais interações com a fauna bentônica, o que deverá ser informado nos Relatórios de Instalação e Operação a serem periodicamente encaminhados.

Impacto 13 - Perturbação da Comunidade Nectônica pela geração de ruídos (impacto 8 na Rev. 00 do EIA que se referenciava não à comunidade nectônica, mas a quelônios e cetáceos)

Conforme solicitado no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA a discussão referente à avaliação da magnitude do impacto foi complementada.

Impacto 16 - Alteração da comunidade planctônica devido ao descarte de água produzida (considerado no impacto 10 da Rev. 00 do EIA)

O impacto foi rediscutido e, em atenção às considerações do Parecer Técnico nº



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

0373/2014 CGPEG/IBAMA, teve sua classificação reavaliada para **alta** magnitude e **alta** importância *“considerando que o empreendimento terá duração de cerca de 30 anos e haverá um efeito cumulativo e sinérgico em virtude do lançamento de efluentes de todos os FPSOs”*. Deve-se observar, no entanto, que considerando a classificação da sensibilidade como baixa, a importância seria média.

Foi feita referência ao Projeto de Monitoramento Ambiental, mais especificamente ao monitoramento do DP de Franco I que será incluído no Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas da Bacia de Santos - PMPR-BS que prevê *“a caracterização das comunidades planctônicas (fito, ictio e zôo) presentes no entorno da unidade, quando da coleta das amostras do compartimento água, para fins de integração com as informações provenientes do sensoriamento remoto e demais informações oceanográficas, no âmbito da abordagem regional da Bacia de Santos. (...) Os indicadores ambientais são: composição, taxonômica, frequência de ocorrência, riqueza, diversidade, equitabilidade e densidade. Análises uni e multivariadas serão aplicadas aos dados, visando a compreensão da variabilidade e da estrutura do compartimento planctônico”*.

Impacto 17 - Interferência no nécton devido ao descarte de água produzida (considerado no impacto 10 da Rev. 00 do EIA)

A Petrobras apresentou uma revisão da discussão do impacto (excluindo a avifauna) e manifestou concordância com a classificação proposta no Parecer Técnico nº 0373/204 CGPEG/IBAMA, isto é, magnitude **média** e **grande** importância.

Conforme solicitado, foi apresentada uma avaliação do impacto específica para a avifauna (indicado como *“Impacto 28”*, de modo que a numeração acabou por se sobrepor com a utilizada para os impactos potenciais). O impacto foi classificado como de média magnitude e, portanto de grande importância.

Com relação às medidas associadas e indicadores, é feita referência ao Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS), no qual *“está prevista análise de fingerprint de todos os animais oleados atendidos pelo PMP-BS, o que poderá permitir a identificação da fonte de contaminação”*. A resposta se refere também ao Projeto de Monitoramento de Cetáceos, cuja proposta prevê a coleta oportunista de tecido para, entre outras finalidades, análise de contaminantes.

Observa-se que, considerando eventos recentes de mortalidade de aves em plataformas, evidenciou-se a necessidade do estabelecimento de um *“Plano de Manejo de Aves na Plataforma”*, que também poderá contribuir na aquisição de informações a respeito deste impacto. O Plano deverá seguir as orientações indicadas no Item “II.7” e ser apresentado como subsídio ao requerimento da primeira Licença de Operação.

Impacto 18 - Alteração na comunidade planctônica devido ao lançamento de efluente da unidade de remoção de sulfato (considerado no impacto 10 da Rev. 00



do EIA)

Observa-se que este impacto deverá ser reavaliado por ocasião da apresentação da modelagem adicional para a pluma de efluentes gerada durante o procedimento de limpeza periódica das membranas de remoção de sulfato, que, conforme indicado no item “II.2.4.2.2.1.6”, deverá ser apresentada anteriormente a Licença de Operação de cada DP.

Impacto 20 - Interferência com o nécton pelo descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares (considerado no impacto 11 da Rev. 00 do EIA)

A resposta indicou que, tanto em relação às comunidades nectônicas, como em relação às comunidades planctônicas (“Impacto 19”), *“pode-se afirmar que as modificações físico-químicas provocadas no corpo receptor serão indistinguíveis do background devido à alta capacidade de diluição do corpo receptor e a hidrodinâmica característica da região, não acarretando, portanto, em danos às comunidades biológicas. Assim, não se justifica a proposição de medidas de monitoramento ambiental para este impacto, considerando-se que estas seriam inócuas e ineficazes e que os efluentes a serem lançados obedecerão aos limites preconizados pela legislação, medida que minimiza o impacto.”*

Impacto 21 - Perturbação do Nécton pela luminosidade (impactos 12 e 15 na Rev. 00 do EIA)

A resposta teceu algumas considerações a respeito do impacto sobre o nécton (excluindo avifauna), sem, no entanto, contestar a classificação de média magnitude e grande importância indicada no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA que, portanto, é mantida.

Com relação a indicadores para este impacto, a resposta fez referência ao Projeto de Monitoramento de Cetáceos.

Conforme solicitado, foi apresentada uma avaliação do impacto específica para a avifauna (indicado como “Impacto 27” dos DPs e “Impacto 26” dos SPA/TLDs, de modo que a numeração acabou por se sobrepor com a utilizada para os impactos potenciais). O impacto foi classificado como de baixa magnitude *“por promover alterações apenas em nível de indivíduo”* e média importância.

Não foram apresentadas medidas associadas ou discutidos possíveis indicadores. Conforme indicado anteriormente, considerando eventos recentes de mortalidade de aves em plataformas evidenciou-se a necessidade do estabelecimento de um *“Plano de Manejo de Aves na Plataforma”*, que também poderá contribuir na aquisição de informações a respeito deste impacto. O Plano deverá seguir as orientações indicadas no Item “II.7” e ser apresentado como subsídio ao requerimento da primeira Licença de Operação.

Impacto 22 - Alteração na estrutura da comunidade bentônica pela presença do



FPSO e equipamentos submarinos (impacto 13 na Rev. 00 do EIA)

A resposta faz referência às discussões apresentadas no “*Impacto 11*” e no “*Impacto 22*”, para sustentar a classificação da magnitude como **média**; o que é considerado satisfatório.

Impacto 23 - Alteração no nécton pela presença do FPSO e equipamentos submarinos

A Petrobras apresentou uma revisão da discussão do impacto (excluindo a avifauna) e manifestou concordância com a classificação inicialmente proposta no Parecer Técnico nº 0373/204 CGPEG/IBAMA, isto é, magnitude **média** e **grande** importância.

Com relação a indicadores para este impacto, a resposta fez referência ao Projeto de Monitoramento de Cetáceos.

Conforme solicitado, foi apresentada uma avaliação do impacto específica para a avifauna (indicado como “*Impacto 29*” dos DPs e “*Impacto 26*” dos SPA/TLDs, de modo que a numeração acabou por se sobrepor com a utilizada para os impactos potenciais). O impacto foi classificado como de baixa magnitude “*por promover alterações apenas em nível de indivíduo*” e média importância.

Não foram apresentadas medidas associadas ou discutidos possíveis indicadores. Conforme indicado anteriormente, considerando eventos recentes de mortalidade de aves em plataformas evidenciou-se a necessidade do estabelecimento de um “*Plano de Manejo de Aves na Plataforma*”, que também poderá contribuir na aquisição de informações a respeito deste impacto. O Plano deverá seguir as orientações indicadas no Item “*II.7*” e ser apresentado como subsídio ao requerimento da primeira Licença de Operação.

Impacto 24 - Alteração na Estrutura da Comunidade Biótica Marinha por Introdução de Espécies Exóticas via trânsito das embarcações de apoio (considerado no impacto 14 da Revisão 00 do EIA)

Em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras manifestou o entendimento de que a sensibilidade seria **média** “*por entendermos que as áreas onde se localizam as bases de apoio já se encontram bastante antropizadas em função do expressivo uso e ocupação do espaço marítimo, de suas margens e bacias hidrográficas associadas*”. Com isso, o impacto passou a ser considerado de **grande** importância.

Com relação às medidas associadas ao impacto, mais especificamente com relação à implementação das recomendações da IMO, a Petrobras esclareceu que: “*Como qualquer outra normativa da IMO, a Marinha do Brasil avalia a pertinência de sua internalização e, caso positivo, emite normas da autoridade marítima aplicáveis a todos os setores navais. Não cabe, portanto, a uma única empresa adotar integralmente normas internacionais*”.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

para a navegação, especialmente, em se tratando de um documento cuja viabilidade de implementação está em estudo, conforme já exposto. A Petrobras participa ativamente das discussões junto à IMO contribuindo para que, no futuro, quando tais diretrizes venham a se tornar mandatórias, seu conteúdo seja de alta qualidade técnica. Dentre os aspectos previstos nas diretrizes da IMO, a Petrobras informa que implementará sistemas anti-incrustantes nas embarcações de apoio, compreendendo sistemas de prevenção de crescimento marinho nas tubulações e caixas de mar, a aplicação de tintas anti-incrustantes livres de estanho e de alta performance nos cascos, além da realização de inspeções e docagens periódicas, conforme estabelecido pela Autoridade Marítima em suas NORMAMs aplicáveis (NORMAM-01/DPC e NORMAM-23/DPC). Salienta-se que Petrobras já exige existência de “casco limpo” nas embarcações de apoio, o que é verificado na inspeção inicial das embarcações.”

“Considerando que tais medidas acima expostas asseguram a minimização do risco de bioinvasão por bioincrustação oriundos das atividades das embarcações”, a Petrobras manifestou o entendimento de que estas medidas “possam ser classificadas como de alta eficácia” e propôs como indicador o “número de realização de inspeções e docagens e de (re)aplicação das tintas anti-incrustantes”.

Impacto 25 - Alteração na Estrutura da Comunidade Biótica Marinha por Introdução de Espécies Exóticas via transporte dos FPSO (considerado no impacto 14 da Rev. 00 do EIA)

Assim como para o impacto anterior, a Petrobras, em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, revisou a classificação da sensibilidade; porém, neste caso para alta, o que **ratifica** a grande importância.

Com relação à utilização de tinta anti-incrustante em cascos de FPSOs, a Petrobras informou que *“esta será uma medida específica para o presente projeto, prevista para todas as unidades de operação no âmbito do Etapa 2, salvo o FPSO Cidade de Ilha Bela, considerando que a construção desta unidade encontra-se praticamente finalizada”.*

Com relação à utilização de tinta anti-incrustante nas unidades de produção da Petrobras de forma geral, a resposta esclareceu que *“esta não era uma prática usual, uma vez que a avaliação quanto à pertinência de sua aplicação era usualmente focada no desempenho de navegação e que a eficácia das tintas é dependente da movimentação do casco, o que não é aplicável para plataformas de produção considerando que são unidades estacionárias”.*

Foi proposto como indicador o *“número de unidades onde será aplicada tinta anti-incrustante”* e *“percentual de cascos limpos oriundos do exterior”.*

Estas informações deverão ser confirmadas para cada unidade por ocasião do requerimento de Licença de Instalação.



Impacto 26 - Colisão das embarcações com cetáceos e quelônios marinhos (impacto 16 da Rev. 00 do EIA)

A classificação da duração do impacto foi revista para média; a classificação da magnitude, no entanto, foi ratificada como média alegando que *“podem ocorrer distúrbios comportamentais nos cetáceos e quelônios”*.

Com relação às medidas associadas, o Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA havia chamado atenção para *“a necessidade de dimensionamento da intensidade de trânsito de embarcações entre os empreendimentos marítimos de Exploração e Produção de petróleo e as bases de apoio em terra, com base em informações e registros reais das operações das embarcações”*, como forma de *“verificar as áreas de maior intensidade de uso pelas embarcações e correlacionar estes com áreas de ocorrência de populações de mamíferos e quelônios e também rotas migratórias”*.

A resposta indicou que: *“A Petrobras conta com sistemas de monitoramento da frota capazes de rastrear as embarcações que atuam na Bacia de Santos. São combinadas tecnologias de rastreamento diferentes (satelital e terrestre) de forma a minimizar a possibilidade de áreas sem monitoramento. Isto se justifica devido à grande extensão desta Bacia. Como sistemas satelitais são utilizados o Inmarsat C e o Inmarsat D+. Já como sistema terrestre utiliza-se o AIS (Automatic Identification System). Combinadas, essas tecnologias transmitem a localização, velocidade e rumo das embarcações. Todas as informações são recebidas, processadas, armazenadas e disponibilizadas através de Sistemas de Informação Geográfica. A partir dos dados de registro pretérito e em tempo real, seguindo orientação do Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras irá realizar o “... dimensionamento da intensidade de trânsito de embarcações entre os empreendimentos marítimos de Exploração e Produção de petróleo e as bases de apoio em terra...”. De posse do mapeamento das áreas e rotas de maior densidade de embarcações serão realizados cruzamentos espaciais com as áreas de ocorrência de populações de mamíferos, quelônios e também rotas migratórias, de forma a orientar a navegação e minimizar a possibilidade de colisão. Propõe-se a inclusão desse mapeamento nos relatórios anuais do Projeto de Monitoramento de Cetáceos.”*

A resposta apresentada pela empresa está em sintonia com a proposta de ser desenvolvido um *“Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações”* na Bacia de Santos.

B) Impactos Potenciais

Impacto 27 - Alteração da qualidade da água devido a vazamento de produtos químicos (impacto 17 da Rev. 00 do EIA)

A resposta teceu algumas considerações a respeito do impacto, informando que *“o volume de produtos químicos transportados pelas embarcações que prestarão apoio às atividades*



*do Projeto Etapa 2, são inferiores aos volumes simulados” e, portanto, as simulações utilizadas para embasar a avaliação do impacto haviam sido “extremamente conservadoras”. Desta forma, manifestou o entendimento de que a classificação anteriormente proposta deveria ser mantida com relação aos atributos abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude e importância. No entanto, não foi questionado o entendimento expresso no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA de que, “a depender da região atingida, a sensibilidade do fator ambiental água pode ser **alta**”, que desta forma é mantido.*

A resposta indica, ainda, que: “As características do vazamento, distância da costa, ecossistema impactado, extensão da área atingida, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros, irão influenciar a classificação do impacto, sendo assim, caso ocorra, para cada vazamento serão propostos parâmetros e/ou indicadores.”.

Impacto 28 - Alteração da estrutura da comunidade do plâncton devido ao vazamento de produtos químicos (considerado no impacto 18 da Rev. 00 do EIA)

*A resposta teceu algumas considerações a respeito do impacto, informando que “o volume de produtos químicos transportados pelas embarcações que prestarão apoio às atividades do Projeto Etapa 2, são inferiores aos volumes simulados” e, portanto, as simulações utilizadas para embasar a avaliação do impacto haviam sido “extremamente conservadoras”. Desta forma, manifestou o entendimento de que a classificação anteriormente proposta deveria ser mantida com relação aos atributos abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude e importância. No entanto, não foi questionado o entendimento expresso no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA de que, “a depender da região atingida, a sensibilidade do fator ambiental pode ser **alta**”, que desta forma é mantido.*

A resposta indica, ainda, que: “As características do vazamento, distância da costa, ecossistema impactado, extensão da área atingida, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros, irão influenciar a classificação do impacto, sendo assim, caso ocorra, para cada vazamento serão propostos parâmetros e/ou indicadores.”.

Impacto 29- Alteração do nécton devido ao vazamento de produtos químicos (considerado no impacto 18 da Rev. 00 do EIA)

A resposta teceu algumas considerações a respeito do impacto, informando que “o volume de produtos químicos transportados pelas embarcações que prestarão apoio às atividades do Projeto Etapa 2, são inferiores aos volumes simulados” e, portanto, as simulações utilizadas para embasar a avaliação do impacto haviam sido “extremamente conservadoras”. Desta forma, manifestou o entendimento de que a classificação anteriormente proposta deveria ser mantida com relação aos atributos abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude e importância.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

A resposta indica, ainda, que: “A PETROBRAS considera mais adequado definir os parâmetros e/ou indicadores caso ocorra um vazamento, pois as características do vazamento, distância da costa, ecossistema impactado, extensão da área atingida, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros, irão influenciar no impacto.”.

Impacto 30 a 36 - alterações em diferentes fatores ambientais devido ao vazamento de combustível e óleo no mar (considerados nos impactos 19 a 25 da Rev. 00 do EIA)

Com relação ao impacto sobre comunidades planctônicas (“Impacto 34”) para a fase de operação, não foram apresentadas complementações. Desta forma, considerando que na fase de operação os volumes de óleo passíveis de atingirem o mar são maiores, assume-se que o impacto é de **alta** magnitude.

Na resposta complementar, encaminhada pela correspondência E&P-PRESAL 0107/2014, a Petrobras reconheceu “que houve um equívoco ao deixar de citar o Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo (PEVO) como uma medida para proteção à fauna, uma vez que foi elaborado o Plano de Proteção à Fauna da Bacia de Santos em atendimento à exigência do IBAMA. O Plano de Proteção à Fauna estabelece grupos e áreas prioritários em caso de vazamento de óleo e define ações de resposta secundária (afugentamento, captura preventiva e monitoramento) e terciária (resgate e reabilitação)”.

Também nesta resposta complementar, a Petrobras informou com relação a indicadores para monitoramento dos eventuais impactos que “em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizada, época do ano, entre outros), poderá utilizar diferentes parâmetros e/ou indicadores de impacto”, indicando exemplos para os diferentes fatores ambientais (manguezais, costões rochosos, praias arenosas, comunidade planctônica, comunidade nectônica e avifauna).

Foram apresentados os esclarecimentos ao questionamento feito pelo Comitê da Bacia Hidrográfica da Baixada Santista (CBH BS) sobre os impactos ambientais potenciais que poderiam ser causados nas praias, manguezais e outros ecossistemas costeiros dos 9 (nove) municípios que compõem o CBH BS.

Resumo dos Impactos Efetivos e potenciais nos meios físicos e bióticos

Por meio da correspondência E&P-PRESAL 0113/2014, de 8.9.2014, foram apresentadas as matrizes de impacto revisadas.

II.6.3.2 - Meio Socioeconômico

O Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA alertou para a não consideração dos



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

municípios de Macaé e Itaboraí na avaliação de impactos ambientais sobre o meio socioeconômico. Ressalta-se que esses municípios, além de Maricá e Caraguatatuba, foram inseridos na área de estudo por sediarem empreendimentos associados à produção e escoamento no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo evidente que a apresentação de seu diagnóstico socioeconômico deveria resultar na avaliação dos impactos que se manifestam nessas localidades e, se for o caso, na inserção dos mesmos na área de influência do empreendimento. O Parecer indicou ainda que: *“Dessa forma, solicitamos que sejam explicitados os impactos socioambientais que podem incidir sobre esses municípios, especialmente aqueles relacionados ao desenvolvimento da Etapa 2, ao pagamento de royalties e ao uso e ocupação do solo, que são relacionados. Ressalta-se que não é o caso de se fazer uma avaliação refinada de todos os impactos provocados por esses gasodutos, os quais estão sendo avaliados em seus processos de licenciamento específicos, mas problematizar as questões importantes associadas à produção do gás do Pré-Sal que deve escoar por essas estruturas. Importa para estes municípios entender: i) que é em função da produção do Pré-Sal (por enquanto Etapa 2) que empreendimentos associados de significativo impacto ambiental estão sendo instalados ou ampliados nos territórios; e ii) que a renda composta por compensações financeiras pode ter incremento em função da instalação destas estruturas associadas e da quantidade de óleo e gás aportada.”*

Nas informações complementares apresentadas pela Petrobras, afirmou-se que os impactos associados à produção e escoamento no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos nesses municípios estão ligados à instalação ou ampliação de unidades de tratamento ou sistemas de transporte de gás (gasodutos), o que implicaria em avaliações relacionadas ao uso e ocupação do solo nesses municípios, por exemplo. Além disso, o pagamento de royalties a esses municípios pode ser alterado (ampliado) em função do gás oriundo do Polo Pré-Sal. Apesar de reconhecer a existência desses impactos, a empresa ressalta que sua descrição e quantificação é realizada nos estudos específicos de cada um desses empreendimentos (UTGCA, em Caraguatatuba; Rota 2, em Macaé; e Rota 3, em Maricá e Itaboraí) e por isso não incorporaram essas questões na AIA e, conseqüentemente, na Área de Influência deste projeto em licenciamento. Esses impactos foram contemplados somente no item Prognóstico, onde a empresa apresentou o estudo de cumulatividade entre os empreendimentos.

Considerando o entendimento de que existem impactos associados ao escoamento do gás produzido no Polo Pré-Sal através dos gasodutos Rota 2 e Rota 3, esta Coordenação Geral determina que os municípios de Macaé/RJ e Itaboraí/RJ sejam considerados como área de influência do empreendimento. Com isso, os impactos relacionados ao incremento no pagamento de royalties e participações, bem como o desenvolvimento de empreendimentos associados nesses territórios devem ser tratados no âmbito dos programas de mitigação propostos, notadamente o Programa de Comunicação Social (PCS) e o Programa de Educação Ambiental (PEA) regionais da Bacia de Campos e Santos. Além disso, sobre a afirmação da empresa de que esses impactos foram considerados no



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Prognóstico, cabe ressaltar que este item possui diversas limitações intrínsecas ao instrumento de licenciamento e Estudo de Impacto Ambiental, como será discutido em item específico neste Parecer, o que corrobora a necessidade de execução de um Projeto de Avaliação Continuada dos Efeitos Cumulativos e Sinérgicos e de um Projeto de Monitoramento Socioeconômico, os quais já são condicionantes da licença ambiental da Etapa 1 do Pré-Sal e devem ser executados também para dar resposta a esses questionamentos sobre impactos socioeconômicos difusos possivelmente manifestados nos municípios da área de influência.

Impacto 1 - Geração de Expectativas

Diante da Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, existe o entendimento de que este impacto se refere às expectativas criadas tanto com relação à geração de emprego e renda, aumento no preço da terra e dos imóveis, possibilidade de governos municipais receberem royalties e participações, mas também relacionado à possibilidade de acidentes envolvendo vazamentos de óleo. No Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA foi estabelecido que *“esta Coordenação Geral entende que a geração de expectativa associada ao risco existe e pode ser considerada de alta magnitude e grande importância, conforme pôde ser constatado nas audiências públicas realizadas tanto nos municípios da área de influência, como nos municípios da área de estudo e sujeitos ao risco”*. Por isso, no Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS), apontado como medida mitigadora deste tipo de impacto, devem ser previstas ações que enfrentem a questão das expectativas dos municípios sobre o risco de acidentes envolvendo vazamento de óleo e sua preparação para resposta, no caso de ocorrência de acidente. Nesse contexto também devem ser incluídas regiões que, apesar de não fazerem parte da área de influência dos empreendimentos, apresentam uma elevada percepção de estarem sujeitas aos riscos de um eventual vazamento de óleo.

Impacto 3 - manutenção de empregos geração de empregos diretos (impacto 3 da Rev. 00 do EIA)

Impacto 4 - Geração de empregos indiretos e de empregos-renda (impacto 3 da Rev. 00 do EIA)

Na Rev. 00 do Estudo de Impacto Ambiental estes impactos eram considerados apenas como *“Impacto 3 - manutenção e geração de emprego e renda”*.

