



MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE
INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
DIRETORIA DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL

COORDENAÇÃO-GERAL DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE EMPREENDIMENTOS MARINHOS E COSTEIROS
COORDENAÇÃO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS
SCEN Trecho 2 - Ed. Sede do IBAMA - Bloco B - Sub-Solo, Brasília/DF, CEP 70818-900

Ofício nº 46/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA

Ao Senhor
OSVALDO KAWAKAMI
Gerente Geral
PETROBRAS – UNIDADE DE OPERAÇÕES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DA BACIA DE SANTOS – UO-BS
Rua Marquês de Herval, 90 – Valongo
Santos/SP – CEP: 11.010-310

Assunto: Licenciamento Ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3 (Processo IBAMA nº 02001.007928/14).

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 02001.007928/2014-44.

Senhor Gerente

1. Reportamo-nos ao licenciamento ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3 (Processo IBAMA nº 02001.007928/2014-44).
2. A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0477/2017, de 6.7.2017, recebida na CGMAC/IBAMA em 10.7.2017, apresentou o requerimento de Licença Prévia para a “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3” acompanhado do EIA/RIMA necessário para uma avaliação técnica do empreendimento.
3. Segue o Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, de 26.2.2018, que apresenta a análise do EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (REV. 00), assim como a INFORMAÇÃO TÉCNICA AT/DE-LIC Nº 001/2018 que apresenta a análise da Fundação Florestal do Estado de São Paulo. Ambos os documentos solicitam complementações para a continuidade da análise do requerimento de Licença Prévia para a etapa 3 do Polo Pré-Sal.
4. Colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos que ainda se façam necessários.

Anexos: I - Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1791171).
II - INFORMAÇÃO TÉCNICA AT/DE-LIC Nº 001/2018 (SEI nº 1654991).

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **ITAGYBA ALVARENGA NETO, Coordenador**, em 27/02/2018, às 09:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ibama.gov.br/autenticidade>,



informando o código verificador **1791183** e o código CRC **2662E323**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 02001.007928/2014-44

SEI nº 1791183



INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
COORDENAÇÃO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS
SCEN Trecho 2 - Ed. Sede do IBAMA - Bloco B - Sub-Solo, - Brasília - CEP 70818-900

Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC

Número do Processo: 02001.007928/2014-44

Interessado: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Brasília, 26 de fevereiro de 2018

I – INTRODUÇÃO

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0477/2017, de 6.7.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 10.7.2017, em atendimento ao Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 de 9.7.2015, encaminhou o Requerimento de Licença Prévia para a *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”*, acompanhada do Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA – elaborados pela empresa Mineral Engenharia e Meio Ambiente Ltda. para subsidiar o processo de licenciamento ambiental.

Através de Despacho, em 16.8.2017, a Coordenação Geral de Empreendimentos Marítimos e Costeiros (CGMAC/IBAMA), em atendimento à correspondência UO-BS 0477/2017, solicitou que a Coordenação de Produção (COPROD) procedesse com a análise da documentação apresentada e se manifestasse acerca do requerimento da PETROBRAS.

Assim, este Parecer Técnico tem como objetivo apresentar a análise da equipe técnica da Coordenação de Produção sobre o Estudo de Impacto Ambiental encaminhado pela PETROBRAS para subsidiar o processo de licenciamento ambiental da *“Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”*.

II – INFORMAÇÕES SOBRE O ANDAMENTO DO PROCESSO

A PETROBRAS, através do Sistema Integrado de Gestão Ambiental, em 10.11.2014, protocolou a Ficha de Caracterização da atividade – FCA nº 95572/2014, referente à *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”* (SEI nº 0221425 – págs. 2 a 23).

Através do OF. 02022.000099/2015-10 CGPEG/IBAMA, de 21.1.2015, a Coordenação Geral de Petróleo e Gás comunicou a empresa sobre a necessidade de uma prorrogação de prazo para a emissão do Termo de Referência (SEI nº 0221425 – pág. 24).

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0043/2015, de 23.2.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 24.2.2015 e recebida na CGPEG/IBAMA em 10.3.2015, encaminhou informações complementares à Ficha de Caracterização da atividade – FCA nº 95572/2014 para subsidiar a emissão de Termo de Referência (SEI nº 0221425 – pág. 25).

Através do OF 02022.000980/2015-11 CPROD/IBAMA, de 15.4.2015, a Coordenação de Produção solicitou esclarecimentos sobre o desenvolvimento do *“Projeto Piloto de Caracterização dos Territórios Indígenas, Quilombolas e Caiçaras – Paraty (RJ), Angra dos Reis (RJ) e Ubatuba (SP)”* para definição das informações complementares que ainda deveriam ser solicitadas pelo Termo de Referência (SEI nº 0221425 – págs. 26 e 27).

Através do OF 02022.000981/2015-57 CPROD/IBAMA, de 15.4.2015, a Coordenação de Produção solicitou esclarecimentos sobre o desenvolvimento do *“Projeto de Caracterização Socioeconômica das atividades de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos – PCSPA-BS”* – para também definir as informações complementares ainda necessárias (SEI nº 0221425 – pág. 28).