Apesar de apresentar uma estimativa de demanda de mão de obra para as fases de instalação e operação e de quantificar quantos novos postos de trabalho podem ser preenchidos por novas contratações, seja por concurso ou mobilização direta, e quantos podem ser preenchidos por remanejamento de mão de obra já contratada ou utilizada em outro empreendimento, a empresa não qualificou esta informação. Em que pese o fato da mobilização de mão-de-obra, aparentemente, não significar grande aporte de



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

trabalhadores nos municípios da área de influência, entendemos ser fundamental a elaboração e execução de um Projeto de Monitoramento Socioeconômico que possa acompanhar possíveis impactos de pressão na infraestrutura urbana e de serviços nos municípios da área de influência, principalmente nas regiões onde deverão ocorrer o embarque dos trabalhadores e em municípios que serão bases de apoio do empreendimento.

Como medida mitigadora para este impacto, avalia-se ser importante que o Programa de Comunicação Social Regional, através de seus boletins informativos e de sua página na internet, busquem incorporar informações qualificadas sobre a expectativa de empregos a serem gerados por ano pelo empreendimento, destacando as vagas/cargos disponíveis, o nível de capacitação necessário para aqueles que desejarem se candidatar e as oportunidades de capacitação oferecidas pela empresa e seus parceiros nos municípios da área de estudo.

Impacto 5 - Expansão das áreas de ocupação desordenada (impacto 4 da Rev. 00 do EIA)

O impacto avaliado anteriormente como de magnitude baixa e média importância, a partir das considerações feitas no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, foi reconsiderado como de média magnitude e alta importância.

Sobre a solicitação de que fossem apresentados esclarecimentos a questionamentos feitos pelo MPE-SP (Ofício nº 1.612/13-GAEMA-BS) decorrentes da preocupação com a influência da Etapa 2 do Pré-Sal no crescimento populacional dos municípios do litoral paulista, a empresa respondeu que não dispõe de dados disponíveis sobre o quantitativo de implantação de núcleos habitacionais e sobre as inúmeras variáveis que podem induzir esse crescimento, tornando difícil correlacionar uma estimativa de padrões de habitação subnormal que esteja diretamente relacionada ao empreendimento. Apesar de acreditar que a empresa poderia apresentar uma estimativa sobre a expectativa de implantação de núcleos habitacionais e moradias de padrão subnormal nos municípios da área de influência, cabe reconhecer que esta seria uma estimativa incapaz de proporcionar segurança acerca das possibilidades de aumento da vulnerabilidade urbana com a implantação das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás. Diante disso, é importante reforçar que considera-se fundamental a execução do Projeto de Monitoramento Socioeconômico, tanto para acompanhar a evolução de indicadores e apontar para a necessidade de mitigação de impactos, como para constituir uma base de dados sólida e confiável sobre os impactos da expansão das áreas de ocupação desordenada e demais impactos difusos que afetam as dinâmicas socioespaciais e qualidade de vida, a ser utilizada em novos processos de licenciamento ambiental de empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás.

Impacto 6 - Pressão sobre os serviços essenciais (impacto 5 da Rev. 00 do EIA)



Impacto 8 - Aumento da especulação imobiliária (impacto 6 da Rev. 00 do EIA)

Impacto 9 - Aumento do custo de vida (impacto 7 da Rev. 00 do EIA)

Impacto 15 - Dinamização da economia local e regional (impacto 11 da Rev. 00 do EIA)

Sobre os questionamentos feitos pelo MPE (Ofício nº 1.612/13-GAEMA-BS) decorrentes da preocupação com a capacidade dos serviços públicos de lidarem com um eventual aumento de demanda decorrente da Etapa 2 do Pré-Sal, solicitado no Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA e reiterado no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a empresa recuperou algumas passagens contidas na descrição do impacto *“pressão sobre os serviços essenciais”*, apresentada na revisão do capítulo de AIA: *“O diagnóstico da área de estudo do Projeto Etapa 2 identificou que a rede de serviços essenciais é capaz de atender de forma razoável à atual demanda da maior parte dos serviços disponíveis. Contudo, as atividades do Projeto Etapa 2 poderão contribuir para incremento da demanda por esses serviços básicos com destaque para os de saúde e segurança, acarretando possíveis prejuízos para o atendimento da população local, sobretudo nos municípios onde se localizam as bases de apoio. O diagnóstico das condições de infraestrutura aponta, por exemplo, que tanto os estados do Rio de Janeiro quanto São Paulo apresentam dados deficitários no que se refere ao número de leitos de saúde disponíveis por habitante, segundo recomendações da Organização Mundial de Saúde”*. *“Durante o verão, época de temporada do turismo, a infraestrutura básica de serviços essenciais dos municípios com vocação turística, especialmente saúde e segurança, sofre grande incremento e pode ficar sobrecarregada”*.

Novamente, para esse impacto foi apontado o Projeto de Monitoramento Socioeconômico, que poderá trazer dados que possibilitarão a correlação entre os empreendimentos do Polo Pré-Sal e os impactos identificados relacionados à pressão sobre os serviços essenciais, aumento da especulação imobiliária, aumento do custo de vida e dinamização da economia local e regional.

Impacto 10 - Interferência com a atividade pesqueira artesanal pelo trânsito das embarcações de apoio (impacto 8 da Rev. 00 do EIA)

A Petrobras compreendeu a argumentação desta Coordenação Geral sobre a irreversibilidade deste impacto, assumindo que quando as viagens das embarcações cessarem, o impacto sobre a pesca artesanal de determinada comunidade pode ser irreversível. Ou seja, numa escala local, este impacto pode ser considerado irreversível.

Com relação à magnitude do impacto, a Petrobras reiterou que no seu entendimento trata-se de uma baixa magnitude, sobretudo por considerar que *“a avaliação se baseou numa referência quantitativa, ainda que estimada do número de viagens, e que estas evidenciaram um tráfego médio de menos de 7 embarcações por dia no contexto da Baía*



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

de Guanabara; entendemos que a classificação do impacto como de baixa intensidade é satisfatório, sobretudo quando se leva em consideração que este impacto está sendo avaliado regionalmente, ou seja para toda a área de influência". Contudo, ao considerar que "o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira da Bacia de Santos está empreendendo esforços para uma avaliação quantitativa da interferência e do impacto que o transito das embarcações tem sobre a atividade pesqueira - baseado no dimensionamento da intensidade de trânsito de embarcações entre os empreendimentos marítimos de Exploração e Produção de petróleo e as bases de apoio em terra e a correlação com as áreas de pesca" concordou com a reclassificação do impacto como de média magnitude. Ressalvando que esta classificação seria aceitável numa escala local, ou seja, nas proximidades das bases de apoio marítima.

Impacto 12 - Interferência com a atividade pesqueira industrial pela presença dos FPSOs (impacto 8 da Rev. 00 do EIA)

A PETROBRAS concordou com a argumentação desta Coordenação Geral e reclassificou este impacto como sendo de **natureza negativa**.

Para responder ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a empresa ainda destacou entender que "*quando indicou o Programa de Comunicação Social Regional (PCSR) e Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira (PMAP) como medida mitigadora para o impacto na pesca industrial respondeu o questionamento do MPE-SP quanto às medidas propostas*". A empresa lembrou que "*o PCSR encontra-se em fase de análise por esta Coordenação Geral, e, portanto ainda não está implantado*" e que "*o PMAP, por se tratar de uma medida de monitoramento e controle não possui um sistema de indicadores de eficácia de mitigação, o que não permite, nesta fase de desenvolvimento, realizar uma discussão adequada a este respeito*".

Por fim, ressaltou que concordava com a posição desta Coordenação Geral quando afirma que: "*... considera-se que o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira deverá avaliar a importância do monitoramento da pesca industrial de determinadas espécies, após a conclusão do "Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos", quando esta medida mitigadora poderá ser efetiva. Da mesma forma, o Programa de Comunicação Social Regional deve ter ações voltadas especificamente para discutir a interferência provocada pela presença dos FPSOs sobre a atividade pesqueira industrial.*"

Impacto 13 - Interferência nas atividades de turismo e lazer (impacto 9 da Rev. 00 do EIA)

Na Resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras detalhou o aumento estimado na movimentação de embarcações, chegando a um valor aproximado de 500% no número de viagens, o que despertou preocupação quanto aos potenciais



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

reflexos negativos em regiões com elevada vocação turística. No entanto, na Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a empresa retificou essa estimativa, explicando que a legenda utilizada na tabela levou a uma interpretação equivocada. Na verdade, os dados apresentados em cada ano representavam um diferencial sobre o ano anterior, e não o número absoluto de viagens em determinado ano. Na nova resposta, os valores também foram atualizados conforme a revisão do planejamento da Companhia. Com isso, o aumento no número de viagens de embarcações de apoio para as atividades de perfuração e produção na Bacia de Santos, sem contar a etapa de instalação e operações de *offloading*, chega a cerca de 60%. Essa estimativa de aumento é bem inferior ao apresentado anteriormente, mas não deixa de ser caracterizada como um aumento expressivo, representando potencial impacto negativo nas atividades de turismo e lazer.

Diante disso, entende-se que se faz necessária a elaboração e execução de um *“Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações”*, capaz de dotar o órgão ambiental e demais instituições de informações qualificadas sobre o aumento no número de embarcações e viagens realizadas no apoio às atividades de produção de petróleo no Polo Pré-Sal. Este projeto é fundamental para constatar a consistência das estimativas apresentadas pela Petrobras durante o processo de licenciamento, bem como monitorar uma ação geradora capaz de provocar significativos impactos nas atividades de turismo e lazer e demais fatores ambientais.

Sobre os questionamentos feitos pelo MPE-SP (Ofício nº 1.612/13-GAEMA-BS) decorrentes da preocupação com a influência da Etapa 2 do Pré-Sal no crescimento populacional dos municípios do litoral paulista, a empresa afirmou que só seria possível comparar as informações apresentadas na Avaliação Ambiental Integrada, efetuada pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo para o Litoral Norte, com a elaboração de estudos específicos que compartilhem a mesma metodologia.

Também aproveita-se para reiterar que o estudo foi pouco capaz de abordar *“os impactos indiretos e difusos relacionados ao desenvolvimento em terra de toda a cadeia de bens e serviços relacionados à indústria do petróleo e gás, os quais têm grande potencial para alterar a paisagem e as atividades de turismo e lazer desenvolvidas na área de estudo, em virtude de mudanças nos padrões de uso e ocupação do solo, na beleza cênica, na dinâmica econômica da região, etc.”*, conforme mencionado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA. A empresa se limitou a afirmar que esses impactos serão avaliados por meio das *“Plataformas da Sustentabilidade”*, que pretendem desenvolver um estudo de *“Avaliação de Impactos Ambientais Cumulativos e Sinérgicos dos grandes empreendimentos previstos, anunciados e em licenciamento nas seguintes regiões: Litoral Norte de SP; Baixada Santista do Estado de São Paulo e Litoral Sul do Rio de Janeiro”*.

Esta Coordenação Geral considera imprescindível que também seja elaborado um estudo de *“Avaliação de Impactos Ambientais Cumulativos e Sinérgicos”* para a Baía de



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Guanabara, considerando a opção da empresa de concentrar nesta região todo apoio operacional às atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Resumo dos Impactos Efetivos e potenciais no meio socioeconômico

Na Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a empresa apresentou no “Anexo II.6.3.2-1” a matriz de impactos potenciais no meio socioeconômico, retificando a avaliação de importância do “Impacto 19 - Interferência com a pesca industrial pelo vazamento de óleo”. Este impacto foi categorizado como de média importância mas havia aparecido na matriz apresentada anteriormente como de alta importância. No entanto, alguns impactos operacionais tiveram sua avaliação alterada nesta última versão do estudo, e com a finalização da análise da Avaliação de Impactos Ambientais, faz-se necessária a apresentação da matriz de avaliação de impacto consolidada.

Considerando as informações apresentadas, entende-se que a apresentação das matrizes consolidadas não é impeditiva a um posicionamento quanto à viabilidade ambiental do empreendimento. No entanto, deverão ser apresentadas antes da emissão das licenças subsequentes (LI e LO).

II.6.3.3 - Impactos Previstos sobre as Unidades de Conservação

Por meio da correspondência E&P-PRESAL 0114/2014, de 9.9.2014, a Petrobras esclareceu com relação ao impacto de colisão com organismos do nécton que a medida proposta - “Redução da velocidade das embarcações de apoio, especialmente quando avistados ou identificados cetáceos, quelônios (através de sondas e outros equipamentos eletrônicos)” - é o procedimento normal de condução das embarcações.

Esta mesma correspondência apresentou alguns esclarecimentos bastante sucintos sobre impactos previstos para a APA Cairuçu, a Reserva Ecológica da Juatinga e APA Baleia Sahy, que, no entanto, se inserem dentro da avaliação dos impactos sobre as Unidades de Conservação de forma geral.

II.7 - Medidas Mitigadoras e Compensatórias

II.7.1 - Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)

Não houve complementações a este item. Contudo, reitera-se que na implementação do PM-500 nas plataformas da Etapa 2 (ou seja, todas as unidades com exceção do DP de Franco 1, incluído no PMRP), deverão ser levadas em consideração as observações do Parecer Técnico nº 0227/2014 CGPEG/IBAMA, de 26.5.2014, que analisou a implementação do PM-500 na Bacia de Campos (processo IBAMA nº 02022.000490/10).

II.7.2 - Projeto de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruído



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

A presente análise se refere aos principais pontos do “*Projeto de Monitoramento de Ruído Ambiente Submarino, Bacia de Santos*”, apresentado no “*Anexo 8*” da “*Resposta ao Parecer Técnico nº 0122/2014 CGPEG/IBAMA*”.

Conforme destacado no Parecer Técnico nº 0122/2014 CGPEG/IBAMA, os objetivos centrais deste Projeto, a serem incluídos em um Projeto Executivo, referem-se à identificação dos incrementos dos níveis dos ruídos submarinos decorrentes da operação e expansão das atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás natural, avaliando-se os respectivos impactos sobre a fauna marinha.

Para isto, foi solicitada a caracterização da paisagem acústica atual e a avaliação do acréscimo dos ruídos resultantes das atividades previstas ao longo do desenvolvimento do Polo Pré-Sal na Bacia de Santos. Por outro lado, considera-se que os impactos esperados sobre a fauna marinha se manifestem em toda a Bacia de Santos e, neste sentido, as análises propostas devem ser representativas das distintas situações ambientais encontradas na Bacia.

Em acordo aos objetivos acima mencionados, destaca-se que as amostragens de ruído ambiente devem ocorrer simultaneamente às detecções acústicas das vocalizações da biota marinha, obviamente nas mesmas locações. Os resultados encontrados devem ser examinados de forma integrada ao Projeto de Monitoramento de Cetáceos e considerando as possíveis inter-relações com o Projeto de Monitoramento de Praias. Espera-se assim uma efetiva avaliação dos impactos decorrentes dos aumentos dos níveis de ruídos incidentes sobre diferentes espécies de cetáceos ocorrentes na Bacia de Santos.

A abordagem metodológica proposta de se monitorar as variações nos níveis de ruído de determinadas áreas ao redor de pontos fixos deverá incluir registros de forma contínua e ao longo de todo o período da atividade, incluindo análises direcionadas a identificação de variações sazonais e interanuais. Cabe ressaltar que as diferentes unidades de produção, e fontes de ruído associadas, possuem diferentes fases de instalação e procedimentos de operação que, conseqüentemente, geram ruídos com diferentes características ao longo do tempo, portanto, espera-se ainda uma ampla variação espacial que também deverá ser examinada.

Entende-se ainda que o número de pontos amostrais proposto pela empresa não refletirá as múltiplas situações ambientais e padrões acústicos para a Bacia de Santos como um todo, bem como a espacialização das alterações nos níveis de ruídos que resultem, entre outras variáveis biológicas, em alterações comportamentais e em padrões de distribuição e abundância de espécies. Em alguns pontos do projeto e da resposta ao Parecer Técnico nº 0122/2014 CGPEG/IBAMA, a empresa informa que possui e registra dados meteoceanográficos na Bacia de Santos há bastante tempo. Considera-se assim a existência prévia de fundeios ou estações locais de monitoramento. Em acordo ao item “*VIII - Inter-relação com Outros Projetos*”, a empresa deve informar a localização destes e



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

considerar sua utilização como estruturas nas quais equipamentos adicionais para registro acústico podem ser acoplados, visando o aumento dos pontos amostrais propostos no projeto em tela.

Embora seja aceitável a realização de medições do aumento dos níveis de ruído após o início da instalação ou operação das diferentes unidades de produção previstas para atividade, considerando ainda amostragens em uma área “controle”, medições dos níveis de ruído prévio e padrões de distribuição e de abundância de espécies podem ser alterados em função do início da operação, conseqüentemente as medições de vocalização registradas no âmbito deste projeto não refletirão uma situação sem o efeito da atividade.

Além disso, o período entre o início do desenvolvimento do projeto executivo e o início da execução das medições nas estações de amostragem são demasiadamente extensos e injustificáveis e não foram considerados razoáveis para aprovação por esta Coordenação Geral. Novo cronograma deverá ser apresentado pela empresa.

Tendo em vista o exposto até aqui, sobretudo a necessidade da realização de amostragens prévias ao início da fase de operação e o mapeamento acústico em escalas espaciais representativas da Bacia de Santos, solicita-se a realização de abordagem complementar à apresentada pela empresa, que deverá ser elaborada e apresentada no âmbito do presente Projeto, a partir da utilização de boias de dispersão com flutuação livre. Esta metodologia possibilitará a realização de amostragens acústicas aleatórias e a abrangência de toda a área da Bacia, contanto que as boias sejam lançadas em diferentes pontos nos limites da bacia, a favor das correntes que realizarão seu transporte ao longo da área amostral. As boias devem conter hidrofones dispostos em diferentes profundidades, visando a medição dos níveis de ruído e a detecção e identificação de vocalizações. Deverão ainda possuir um registrador de dados e GPS integrados, permitindo tanto o armazenamento e georreferenciamento dos dados como sua recuperação e redirecionamento caso ocorram desvios para áreas não-alvo durante seu uso. Por serem reutilizáveis propiciam amostragens sazonais em séries temporais de longo prazo.

Ressalta-se que os equipamentos necessários à realização da análise complementar aqui solicitada são facilmente encontrados no mercado, não sendo necessária fabricação específica, como alegado pela empresa para os equipamentos propostos em outras análises constantes no Projeto. Os recursos necessários para sua implementação são significativamente mais simples de serem adquiridos e existem empresas que os fornecem prontamente, provendo suporte técnico para elaboração, execução e análise de dados do estudo em questão. Com isso, as medições por meio desta abordagem podem começar com brevidade, permitindo a obtenção de dados para o conhecimento do cenário acústico da Bacia de Santos em fase mais inicial do desenvolvimento das atividades pretendidas no Polo Pré-Sal a partir da etapa 2.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

As duas abordagens complementares que comporão o projeto deverão ter seus dados analisados de forma integrada e comparada sempre que possível.

Destaca-se que a caracterização da paisagem acústica submarina também deve compreender os níveis de ruído percebidos e emitidos pela fauna marinha, de forma que sua medição deve se dar em diferentes bandas de frequência, sobretudo aquelas associadas aos mamíferos marinhos. O nível de exposição sonora (Sound Exposure Level, em inglês) é um importante parâmetro quando se trabalha com o impacto de ruídos antropogênicos em mamíferos marinhos. Com base nessa medida pode-se avaliar a exposição cumulativa do animal a um campo sonoro por um extenso período de tempo.

O tempo de permanência dos fundeios, o intervalo entre as recuperações e o tempo de manutenção sem medições não foram claramente especificados para cada uma das três abordagens de monitoramento. Estes pontos devem ser esclarecidos pela empresa. Além disso, no item “X - Cronograma”, verifica-se uma diferença entre o período de medição do ruído ambiente base (4 anos) e os períodos de medição do ruído em campos de produção e do ruído irradiado (para ambos, 1 ano inicial e três meses nos anos seguintes). Entende-se que o monitoramento do ruído deve ser realizado de forma contínua, tal como previsto para o ruído ambiente base. Reforça-se que todas essas medições devem ser feitas ao longo de toda a operação da atividade. Desta forma, esses itens do cronograma também devem ser revistos pela empresa.

Em termos específicos, no item “V.1 - Justificativas”, a empresa afirma que os dados coletados serão processados, tratados, analisados, reportados e arquivados segundo procedimentos existentes na Petrobras. No entanto, não é informado quais seriam estes procedimentos. A empresa deve esclarecer este ponto, considerando a necessidade de publicidade dos dados obtidos pelo projeto.

No item “V.2 - Instrumentação”, não ficou claro quais as faixas de frequência e funcionalidades dos diferentes equipamentos. Em um ponto menciona-se que os SADAS registrarão as bandas de terços de oitava até 16 kHz. Posteriormente, informou-se que a faixa de frequência de medição pelos hidrofones seria de 10 Hz a 80 kHz e, em seguida, que seria de 10 Hz a 32 kHz. No caso do Projeto de Monitoramento de Cetáceos, apresentado pela empresa no “Anexo 7” e que deverá ser analisado conjuntamente com o projeto em tela, informou-se que a faixa de frequência a ser medida para incluir as frequências de vocalização dos cetáceos seria de 6 Hz a 150 kHz, enquanto que em outras propostas, esta faixa seria de 1 Hz a 160 kHz. Diante do exposto, solicita-se que a empresa apresente esclarecimentos e justificativas referentes às faixas de frequências que serão medidas, considerando a biologia das espécies e a inter-relação requerida entre os projetos acima mencionados.

No item “V.3.2”, a empresa informa que os observatórios submarinos ficarão na profundidade de 50 metros na entrada das Baías de Ilha Grande, da Guanabara e do



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Terminal de São Sebastião. Considerando a profundidade e a proximidade com centros urbanos, devem ser feitas considerações acerca da possibilidade de interferências externas nos equipamentos, por exemplo, em função de arrastos de embarcações de pesca. A empresa deve se manifestar sobre esta possibilidade, abordando eventuais formas de se contornar este problema.

No item “V.4”, considerando a importância do posicionamento dos fundeios em áreas afastadas de atividades industriais e rotas de navegação para o adequado monitoramento do ruído ambiente base, entende-se que esta avaliação deve ser aprofundada e reapresentada. Apesar de já ter sido apontado no projeto que a localização necessitará de uma avaliação mais criteriosa à época da implantação, entende-se que, por ser um ponto fundamental para a comparação entre regiões da Bacia com diferentes graus de desenvolvimento da indústria, o exercício de levantamento das atividades atuais e futuras para a Bacia, considerando as demais etapas de exploração e produção de petróleo e gás natural previstas para o polo pré-sal, atividades de outras empresas, blocos leiloados pela ANP e até mesmo o conhecimento geológico que descarte regiões com potencial exploratório, devem ser considerados pela empresa e representados em mapa específico.

Nos itens “V.4” e “V.5”, a empresa informa que a instrumentação para registro de dados bioacústicos será instalada apenas próximo à superfície. Não há justificativa para tal, portanto solicita-se que os registros bioacústicos sejam feitos nas três profundidades já apresentadas para a medição de ruídos.

Ainda no item “V.5”, especificamente quanto à proposição da empresa de que após o período anual de medição serão avaliadas novas locações para a instalação dos fundeios, solicita-se esclarecimentos sobre possíveis razões e critérios que levem a proposição de alteração de local. Com relação à localização dos fundeios em cada campo de produção, a empresa deve apresentar, em mapa, as estruturas da indústria já presentes e aquelas previstas naquele campo, as principais zonas de navegação e demais informações relevantes relacionadas às operações da indústria. A partir do mapa gerado deve ser considerado o melhor posicionamento do fundeio de forma a abranger a captação dos ruídos emitidos.

Solicita-se que a escolha dos campos de produção nos quais serão alocados os fundeios levem em consideração diferentes estágios e incremento de estruturas previstas para o desenvolvimento da produção no Polo Pré-Sal. Neste sentido, a previsão de locação dos fundeios, e respectivas medições, deverá incluir ao menos um campo de produção em que a instalação e a operação da atividade não tenham sido iniciadas, de forma a se obter medições do ruído ambiente daquela área previamente às emissões dos ruídos associados ao desenvolvimento da produção do campo em questão.

No item “V.6”, deve ser considerada a integração entre os bancos de dados do Projeto de Monitoramento de Ruídos com os do Projeto de Monitoramento de Cetáceos.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Com relação ao proposto no item “V.7”, reafirma-se que o monitoramento dos ruídos deve ser contínuo, de forma a se detectar variações sazonais e interanuais nos níveis de ruído e nos padrões de distribuição e abundância de cetáceos na Bacia de Santos.

Com relação ao item “V.8 - *Exclusões Específicas*”, a empresa deve justificar claramente o motivo das exclusões propostas. Não parece ter fundamento a afirmação de que não há conhecimento de algumas informações necessárias para inserção no modelo, por exemplo, em relação ao relevo submarino. Entende-se que após determinado período de execução do projeto estas informações possam estar disponíveis. Além disso, é de se esperar que esta área do conhecimento científico avance ao longo do tempo. Assim, entende-se que a modelagem acústica não deva ser definitivamente descartada do projeto. Do contrário, deve ser um objetivo a ser buscado e considerado ao longo de seu desenvolvimento.

Associando o item “VI - *Implementação*”, ao item “X - *Cronograma*”, considerando fatores como toda a experiência prévia, procedimentos já existentes e capacitação técnica dos técnicos da Petrobras na realização de medições acústicas, como mencionadas pela própria empresa, não se justifica que a implementação do projeto só seja realizada no prazo de dois anos após a concessão da Licença Prévia.

O item “VII - *Resultados Esperados*” deve ser adaptado de acordo com os apontamentos deste Parecer. Ressalta-se a importância do acompanhamento do aumento nos níveis de ruído e de mudanças em suas características ao longo do tempo e de mapeamentos da paisagem acústica na Bacia de Santos como um todo.

No item “VIII - *Inter-relação com Outros Projetos*”, como já mencionado no início deste parecer, a empresa deve considerar a possibilidade de utilização de fundeios já previstos ou existentes em outras esferas para ampliação do número de estações de medição deste Projeto. Considerando que os cruzeiros do Projeto de Monitoramento de Cetáceos realizarão o monitoramento acústico passivo, solicita-se considerações acerca da possibilidade de utilização dos dados obtidos por este método para mensuração do ruído ambiente.

A empresa deve apresentar o respectivo Projeto Executivo no prazo máximo de 45 (quarenta e cinco) dias, considerando todas as solicitações e comentários apresentados no presente parecer técnico.

II.7.3 - Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC)

A proposta apresentada pela empresa para este projeto foi analisada no Parecer Técnico nº 0122/2014 CGPEG/IBAMA, tendo sido solicitados ajustes e sua reapresentação.

A resposta ao referido parecer técnico, assim como a revisão do projeto, foram apresentadas pela Petrobras por meio da correspondência E&P-PRESAL 0069/2014, de 30.6.2014. Portanto, a presente análise se refere aos principais pontos do Projeto de



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Monitoramento de Cetáceos, apresentado na “Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 122/2014”.

O “Projeto Conceitual” apresentado na Revisão 01 apresenta significativos avanços em relação à versão encaminhada no Estudo de Impacto Ambiental do empreendimento e vai ao encontro das solicitações desta Coordenação Geral, registradas em Pareceres Técnicos e Atas de Reuniões constantes deste processo de licenciamento. Conceitualmente, a revisão do Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC) buscou atender aos anseios da sociedade brasileira e de grupos de pesquisa especializados no tema que se manifestaram de forma qualificada durante o processo de consulta pública, seja nas Audiências Públicas ou por meio de documentos específicos protocolados nesta Coordenação Geral.

O mosaico de técnicas e métodos propostos, se adequadamente aplicados e analisados, permitirá uma visão abrangente das espécies, populações e comunidades de mamíferos marinhos, sob a ótica do processo de avaliação de impactos ambientais das atividades marítimas relacionadas à cadeia produtiva de petróleo e gás, durante todo o período de desenvolvimento e operação no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Contudo, fazem-se necessários alguns ajustes na proposta conceitual, os quais serão pontuados abaixo:

- Frequência de Amostragem nos Cruzeiros: a realização de dois cruzeiros anuais de avistagem, conforme proposto pela empresa, é insuficiente. Considerando-se a extensa faixa de cobertura do PMC e a sazonalidade das espécies migratórias, o número de cruzeiros anuais deverá ser ampliado, englobando a região mais costeira e a região oceânica, conforme o desenho amostral proposto e considerando-se os cenários de inverno e verão para ambas as regiões. De forma semelhante, a frequência dos cruzeiros específicos para marcação dos cetáceos por telemetria satelital deverá ser reavaliada e tecnicamente justificada, considerando o objetivo de marcação das espécies-alvo prioritárias em suas áreas de ocorrência e sazonalidade conhecidas. Deve ser informada, ainda, a duração estimada de cada cruzeiro nas diferentes regiões (costeira e oceânica).

- Cronograma: considera-se insuficiente o período inicial de 3 anos proposto para a realização de “*estudos mais intensos*”, durante o qual todas as técnicas (cruzeiros de avistagem, monitoramento acústico passivo de arrasto, telemetria, sobrevoos, foto identificação e coleta de biópsias) são aplicadas em todos os anos, para a calibração metodológica e estabelecimento de parâmetros básicos, com posterior monitoramento de tendências populacionais. Solicita-se que esse período inicial seja de no mínimo 6 anos. Após esse período, com base nos dados obtidos com a aplicação de cada uma das técnicas e de acordo com a avaliação das Reuniões de Acompanhamento, poder-se-á rever as metodologias e técnicas empregadas no PMC, a depender dos resultados alcançados, objetivos propostos na etapa de execução do PMC e do ritmo de adensamento de atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

na Bacia de Santos. Ressalta-se que qualquer revisão do Projeto estará condicionada à aprovação por esta Coordenação Geral.

- Entrega dos Relatórios: relatórios anuais deverão ser protocolados nesta Coordenação Geral e demais instituições de interesse. Ainda que não seja possível a realização de análises conclusivas ou a definição de tendências nos primeiros anos de desenvolvimento do PMC, os relatórios anuais simplificados deverão apresentar um resumo das atividades realizadas durante o período, os resultados preliminares e dificuldades de implementação.

Solicita-se, ainda, que sejam apresentados os esclarecimentos ou detalhamentos abaixo listados, para que haja o claro entendimento quanto aos objetivos requeridos de cada uma das seguintes ações:

- Banco de Dados: a empresa deverá detalhar a proposta de estruturação de banco de dados para o volume de informações esperado com a aplicação das diferentes técnicas de monitoramento. Reitera-se que os dados gerados no âmbito dos processos de licenciamento ambiental federal são integralmente públicos, não havendo restrições de acesso ou uso dos mesmos, uma vez que sejam depositados em bancos de dados, preferencialmente oficiais ou compatíveis com estes. Idealmente, os dados gerados no PMC deverão ser integrados ao sistema de informação previsto no Projeto de Monitoramento de Praia da Bacia de Santos.

- Análises genéticas e moleculares: deverão ser detalhadas as técnicas utilizadas para cada objetivo e identificados os grupos de pesquisa e laboratórios responsáveis por sua realização e interpretação.

- Análises de contaminantes: deverão ser detalhadas as técnicas e os grupos de contaminantes pesquisados, além de listada a rede de laboratórios habilitada para fazê-los e interpretá-los. Sugere-se a análise conjunta com as amostras de animais encalhados no âmbito do Projeto de Monitoramento de Praia, guardadas eventuais necessidades de adequações técnicas e logísticas, se pertinente.

- Métodos: apresentar o detalhamento das metodologias para análise dos dados que serão utilizadas para a realização dos estudos ao nível de população e de comunidade, incluindo aquelas para as estimativas de padrões comportamentais, estrutura, abundância e dinâmica, considerando a aplicação das técnicas sugeridas (sobrevoo, cruzeiros de avistagem, monitoramento acústico, telemetria, foto identificação e biópsias). Os desenhos amostrais dos estudos propostos devem estar adequados às metodologias definidas, de forma a permitir a avaliação dos impactos ambientais previstos ao longo do tempo.

- Telemetria satelital: descrever cada transmissor e sensor a ser utilizado. Devem ser destacadas as principais diferenças entre eles tanto em relação às características gerais, quanto às aplicações e respostas proporcionadas, abordando a adequação de cada tipo de



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

equipamento para utilização nas espécies ou grupos de cetáceos presentes na Bacia de Santos.

- Inter-relação com outros projetos: deve ser especificada a relação direta com o Projeto de Monitoramento de Ruídos (PMR) da Bacia de Santos, como feito no mesmo item daquele Projeto, e abordado como se dará a inter-relação entre eles. Importante ressaltar a necessidade de profunda integração entre estes dois projetos. Relacionar paisagens acústicas à distribuição dos cetáceos será importante para elucidar como o som influencia o uso do habitat e de que maneira pode limitar ou definir o acesso às áreas de alimentação ou reprodução. Diversas formas de compartilhamento de dados, análises conjuntas e integração de resultados devem ser buscadas. Solicita-se que o monitoramento acústico passivo do PMC seja utilizado como uma plataforma para inserção de equipamentos de medição de ruídos para o PMR, de forma a contribuir para a caracterização e mapeamento da paisagem acústica da Bacia de Santos. Mais amplamente, solicita-se que todas as plataformas e estratégias de medição de ruído de um projeto sejam usadas para o outro.

Ademais, a empresa deverá garantir que a equipe executora do PMC seja composta por especialistas qualificados, com experiência e notório saber na aplicação das técnicas propostas e na análise dos resultados obtidos.

A empresa deverá submeter para aprovação desta Coordenação Geral, num prazo máximo de 45 (quarenta e cinco) dias a contar da emissão da Licença Prévia, o Projeto Executivo para o Monitoramento de Cetáceos, contemplando as adequações apresentadas e esclarecimentos solicitados neste Parecer.

II.7.4 - Projeto de Monitoramento de Praias (PMP)

A proposta apresentada pela empresa para este projeto foi analisada no Parecer Técnico nº 0122/2014 CGPEG/IBAMA, tendo sido solicitados ajustes e sua reapresentação.

A revisão do projeto, apresentada em resposta ao referido parecer técnico, foi analisada no Parecer Técnico nº 0343/2014 CGPEG/IBAMA, de 8.8.2014, que considerou que a revisão “*apresentou avanços em relação à proposta inicial*”, porém, apontou a necessidade de alguns ajustes e complementações.

Adicionalmente, em 21.8.2014, foi recebida nesta Coordenação Geral a correspondência E&P-PRESAL 0095/2014, de 18.8.2014, que encaminhou o cronograma detalhado do Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS), solicitado pelo Parecer Técnico nº 0343/2014 CGPEG/IBAMA, e o cronograma de capacitação das equipes de atendimento à fauna oleada, documento parcialmente analisado no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA.

Esta Coordenação Geral reconhece que houve avanços no que se refere à antecipação do



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

início do monitoramento das praias no Estado do Rio de Janeiro (Fase 2), cuja previsão inicial era 2017. Entretanto, tendo em vista que o processo de articulação com as instituições já fora iniciado e que esse será muito mais simples por se tratar de uma área menor e com menor número de instituições atuantes, reitera-se que não há justificativas técnicas para que o início do efetivo monitoramento tenha início apenas no final de 2015. Adicionalmente, entende-se que a experiência adquirida com o processo de contratação da Fase 1 (de Laguna/SC a Ubatuba/SP), de complexidade muito superior, terá impacto positivo na Fase 2, principalmente no que se refere às fases iniciais elaboração e aprovação do Projeto Executivo, quando bastante tempo poderá ser otimizado.

Conforme manifestado pela empresa, as equipes que atuarão no PMP-BS também irão compor as equipes de atendimento à fauna em caso de acidentes com vazamento de óleo. Desta forma, é imprescindível o envolvimento, desde o início, das instituições localizadas no estado do Rio de Janeiro nos eventos de capacitação programados no âmbito do Plano de Proteção à Fauna da Bacia de Santos (PPAF-BS).

A Petrobras deverá apresentar as complementações solicitadas no Parecer Técnico nº 0343/2014 CPGPEG/IBAMA e visitar o cronograma da Fase 2 do PMP, a fim de superar as questões pendentes e otimizar os processos de implementação, visando atendimento ao prazo de até 31.10.2014 para apresentação do Projeto Executivo e o efetivo monitoramento de toda a área do Projeto.

II.7.5 - Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira (PMAP)

O Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira vem sendo desenvolvido pela Petrobras, desde 2008, em atendimento à condicionante específica nº 2.10 da Licença de Operação - LO nº 999/2011, concedida para o Sistema de Produção e Escoamento de Gás Natural e Condensado no Campo de Mexilhão (Processo IBAMA nº 02022.003014-05). Atualmente, no âmbito da Etapa 1 do Pré-Sal (Processo IBAMA nº 02022.002287/09), também atende às condicionantes específicas nº 2.8 da Licença de Operação - LO 1120/2012 (Piloto de Sapinhoá - FPSO Cidade de São Paulo) e nº 2.10 da Licença de Operação - LO nº 1157/2013 (Piloto de Lula NE - FPSO Cidade de Paraty).

O monitoramento vem sendo realizado pelo Instituto de Pesca do Estado de São Paulo nos municípios de Cananéia (SP), Ilha Comprida (SP), Iguape (SP), Peruíbe (SP), Itanhaém (SP), Mongaguá (SP), Praia Grande (SP), São Vicente (SP), Santos (SP), Guarujá (SP), Bertioga (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Caraguatatuba (SP), Ubatuba (SP), Paraty (RJ) e Angra dos Reis (RJ), baseado em renovação contratual realizada em outubro de 2013 e vigente até outubro de 2015.

Neste sentido, cabe destacar a importância da manutenção deste contrato com o Instituto de Pesca do Estado de São Paulo para evitar que ocorram discontinuidades no levantamento de dados, mas, sobretudo, pela excelência do trabalho que vem sendo



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

desenvolvido por esta instituição.

Reitera-se que, considerando os resultados finais do Projeto de Caracterização Socioeconômica da Pesca e Aquicultura, aguardados para março de 2015, deve ser avaliada a pertinência de ampliação do monitoramento para os estados de Santa Catarina e Paraná, de iniciar o monitoramento em outros municípios nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, bem como de reavaliar as localidades e locais de descargas atualmente monitorados. Nesta ocasião, também se espera que seja considerada a necessidade de monitoramento da atividade pesqueira industrial, buscando um recorte regional, por tipo de frota e/ou recurso.

Independentemente destes resultados, registra-se que o monitoramento destes 17 (dezessete) municípios deve ser contínuo como forma de garantir a série histórica que vem sendo construída nos últimos 6 (seis) anos.

Da mesma forma, mesmo sem aguardar os resultados do Projeto de Caracterização Socioeconômica da Pesca e Aquicultura, tem-se clareza sobre a necessidade da inclusão do município de Cubatão (SP) no PMAP, por haver o entendimento, conforme já mencionado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, de que o Diagnóstico Participativo do Programa de Educação Ambiental da Bacia de Santos, no âmbito do PEA-SP - Litoral Centro, foi assertivo na *“constatação de que comunidades pesqueiras deste município e que atuam no estuário de Santos são diretamente afetadas pelo aumento do número de embarcações que utilizam os diversos terminais existentes”*.

Ainda, considera-se extremamente relevante que o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira seja desenvolvido na Baía de Guanabara, baseando-se nas informações geradas pelo Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura para definição das localidades e locais de descarga a serem monitorados. Salienta-se que, para tal, a Petrobras deveria iniciar imediatamente um processo de articulação com instituições tecnicamente reconhecidas para desenvolver este monitoramento.

Destaca-se que o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira fará parte das condicionantes das licenças de operação a serem emitidas no âmbito da Etapa 2 do Pré-Sal, quando espera-se que sejam consolidados os avanços mencionados no presente parecer técnico.

II.7.6 - Projeto de Controle da Poluição (PCP)

O Projeto de Controle da Poluição deve ser desenvolvido em consonância com as diretrizes determinadas pela Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11, de 22.3.2011.

II.7.7 - Projeto de Comunicação Social (PCS)

A Petrobras se comprometeu a desenvolver o Programa de Comunicação Social Regional



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

da Bacia de Santos (PCSR-BS) na tentativa de unificar as ações de comunicação social previstas pelo licenciamento ambiental para diversos empreendimentos da empresa na região, sendo este acompanhado através do Processo IBAMA nº 02022.001466/10. Para tal, a empresa apresentou uma proposta preliminar para este Programa de Comunicação Social Regional em consonância com aquilo que fora solicitado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA.

Cabe destacar que, após aprovado, os projetos de comunicação social previstos no âmbito do PCSR-BS deverão atender ao cumprimento de condicionantes das seguintes licenças ambientais: LO 941/2010 (Polo Uruguá - FPSO Cidade de Santos), LO 963/2010 (Piloto de Lula - FPSO Cidade de Angra dos Reis), LO 999/2011 (Mexilhão - PMXL-1), LO 1004/2011 (Merluza - PMLZ-1), LO 1006/2011 (AGBS), LO 1008/2011 (UTGCA), LO 1120/2012 (Piloto de Sapinhoá - FPSO Cidade de São Paulo), LO 1124/2013 (Baúna - FPSO Cidade de Itajaí), LO 1125/2013 (Gasodutos Sapinhoá - Lula /Lula NE - Lula), LO 1157/2013 (Piloto de Lula NE - FPSO Cidade de Paraty), LO 1179/13 (Unidade de Correção de Ponto de Orvalho - UTGCA), LO 1204/13 (Unidades de Ajuste de Ponto de Orvalho e Unidade de Processamento de Condensados de Gás Natural - UTGCA). A proposta também deverá ser considerada no âmbito de todas as licenças de instalação vigentes, assim como das licenças de operação para Testes de Longa Duração (TLDs) e Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) que estiverem sendo desenvolvidos pela Petrobras na Bacia de Santos.

Atividades Presenciais

A Petrobras apresentou a proposta de realizar um levantamento junto aos diferentes grupos de interesse (pescadores, instituições representativas do setor pesqueiro, órgãos públicos, lideranças comunitárias formais e informais, além de representantes da sociedade civil), com o objetivo de identificar e definir as formas mais eficazes de difusão da informação e que atendam às necessidades do PCSR-BS, mas que considerem a realidade de cada um destes atores. A previsão é de que este levantamento seja realizado durante o primeiro ano de implementação do PCSR-BS, quando serão definidas e refinadas as estratégias para a continuidade das atividades presenciais nos próximos anos, além de adequações nas ações em andamento, quando estas se mostrarem necessárias.

Esta Coordenação Geral tem acordo com esta proposição, contudo, achamos importante destacar a importância deste levantamento considerar as atividades de campo previstas nos cronogramas de outros projetos, evitando-se uma sobrecarga de reuniões em determinadas comunidades. Além disso, salienta-se que no entendimento desta Coordenação Geral, as demais ações de comunicação social devem ser imediatamente implementadas enquanto a empresa aguarda os resultados deste levantamento.

Boletim Informativo

De acordo com a proposta apresentada pela empresa, o Boletim Informativo contará com



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

2 (duas) edições anuais (abril/setembro e outubro/março), trazendo um caráter informativo sobre as atividades da empresa na área da Bacia de Santos, mas não deixando de também discutir os principais impactos verificados na região. Portanto, a empresa deve apresentar sua proposta para o primeiro Boletim Informativo no prazo máximo de 30 (trinta) dias, permitindo que o mesmo possa ser aprovado por esta Coordenação Geral e distribuído aos grupos de interesse a partir do mês de novembro. Nesta primeira edição, devem ser divulgadas as ações em desenvolvimento no PCSR-BS e priorizado o detalhamento dos empreendimentos da Petrobras na Bacia de Santos, como se fosse uma “carta de apresentação” da empresa.

Cabe destacar que apesar de ter uma distribuição semestral, permanece aberta a possibilidade de serem demandadas edições extraordinárias e/ou específicas para determinada região, buscando atender às diferentes dinâmicas regionais ditadas pelas atividades desenvolvidas no âmbito de processos de licenciamento ambiental distintos. Solicita-se que este compromisso esteja explícito na revisão do Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS).

Central de Atendimento

A Central de Atendimento Telefônico funcionará no atendimento às demandas das comunidades (“*Informações ao Cidadão*” - de segunda a sexta, das 7 às 19 horas) e no recebimento de comunicados de emergência (“*Emergência Ambiental*” - 24 h/dia). Os telefones de contato devem ser gratuitos e amplamente divulgados em todo material de comunicação.

Release e Aviso aos Navegantes

A elaboração de releases para a mídia, apesar de contribuir efetivamente com a transparência necessária para o desenvolvimento das atividades da empresa, não consiste de uma ação de comunicação social que deva fazer parte do PCSR-BS. Da mesma forma, o repasse de informações para a Capitania dos Portos divulgar através do Serviço de Aviso aos Navegantes, deve ser considerada como uma obrigação da empresa, que independe do conteúdo aprovado para o PCSR-BS. Estas questões já foram discutidas, mesmo que superficialmente, em reuniões entre as equipes técnicas da Petrobras e desta Coordenação Geral. Assim, entende-se que estas não devem ser consideradas como ações de comunicação social previstas para serem desenvolvidas no âmbito do PCSR-BS e, portanto, contrariamente ao afirmado no Parecer Técnico nº 373/2014 CGPEG/IBAMA, não há necessidade das cópias dos releases, do clipping das matérias publicadas e dos comunicados encaminhados à Capitania dos Portos fazerem parte dos relatórios do PCSR-BS.

Solicita-se a retirada destas ações na revisão do Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS).



Portal do Programa de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos

A Petrobras deve desenvolver uma página na internet e apresentar sua estrutura e conteúdo, a partir das seguintes orientações:

- Na primeira página, em local de fácil visualização, deve haver um texto explicando que o portal e os demais projetos divulgados fazem parte de condicionantes do licenciamento ambiental conduzido pelo IBAMA e que sua execução está baseada em uma exigência legal. O referido texto pode seguir o modelo apresentado na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/10: *“A realização do (nome do projeto) é uma medida (de indenização, de mitigação e/ou de compensação) exigida pelo licenciamento ambiental federal, conduzido pelo IBAMA”*.
- A página inicial deve conter um mapa interativo com a localização de todos os empreendimentos da empresa na Bacia de Santos (em operação, em instalação e em processo de licenciamento) e de toda infraestrutura de apoio prevista, mesmo que em caráter esporádico ou emergencial. Também devem constar deste mapa as faixas de dutos de escoamento da produção de gás (rotas 1, 2 e 3) e as respectivas unidades de tratamento (UTGCA, TECAB e COMPERJ), bem como os terminais de recebimento de óleo disponíveis e que podem vir a ser utilizados nos estados de Santa Catarina, Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro. Através deste mapa deve ser possível acessar uma breve descrição destes empreendimentos, além de suas capacidades instaladas de produção, escoamento e/ou processamento.
- Devem estar disponíveis para leitura e download as cópias digitalizadas das licenças prévias, de instalação e de operação emitidas para todos os empreendimentos dos Sistema Petrobras mencionados no mapa interativo. Estas licenças devem ser acessadas diretamente e através do mapa interativo.
- As informações sobre projetos condicionantes de licença devem ser disponibilizadas através de um breve histórico e descrição de cada um dos projetos em andamento, especificando as condicionantes que estão sendo atendidas (empreendimento, tipo e numeração da licença, e numeração da condicionante). As versões definitivas dos projetos após aprovadas por esta Coordenação Geral e todos os relatórios apresentados, incluindo eventuais anexos, devem estar disponíveis para leitura e download. Também deve ser garantido o acesso aos bancos de dados digitais elaborados nestes projetos.
- Acesso ao repositório de estudos de impacto ambiental na página do IBAMA na internet, com algumas orientações que facilitem a busca de documentos.
- Acesso direto ao SISLIC/IBAMA na página do IBAMA na internet, com algumas orientações que facilitem a busca de documentos.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

- Acessos direto aos relatórios de distribuição de royalties na página da ANP na internet, com algumas orientações que facilitem a busca de documentos.
- As atividades presenciais agendadas no âmbito dos projetos condicionantes do licenciamento ambiental devem ser incluídas em um calendário, onde possa ser informado seus objetivos e datas, locais e horários em que serão realizadas. Estas informações devem ser visíveis na primeira página.
- As Audiências Públicas devem contar com um espaço específico, onde possam ser divulgados os editais e disponibilizadas suas atas transcritas.
- Na primeira página, deve haver um espaço para informações relacionadas aos inícios das atividades de instalação e operação dos empreendimentos de exploração e produção. As atividades que promovam uma intensificação temporária no tráfego de embarcações em determinada região também devem ser informadas na página.
- A página deve conter um espaço para contatos, através de formulário onde se possa tirar dúvidas sobre os empreendimentos, projetos condicionantes de licenciamento e atuação da empresa na região. Deve ser permitido o cadastro de correios eletrônicos para o envio de material informativo.
- Deve haver um repositório para acesso aos boletins informativos distribuídos, permitindo a leitura e o download deste material.

Cabe ressaltar que este detalhamento não pode ser considerado como exaustivo, pois busca apenas apresentar alguns elementos que facilitem a empresa na elaboração da estrutura e conteúdo esperados pelo IBAMA. Além disso, a Petrobras deve avaliar e propor protocolos de manutenção periódica das informações e de acesso por parte da Petrobras e IBAMA, através de senhas, restrições de acesso, etc.

A empresa deverá reapresentar a proposta de Programa de Comunicação Social da Bacia de Santos (PCSR-BS) no prazo máximo de 30 (trinta) dias, considerando todas as observações apresentadas no presente parecer técnico, sendo imprescindível que esta contenha o detalhamento da proposta da empresa para a página da internet, acompanhado de um cronograma que garanta sua disponibilidade na rede no menor prazo possível.

II.7.8 - Projeto de Educação Ambiental (PEA)

Inicialmente, cabe alinhar alguns entendimentos, esclarecendo que não existe um “Programa de Educação Ambiental da Bacia de Santos - PEA-BS”. De acordo com a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/10, de 13.7.2010, devem ser conduzidos na região da Bacia de Santos três programas distintos: (i) Programa de Educação Ambiental da Região Sul (PEA-Sul), a ser desenvolvido em municípios costeiros dos estados de Santa Catarina e



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Paraná (Processo IBAMA nº 020252.001358/2012); (ii) Programa de Educação Ambiental de São Paulo (PEA-SP), a ser desenvolvido em municípios costeiros do Estado de São Paulo (Processo IBAMA nº 02022.002921/2009); e (iii) Programa de Educação Ambiental do Rio de Janeiro (PEA-Rio), a ser desenvolvido em municípios costeiros do Estado do Rio de Janeiro entre Paraty e Maricá (Processo IBAMA nº 02022.001467/2010).

Segue um breve relato da situação atual de cada um:

- Programa de Educação Ambiental da Região Sul - PEA-Sul

O diagnóstico participativo foi realizado em comunidades pesqueiras dos municípios de Itajaí (SC) e Navegantes (SC), tendo seu relatório final encaminhado para esta Coordenação Geral. Após a conclusão da análise deste documento, deverá ser agendada uma reunião técnica para orientar a empresa na definição e elaboração do projeto de educação a ser desenvolvido na região.

- Programa de Educação Ambiental de São Paulo - PEA-SP

Os diagnósticos participativos foram executados pela consultora “Walm - Engenharia e Tecnologia Ambiental”, em comunidades caiçaras, quilombolas e de pescadores artesanais do Litoral Sul (Iguape, Ilha Comprida e Cananéia), do Litoral Centro (São Vicente, Bertioga, Guarujá, Santos, Cubatão, Praia Grande, Mongaguá, Itanhaém e Peruíbe) e do Litoral Norte (São Sebastião, Ilhabela, Caraguatatuba e Ubatuba) do Estado de São Paulo, com seus respectivos relatórios já tendo sido encaminhados para esta Coordenação Geral.

Após uma avaliação completa do material produzido pela consultora e encaminhado pela Petrobras, foi proposto pela empresa e agendado um workshop, a ser realizado nos dias 15 e 16.9.2014, quando poderão ser debatidos os conteúdos dos relatórios destes diagnósticos e apresentadas proposições para a elaboração dos projetos de educação ambiental que devem ser desenvolvidos no Estado de São Paulo. Após a realização deste workshop, a empresa deverá formalizar as versões finais das propostas de projetos a serem desenvolvidos no âmbito do PEA-SP.

- Programa de Educação Ambiental do Rio de Janeiro - PEA-Rio

Os diagnósticos participativos foram realizados em comunidades caiçaras, quilombolas e de pescadores artesanais da Baía de Ilha Grande e da Baía de Sepetiba, tendo sido encaminhado para esta Coordenação Geral apenas aquele referente à Baía da Ilha Grande. Assim, a empresa deve encaminhar no prazo máximo de 30 (trinta) dias o relatório do diagnóstico participativo elaborado com as comunidades da Baía de Sepetiba. Após a análise destes relatórios, esta Coordenação Geral agendará uma reunião técnica para orientar a empresa na definição e elaboração dos projetos de educação a serem desenvolvidos na região.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Por sua vez, o diagnóstico da Baía de Guanabara ainda não foi iniciado, tendo seu Plano de Trabalho sido apresentado pela Petrobras e parcialmente aprovado por esta Coordenação Geral através do Parecer Técnico nº 318/2014 CGPEG/IBAMA, de 29.7.2014. A empresa respondeu aos questionamentos apontados no parecer técnico, através da correspondência UO-BS 0521/2014, de 22.8.2014, contudo não encaminhou o plano de trabalho consolidado, incorporando estes apontamentos.

Além disso, cientes de que o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas (IBASE), através de recursos da área de responsabilidade socioambiental da Petrobras vem desenvolvendo “*um projeto chamado Sistema de Indicadores de Cidadania (INCID) em vários municípios do entorno desta Baía e que iniciará em breve sua segunda fase que abordará os pescadores artesanais*”, reiteramos a solicitação, já apresentada aos representantes da empresa, de se buscar uma articulação que permita alinhar entendimentos, otimizar esforços e evitar uma sobrecarga de atividades nas mesmas comunidades. Assim, propomos que a Petrobras avalie a importância que teria uma reunião de alinhamento entre as diferentes áreas da empresa, o IBASE, a empresa responsável pela execução do diagnóstico da Baía de Guanabara no âmbito do PEA-Rio e a FIPERJ, responsável pelo Projeto de Caracterização Socioeconômica da Pesca e Aquicultura, para, juntos pensarem na estratégia mais adequada e que interfira o mínimo possível no cotidiano destas comunidades.

No âmbito do PEA-Rio, ainda resta o desenvolvimento de um projeto de educação ambiental que contemple o município de Maricá (RJ). Contudo, avalia-se que este poderá ser melhor desenvolvido no âmbito do processo de licenciamento ambiental do Gasoduto Rota 3 (Processo IBAMA nº 02001008474/2011).

Ainda de acordo com a referida nota técnica, os municípios costeiros entre Saquarema e São Francisco de Itabapoana devem ser contemplados com projetos no âmbito do Programa de Educação Ambiental da Bacia de Campos (PEA-BC). Portanto, a necessidade do desenvolvimento de projetos de educação ambiental nos municípios de Saquarema, Araruama, Cabo Frio e Macaé, em função da Etapa 2 do Pré-Sal, deverá ser reportada ao Processo IBAMA nº 02022.003214/2006.

Destaca-se que o desenvolvimento dos Programas de Educação Ambiental de São Paulo e do Rio de Janeiro serão condicionantes das licenças de operação a serem emitidas no âmbito da Etapa 2 do Pré-Sal, quando serão reavaliados na expectativa de que boa parte dos projetos de educação ambiental estejam sendo executados.

II.7.9 - Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT)

O Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores apresentado no “Anexo II.7.9-1” da “Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA” e que deverá ser implementado no âmbito da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2", pode ser considerado aprovado, porém, ainda existem algumas considerações a fazer:

A metodologia propõe ações educativas em dois ciclos ao longo do período de operação: ciclo básico, durante o primeiro ano de operação das atividades do projeto Etapa 2; e formação continuada, constituindo os ciclos subseqüentes, a cada ano de operação.

- ciclo básico: os conteúdos foram revistos, de acordo com orientações da CGPEG no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA e a carga horária de 07 (sete) horas anuais está adequada. No entanto, é necessário repetir o ciclo básico a cada ano ou sempre que houver uma turma de mais de 20 (vinte) trabalhadores que ainda não participaram desse ciclo, para que os novos trabalhadores ingressos sejam contemplados.

- formação continuada: é válida a proposta de debates sobre temas atuais relativos às questões ambientais e/ou à indústria de petróleo e gás. Porém, a carga horária proposta é de 02 (duas) horas, o que consideramos insuficiente. Nesse caso, o módulo único desse ciclo deverá ser apresentado aos trabalhadores 03 (três) vezes ao ano, com temas diferenciados, totalizando 06 (seis) horas anuais.

Na etapa da desativação da instalação marítima serão aplicadas novas ações educativas, quando serão discutidos os impactos da desinstalação das estruturas submarinas e sua relação com os demais projetos ambientais realizados pela Petrobras.

A Petrobras deverá providenciar material impresso relacionados aos assuntos abordados para disponibilizar para os trabalhadores. Cabe lembrar que todo material impresso e audiovisual utilizado no âmbito dos projetos socioambientais condicionantes de licença devem ser enviados para análise e aprovação da CGPEG, de acordo com a Nota Técnica Nº 01/10 CGPEG/DILIC/IBAMA, com antecedência mínima de 30 (trinta) dias.

O cronograma com as datas e locais dos embarques deve ser enviado a esta Coordenação Geral com antecedência mínima de 30 (trinta) dias para eventuais acompanhamentos.

Os Relatórios devem ser entregues anualmente, sendo que as evidências (fotos, listas de presença, etc.) devem ser enviados apenas em formato digital.

Informa-se, por fim, que está em elaboração uma Nota Técnica específica para traçar diretrizes para os PEATs. Tão logo seja emitida, caso necessário, este projeto poderá passar por adaptações.

Dessa forma, esta Coordenação Geral esclarece que o PEAT está aprovado, desde que consideradas as diretrizes acima definidas. Mesmo assim, a empresa deve apresentar a consolidação desta proposta, com todas as alterações solicitadas no presente parecer técnico, num prazo máximo de 30 (trinta) dias.



Projetos não apresentados pela empresa no EIA, mas considerados necessários por esta Coordenação Geral:

Projeto de Avaliação Continuada dos Efeitos Cumulativos e Sinérgicos

O Projeto de Avaliação Continuada dos Efeitos Cumulativos e Sinérgicos já havia sido solicitado no âmbito do processo de licenciamento ambiental da “*Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Polo Pré-Sal, Bacia de Santos - Etapa 1*” (Processo IBAMA nº 02022.002287/09), através da condicionante específica nº 2.9 da Licença Prévia - LP nº 439/2012, que exigiu sua implementação, e da condicionante específica 2.7 da Licença de Instalação - LI nº 890/2012, que reiterou esta necessidade e exigiu o atendimento dos prazos previamente estipulados. Atualmente, a necessidade de implantação deste projeto já é garantida pelas condicionantes específicas nº 2.8 da Licença de Operação - LO nº 1120/2012 (Piloto de Sapinhoá - FPSO Cidade de São Paulo) e nº 2.11 da Licença de Operação - LO nº 1157/2012 (Piloto de Lula NE - FPSO Cidade de Paraty).

Para atender aos prazos previstos nestes processos de licenciamento ambiental, através da correspondência UO-BS/SMS/MA 0572/2012, de 14.11.2012, a PETROBRAS apresentou a proposta de um “*Projeto de Avaliação Continuada dos Efeitos Cumulativos e Sinérgicos*”, a partir da construção de uma Plataforma de Sustentabilidade.

Este projeto foi analisado pelo Parecer Técnico nº 0366/14 CGPEG/IBAMA, de 22.8.2014, quando foi determinado que as solicitações e comentários contidos no mesmo deveriam ser respondidas no prazo máximo de 60 (sessenta) dias.

Reitera-se a importância da empresa desenvolver um projeto que avalie o conjunto dos impactos indiretos e difusos relacionados ao desenvolvimento de toda a cadeia de bens e serviços relacionada à indústria do petróleo e gás, conforme já mencionado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, destacando que a própria empresa se comprometeu, por diversas vezes, a tratar das questões relacionadas aos impactos cumulativos e sinérgicos fora do escopo do Estudo de Impacto Ambiental. Cabe lembrar que este comprometimento foi reafirmado reiteradas vezes durante as audiências públicas realizadas, sobretudo, no Litoral Norte do Estado de São Paulo, quando a empresa era questionada pelas limitações da avaliação dos efeitos cumulativos e sinérgicos apresentada para a Etapa 2 do Pré-Sal.

Além disso, em seus estudos e complementações, a empresa é taxativa ao afirmar que esses impactos serão avaliados por meio das “*Plataformas da Sustentabilidade*”, que “*pretendem desenvolver um estudo de Avaliação de Impactos Ambientais Cumulativos e Sinérgicos dos grandes empreendimentos previstos, anunciados e em licenciamento nas seguintes regiões: Litoral Norte de SP; Baixada Santista do Estado de São Paulo e Litoral Sul do Rio de Janeiro*”. Neste sentido, cabe lembrar ser extremamente necessário que



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

também seja elaborado um estudo de “*Avaliação de Impactos Ambientais Cumulativos e Sinérgicos*” para a Baía de Guanabara, considerando a opção da empresa de concentrar nesta região todo apoio operacional às atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Considera-se importante ressaltar que esta Coordenação Geral vem defendendo seu posicionamento de que o Estudo de Impacto Ambiental e o próprio licenciamento ambiental não são os melhores instrumentos para uma adequada avaliação dos efeitos cumulativos e sinérgicos da Etapa 2 do Pré-Sal. Mesmo assim, não se furtou ao exigir uma Avaliação de Impactos Ambientais Cumulativos e Sinérgicos dentro destas limitações, ou seja, que a empresa apresentasse uma avaliação destes efeitos considerando, minimamente, seus próprios empreendimentos na região. Entende-se que ao superar esta etapa do processo de licenciamento ambiental, se torna imprescindível que a empresa evolua neste debate com a sociedade e construa ferramentas verdadeiramente participativas para ampliar esta avaliação dos efeitos cumulativos e sinérgicos, desta vez, sem as limitações impostas pelo Estudo de Impacto Ambiental, mas com as garantias determinadas enquanto condicionante do licenciamento ambiental.

Assim, registra-se a necessidade de que a resposta ao Parecer Técnico nº 0366/14 CGPEG/IBAMA seja apresentada dentro do prazo determinado e atendendo, objetivamente, a todas as solicitações efetuadas.

Projeto de Monitoramento Socioeconômico

O Projeto de Monitoramento Socioeconômico já havia sido solicitado no âmbito do processo de licenciamento ambiental da “*Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Polo Pré-Sal, Bacia de Santos - Etapa 1*” (Processo IBAMA nº 02022.002287/09), através da condicionante específica nº 2.10 da Licença Prévia - LP nº 439/2012, que exigiu sua implementação, e da condicionante específica 2.7 da Licença de Instalação - LI nº 890/2012, que reiterou esta necessidade e exigiu o atendimento dos prazos previamente estipulados. Atualmente, a necessidade de implantação deste projeto já é garantida pelas condicionantes específicas nº 2.8 da Licença de Operação - LO nº 1120/2012 (Piloto de Sapinhoá - FPSO Cidade de São Paulo) e nº 2.11 da Licença de Operação - LO nº 1157/2012 (Piloto de Lula NE - FPSO Cidade de Paraty).

Também faz parte do processo de licenciamento ambiental do “*Desenvolvimento da Produção de Petróleo dos Campos de Baúna e Piracaba, Bloco BM-S-40, Bacia de Santos*” (Processo nº 02022.000666/2010-15), através da condicionante específica nº 2.7 da Licença de Operação - LO nº 1124/2013 (DP Baúna - FPSO Cidade de Itajaí).

Para atender aos prazos previstos nestes processos de licenciamento ambiental, através da correspondência UO-BS/SMS/MA 0572/2012, de 14.11.2012, a PETROBRAS apresentou a proposta de implementar um projeto - segundo a empresa “já em



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

desenvolvimento” - denominado “*Sistema de Indicadores Socioambientais no Âmbito da Unidade de Operações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás na Bacia de Santos*”. Este sistema integraria o Projeto de Caracterização Ambiental da Bacia de Santos (PCR-BS), tendo sido orientado pelas especificações do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 021/08 para a atividade de perfuração marítima da PETROBRAS na Bacia de Santos, em atendimento ao Termo de Ajuste de Conduta (TAC) das atividades de perfuração marítima da PETROBRAS na denominada Área Geográfica da Bacia de Santos, assinado em 4.4.2007.

Este projeto foi analisado pelo Parecer Técnico nº 0366/14 CGPEG/IBAMA, de 22.8.2014, quando foi determinado que as solicitações e comentários contidos no mesmo deveriam ser respondidas no prazo máximo de 60 (sessenta) dias.

Reitera-se a importância deste projeto para monitorar as transformações que podem ocorrer com a ampliação das atividades de produção de óleo e gás no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, destacando que a própria empresa foi enfática e insistente ao apontá-lo como alternativa para dirimir as “*incertezas*” que cercam determinados impactos socioeconômicos, sobretudo, durante as audiências públicas realizadas, mas também nos estudos ambientais e suas complementações. Portanto, registra-se a necessidade de que a resposta ao o Parecer Técnico nº 0366/14 CGPEG/IBAMA seja apresentada dentro do prazo determinado e atendendo, objetivamente, a todas as solicitações efetuadas.

Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações

A análise do estudo de impacto ambiental do projeto Etapa 2 do Pré-Sal identificou duas questões fundamentais para as quais as informações prestadas pela empresa apresentaram incoerências e/ou incertezas: a) o trânsito de embarcações de apoio/navios aliviadores; e b) bases de apoio marítimo a serem utilizadas no empreendimento. Esta circunstância pode ser verificada por meio dos inúmeros questionamentos e solicitações referentes a estes itens nos Pareceres Técnico nº 0190/2014 e nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, envolvendo desde a caracterização do empreendimento, passando pelo diagnóstico ambiental e avaliação de impactos, além de manifestações realizadas durante as audiências públicas.

Com relação à atuação das embarcações, foram revisadas as estimativas iniciais apresentadas no EIA a respeito do número de embarcações e viagens a serem realizadas durante a execução do empreendimento. Contudo, as informações apresentadas devem ser consideradas de maneira conservadora dentro de um espectro de incerteza, uma vez que indicam tendências diferentes das evidenciadas por meio de relatórios de outros empreendimentos da empresa na Bacia de Santos. Em adição a estas tendências, é importante considerar a complexidade das operações das embarcações de apoio, que encerram o atendimento a Bacia de Santos como um todo, sem que haja distinção entre diferentes empreendimentos ou entre atividades de perfuração e produção. Inclusive a



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

atuação das embarcações pode abranger mais de uma bacia sedimentar (como no caso de embarcações inseridas em projetos ambientais de caráter continuado), agregando maior dificuldade na determinação dos impactos específicos de uma atividade isolada. A operação das embarcações de apoio é um elemento característico da sinergia entre diferentes empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo desenvolvidos pela Petrobras.

Com relação à avaliação de impactos ambientais, no EIA o trânsito de embarcações de apoio foi considerado como uma ação geradora, relacionada ao transporte de cargas, suprimento, instalação de estruturas submarinas, gasodutos rígidos e flexíveis durante a fase de instalação; e transporte de cargas/suprimentos e navios aliviadores na fase de operação. Esta ação geradora ocasiona impactos ambientais no meio biótico, listados da seguinte forma: 24) Alteração da comunidade biótica pela introdução de espécies exóticas via trânsito de embarcações de apoio; e 26) Colisão das embarcações com o Nécton. Com relação ao meio socioeconômico, os impactos verificados foram: 10) Interferência com a atividade pesqueira artesanal pelo trânsito de embarcações; 11) Interferência na pesca industrial pelo trânsito das embarcações de apoio; 13) Interferência nas atividades de turismo e lazer.

Por sua vez, a utilização de bases de apoio em terra também apresentou diferentes referências e posicionamentos ao longo do processo de licenciamento, seja em diferentes trechos do estudo de impacto ambiental e documentos encaminhados em resposta aos Pareceres Técnico nº 0190/2014 e nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, seja em manifestações das audiências públicas. Durante o segundo ciclo de audiências, realizadas em Joinville (SC), Cananéia (SP), Guaratuba (PR), Itaguaí (RJ) e Caraguatatuba (SP), os representantes da Petrobras afirmaram categoricamente que o empreendimento utilizará apenas os portos do Rio de Janeiro e Niterói, informação que contrasta com documentos supracitados.

Na avaliação de impacto ambiental, a utilização de bases de apoio não foi descrita diretamente como uma ação geradora, sendo considerada um fator correlacionado em diferentes graus de importância, a praticamente todos os impactos ambientais listados para meio socioeconômico, dentre os quais: 1) Geração de expectativa; 4) Geração de empregos indiretos e de empregos-renda (maior nos municípios que possuem bases de apoio); 5) Expansão das áreas de ocupação desordenada (em função de demanda por insumos e serviços); 6) Pressão sobre os serviços essenciais; 7) Pressão sobre infraestrutura de destinação final de resíduos; 8) Aumento da especulação imobiliária; 9) Aumento do custo de vida; 10) Interferência com a atividade pesqueira artesanal pelo trânsito das embarcações de apoio; 11) Interferência na pesca industrial pelo trânsito das embarcações de apoio; 13) Interferência nas atividades de turismo e lazer; 14) Alteração da paisagem; 15) Dinamização da economia local e regional; 17) Aumento da demanda de uso da infraestrutura Aérea, Rodoviária e Portuária;



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Adicionalmente, considerando o longo tempo de duração do empreendimento - entre 25 a 30 anos - e a dificuldade de previsão das ações neste período, com possíveis desvios em relação ao originalmente planejado em função de dinâmicas externas, é razoável admitir a possibilidade de utilização de outras bases de apoio ou embarcações para o atender às demandas provenientes do empreendimento.

Considerando os assuntos explicitados e o fato de que as questões referentes ao tráfego de embarcações de apoio vem sendo abordadas com especial enfoque desde o licenciamento da Etapa 1 do Polo Pré-Sal, a empresa deverá apresentar, no prazo de 30 (trinta) dias, um projeto de monitoramento da movimentação de embarcações e navios aliviadores, fundamentado em dados reais de rastreamento das mesmas, contemplando os deslocamentos realizados durante as operações regulares, bem como fundeio junto às bases de apoio ou áreas correlatas. O projeto deverá contemplar a atuação das embarcações envolvidas nas atividades de instalação dos SPA/TLDs e DPs, embarcações de apoio utilizadas para dar apoio nas atividades de operação e navios aliviadores atuantes no escoamento de petróleo para terminais de recebimento em terra. O monitoramento deverá ensejar o registro de todas as viagens realizadas, bem como a análise histórica dos registros reais de localização das embarcações, de forma a possibilitar a identificação e dimensionamento quantitativo da intensidade de utilização e importância das principais rotas, bases de apoio e áreas de fundeio utilizadas.

Cabe ressaltar que no documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, a empresa indicou a capacidade plena de realizar o dimensionamento da intensidade de trânsito de embarcações entre os empreendimentos marítimos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e as bases de apoio em terra. Foi informado que: *“A Petrobras conta com sistemas de monitoramento da frota capazes de rastrear as embarcações que atuam na Bacia de Santos. São combinadas tecnologias de rastreamento diferentes (satelital e terrestre) de forma a minimizar a possibilidade de áreas sem monitoramento. (...) Como sistemas satelitais são utilizados o Inmarsat C e o Inmarsat D+. Já como sistema terrestre se utiliza o AIS (Automatic Identification System). Combinadas, essas tecnologias transmitem a localização, velocidade e rumo das embarcações. Todas as informações são recebidas, processadas, armazenadas e disponibilizadas através de Sistemas de Informação Geográfica.”*

Conceitualmente, o projeto a ser apresentado deve prever minimamente: a) o processamento de dados brutos provenientes de sistemas de rastreamento, como os exemplificados acima ou similares, como AIS-S *Automatic Identification System Satellite Based*, de forma a gerar registros dos trajetos realizados para cada embarcação/ou navio aliviador, contendo a respectiva identificação de origem e destino; b) um banco de dados com interface para Sistema de Informação Geográfica para armazenamento de todos os registros de trajetos realizados, com acesso para consultas por parte do IBAMA; c) análises espaciais e estatísticas pertinentes, elaboradas com base nos registros de trajetos, contemplando resultados de densidades de navegação, rotas principais e utilização de



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

áreas de fundeio de bases de apoio, bem como variações temporais destes parâmetros; d) apresentação de relatórios semestrais com considerações a respeito das análises realizadas sobre os registros de trajetos realizados. Os registros de trajetos a serem gerados devem possibilitar a associação com dados como data, nome da embarcação, instalação visitada, empreendimento, processo de licenciamento a que está vinculado, entre outros.

A relevância deste projeto de monitoramento se justifica em função de diversas questões que a análise das informações resultantes podem contribuir, tais como: a) caracterização da magnitude dos impactos diretos decorrentes de trânsito de embarcações, como a interferência com a pesca artesanal e colisões com o nécton; b) assegurar a construção de um embasamento para posterior comparação com demais indicadores dos impactos ambientais do meio socioeconômico e possibilitar a análise da correlação entre a movimentação de embarcações/utilização de bases de apoio com estes indicadores; c) mensurar concretamente a intensificação do tráfego de embarcações derivada deste empreendimento, em contraste ao cenário global de atuação da empresa, constituído por todos os empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás, e também em comparação com o quadro do tráfego de embarcações que não está ligado ao setor petrolífero; d) as informações geradas serão fundamentais para a discussão dos futuros processos de licenciamento ambiental de empreendimentos na Bacia de Santos.

Assim, a empresa deve apresentar uma proposta para o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações no prazo máximo de 30 (trinta) dias, considerando todas as solicitações e comentários apresentados no presente parecer técnico.

Relatório de Utilização de Vias

Considerando que para os demais empreendimentos do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, especificamente aqueles licenciados no âmbito do Projeto Etapa 1, vem sendo realizado monitoramento da utilização das vias de acesso aos locais de instalação, a mesma medida deve ser implementada no âmbito do projeto Etapa 2; o que deve ser previsto nas condicionantes das Licenças de Instalação e Operação a serem emitidas.

O referido monitoramento consiste no levantamento de indicadores voltados a qualificar anualmente o impacto do transporte terrestre - realizado pela empresa e suas concessionárias para atendimento aos empreendimentos em epígrafe - de homens, equipamentos, insumos, materiais, resíduos e rejeitos relacionados aos empreendimentos e sistemas associados por meio da (i) quantificação da carga (em toneladas) transportada de equipamentos, insumos, combustíveis, resíduos e rejeitos; (ii) especificação dos locais de origem e destino das cargas transportadas com demonstração das vias utilizadas (trechos das rodovias), distâncias percorridas e respectivas periodicidades; (iii) quantificação do número de acidentes ocorridos (referentes aos veículos demandados para atendimento aos empreendimentos e sistemas associados) nas vias, explicitando



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

tempos de resposta, ocorrência de vazamentos de produtos perigosos, locais de ocorrência dos acidentes e se houve contaminação ambiental do solo e corpos hídricos. Os indicadores deverão ainda demonstrar os meses de maior utilização das vias e correlacioná-los às fases dos empreendimentos (instalação e operação). Cada relatório deve apresentar um capítulo introdutório com informações atualizadas sobre as condições viárias e de tráfego dos trechos utilizados para atendimento aos empreendimentos e sistemas associados naquele ano considerando sinalização, qualidade da pavimentação, períodos de maior tráfego (meses no ano), existência de equipamentos de pesagem nos trechos demandados e proximidade de corpos hídricos e áreas urbanizadas.

Plano de Manejo de Aves na Plataforma

Conforme indicado anteriormente, considerando o efeito atrativo de estruturas artificiais em ambiente offshore sobre aves marinhas, a empresa deverá apresentar um Plano de Aves na Plataforma. O plano deve prever ações de atendimento e manejo emergencial de aves, nos seguintes casos:

- Animais feridos, debilitados ou que necessitem de atendimento especializado, ou ainda aqueles que venham a óbito, encontrados na área da plataforma;
- Animais sadios, cuja presença na área da plataforma resulte em risco de segurança para a operação;
- Aglomeração incomum de animais que resulte em risco de segurança para os mesmos ou para a operação.
- Presença errática de espécies (domésticas ou silvestres) cuja ocorrência não inclua a área da plataforma, e o isolamento da região não permita o retorno do animal ao seu habitat.

A empresa deverá apresentar o Plano de Manejo seguindo as orientações abaixo:

1. Levantamento das Espécies

Relacionar as espécies de possível ocorrência na área da plataforma, identificando sua sazonalidade e o status de conservação.

2. Procedimentos

Especificar os procedimentos realizados nas situações abaixo relacionadas:

2.1. Animal silvestre sadio que necessite ser translocado

2.2. Animais silvestres que necessitem de assistência veterinária



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

2.3. Aglomeração incomum de animais silvestres

2.4. Presença de espécies domésticas

2.5. Carcaças

3. Tempo de Mobilização

Sistematizar os fluxos de procedimento, conforme especificado no item anterior, com seus respectivos tempos de resposta, desde a avistagem do animal até a sua efetiva destinação.

Considerando a condição clínica adversa dos animais capturados, a empresa deverá garantir assistência veterinária em tempo adequado.

4. Instalações

Relacionar as instalações aptas a receberem as carcaças coletadas e reabilitarem os animais capturados.

Em caso de instalações terceirizadas, a empresa deverá apresentar documento emitido pelos responsáveis das instituições relacionadas, declarando o aceite para a execução das atividades propostas e informando a capacidade máxima de recebimento de animais.

5. Equipe e equipamentos

Relacionar equipe capacitada para manejar fauna silvestre, bem como equipamentos necessários para a contenção e o transporte dos animais capturados. Por tratar-se de atividade altamente especializada, a qualificação técnica da equipe deve ser baseada em experiência prévia em suas atribuições e não apenas em treinamentos.

A relação da equipe deve ser apresentada no formato da tabela abaixo:

Nome completo	Formação	CPF	CTF
---------------	----------	-----	-----

Ressalta-se que, em atendimento à Portaria IBAMA nº 12, de 5.8.2011, os procedimentos relacionados ao manejo da fauna devem ser precedidos de Autorização para Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico (ACCTMB).

Uma proposta de Plano deverá ser apresentada no prazo máximo de 30 (trinta) dias.

II.8 - Área de Influência



II.8.1 - Área de Influência dos Meios Físico e Biótico

A resposta teceu algumas considerações a respeito dos pontos levantados pelo Parecer Técnico e revisou a Área de Influência dos Meios Físico e Biótico, que ficou definida como:

- Área onde serão realizadas instalações: 84 km² (raio 5 km) de cada FPSO e 500 metros para cada lado da diretriz dos dutos.
- Área sujeita aos impactos decorrentes dos descartes de efluentes: raio de 100 m de cada FPSO, 100 m para cada lado das rotas de navegação e 100 m de raio nos pontos de desalagamento de cada duto.
- Áreas onde ocorrerão atividades de todas as embarcações de apoio e aeronaves (rotas, manobras, fundeio, etc.): 10 km para cada lado das rotas de navegação, áreas de porto organizado e de fundeio.

II.8.2 - Área de Influência do Meio Socioeconômico

Apesar da empresa afirmar na “Resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA” que as alterações ocorridas na área de estudo e na avaliação de impactos não ocasionou alteração na área de influência do meio socioeconômico, entendemos que, conforme defendido na Análise dos Impactos no meio socioeconômico, os municípios de Macaé e Itaboraí, no Estado do Rio de Janeiro, fazem parte da área de influência do empreendimento.

Dessa forma, a área de influência do meio socioeconômico consolidada fica da seguinte forma:

Municípios que possuem instalações que darão apoio ao desenvolvimento de todas as atividades do empreendimento

- Bases portuárias: Niterói (RJ) e Rio de Janeiro (RJ)
- Bases portuárias esporádicas: Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), São Sebastião (SP) e Santos (SP)
- Bases Aéreas: Cabo Frio (RJ) e Rio de Janeiro (RJ)
- Bases Aéreas esporádicas: Itanhaém (SP)
- Unidades receptoras de gás/Municípios de entrada do gasoduto em terra: Macaé (RJ), Itaboraí (RJ), Maricá (RJ) e Caraguatatuba (SP)

Municípios cuja infraestrutura, serviços e equipamentos urbanos sejam diretamente demandados



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

- Cabo Frio (RJ), Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), Caraguatatuba (SP), São Sebastião (SP), Santos (SP) e Itanhaém

Municípios beneficiários de royalties pelo critério de municípios confrontantes à área de produção

- Araruama (RJ), Saquarema (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Mangaratiba (RJ) e Ilhabela (SP)

Municípios que terão a pesca e aquicultura, o turismo, demais atividades econômicas e recreativas e unidades de conservação sujeitos a interferências

- Pesca: Cabo Frio (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Itaguaí (RJ), Mangaratiba (RJ), Angra dos Reis (RJ), Paraty (RJ), Baía de Guanabara (RJ), Baía de Sepetiba (RJ), Baía da Ilha Grande (RJ), Ubatuba (SP), Caraguatatuba (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Bertioga (SP), Guarujá (SP), Santos (SP), São Vicente (SP), Cubatão (SP) e Praia Grande (SP)

- Turismo: Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Angra dos Reis (RJ), Baía de Guanabara (RJ), Baía de Sepetiba (RJ), Baía da Ilha Grande (RJ), Caraguatatuba (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Guarujá (SP), Santos (SP) e São Vicente (SP)

- Unidades de Conservação: Cabo Frio (RJ), Araruama (RJ), Saquarema (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Itaguaí (RJ), Mangaratiba (RJ), Angra dos Reis (RJ), Paraty (RJ), Baía de Guanabara (RJ), Ubatuba (SP), Caraguatatuba (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Bertioga (SP), Santos (SP), São Vicente (SP), Cubatão (SP) e Praia Grande (SP)

Além dos municípios listados acima, as áreas de 500 metros ao redor dos FP(W)SOs, das embarcações de instalação dos gasodutos e as áreas de 500 metros ao redor das rotas de navegação, dos portos organizados e de áreas de fundeio também compõem a área de influência do meio socioeconômico.

II.9 - Prognóstico Ambiental

A resposta esclareceu que, como “*uma das premissas da Avaliação de Impactos Cumulativos e Sinérgicos foi a disponibilidade dos estudos ambientais (EIA-RIMA) para que os impactos pudessem ser avaliados e inseridos na análise, esses dutos [oleodutos de ligação do TEBAR às refinarias paulistas: OSBAT, OSPLAN e OSVAT] não puderam ser incluídos no estudo apresentado para o Projeto Etapa 2 pelo fato de estarem em operação há mais de 30 anos, não havendo estudos ambientais (EIA-RIMA, RAP, etc.) que pudessem subsidiar a elaboração da avaliação*”.

Desta forma não houve alterações no item. Reitera-se, portanto, a análise apresentada



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

anteriormente no Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA:

“Registram-se a seguir alguns pontos a respeito da avaliação de impactos cumulativos apresentada no “Anexo II.9.1”, para o que é levada em consideração a análise do item contida no parecer técnico elaborado pelo Escritório Regional do IBAMA em Caraguatatuba/SP (PAR. 02548.000012/2014-96 ESREG CARAGUATATUBA/SP/IBAMA de 29.7.2014):

Na avaliação foram selecionados 49 empreendimentos que englobam os principais projetos (onshore e offshore) da Petrobras na Bacia de Santos. (...) Como a seleção trata de projetos exclusivamente vinculados ao sistema de produção, armazenamento e transporte de petróleo e gás de um único empreendedor, a Petrobras, no horizonte temporal entre 2013 e 2055, a avaliação “se aproxima da abrangência que constituiria o universo de abordagem uma AAE setorial, ou seja, os empreendimentos da indústria do petróleo e gás da Bacia de Santos”.

A avaliação apresenta limitações tais como:

- as deficiências e heterogeneidade dos EIA utilizados na avaliação;*
- a carência de informações cruciais para uma análise focada nos componentes ambientais (recurso-cêntrica); carência esta, ao menos em parte, decorrente do fato de a avaliação ser efetuada dentro de um EIA, elaborado sob responsabilidade de um único empreendedor;*
- apesar do método construído para a avaliação ser “bastante interessante, gerando uma série de correlações, nas escalas temporal e espacial, entre os projetos (...), esta abordagem lida mal com aspectos inevitavelmente subjetivos da questão socioambiental, gerando resultados duvidosos (por exemplo em relação a duração dos impactos no meio socioeconômico - ver quadro 21) e conclusões rasas, que não geram reflexões sobre as características de uma fonte energética fóssil, bem mineral, fatalmente esgotável, atrelada ao mercado internacional instável e que pode se tornar um enclave econômico nos locais onde se instala.”*

O escopo restrito e as mencionadas limitações fazem com que a avaliação tenha reduzida capacidade de gerar informações relevantes para a gestão regional. Neste sentido, o item “6. RESUMO CONCLUSIVO DA AIC”, “reflete bem a baixa densidade das considerações finais da avaliação”, apresentando “apenas um compilado quantitativo de dados, sem aprofundamentos qualitativos e pouca reflexão sobre o significado da sinergia entre os projetos”.

No entanto, há que se reconhecer as dificuldades no desenvolvimento de uma Análise de Impactos Cumulativos “tendo em vista a ausência de regulamentação ou metodologia consagrada que tutele esse procedimento”.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Também, “Deve-se ter em foco que o objetivo não pode ser a construção de um diagnóstico (que é sempre limitado pelo método escolhido), mas sim a composição de uma análise qualitativa acerca da co-localização (temporal e espacial) de diversos projetos e que suas conclusões sirvam como ferramenta de gestão nas escalas local, regional e nacional.”. Assim, mesmo que o empreendedor esteja cerceado pelos limites do contexto – ou seja, a elaboração de uma AIC dentro do escopo de um EIA, envolvendo apenas os empreendimentos sob sua responsabilidade direta –, não se deve perder de vista que o objetivo da análise integrada de um grupo de projetos co-localizados (seja por meio de uma AIC ou uma AAE) sempre será produzir subsídios à gestão, permitindo a elaboração de políticas públicas apoiadas em uma visão amplificada dos impactos acumulados no tempo e no espaço. Contudo, a eficácia da aplicação de tal ferramenta vai além das atribuições exclusivas do empreendedor no EIA em questão.”

Entende-se, portanto, que a fim de superar estas limitações, em parte intrínsecas aos instrumentos utilizados pelo licenciamento ambiental, e garantir a atualização desta avaliação à medida que novos empreendimentos venham a ser implantados, a Petrobras deve implementar uma avaliação continuada, de caráter estratégico, dos efeitos cumulativos e sinérgicos percebidos entre o empreendimento em questão e os demais empreendimentos previstos para toda área de influência, bem como fomentar esta construção junto ao setor público e sociedade civil organizada, a exemplo de outras ações da empresa no âmbito de outros processos de licenciamento ambiental como a citada Plataforma de Sustentabilidade.

II.10 - Análise e Gerenciamento de Risco

II.10.4.2 - Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes com Valor Ambiental

Por meio da correspondência E&P-PRESAL 0113/2014, de 8.9.2014, foram apresentados os mapas solicitados que ilustram a área de ocorrência dos CVA Baleia-de-Bryde, Cachalote, Boto-cinza e Toninha sobrepostas às probabilidades de presença de óleo em caso de acidentes nos diversos pontos modelados para o período de inverno.

A Análise de Riscos Ambientais se baseou no FPSO Cidade de Ilhabela, que representa neste estudo as 13 (treze) unidades que realizarão os DPs. Desta forma, Análises de Riscos Ambientais específicas das unidades que efetivamente atuarão nestas atividades deverão ser realizadas e, caso exista alguma diferença significativa em relação à análise apresentada, encaminhadas como subsídio às respectivas licenças de instalação.

II.11 - Plano de Emergência Individual

Os Planos de Emergência Individual (PEIs) consolidados para cada unidade de produção deverão ser apresentados para subsidiar os respectivos requerimentos de Licença de Operação.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Com relação ao **Plano de Proteção à Fauna** no âmbito do Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Santos (PEVO-BS, processo administrativo 02022.000645/2009), segue a análise das complementações apresentadas:

- Identificação, mapeamento e diagnóstico atual das instituições e equipes existentes na região que lidam com atendimento à fauna silvestre:

O Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA solicitou a identificação, mapeamento e diagnóstico atual das instituições e equipes existentes no estado do Rio de Janeiro que lidam com atendimento à fauna silvestre.

A empresa identificou as seguintes:

- Universidade Estácio (Rio de Janeiro/RJ);
- Instituto Boto Cinza (Mangaratiba/RJ);
- Laboratório de Mamíferos Aquáticos e Bioindicadores - MAQUA (Rio de Janeiro/RJ);
- Instituto Argonauta (Ubatuba/SP).

O Instituto Argonauta não está localizado no estado do Rio de Janeiro. Portanto, das três instituições restantes, apenas a Universidade Estácio realiza reabilitação de fauna. Solicita-se que a empresa apresente o diagnóstico da Universidade Estácio.

- Proposta de estruturação de uma rede de atendimento à fauna oleada, incluindo o detalhamento da adequação das estruturas de atendimento à fauna e capacitação das equipes

O Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA solicitou complementação da proposta, incluindo instalações de atendimento à fauna impactada por óleo no estado do Rio de Janeiro e no litoral norte do Rio Grande do Sul.

Para o estado do Rio de Janeiro, a empresa indicou a necessidade de duas Unidades de Estabilização de Fauna - UEF (uma no litoral norte e outra no litoral sul) e uma Unidade Móvel de Despetrolização de Fauna - UMDF (litoral norte). Deve ser esclarecida a categoria de atuação da Universidade Estácio no PPAF-BS considerando que, para a atividade prevista, não é aceitável a ausência de um Centro de Despetrolização de Fauna - CDF no estado do Rio de Janeiro.

Para o estado do Rio Grande do Sul, a proposta de incluir uma UMDF no litoral norte é satisfatória, desde que a equipe do CERAM-UFRGS esteja incluída nas ações de resposta e mantenha-se devidamente capacitada.

Esta Coordenação Geral solicitou informações sobre a capacidade de atendimento da rede



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

de atendimento à fauna do PPAF-BS após a readequação das estruturas propostas. A empresa apresentou as informações solicitadas.

Também solicitou ainda uma complementação da capacitação sobre atendimento à fauna contaminada em emergências com vazamento de óleo, com abordagens mais especializadas, incluindo exercícios práticos, em módulos adequados às diversas atividades do Plano de Proteção à Fauna e conforme perfil de cada profissional.

A empresa apresentou um Programa de Capacitação Continuada para Resposta a Fauna, contendo seis módulos de treinamento a serem disponibilizados anualmente: (I) Monitoramento e captura de fauna em ambiente *offshore*, (II) Monitoramento e captura de fauna em ambiente costeiro, (III) Afugentamento e dispersão, (IV) Manejo de carcaças, (V) Manejo de fauna em cativeiro, (VI) Procedimentos veterinários.

O conteúdo de cada módulo foi considerado satisfatório, exceto para o módulo (VI) Procedimentos veterinários. O tema “*eutanásia*” deve ser abordado, incluindo aspectos legais, critérios de execução e técnicas utilizadas, bem como estratégias e protocolos viáveis para a eutanásia de grandes cetáceos. Devido ao fato da eutanásia ser um assunto polêmico, de exclusiva responsabilidade do médico veterinário e passível de questionamentos jurídicos, os profissionais em questão devem ter total segurança durante a decisão de executar ou não o procedimento.

Ressalta-se que a realização de cada treinamento deverá ser comunicada previamente a esta Coordenação Geral, incluindo a data, local, palestrantes e participantes, para fins de acompanhamento do programa pela equipe.

- Plano de Ação, incluindo cronograma, da execução da proposta de estruturação da rede de atendimento à fauna oleada

Esta Coordenação Geral solicitou apresentação de cronograma de complementação da capacitação das equipes da rede de atendimento à fauna oleada, devendo o treinamento especializado ser realizado durante o primeiro semestre de 2015.

A empresa apresentou complementação do cronograma, estabelecendo a realização dos módulos (I) a (IV) do Programa de Capacitação Continuada para Resposta a Fauna durante o primeiro semestre de 2015, e os módulos (V) e (VI) disponibilizados no segundo semestre de 2015. Solicita-se a readequação do cronograma de forma a garantir a completa execução do Programa no primeiro semestre de 2015.

As complementações solicitadas deverão ser apresentadas como subsídio ao primeiro requerimento de Licença de Operação.

II.12 - Conclusão



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

A resposta indicou que: “Embora os itens solicitados no presente parecer tenham sido revisados ou complementados, destaca-se que não há alterações significativas quanto à conclusão apresentada na Revisão 00 do EIA do Projeto Etapa 2 e na Resposta ao Parecer 190/2014.”.

Assim, segundo o EIA Rev. 00: *“o Projeto Etapa 2 será desenvolvido respeitando as exigências dos órgãos de controle e de fiscalização do governo brasileiro para as atividades de produção de óleo e gás offshore, adequando-se às normas e regulamentos estabelecidos, além de adotar as técnicas e práticas, tanto nacionais como internacionais, mais avançadas e preconizadas pela indústria petrolífera para atividades de Exploração & Produção offshore, na qual a PETROBRAS detêm excelência em desenvolvimento tecnológico, visando assegurar o atendimento tanto aos aspectos de segurança operacional quanto aos de preservação ambiental associados às suas atividades.”.*

II.13 - Bibliografia

O item foi complementado.

II.16 - Equipe Técnica

Foram apresentados os registros no Cadastro Técnico Federal dos responsáveis pela elaboração da revisão do estudo.

IV - CONSIDERAÇÕES GERAIS

IV.1 - CONSULTA PÚBLICA

Disponibilização do Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA)

O Estudo de Impacto Ambiental (EIA) apresentado pelo empreendedor para subsidiar o licenciamento ambiental da *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Polo Pré-Sal, Bacia de Santos - Etapa 2”*, assim que foi protocolado nesta Coordenação Geral, passou por uma breve conferência da equipe técnica, com o intuito de verificar se todos os itens exigidos pelo Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 02/2013 haviam sido incluídos. Feita esta constatação, o Estudo foi imediatamente disponibilizado para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA (<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/>).

Posteriormente, através do Ofício Circular nº 0001/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 7.1.2014, foram encaminhadas 86 (oitenta e seis) cópias digitais do EIA para instituições, consideradas como interessadas neste processo de licenciamento, conforme listagem abaixo:



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Superintendência de Desenvolvimento de Produção da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- SDP/ANP; Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - SSM/ANP; Ministério da Pesca e Aquicultura - MPA; Conselho Nacional de Aquicultura e Pesca - CONAPE; Superintendência Federal da Pesca e Aquicultura no Estado do Rio de Janeiro; Superintendência Federal da Pesca e Aquicultura no Estado de São Paulo; Superintendência Federal da Pesca e Aquicultura no Estado do Paraná; Superintendência Federal da Pesca e Aquicultura no Estado de Santa Catarina; Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio); Centro de Pesquisa e Gestão de Recursos Pesqueiros do Litoral Sudeste e Sul do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (CEPSUL/ICMBio); Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Aves Silvestres do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (CEMAVE/ICMBio); Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Mamíferos Aquáticos do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (CMA/ICMBio); Centro Nacional de Pesquisa e Conservação das Tartarugas Marinhas (TAMAR/ICMBio); Capitania dos Portos do Rio de Janeiro; Capitania dos Portos de São Paulo; Superintendência de Segurança do Tráfego Aquaviário da Diretoria de Portos e Costas - Marinha do Brasil - STA/DPC; Superintendência de Meio Ambiente da Diretoria de Portos e Costas - Marinha do Brasil; Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente - Núcleo Baixada Santista - do Ministério Público do Estado de São Paulo (GAEMA-BS); Procuradoria da República no Município de Niterói - Ministério Público Federal; Procuradoria da República no Estado do Rio de Janeiro - Ministério Público Federal; Diretoria de Licenciamento Ambiental do Instituto Estadual do Ambiente (INEA); Diretoria de Biodiversidade e Áreas Protegidas do Instituto Estadual do Ambiente (INEA); Diretoria de Pesquisa e Produção da Fundação Instituto de Pesca do Estado do Rio de Janeiro - FIPERJ; Diretoria de Controle e Licenciamento Ambiental da Companhia Ambiental do Estado de São Paulo- CETESB; Diretoria de Avaliação de Impacto Ambiental da Companhia Ambiental do Estado de São Paulo- CETESB; Fundação Florestal - Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo; Centro Avançado de Pesquisa Tecnológica do Agronegócio do Pescado Marinho - Instituto de Pesca - Secretaria Estadual de Agricultura e Abastecimento de São Paulo; Diretoria de Controle de Recursos Ambientais do Instituto Ambiental do Paraná - IAP; Diretoria de Biodiversidade e Áreas Protegidas do Instituto Ambiental do Paraná - IAP; Instituto Paranaense de Assistência Técnica e extensão Rural - EMATER; Diretoria de Licenciamento da Fundação do Meio Ambiente - FATMA; Diretoria de Proteção dos Ecossistemas da Fundação do Meio Ambiente - FATMA; Comitê de Bacias Hidrográficas da Baía de Guanabara e dos Sistemas Lagunares de Maricá e Jacarepaguá; Comitê de Bacia da Região Hidrográfica da Baía da Ilha Grande - CBH-BIG; Comitê de Bacias Hidrográficas do Litoral Norte do Estado de São Paulo - CBH-LN; Comitê da Bacia Hidrográfica da Baixada Santista - CBH-BS; Secretaria de Estado do Ambiente - SEA - Governo do Estado do Rio de Janeiro; Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo; Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos do Estado do Paraná; Secretaria



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

de Estado do Desenvolvimento Econômico Sustentável - Governo do Estado de Santa Catarina; Secretaria de Estado da Agricultura e da Pesca - Governo do Estado de Santa Catarina; Secretaria Municipal de Agricultura, Abastecimento e Pesca de Saquarema (RJ); Secretaria Municipal de Agricultura, Abastecimento e Pesca de Araruama (RJ); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Araruama (RJ); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Cabo Frio (RJ); Secretaria Municipal de Desenvolvimento da Pesca e Aquicultura de Cabo Frio (RJ); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Itaguaí (RJ); Secretaria Municipal de Meio Ambiente do Rio de Janeiro (RJ); Secretaria Municipal de Meio Ambiente, Recursos Hídricos e Sustentabilidade de Niterói (RJ); Secretaria Municipal de Ambiente de Maricá (RJ); Secretaria Municipal de Agricultura e Pesca de Maricá (RJ); Secretaria de Desenvolvimento Urbano e Meio Ambiente de Paraty (RJ); Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Desenvolvimento Urbano de Angra dos Reis (RJ); Secretaria Municipal de Pesca e Aquicultura de Angra dos Reis (RJ); Secretaria Municipal de Meio Ambiente, Agricultura e Pesca de Mangaratiba (RJ); Secretaria de Meio Ambiente de São Sebastião (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Ilhabela (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente, Agricultura e Pesca de Caraguatatuba (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Ubatuba (SP); Secretaria Municipal de Agricultura, Pesca e Abastecimento de Ubatuba (SP); Diretoria do Departamento de Meio Ambiente de Mongaguá (SP); Secretaria Municipal de Planejamento e Meio Ambiente de Itanhaém (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Peruíbe (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Santos (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de São Vicente (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Guarujá (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Praia Grande (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Cubatão (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Urbanismo de Bertioga (SP); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Guaraqueçaba (PR); Secretaria Municipal de Pesca e Aquicultura de Guaraqueçaba (PR); Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Serviços Urbanos de Paranaguá (PR); Secretaria Municipal da Agricultura, Pesca e Abastecimento de Paranaguá (PR); Secretaria Municipal do Meio Ambiente, Habitação, Assuntos Fundiários, Agricultura e Pesca de Matinhos (PR); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Guaratuba (PR); Secretaria Municipal da Pesca e Agricultura de Guaratuba (PR); Secretaria Municipal de Agricultura e Pesca de Itapoá (SC); Secretaria de Turismo, Meio Ambiente e Cultura de Itapoá (SC); Secretaria Municipal de Meio Ambiente de São Francisco do Sul (SC); Secretaria Municipal de Agricultura e Pesca de São Francisco do Sul (SC); Secretaria de Saúde, Tecnologia e Meio Ambiente do Sindicato dos Petroleiros do Estado do Rio de Janeiro - SINDIPETRO-RJ; Departamento de Saúde, Segurança, Meio Ambiente e Tecnologia - Base de Santos - do Sindicato dos Petroleiros do Litoral Paulista - SINDIPETRO-LP; ReaLNorte - Colegiado das Entidades Ambientalistas do Litoral Norte Paulista; e Observatório do Pré-Sal e da Indústria Extrativa Mineral.

Foi solicitado que os interessados se manifestassem no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, com o objetivo de garantir que toda contribuição chegasse há tempo de ser considerada na análise técnica desta Coordenação Geral. Cabe registrar que este prazo foi



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

automaticamente flexibilizado e todas as contribuições recebidas, sem exceção, foram consideradas nas análises que precederam a emissão deste parecer técnico.

O Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) apresentado pelo empreendedor também foi analisado, assim que protocolado nesta Coordenação Geral, com o intuito de garantir que, minimamente, constassem do documento as principais características do empreendimento e todos os impactos socioambientais previstos no Estudo de Impacto Ambiental. O objetivo desta análise não era verificar se o documento apresentava correção nas afirmações que fazia, mas se ele refletia aquilo que fora apresentado no EIA, expressando-se de forma clara e objetiva, através de uma linguagem acessível à ampla parcela da sociedade. Constatou-se que o RIMA não estava adequado e foram necessárias 3 (três) revisões do documento até o mesmo ser considerado satisfatório, para que pudesse ser disponibilizado para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA.

Posteriormente, através do Ofício Circular nº 003/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 27.2.2014, foram encaminhadas 192 (cento e noventa e duas) cópias impressas do RIMA para organizações da sociedade civil, consideradas como interessadas neste processo de licenciamento, conforme listagem abaixo:

Associação dos Municípios Produtores de Gás Natural - AMPROGÁS; Associação Nacional dos Municípios Produtores - ANAMUP; Organização dos Municípios Produtores de Petróleo do Rio de Janeiro - OMPETRO; Organização dos Vereadores dos Municípios Produtores de Petróleo do Rio de Janeiro - OMVETRO; Associação Brasileira de Municípios com Terminais Marítimos, Fluviais, Terrestres de Embarque e Desembarque de Petróleo e Gás Natural - ABRAMT; Federação dos Pescadores do Estado do Rio de Janeiro - FEPERJ; Federação das Associações dos Pescadores Artesanais do Estado Rio de Janeiro - FAPESCA; Sindicato dos Armadores de Pesca do Estado do Rio de Janeiro - SAPERJ; Sindicato da Indústria do Pescado do Estado do Rio de Janeiro - SIPERJ; Cooperativa Mista dos Pescadores Sindicalizados do Estado da Guanabara; Federação dos Pescadores do Estado de São Paulo - FEPESP; Sindicato dos Armadores de Pesca do Estado de São Paulo - SAPESP; Sindicato da Indústria da Pesca no Estado de São Paulo - SIPESP; Sindicato de Pescadores e Trabalhadores Assemelhados do Estado de São Paulo; Colônia de Pescadores de Cabo Frio (Z-4); Associação de Pescadores, Aquicultores e Amigos da Praia do Siqueira; Associação de Pescadores do São João; Associação dos Pescadores e Amigos da Gamboa - APEAG; Associação dos Maricultores de Cabo Frio - AMAR; Colônia de Pescadores de Araruama (Z-28); Colônia de Pescadores de Saquarema (Z-24); Associação de Pescadores - Zacarias; Associação de Pescadores - Ponta Negra; Associação de Pescadores - Itaipuaçu; Colônia de Pescadores de Niterói (Z-07); Associação Livre dos Maricultores de Jurujuba - ALMAJ; Associação Livre dos Pescadores e Amigos da Praia de Itaipu - ALPAPI; Associação dos Pescadores e Amigos da Praia Grande; Associação dos Pregoeiros de Pescado e Afins de Niterói - APPANIT; Colônia de Pescadores de São Gonçalo (Z-08); Associação dos Pescadores da Praia de Itaoca; Centro Comunitário da Praia da Luz e Adjacências; Associação dos Pescadores Livres do Gradim -



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

APELGA; Colônia de Pescadores de Magé (Z-09); Associação Homens do Mar da Baía de Guanabara - AHOMAR; Colônia de Pescadores da Ilha do Governador (Z-10); Colônia de Pescadores de Ramos (Z-11); Colônia de Pescadores do Caju (Z-12); Colônia de Pescadores de Copacabana (Z-13); Colônia de Pescadores de Pedra de Guaratiba (Z-14); Colônia de Pescadores de Sepetiba (Z-15); Cooperativa Mista dos Pescadores da Colônia Caju; Cooperativa de Pescadores de Marcílio Dias Ltda. - MARCOOP; Associação de Pescadores e Lavradores da Ilha da Madeira - APLIM; Associação de Marisqueiras de Coroa Grande - AMACOR; Associação de Pescadores Artesanais da Ilha da Madeira - APAIM; Associação dos Maricultores da Costa Verde - AMCOVERI; Colônia de Pescadores de Mangaratiba (Z-16); Associação dos Barqueiros de Itacuruçá - ABIT; Associação de Maricultores e Pescadores de Mangaratiba - AMAR; Colônia de Pescadores Empregados e Artesanais Trabalhadores na Pesca de Rio Claro e Angra dos Reis (Z-17); Sindicato dos Produtores de Pesca da Baía da Ilha Grande - SIMPPEBIG; Associação de Pescadores da Sapinhatuba I; Associação de Moradores e Pescadores da Sapinhatuba; Cooperativa de Produtores da Pesca de Angra dos Reis - PROPESCAR; Associação de Maricultores da Baía da Ilha Grande - AMBIG; Cooperativa de Maricultores de Angra Dos Reis - COOPEMAR; Colônia de Pescadores de Paraty (Z-18); Associação de Maricultores de Paraty - AMAPAR; Colônia de Pescadores de Ubatuba (Z-10); Associação dos Pescadores Profissionais do Saco da Ribeira; Associação dos Pescadores de Maranduba; Colônia de Pescadores de Caraguatatuba (Z-08); Associação de Pescadores Artesanais e Turismo da Zona Sul de Caraguatatuba; Associação dos Pescadores e Maricultores da Praia da Cocanha; Associação de Pescadores do Camaroeiro; Associação de Pescadores do Porto Novo; Associação de Pescadores de Tabatinga; Associação de Pescadores de Massaguaçu; Cooperativa de Pesca de São Sebastião; Associação dos Moradores e Pescadores de Enseada; Associação Amigos Pescadores de Pontal da Cruz - AAPPC; Colônia de Pescadores de Ilhabela (Z-06); Associação dos Pescadores Artesanais de Ilhabela - APARI; Associação dos Moradores e Pescadores de São Pedro - AMPESP; Colônia de Pescadores de Bertioga (Z-23); Associação Comercial, Industrial e Pesqueira de Bertioga; Colônia de Pescadores do Guarujá (Z-03); Colônia de Pescadores de Cubatão (Z-03); Colônia de Pescadores de Santos (Z-01); Colônia de Pescadores de São Vicente (Z-04); Colônia de Pescadores de Itanhaém (Z-13); Colônia de Pescadores Apolinário de Araújo (Z-09); Cooperativa dos Produtores de Ostras da Cananéia - COOPEROSTRA; Associação Brasileira de Organizações não Governamentais - ABONG; Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - IBASE; Instituto Terra e Mar; Instituto Ambiental Vidágua; Instituto Ambiental Costa Verde; Grupo Ecológico Araçari; Paraty Viva; Associação Cairuçu; Verde Cidadania; Brigada Mirim Ecológica da Ilha Grande; Instituto Di'tá Ko'tená; Instituto de Ecodesenvolvimento da Baía da Ilha Grande (IED-BIG); Comitê de Defesa da Ilha Grande - CODIG; Sociedade Angrense de Proteção Ecológica - SAPE; Associação dos Meios de Hospedagem da Ilha Grande (AMHIG); Viva Terra - Sociedade de Defesa, Pesquisa e Educação Ambiental; Grupo Caminhante Independente - GCI; Instituto Interamericano de Fomento à Educação, Cultura e Ciência - IFEC; Instituto de Estudos da Ecologia de Mamíferos Marinhos - COMAMA; Instituto de Desenvolvimento Sustentável -



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Planeta Vivo; Instituto Baía de Guanabara - IBG; Associação de Proteção a Ecosistemas Costeiros - APREC; Projeto MAQUA; Fundação Flora de Apoio à Botânica; Instituto de Desenvolvimento e Ação Comunitária - IDACO; Associação Defensores da Terra; Instituto Walden-Tempo, Homem e Natureza; Instituto Nacional de Intercâmbio Social - INIS; Instituto do Desenvolvimento e de Gerenciamento do Meio Ambiente - HABITAT - IMAH; Instituto Aqualung; Instituto de Pesquisas e Conservação da Biodiversidade dos Biomas Brasileiros - Instituto Biomas; Instituto de Pesquisas Avançadas em Economia e Meio Ambiente - Instituto Ipanema; Instituto de Estudos Socioambientais Convergência - IESA; Instituto de Estudos da Religião - ISER; Floresta Brasil; Federação de Órgãos para Assistência Social e Educacional - FASE; Centro de Referência em Educação Ambiental - CREAM; BICUDA - Associação em Defesa da Qualidade de Vida, do Meio Ambiente e do Patrimônio Histórico - Bicuda Ecológica; Associação Organização da Sociedade Civil de Interesse Público Mobilidade e Ambiente Brasil - OMA-BRASIL; Associação Água Marinha; Associação Projeto de Marapendi - ECOMARAPENDI; Associação de Serviços Ambientais - ASA; Associação Brasileira de Usuários de Medicina e Terapias Holísticas e do Meio Ambiente - ABTEHMA; Associação Brasil de Ecologia - ABE; Assessoria e Serviços a Projetos em Agricultura Alternativa - AS-PTA; Academia Brasileira de Meio Ambiente - ABMA; Organização Ambiental para o Desenvolvimento Sustentável - OADS; Associação de Defesa do Meio Ambiente de Jacarepiá - ADEJA; Associação de Defesa da Lagoa de Araruama; Fundação SOS Mata Atlântica; Greenpeace Brasil; Instituto Socioambiental - ISA; Instituto Amigos da Reserva da Biosfera da Mata Atlântica - IARBMA; Instituto Ambiental Ponto Azul (IAPA); Movimento de Preservação de São Sebastião - MOPRESS; Federação Pró Costa Atlântica; Instituto Supereco; Associação Elementos da Natureza; Associação Socioambientalista 'Somos Ubatuba' - ASSU-Ubatuba; Ilhabela.org; Ambiental Litoral Norte - ALNORTE; Instituto de Permacultura e Ecovilas da Mata Atlântica - IPEMA; Instituto de Energia e Meio Ambiente - IEMA; Associação de Amigos do Grande Parque Ecológico e Turístico de Caraguatatuba - ONG Caraguatá; Instituto de Pesquisa e Ciências Ambientais de Bertioga - IPECAB; Projeto TAMAR - Núcleo de Ubatuba; Associação Parcel - Centro De Educação Ambiental e Museu Marinho Didático Itinerante; Agência Nacional de Desenvolvimento Eco-Social - Andes; Associação Cunhambebe da Ilha Anchieta - ACIA; Associação Eco Juréia - AEJ; Associação Ecos do Vitória - Educação e Gestão Ambiental; Associação Tuim Proteção e Educação Ambiental; Catalisa Rede de Cooperação para Sustentabilidade; Conselho Nacional de Defesa Ambiental - CNDA; Educação, Treinamento, Transformação, Informação e Comunicação Ambiental - ETTICA; Espaço de Formação Assessoria e Documentação; Instituto de Projetos e Pesquisas Sócio Ambientais - IPESA; Instituto de Educação e Pesquisa Ambiental - 5 Elementos; Instituto de Ação Cultural e Ecológica - IACE; Instituto Costa Brasilis - Desenvolvimento Sócio-Ambiental; Instituto Brasileiro de Proteção Ambiental - PROAM; Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - IDEC; Instituto Argonauta para a Conservação Costeira e Marinha - IAPACCM; Instituto Amigos da Reserva da Biosfera da Mata Atlântica - IA-RBMA; Instituto Albatroz - IA; Fundação SOS Pró-Mata Atlântica; Espaço Cultural Pés no Chão; Instituto Gondwana - IGOND; Instituto GEA - Ética e Meio Ambiente; Instituto



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Ekos Brasil; Instituto Educa Brasil - IEB; Instituto Ecoar para a Cidadania - ECOAR; Associação Elementos da Natureza Projeto Azimuth Ponto de Cultura e Sustentabilidade; Instituto Ilhabela Sustentável; Instituto Nacional de Desenvolvimento Sustentável e Proteção Ambiental - INDESPA; Instituto o Direito por um Planeta Verde; Instituto Physis Cultura & Ambiente; Instituto Planeta Azul - IPA; Instituto Recicle Milhões de Vidas - IRMV; Instituto de Pesquisa e Ciências Ambientais de Bertioga - IPECAB; Kouprey Amigos dos Santuários de Animais - KASA; Mongue Proteção ao Sistema Costeiro - Mongue; Pela Vida Pela Paz Movimento em Defesa de Ubatuba - MDU; Projeto Biopesca; Salva Vidas Mirim; SOS Manancial - SOSMAR; e The Green Initiative - TGI.

Em seguida, com o EIA/RIMA devidamente distribuído para consulta pública por parte da sociedade, através do Memorando Circular nº 0001/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 14.03.2014, também foram encaminhadas cópias digitais do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) para as Superintendências Estaduais do IBAMA em Santa Catarina, Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro, e para os Escritórios Regionais do IBAMA em Angra dos Reis (RJ), Caraguatatuba (SP) e Santos (SP). Ao encaminhar, esta Coordenação Geral solicitou o apoio necessário para uma ampla divulgação do processo de licenciamento ambiental nestas regiões e a disponibilização destes documentos para consulta pública nas sedes das superintendências e escritórios.

Através do Ofício Circular nº 004/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 23.3.2014, buscando facilitar a consulta pública pela população no âmbito municipal, o RIMA também foi distribuído para todas as secretarias municipais que, inicialmente, haviam recebido apenas o EIA.

Cabe destacar que, paralelamente ao processo de consulta pública, a equipe técnica desta Coordenação Geral seguia analisando o Estudo de Impacto Ambiental protocolando, sendo emitidos os seguintes pareceres técnicos:

- Parecer Técnico nº 0122/2014 CGPEG/IBAMA, de 19.3.2014, antecipando sua análise da proposta apresentada para os projetos de monitoramento de praias, monitoramento de cetáceos, e monitoramento e caracterização de ruídos, buscando permitir o avanço nas articulações entre empreendedor e instituições/profissionais responsáveis pela elaboração e execução destes projetos.

- Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, de 25.4.2014, analisando todo o conteúdo do Estudo de Impacto Ambiental, antes das audiências públicas e de incorporar quaisquer contribuições da sociedade. Entende-se esta estratégia como sendo a mais adequada, pois permite a consolidação das análises realizadas até aquele momento pelo órgão ambiental e garante que todos os esforços da equipe técnica se voltem para absorver as contribuições advindas do processo de consulta pública.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Cabe destacar que, imediatamente após serem emitidos, estes pareceres técnicos foram disponibilizados para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA (<https://www.ibama.gov.br/licenciamento/>).

Audiências Públicas

O IBAMA publicou, no Diário Oficial da União, de 21.3.2014, edital convocando 5 (cinco) Audiências Públicas para discussão do EIA/RIMA da “*Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2*” nos seguintes municípios: Paraty/RJ (25.4.2014), São Sebastião/SP (28.4.2014), Rio de Janeiro/RJ (6.5.2014), Santos/SP (8.5.2014) e Maricá/RJ (13.5.2014). Além disso, este mesmo edital informou sobre a abertura de um prazo de 45 (quarenta e cinco) dias para solicitação de Audiências Públicas em outros municípios que também compusessem a área de estudo.

Buscando garantir sua ampla divulgação, o edital foi imediatamente disponibilizado para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA e, posteriormente, em 23.3.2014, distribuído para todos os interessados, através dos Ofícios Circulares nº 004/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA e nº 005/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA.

As Audiências Públicas foram realizadas conforme previsto no edital e atingiram um público aproximado de 1.500 (hum mil e quinhentas) pessoas, distribuídos na seguinte proporção: Paraty (302); São Sebastião (483); Rio de Janeiro (263); Santos (256); e Maricá (247). Durante estas Audiências Públicas foram distribuídas, para os participantes que solicitaram, 280 (duzentos e oitenta) cópias digitais do EIA e 277 (duzentos e setenta e sete) cópias impressas do RIMA. Cabe registrar que, posteriormente, as Audiências Públicas tiveram suas atas transcritas e disponibilizadas para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA (<https://www.ibama.gov.br/licenciamento/>). Além disso, através da correspondência E&P-PRESAL 0063/2014, de 9.6.2014, a Petrobras encaminhou relatórios contendo evidências que comprovaram que o processo de mobilização e divulgação, para estas audiências públicas foi realizado de forma satisfatória, bem como as gravações em áudio e vídeo de cada uma delas.

Atendendo ao prazo determinado de 10 (dez) dias após a realização da última Audiência Pública, ou seja, até 23.5.2014, diversas instituições e alguns cidadãos encaminharam, para esta Coordenação Geral, documentos contendo críticas ao Estudo de Impacto Ambiental apresentado pelo empreendedor e/ou sugestões para serem incorporadas na análise da viabilidade socioambiental do empreendimento. Cabe destacar que o prazo final foi flexibilizado para considerar alguns documentos que chegaram após o encerramento do prazo. Os documentos recebidos, acrescidos daqueles protocolados durante as Audiências Públicas realizadas e alguns que já haviam sido encaminhados antes das audiências, totalizaram 25 (vinte e cinco) documentos a serem analisados.

Após concluída esta primeira fase da etapa de consulta pública sobre o EIA/RIMA da



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”, a equipe técnica desta Coordenação Geral analisou criteriosamente todos os documentos recebidos e buscou se apropriar de diversos questionamentos e dúvidas advindos das Audiências Públicas realizadas. Ao final, acabou por constatar a necessidade de um novo parecer técnico que pudesse consolidar estas informações e apontar as questões consideradas prioritárias pela sociedade, apesar de muitas destas já terem sido abordadas pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA.

Desta forma, em 17.6.2014, foi emitido o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA, que reforçou alguns pontos do parecer técnico anterior e solicitou novos esclarecimentos e complementações ao Estudo de Impacto Ambiental da *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*. Cabe destacar que, imediatamente após ser emitido, este parecer técnico também foi disponibilizado para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA (<https://www.ibama.gov.br/licenciamento/>).

Ao mesmo tempo, findo o prazo para solicitação de novas Audiências Públicas, verificou-se que haviam sido recebidas 18 (dezoito) solicitações de instituições distintas para a realização de Audiências Públicas - Secretaria Municipal de Meio Ambiente e Desenvolvimento Urbano de Angra dos Reis; Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Mangaratiba; Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Itaguaí; Comissão de Meio Ambiente, Recursos Hídricos e Sustentabilidade da Câmara de Vereadores de Niterói; APA de Tamoios, Associação de Pescadores e Lavradores da Ilha da Madeira; Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Caraguatatuba; Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Ilhabela; Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Ubatuba; Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” - Campus Experimental de Registro; Instituto Ambiental Ponto Azul; Instituto de Pesquisas Cananéia - IPeC; Ministério Público do Estado do Paraná; Associação MarBrasil; Secretaria Municipal da Pesca e da Agricultura de Guaratuba/PR; Centro de Estudos, Defesa e Educação Ambiental - CEDEA; APA da Baleia Franca; e Associação de Preservação e Equilíbrio do Meio Ambiente de Santa Catarina - em outros 13 (treze) municípios da área de estudo - Joinville (SC); Florianópolis (SC); Guaratuba (PR); Curitiba (PR); Paranaguá (PR); Cananéia (SP); Ilhabela (SP); Ubatuba (SP); Caraguatatuba (SP); Angra dos Reis (RJ); Mangaratiba (RJ); Itaguaí (RJ); e Niterói (RJ) -, demonstrando o grande interesse da sociedade em participar efetivamente do processo de licenciamento ambiental deste empreendimento. Assim, buscando garantir uma ampla participação da sociedade no processo de licenciamento ambiental, o IBAMA decidiu por agendar para a segunda quinzena de julho um novo ciclo de Audiências Públicas.

Inicialmente, na tentativa de contemplar o maior número possível das solicitações recebidas e de que a oportunidade de discussão do EIA/RIMA da *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2”* fosse proporcionada para todos os interessados, o IBAMA optou por priorizar a realização de



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Audiências Públicas no Estado de Santa Catarina, no Estado do Paraná e no Litoral Sul do Estado de São Paulo, regiões que não haviam sido contempladas por nenhuma das Audiências Públicas realizadas. Assim, em 2.7.2014, publicou-se, no Diário Oficial da União, edital de convocação para Audiências Públicas nos municípios de Joinville/SC (15.7.2014), Cananéia/SP (17.7.2014) e Guaratuba/PR (19.7.2014), sendo este distribuído para todos os interessados no processo de licenciamento através do Ofício Circular nº 007/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA, sendo este imediatamente disponibilizado para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA (<https://www.ibama.gov.br/licenciamento/>).

Em seguida, tomando como base o conteúdo dos documentos encaminhados por diferentes instituições, o acúmulo de debate propiciado pelas Audiências Públicas já realizadas e a existência de algumas lacunas que ainda precisavam ser preenchidas para uma tomada de decisão acerca da viabilidade do empreendimento, o IBAMA concluiu que haveria necessidade de serem realizadas duas novas Audiências Públicas em regiões que a princípio aparentavam ter sido contempladas, acabando por atender mais algumas das solicitações recebidas.

Neste contexto, avaliou-se que as interferências do empreendimento na Baía de Sepetiba não foram suficientemente discutidas durante as Audiências Públicas de Paraty/RJ e do Rio de Janeiro/RJ e que seria fundamental o aprofundamento da discussão sobre os impactos socioambientais da *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2”* no litoral norte do Estado de São Paulo. Assim, em 11.7.2014, publicou-se no Diário Oficial da União, edital de convocação para Audiências Públicas nos municípios de Itaguaí/RJ (23.7.2014) e de Caraguatatuba/SP (26.7.2014), sendo este distribuído através do Ofício Circular nº 008/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA, sendo este imediatamente disponibilizado para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA (<https://www.ibama.gov.br/licenciamento/>).

Estas novas Audiências Públicas foram realizadas conforme previsto nos respectivos editais e atingiram um público aproximado de 1.000 (hum mil) pessoas, distribuídos na seguinte proporção: Joinville (103); Cananéia (239); Guaratuba (190); Itaguaí (196); e Caraguatatuba (327). Durante estas Audiências Públicas foram distribuídas, para os participantes que solicitaram, 180 (cento e oitenta) cópias digitais do EIA e 171 (cento e setenta e uma) cópias impressas do RIMA. Cabe registrar que, posteriormente, as Audiências Públicas tiveram suas atas transcritas e disponibilizadas para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA (<https://www.ibama.gov.br/licenciamento/>). Além disso, através da correspondência E&P-PRESAL 0098/2014, de 21.8.2014, a Petrobras encaminhou relatórios contendo evidências que comprovaram que o processo de mobilização e divulgação, para estas audiências públicas foi realizado de forma satisfatória, bem como as gravações em áudio e vídeo de cada uma delas.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Atendendo ao prazo determinado de 10 (dez) dias após a realização da última Audiência Pública, ou seja, até 5.8.2014, diversas instituições e alguns cidadãos encaminharam, para esta Coordenação Geral, documentos contendo críticas ao Estudo de Impacto Ambiental e às respostas apresentadas pelo empreendedor aos pareceres e manifestações anteriores e/ou sugestões para serem incorporadas na análise da viabilidade socioambiental do empreendimento. Cabe destacar que o prazo final foi flexibilizado para considerar alguns documentos que chegaram após o encerramento do prazo. Os documentos recebidos, acrescidos de um protocolado durante a Audiência Pública de Caraguatatuba, totalizaram 11 (onze) novos documentos a serem analisados.

Cabe destacar que, antes de ser iniciado o 2º ciclo de Audiências Públicas, através da correspondência E&P-PRESAL 0069/2014, de 30.6.2014, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data e nesta Coordenação Geral em 3.7.2014, a Petrobras encaminhou suas respostas aos Pareceres Técnicos nº 122/14, 190/14 e 260/14 CGPEG/IBAMA, sendo este imediatamente disponibilizado para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA (<https://www.ibama.gov.br/licenciamento/>).

Após uma ampla análise da documentação de resposta apresentada e da realização de mais 5 (cinco) Audiências Públicas, em 25.8.2014, foi emitido o Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, que solicitou mais alguns esclarecimentos e complementações ainda não satisfeitos pelas respostas apresentadas pelo empreendedor aos pareceres anteriores e outros demandados durante a segunda fase de consulta pública. Este parecer técnico foi imediatamente disponibilizado para acesso público através do endereço eletrônico do IBAMA (<https://www.ibama.gov.br/licenciamento/>).

Outras Reuniões

Também considera-se importante destacar que no decorrer de todo este processo de consulta pública, esta Coordenação Geral se colocou à disposição para participar de quaisquer reuniões técnicas e/ou setoriais para as quais fosse convidada, solicitando apenas que fosse informada com a devida antecedência para compatibilização das agendas.

Assim, foram realizadas as seguintes reuniões para debater os impactos do desenvolvimento do Polo Pré-Sal na Bacia de Santos e/ou os procedimentos adotados pelo licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural: Fórum dos Atingidos pela Indústria do Petróleo e Petroquímica nas cercanias da Baía de Guanabara - FAPP-BG, em 15.4.2014; Fundação Florestal do Estado de São Paulo, em 28.4.2014; Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente (GAEMA - Núcleo Baixada Santista) do Ministério Público do Estado de São Paulo, em 7.5.2014; Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente (GAEMA - Núcleo Litoral Norte) do Ministério Público do Estado de São Paulo e Procuradoria da República em Caraguatatuba - Ministério Público Federal, em 25.7.2014; Mosaico da Bocaina e Comitê de Bacias



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Hidrográficas da Ilha Grande (CBH-BIG), em 6.8.2014; e Procuradoria da República em Angra dos Reis - Ministério Público Federal, em 7.8.2014.

Cabe registrar que esta Coordenação Geral tem como princípio básico a busca recorrente pela melhoria de instrumentos que garantam a transparência nos processos de licenciamento ambiental e pela construção de espaços de participação social que construam um diálogo permanente com a sociedade sobre os impactos da indústria de petróleo e gás.

Neste sentido, reitera-se a inteira disponibilidade desta Coordenação Geral para participar de quaisquer reuniões técnicas e/ou públicas para as quais seja convidada, solicitando-se apenas a antecedência necessária para compatibilização das agendas e planejamento logístico necessário. Entende-se que a Petrobras compreende a disposição desta Coordenação Geral e não se furtará a acompanhá-la quando for requisitada.

IV.2 - POSIÇÃO INSTITUCIONAL DO IBAMA SOBRE O CONTROLE AMBIENTAL DO TRANSPORTE E O LICENCIAMENTO AMBIENTAL DA ETAPA 2 E DOS GASODUTOS RELACIONADOS

Considerando as diversas manifestações recebidas sobre este tema, através do MEM. 02022.001659/2014-64 CGPEG/IBAMA, de 22.8.2014, esta Coordenação Geral solicitou que a Diretoria de Licenciamento se manifestasse sobre documento protocolado pela Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Caraguatatuba, durante Audiência Pública realizada no município de Caraguatatuba (SP), em 26.7.2014, especificamente sobre questões relacionadas a não inclusão do licenciamento dos navios aliviadores e do escoamento de gás do “Rota 2” e do “Rota 3” no escopo do licenciamento ambiental da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”.

Destaca-se que o documento da Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Caraguatatuba foi adotado apenas como referência para este questionamento, por tratar exclusivamente deste tema e por consolidar o debate realizado durante as Audiências Públicas e reiterado em diversas outras manifestações mais gerais.

Segue, portanto, posicionamento da Diretoria de Licenciamento Ambiental, encaminhado para a Secretaria Municipal de Meio Ambiente de Caraguatatuba, através do OF 02001.009914/2014-65 DILIC/IBAMA, de 5.9.2014:

“(i) o petróleo e seus derivados são considerados produtos perigosos e o transporte marítimo deste tipo de produto é regulado pela União de forma diferenciada do licenciamento ambiental segundo a Lei Complementar 140 de dezembro de 2011, que prevê o licenciamento em seu inciso XIV e o controle ambiental em seu inciso XXIV, ambos do artigo 7°. O Ibama criou o Sistema Nacional de Transporte de Produtos Perigosos, o qual controla todo o transporte marítimo e terrestre interestadual destes



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

produtos, com base em parecer da Procuradoria Federal Especializada. Desta forma, os navios aliviadores não são objeto de licenciamento, mas de controle ambiental. Entretanto, as informações necessárias à avaliação ambiental dos impactos sinérgicos e dos riscos associados às rotas e à quantidade de navios fazem parte do processo de licenciamento ambiental da produção de petróleo e constam do Rima disponível no endereço www.ibama.gov.br/licenciamento. Em relação ao escoamento da produção da Etapa 2 do Pré-Sal, cabe ressaltar que o Ibama licencia também a implantação do gasoduto denominado Projeto Rota 3, compatibilizando prazos e avaliações ambientais, cujas informações também constam do Rima da atividade do Pré-Sal Etapa 2. Para todos os projetos são realizadas análises de risco que consideram os cenários de operação do conjunto de atividades.”

IV.3 - MANIFESTAÇÃO DA FUNDAÇÃO FLORESTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO

A Fundação Florestal do estado de São Paulo, órgão responsável pela administração das unidades de conservação estaduais, apresentou, por meio do OF. DE 315/2014 de 18.3.2014, algumas considerações preliminares sobre o EIA, solicitando um prazo adicional de 45 (quarenta e cinco) dias para manifestação final.

Esta Coordenação Gera, através do OF 02022.001304/2014-75 CGPEG/IBAMA, de 8.4.2014, informou à Fundação Florestal, que a manifestação poderia ser encaminhada em até 10 (dez) dias após a realização da última Audiência Pública, ou seja, até o dia 18.5.2014.

Em 28.4.2014, no Observatório Ambiental em São Sebastião (SP), foi realizada reunião técnica entre representantes desta Coordenação Geral e da Fundação Florestal, na qual foram discutidas diversas questões referentes ao processo de licenciamento ambiental em questão.

Em 23.5.2014, a Fundação Florestal do Estado de São Paulo, através de correio eletrônico, encaminhou: (i) OF. DE 600/2014, de 22.05.2014; (ii) Manifestação Técnica Conjunta DLN/DLS nº 001/2014; (iii) Deliberação CG APAMLN 001/2014 (Conselho Gestor da APA Marinha Litoral Norte); (iv) Considerações do Conselho gestor - APMLC (APA Marinha Litoral Centro); e (v) Deliberação 01/2014 do Conselho Gestor da APA Marinha Litoral Sul. Estes documentos - também protocolados em 26.5.2015 na SUPES/IBAMA/SP através do OF. DE 600/2014 - apontam algumas pendências no EIA e apresentam solicitações que deveriam ser atendidas pela Petrobras para a continuidade da análise quanto a viabilidade ambiental do empreendimento.

Através do OF 02022.002098/2014-11 CGPEG/IBAMA, de 9.6.2014, esta Coordenação Geral encaminhou os documentos à Petrobras para que a empresa se posicionasse sobre os questionamentos existentes e apresentasse os esclarecimentos solicitados.

A Petrobras, através da correspondência E&P-PRESAL 0074/2014 de 3.7.2014, protocolou



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

no Ibama resposta aos questionamentos da Fundação Florestal. Esta resposta foi encaminhada à Fundação Florestal pelo OF 02022.002492/2014-59 CGPEG/IBAMA, de 14.7.2014.

A Fundação Florestal, por meio do OF. DE 1041/2014 de 31.7.2014, recebido na SUPES/IBAMA/RJ em 12.8.2014, solicitou prorrogação de prazo até o dia 25.8.2014 para o encaminhamento de manifestação técnica.

Assim, em 18.8.2014, a Fundação Florestal, através de correio eletrônico, encaminhou: OF. DE nº 1142/14, de 18.8.2014; Manifestação Técnica Conjunta DLN/DLS - 003/2014; Manifestação de Apoio do Conselho Consultivo do Parque Estadual da Ilhabela; e II Manifestação do Conselho Gestor da APAMLN/ARIESS. Estes documentos, que ainda solicitavam algumas complementações, foram encaminhados à Petrobras juntamente com o Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA, de 1.9.2014. Este parecer técnico solicitou que a empresa respondesse na íntegra todos os questionamentos, atendesse todas as solicitações e se posicionasse sobre todas as recomendações constantes nestes documentos. A pedido da própria Fundação Florestal, foi solicitado que a resposta fosse encaminhada diretamente a ela, com cópia para esta Coordenação Geral.

A Petrobras, através da correspondência E&P-PRESAL 0107/2014 de 2.9.2014, encaminhou cópia das correspondências E&P-PRESAL 104/2014, de 1.9.2014, e E&P-PRESAL 106/2014, de 2.9.2014, com as respostas apresentadas à Fundação Florestal.

Assim, em conformidade com o disposto na Lei nº 9.985 (Lei do SNUC), de 18.7.2000, em seu Art. 36, § 3º, a Fundação Florestal, por meio de correio eletrônico de 5.9.2014, apresentou a Autorização para o licenciamento ambiental do empreendimento, que foi baseada na MANIFESTAÇÃO TÉCNICA CONJUNTA DLN / DLS - 005/2014.

Os documentos apresentados apontam como Unidades de Conservação afetadas: APA Ilha Comprida; APA Marinha do Litoral Centro; APA Marinha do Litoral Sul; APA Marinha do Litoral Norte; ARIE do Guará; ARIE São Sebastião; ARIE Zona de Vida Silvestre da Ilha Comprida; EE Juréia-Itatins; PE Ilha Anchieta; PE Ilha do Cardoso; PE Ilhabela; PE Lagamar de Cananéia; PE Marinho da Laje de Santos; PE Restinga de Bertiooga; PE Serra do Mar / Núcleos Bertiooga, Caraguatatuba, Curucutu, Itariru, Itutinga Pilões, Picinguaba e São Sebastião; PE Xixová-Japuí; RDS de Itapanhapima; RESEX da Ilha do Tumba; RESEX Taquari; e RVS das Ilhas do Abrigo e Guararitama.

A autorização indica como condicionantes gerais:

“1 Esta Autorização não dispensa outras Autorizações e licenças Federais, Estaduais e Municipais porventura exigíveis no processo de licenciamento;

2. Mediante decisão motivada, a Fundação para a Conservação e a Produção Florestal do Estado de São Paulo poderá alterar as recomendações, as medidas de controle e



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

adequação, bem como suspender ou cancelar esta Autorização, caso ocorra:

- Violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais;*
- Omissão ou falsa descrição de informações relevantes que subsidiaram a expedição da presente autorização;*

3 A Fundação para a Conservação e a Produção Florestal do Estado de São Paulo deverá ser comunicada em caso de ocorrência de acidentes que possam afetar a Unidade de Conservação.

4 O órgão licenciador deverá encaminhar à Fundação para a Conservação e a Produção Florestal do Estado de São Paulo, para conhecimento, registro e acompanhamento, todas as licenças ambientais para o empreendimento, assim que forem emitidos."

Além disso, a MANIFESTAÇÃO TÉCNICA CONJUNTA DLN / DLS - 005/2014, "Considerando que persistem medidas associadas e indicadores / parâmetros para monitoramento / prevenção / remediação dos impactos que podem afetar as UCs consideradas insuficientes por esta Fundação Florestal", aponta uma série de condicionantes específicas. Cada condicionante foi devidamente justificada, sendo indicadas as ações geradoras e os respectivos impactos sobre as UC, sendo justificada a necessidade de medidas adicionais àquelas propostas no EIA e suas complementações. As condicionantes são transcritas a seguir:

a) *"Complementar ou implantar PROGRAMA DE MONITORAMENTO DE ÁREAS SUSCETÍVEIS À CONTAMINAÇÃO POR ESPÉCIES EXÓTICAS INVASORAS NAS PROXIMIDADES DAS ROTAS DAS EMBARCAÇÕES DE APOIO: ÁREA DE MANEJO ESPECIAL (AME) ITAÇUCE, AME ILHA TOQUE TOQUE, AME APARA, AME BOIÇUCANGA e AME YPAUTIBA, SUDOESTE DO SETOR MAEMBIPE DA APA MARINHA DO LITORAL NORTE, AME ILHA DA MOELA, PE MARINHO LAJE DE SANTOS E ÁREA MARINHA DO PE XIXOVÁ-JAPUÍ, cuja proposta deverá ser apresentada em 90 (noventa) dias, em conformidade com as orientações desta Manifestação Técnica."*

b) *"Adequar e implantar o PLANO DE EMERGÊNCIA PARA VAZAMENTO DE ÓLEO NA ÁREA GEOGRÁFICA DA BACIA DE SANTOS anteriormente à emissão da Licença de Operação"*.

c) *"Realizar AVALIAÇÃO ECOLÓGICA RÁPIDA (AER) NAS ÁREAS SUJEITAS AO TOQUE POR VAZAMENTO ACIDENTAL DE PRODUTOS QUÍMICOS, COMBUSTÍVEL E ÓLEO NO MAR (EMBARCAÇÕES DE APOIO): ÁREAS DE MANEJO ESPECIAL (AME) YPAUTIBA, BOIÇUCANGA, APARA, ILHA TOQUE TOQUE, ITAÇUCE, MASSAGUAÇU DA APA MARINHA LITORAL NORTE, cuja proposta deverá ser apresentada em 90*



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

(noventa) dias, em conformidade com as orientações desta Manifestação Técnica.”

d) *“Realizar AVALIAÇÃO ECOLÓGICA RÁPIDA (AER) NAS ÁREAS SUJEITAS AO TOQUE POR VAZAMENTO ACIDENTAL DE COMBUSTÍVEL E ÓLEO NO MAR: ÁREA DE MANEJO ESPECIAL (AME) MONTÃO DE TRIGO, SETOR MAEMBIPE DA ÁREA DE PROTEÇÃO AMBIENTAL MARINHA DO LITORAL NORTE, AME ILHA DA FIGUEIRA DO SUL, AME ILHA DO BOM ABRIGO, PARCEL DO UNA, REFÚGIO DE VIDA SILVESTRE DO ABRIGO E GUARARITAMA, ILHA QUEIMADA GRANDE, cuja proposta deverá ser apresentada em 90 (noventa) dias, em conformidade com as orientações desta Manifestação Técnica.”*

e) *“Realizar ESTUDO DE USOS SOCIOECONÔMICOS DAS ÁREAS DE MANGUEZAL SUJEITAS AO TOQUE DE COMBUSTÍVEL E ÓLEO INSERIDAS NOS LIMITES DAS APAS MARINHAS E RDS BARRA DO UNA - NOS MUNICÍPIOS DE CARAGUATATUBA, BERTIOGA, ITANHAÉM, PERUÍBE, cuja proposta deverá ser apresentada em 90 (noventa) dias, em conformidade com as orientações desta Manifestação Técnica.”*

f) *“Apresentar RELATÓRIOS (SEMESTRAIS / ANUAIS) DETALHADOS SOBRE O MONITORAMENTO DA ATIVIDADE PESQUEIRA NAS ÁREAS DAS APAS MARINHAS, cuja proposta deverá ser apresentada em 90 (noventa) dias, em conformidade com as orientações desta Manifestação Técnica.”*

g) *“Estender a distância mínima para o lançamento de efluentes sanitários e resíduos alimentares pelas embarcações de apoio a, pelo menos, 15 (quinze) milhas náuticas a partir da Laje de Santos e da Ilha de São Sebastião.”*

h) *“Adequar e implementar o PROGRAMA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL REGIONAL DA BACIA DE SANTOS (PCSR-BS)”*

i) *“Apresentar RELATÓRIOS (SEMESTRAIS / ANUAIS) DETALHADOS SOBRE O MONITORAMENTO DE CETÁCEOS E PRAIAS NO ESTADO DE SÃO PAULO.”*

j) *“Apoio e suporte ao PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO ATORES GOVERNAMENTAIS E NÃO GOVERNAMENTAIS DOS MUNICÍPIOS DO LITORAL DE ESTADO DE SÃO PAULO VISANDO A CONTEÇÃO DA EXPANSÃO DAS ÁREAS DE OCUPAÇÃO DESORDENADA, cuja proposta de apoio deverá ser apresentada anteriormente à emissão da Licença de Instalação (LI)”*

k) *“Elaboração de RELATÓRIO TÉCNICO e apresentação dos resultados em SEMINÁRIO REGIONAL SOBRE AS ESTRATÉGIAS FUTURAS DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL E A RELAÇÃO DE DEPENDÊNCIA DA REGIÃO QUANTO AOS RECURSOS DE PETRÓLEO E GÁS, SITUAÇÃO TAMBÉM CONHECIDA COMO “DOENÇA HOLANDESA”, cuja proposta deverá ser apresentada em 90 (noventa) dias, em conformidade com as orientações desta Manifestação Técnica.”*



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

l) *“Apresentação de proposta metodológica para criação de SALA DE SITUAÇÃO DAS UNIDADES DE CONSERVAÇÃO PAULISTAS, cuja proposta deverá ser apresentada em 90 (noventa) dias, em conformidade com as orientações desta Manifestação Técnica.”*

m) *“Dar suporte à ESTUDOS E AÇÕES DE ESTRUTURAÇÃO DA GESTÃO DAS UCs IMPACTADAS, COM FOCO EM ATIVIDADES NÁUTICAS E USOS DOS TERRITÓRIOS PROTEGIDOS, cuja proposta deverá ser apresentada em 90 (noventa) dias, em conformidade com as orientações desta Manifestação Técnica.”*

A Petrobras deverá encaminhar ao Ibama documentação que comprove o atendimento a estas condicionantes.

Neste sentido, chama-se especial atenção para o prazo estabelecido na condicionante **“j”**, cuja proposta *“deverá ser apresentada anteriormente à emissão da Licença de Instalação (LI)”*; o que segundo o cronograma apresentado pela Petrobras, resultaria em um prazo bastante curto para atendimento. Entende-se, no entanto, que, a efetividade desta condicionante - relacionada ao impacto da ocupação desordenada sobre as Unidades de Conservação - não seria prejudicada caso este prazo fosse um pouco estendido; de modo que orienta-se a Petrobras, caso entenda não ser possível a apresentação de uma proposta com a devida qualidade no prazo indicado, a buscar junto à Fundação Florestal uma extensão deste prazo. Ressalta-se que, independentemente da revisão do prazo, a Petrobras deverá apresentar informações sobre o atendimento a esta condicionante como subsídio à Licença de Instalação.

Registra-se, ainda, que a MANIFESTAÇÃO TÉCNICA CONJUNTA DLN / DLS - 005/2014 também apresenta uma série de recomendações / sugestões a serem consideradas pelo Ibama na definição dos projetos ambientais deste e de outros empreendimentos da empresa na Baía de Santos, a saber:

“a) Como forma de mitigar o impacto da contribuição para o efeito estufa gerado pelas emissões atmosféricas do empreendimento, recomenda-se que ao invés do plantio de mudas, seja estabelecido um total de áreas em hectares a serem recuperadas, priorizando a restauração ecológica em ilhas costeiras.

b) A respeito do Projeto de Monitoramento de Cetáceos, visando maximizar os esforços de coleta de informações importantes sobre outros grupos faunísticos, recomenda-se que sejam incluídos os registros de ocorrências de pinípedes, aves e quelônios. Além disso, considerando que os cruzeiros para avistagens, coleta de biópsias, foto identificação e telemetria podem ser realizados em conjunto, e que o número de cruzeiros previstos para avistagem (dois) podem prejudicar a identificação dos efeitos sazonais sobre as populações monitoradas, recomenda-se a realização de 04 (quatro) cruzeiros para avistagem por ano, bem como a extensão das atividades de



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

monitoramento até o ano 30.

c) A respeito do Projeto de Monitoramento de Praias, existem diversas discussões acerca dos riscos da soltura de animais que permaneceram em Centros de Reabilitação, retornarem às suas colônias levando doenças para a população.

No caso dos Pinguins-de-Magalhães, uma enfermidade preocupante em animais de cativeiro é a malária aviária, uma vez que quando o animal está com uma carga parasitária baixa, não apresenta características da doença em uma avaliação corporal, porém, se solto, pode se transformar numa fonte de contaminação (CAMPOS & ALMOSNY, 2011).

No Projeto de Reabilitação e Recolocação de Pinguins-de-Magalhães do IBAMA (SENA, SEINO & SACCARDO, 2008) foram utilizados como critérios para definir quais animais seriam liberados, avaliações, tanto de condições corporais, como exames laboratoriais.

Considerando a importância da avaliação da saúde dos animais devolvidos ao ambiente natural por meio dos Centros de Reabilitação, recomenda-se a realização de exames clínicos em 100% dos animais, sejam eles mamíferos, quelônios ou aves marinhas, avaliando quais animais estão em estado de saúde adequado e aptos a retornar à vida livre.

d) Considerando que o descarte de água produzida e o descarte de efluente de unidade de remoção de sulfato alteram a qualidade da água, a comunidade planctônica e o nécton, recomenda-se a avaliação dos efeitos a longo prazo desses impactos, como a bioacumulação de substâncias tóxicas na cadeia trófica.

e) Considerando as diversas transformações à que o litoral paulista estará sujeito diante da instalação dos diversos empreendimentos associados à exploração de petróleo e gás, em virtude de impactos como: 3) Manutenção de empregos e geração de empregos diretos; 4) Geração de empregos indiretos e de empregos-renda; 6) Pressão sobre os serviços essenciais; 8) Aumento da especulação imobiliária; recomendamos que seja estimulada a estruturação de sistema de SUPORTE AO PLANEJAMENTO TERRITORIAL REGIONAL, de modo a reduzir os danos à região e propiciar o fortalecimento das instituições locais no sentido de atuar frente às mudanças e transformações a longo prazo, inclusive iniciando discussões sobre a dependência da economia da indústria petrolífera;

f) Considerando que a utilização do gasoduto de Mexilhão alterará o tempo de operação daquele empreendimento e que, conforme respondeu o empreendedor, “a manutenção das estruturas submersas é realizada em função do Sistema de Produção e Escoamento de Gás Natural e Condensado no Campo de Mexilhão, sendo acompanhado pelas condicionantes da LO nº 999/2011, recomenda-se ao IBAMA que



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

solicite manifestação da Fundação Florestal na renovação da Licença de operação Sistema de Produção e Escoamento de Gás Natural e Condensado no Campo de Mexilhão.”

IV.4 - COMPENSAÇÃO AMBIENTAL

As informações apresentadas ao longo deste processo de licenciamento permitem que esta Coordenação Geral considere este empreendimento como de significativo impacto ambiental e, portanto, sujeito à Compensação Ambiental estabelecida no Artigo 36 da Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000 e regulamentada pelo Decreto nº 4.340, de 22.8.2002, alterado pelo Decreto nº 6.848, de 14.4.2009.

Para justificar tal posição, é apresentada a seguir uma síntese da Avaliação de Impactos realizada no EIA e suas complementações, que tem como base as informações reunidas na revisão das Matrizes de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais apresentadas, por meio da correspondência E&P-PRESAL 0113/2014 de 8.9.2014, em resposta ao Parecer Técnico nº 0373/2014 CGPEG/IBAMA.

Com relação aos impactos negativos sobre os meios físico e biótico decorrentes dos DPs foram identificados 29 (vinte e nove) impactos reais, além de 10 (dez) impactos potenciais, que ocorrem na instalação, operação e desativação do empreendimento.

Dentre os 29 (vinte e nove) impactos reais, os impactos de maior magnitude (“alta”) e importância (“grande”) são: “Contribuição para o efeito estufa” decorrente das emissões atmosféricas (impacto 9), “Alteração da comunidade planctônica devido ao descarte de água produzida” (impacto 16), “Alteração na Estrutura da Comunidade Biótica Marinha por Introdução de Espécies Exóticas via trânsito das embarcações de apoio” (impacto 24) e “Alteração na Estrutura da Comunidade Biótica Marinha por Introdução de Espécies Exóticas via transporte dos FPSO” (impacto 25)

Deve-se, destacar, ainda, outros 6 (seis) impactos de “média” magnitude, mas considerados de “grande” importância: “Perturbação da Comunidade Nectônica pela geração de ruídos” (impacto 13), “Interferência no nécton devido ao descarte de água produzida” (impacto 17), “Perturbação do nécton pela luminosidade” (impacto 21), “Alteração do nécton pela presença do FPS e equipamentos submarinos” (impacto 23), “Colisão das embarcações com cetáceos e quelônios marinhos” (impacto 26) e “Interferência na avifauna devido ao descarte de água produzida” (impacto 28).

De forma similar, as matrizes referentes aos SPA/TLDs e gasodutos também apresentam impactos de alta magnitude e de grande importância.

Deve-se ressaltar que a importância dos impactos acima mencionados deve ser considerada diante do estágio de conhecimento da área de influência do empreendimento. Neste sentido, o documento “Avaliação e Ações Prioritárias para a Conservação da



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Biodiversidade das Zonas Costeira e Marinha” (MMA, 2007) indica que o empreendimento será instalado em área “insuficientemente conhecida” e que os impactos decorrentes do trânsito de embarcações incidirão em áreas de importância biológica “*muito alta*” e “*extremamente alta*”.

Cálculo do Grau de Impacto

O Decreto 6.848 de 14 de maio de 2009 altera e acrescenta dispositivos ao Decreto 4.340 de 22 de agosto de 2002 para regulamentar a compensação ambiental.

Em seu artigo 1, o Decreto 6.848 altera a redação do artigo 31 do Decreto nº 4.340, de 22 de agosto de 2002 que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Para os fins de fixação da compensação ambiental de que trata o art. 36 da Lei no 9.985, de 2000, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA estabelecerá o grau de impacto a partir de estudo prévio de impacto ambiental e respectivo relatório- EIA/RIMA, ocasião em que considerará, exclusivamente, os impactos ambientais negativos sobre o meio ambiente” (grifo nosso).

O Grau de Impacto (GI) aos ecossistemas poderá atingir valores de 0 a 0,5% e é dado pelo somatório dos fatores Impacto sobre a Biodiversidade (ISB), Comprometimento de Áreas Prioritárias (CAP) e Influência em Unidades de Conservação (IUC).

O ISB tem como objetivo contabilizar os impactos do empreendimento diretamente sobre a biodiversidade na sua área de influência direta e indireta e depende dos índices de magnitude (IM), biodiversidade (IB), abrangência (IA) e temporalidade (IT).

O CAP tem por objetivo contabilizar efeitos do empreendimento sobre a área prioritária em que se insere e é dado pelo produto dos índices de magnitude (IM), comprometimento de áreas prioritárias (ICAP) e de temporalidade (IT).

O IUC varia de 0 a 0,15% e avalia a influência do empreendimento sobre as unidades de conservação ou suas zonas de amortecimento.

Apresentamos a seguir uma proposta de cálculo baseada na metodologia estabelecida no Decreto 6.848:

O Índice de Magnitude (IM) avalia a existência e a relevância dos impactos ambientais concomitantemente significativos e negativos sobre os diversos aspectos ambientais associados ao empreendimento, analisados de forma integrada. Para este índice foi atribuído o valor 3 (três) já que foram identificados impactos de alta magnitude no Estudo de Impacto Ambiental.

O Índice de Biodiversidade (IB) avalia o estado da biodiversidade previamente à



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

implantação do empreendimento e recebeu valor máximo 3 (três) porque o empreendimento será instalado em área de trânsito de espécies consideradas ameaçadas de extinção como mamíferos e quelônios marinhos.

O Índice de Abrangência (IA) avalia a extensão espacial de impactos negativos sobre os recursos ambientais e recebeu valor 1 (um) porque o empreendimento será instalado em profundidade maior que 200 metros.

O Índice de Temporalidade (IT) avalia a persistência dos impactos negativos do empreendimento. Considerando a duração prevista para o empreendimento como um todo (superior a 15 e até 30 anos) e que enquanto a atividade estiver em operação haverá impactos de alta magnitude e importância, foi atribuído o valor 3 (três) ao IT.

O Índice de Comprometimento de Áreas Prioritárias (ICAP) avalia o comprometimento sobre a integridade de fração significativa da área prioritária impactada pela implantação do empreendimento, conforme mapeamento oficial de áreas prioritárias aprovado mediante ato do Ministro de Estado do Meio Ambiente. De acordo com o documento "*Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira*" (MMA, 2007), o empreendimento será instalado em áreas de importância biológica "*insuficientemente conhecida*", sendo assim atribuído o valor 3 (três) para o ICAP.

A Influência em Unidades de Conservação (IUC) avalia a influência do empreendimento sobre as unidades de conservação ou suas zonas de amortecimento. Como a área de instalação do empreendimento não apresenta sobreposição com unidades de conservação ou zonas de amortecimento, o IUC atribuído foi 0,0%.

Com base nos valores acima estabelecidos e o atual procedimento estabelecido pela DILIC/IBAMA, segue o cálculo do grau de impacto:

$$ISB = IM \times IB (IA+IT) = 3 \times 3 (1 + 3) = 36 = 0,257$$

$$140 \qquad 140 \qquad 140$$

Como o ISB varia de 0 a 0,25%, será considerado o valor de 0,25%.

$$CAP = IM \times ICAP \times IT = 3 \times 3 \times 3 = 27 = 0,386$$

$$70 \qquad 70 \qquad 70$$

Como o CAP varia de 0 a 0,25%, será considerado o valor de 0,25%.

$$\text{O somatório } ISB + CAP + IUC = 0,25\% + 0,25\% + 0,00 = 0,50\%$$

Assim, GI = 0,5%



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

De acordo com o art. 2 do Decreto 6.848, o valor da compensação ambiental - CA será calculado pelo produto do grau de impacto - GI com o valor de referência - VR.

O valor de referência (VR) é “o somatório dos investimentos necessários para implantação do empreendimento, não incluídos os investimentos referentes aos planos, projetos e programas exigidos no procedimento de licenciamento ambiental para mitigação de impactos causados pelo empreendimento, bem como os encargos e custos incidentes sobre o financiamento do empreendimento, inclusive os relativos às garantias, e os custos com apólices e prêmios de seguros pessoais e reais”.

A princípio este VR corresponde ao valor informado no requerimento de licença: R\$ 120.000.000.000,00 (cento e vinte bilhões de reais). No entanto, conforme estabelecido no §3º, este valor deverá ser confirmado e detalhado, conforme Instrução Normativa IBAMA nº 8, de 14 de julho de 2011, pelo empreendedor por ocasião do requerimento da próxima licença para o empreendimento.

No que diz respeito às Unidades de Conservação a serem beneficiadas, sugere-se a aplicação nas unidades de conservação costeiras e marinhas relacionadas no EIA.

Neste sentido, registram-se as seguintes manifestações com sugestões/solicitações para a destinação dos recursos da Compensação Ambiental recebidas durante o processo de licenciamento:

A Prefeitura Municipal da Estância Balneária de Caraguatatuba, através de Parecer Técnico Jurídico sobre o EIA/RIMA da “*Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2*” encaminhado em 12.8.2014 e recebido nesta Coordenação Geral em 27.8.2014, reiterou a necessidade de que os recursos provenientes da Compensação Ambiental fossem aplicados nas Unidades de Conservação de regime integral, localizadas no Litoral Norte do Estado de São Paulo, apresentando o Parque Estadual da Serra do Mar como exemplo.

A Fundação Florestal, na autorização emitida para o empreendimento com base na MANIFESTAÇÃO TÉCNICA CONJUNTA DLN / DLS - 005/2014, indicou uma série de Unidades de Conservação que poderiam ser afetadas pelo empreendimento e, portanto, deveriam ser beneficiadas pela Compensação Ambiental; são elas: APA Ilha Comprida; APA Marinha do Litoral Centro; APA Marinha do Litoral Sul; APA Marinha do Litoral Norte; ARIE do Guará; ARIE São Sebastião; ARIE Zona de Vida Silvestre da Ilha Comprida; EE Juréia-Itatins; PE Ilha Anchieta; PE Ilha do Cardoso; PE Ilhabela; PE Lagamar de Cananéia; PE Marinho da Laje de Santos; PE Restinga de Bertiooga; PE Serra do Mar / Núcleos Bertiooga, Caraguatatuba, Curucutu, Itariru, Itutinga Pilões, Picinguaba e São Sebastião; PE Xixová-Japuí; RDS de Itapanhapima; RESEX da Ilha do Tumba; RESEX Taquari; e RVS das Ilhas do Abrigo e Guararitama.

V - CONCLUSÃO



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

O presente parecer técnico apresenta a análise das respostas apresentadas pela Petrobras aos Pareceres Técnicos n° 0373/2014 CGPEG/IBAMA, de 25.8.2014 que analisou as respostas encaminhadas pelo empreendedor em atendimento às solicitações dos pareceres técnicos emitidos por esta Coordenação Geral com a análise do respectivo Estudo de Impacto Ambiental (REV. 00).

Da análise do EIA e suas complementações, conclui-se que as informações até agora prestadas são suficientes para atestar-se a viabilidade ambiental deste empreendimento.

Ressalta-se, no entanto, que, conforme indicado no presente parecer ainda existem complementações e esclarecimentos a serem apresentados pela empresa para subsidiar a emissão das licenças subsequentes para as atividades de instalação e operação. Para a emissão dessas licenças, será necessário o atendimento das solicitações pertinentes, constantes deste Parecer Técnico. A empresa deverá, ainda, encaminhar a esta Coordenação Geral, à medida que se faça necessário, os requerimentos de licença específicos para as Licenças de Instalação e Operação; apresentando, em conformidade com a Resolução CONAMA n° 006/86, as respectivas cópias das publicações destes requerimentos.

Assim, em atenção ao requerimento protocolado pela Petrobras em 11.10.2013, sugere-se a concessão da Licença Prévia para a *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos - Etapa 2”*, com validade até a data de 12 de setembro de 2018 com as seguintes condicionantes:

1 - CONDIÇÕES GERAIS:

1.1 A concessão desta Licença Prévia deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § 1º, da Lei n° 6.938/81 e na Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente - CONAMA n° 006/86, sendo que as cópias das publicações deverão ser encaminhadas ao IBAMA.

1.2 Quaisquer alterações nas especificações do empreendimento deverão ser precedidas de anuência do IBAMA.

1.3 O IBAMA, mediante decisão motivada, poderá modificar as condicionantes e as medidas de controle e adequação, suspender ou cancelar esta licença, quando ocorrer:

Violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais;

Omissão ou falsa descrição de informações relevantes que subsidiaram a expedição da licença;

Superveniência de graves riscos ambientais e de saúde.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

1.4 A prorrogação desta licença deverá ser requerida no prazo de até 60 (sessenta) dias antes de expirada a sua vigência, conforme disposto na Portaria MMA nº 422/11.

1.5 Esta licença não autoriza a instalação do empreendimento.

2 - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

2.1 Esta Licença Prévia atesta a viabilidade ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2, aprovando sua localização e concepção, conforme descrito no Estudo de Impacto Ambiental e suas complementações.

2.2 Para a emissão das licenças subsequentes para as atividades de instalação e produção será necessário o atendimento das solicitações pertinentes, constantes neste Parecer Técnico.

2.3 A queima de gás natural no flare nos SPA/TLDs não deverá ultrapassar 500 mil m³/dia.

2.4 Implementar Projeto de Monitoramento de Ruídos, cujo Projeto Executivo deverá ser apresentado no prazo de 45 (quarenta e cinco) dias, em conformidade com as orientações deste Parecer Técnico.

2.5 Implementar Projeto de Monitoramento de Cetáceos, cujo Projeto Executivo deverá ser apresentado no prazo de 45 (quarenta e cinco) dias, em conformidade com as orientações deste Parecer Técnico.

2.6 Implementar Projeto de Monitoramento de Praias, cujo Projeto Executivo deverá ser apresentado até 31.10.2014, em conformidade com as orientações deste Parecer Técnico.

2.7 Implementar Programa de Comunicação Social da Bacia de Santos (PCSR-BS), cuja proposta revisada deverá ser apresentada no prazo máximo de 30 (trinta) dias, em conformidade com as orientações deste Parecer Técnico.

2.8 Implementar Projeto de Avaliação Continuada dos Efeitos Cumulativos e Sinérgicos percebidos entre o empreendimento em questão e os demais empreendimentos previstos para toda área de influência, em conformidade com as orientações e prazos estabelecidos no Parecer Técnico nº 0366/2014 CGPEG/IBAMA.

2.9 Implementar Projeto de Monitoramento Socioeconômico, em conformidade com as orientações e prazos estabelecidos no Parecer Técnico nº 0366/2014 CGPEG/IBAMA.

2.10 Implementar Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações, cuja proposta deverá ser apresentada no prazo de 30 (trinta) dias, em conformidade com as orientações deste Parecer Técnico.



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

2.11 Implementar Plano de Manejo de Aves na Plataforma, cuja proposta deverá ser apresentada no prazo de 30 (trinta) dias, em conformidade com as orientações deste Parecer Técnico.

2.12 Atender às condições da Fundação Florestal do Estado de São Paulo, referentes à interferência do empreendimento com as Unidades de Conservação estaduais. Documentos comprobatórios do atendimento deverão ser encaminhados ao IBAMA.

2.13 Efetivar o pagamento de Compensação Ambiental de que trata o Art. 36 da Lei Nº 9.985/00, após fixado em caráter final pelo IBAMA o valor da Compensação Ambiental e a respectiva destinação de seus recursos. O Grau de Impacto fica estabelecido em 0,5%.

Rio de Janeiro, 12 de setembro de 2014

Eduardo Nuber

Analista Ambiental da CPROD/IBAMA

Alexandre Maciel Kosmalski Costa

Analista Ambiental da CGPEG/IBAMA

Bruno Bernardes Teixeira

Analista Ambiental da CPROD/IBAMA

Carlos Eduardo Martins Silva

Analista Ambiental da CPROD/IBAMA

Elida Santos da Silva

Analista Ambiental da CGPEG/IBAMA

Ernesto Teixeira de Oliveira Firmo

Analista Ambiental da CPROD/IBAMA

Guilherme Augusto dos Santos Carvalho

Analista Ambiental da CPROD/IBAMA



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
Coordenação Geral de Petróleo e Gás

Leandro Perrier de Faria Valentim
Analista Ambiental da CPROD/IBAMA

Maria Dulce Chicayban Monteiro de Castro
Analista Ambiental da CPROD/IBAMA

Leandro Lantmann Morais
Analista Ambiental da CGPEG/IBAMA

Silvana Silva Piombini
Analista Ambiental da CPROD/IBAMA

Susan Carla Domaszak do Bomfim e Araujo
Analista Ambiental da CPROD/IBAMA

Pedro Henrique Wisniewski Koehler
Analista Ambiental da CPROD/IBAMA

Joao Carlos Nobrega de Almeida
Coordenador da CPROD/IBAMA