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0094/2015, de 22.4.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data, encaminhou esclarecimentos sobre o desenvolvimento do *“Projeto Piloto de Caracterização dos Territórios Indígenas, Quilombolas e Caiçaras – Paraty (RJ), Angra dos Reis (RJ) e Ubatuba (SP)”*, conforme solicitado pelo OF 02022.000980/2015-11 CPROD/IBAMA (SEI nº 0221425 – pág. 29).

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0095/2015, de 22.4.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data, encaminhou esclarecimentos sobre o desenvolvimento do *“Projeto de Caracterização Socioeconômica das atividades de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos – PCSPA-BS”* –, conforme solicitado pelo OF 02022.000981/2015-57 CPROD/IBAMA (SEI nº 0221425 – págs. 30 e 31).

Através do OF 02022.001859/2015-06 CGPEG/IBAMA, de 10.7.2015, a Coordenação Geral de Petróleo e Gás encaminhou o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, de 9.7.2015, para subsidiar a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e

respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 0221425 – págs. 33 a 68).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0518/2015, de 19.8.2015, protocolada no IBAMA/SEDE em 8.9.2015 6, em atendimento ao OF. 02001.001924/2015-33 DILIC/IBAMA, encaminhou documento técnico para subsidiar a solicitação de reconsideração com efeito suspensivo das condicionantes específicas nº 2.7 e nº 2.8 da Licença Prévia – LP nº 439/2012, nº 2.8 da Licença de Operação – LO nº 1120/2012, nº 2.11 da Licença de Operação – LO nº 1157/2013 e nº 2.15 da Licença de Operação – LO nº 1263/2014, que tratam da implementação do Projeto de Comunidades Tradicionais (SEI nº 0221425 – págs. 92 a 106).

Em reunião realizada no auditório do 2º andar do Edifício-Sede da Superintendência do IBAMA no Estado do Rio de Janeiro, em 13.10.2015, conforme Ata de Reunião nº 02022.000076/2015-05 e a respectiva lista de presença, foram apresentados esclarecimentos sobre alguns itens do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, para buscar um alinhamento que permita a elaboração adequada do EIA/RIMA. A ata desta reunião foi encaminhada para a PETROBRAS através do OF 02022.003419/2015-85 CPROD/IBAMA, de 27.10.2015 (SEI nº 0221425 – págs. 70 a 85).

Em reunião realizada no auditório no Gabinete da CGPEG/IBAMA, no 12º andar do Edifício-Sede da Superintendência do IBAMA no Estado do Rio de Janeiro, em 20.10.2015, conforme Ata de Reunião nº 02022.000077/2015-41 e a respectiva lista de presença, foram discutidos os cumprimentos dos prazos para início da execução dos projetos ambientais previstos em condicionantes das Etapas 1, 2 e 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. A ata desta reunião foi encaminhada para a PETROBRAS através do OF 02022.003420/2015-18 CPROD/IBAMA, de 27.10.2015 (SEI nº 0221425 – págs. 86 a 91 e 107).

Em reunião realizada no auditório do 2º andar do Edifício-Sede da Superintendência do IBAMA no Estado do Rio de Janeiro, em 4.11.2015, conforme Ata de Reunião nº 02022.000083/2015-07 e a respectiva lista de presença, foram apresentados esclarecimentos sobre alguns itens do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 referentes ao Meio Socioeconômico, para buscar um alinhamento que permita a elaboração adequada do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. A ata desta reunião foi encaminhada para a PETROBRAS através do OF 02022.003510/2015-09 CPROD/IBAMA, de 5.11.2015 (SEI nº 0221425 – págs. 108 a 115).

O Ministério Público do Estado de São Paulo, através do Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Baixada Santista, através do Ofício nº 1.717/15-GAEMA-BS de 25.11.2015, protocolado no IBAMA/SEDE em 4.12.2015 e recebido na CGPEG/IBAMA em 23.12.2015, solicitou o encaminhamento do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 (SEI nº 0221425 – pág. 116).

Através do OF 02022.003990/2015-08 CGPEG/IBAMA, de 28.12.2015, a Coordenação Geral de Petróleo e Gás, em atendimento ao Ofício nº 1.717/15-GAEMA-BS, encaminhou para o Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Baixada Santista – o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 (SEI nº 0221425 – pág. 117). O referido ofício foi recebido pelo Ministério Público do Estado de São Paulo em 14.1.2016, conforme AR nº JG 51551126 0 BR (SEI nº 0221425 – pág. 121).

A PETROBRAS, através da correspondência E&P-PRESAL 0034/2016, de 5.2.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 11.2.2016 e recebida na CGPEG/IBAMA em 19.2.2016, encaminhou uma prévia do capítulo II.4 – Área de Estudo do EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (SEI nº 0221425 – pág. 120).

Através do OF 02001.006025/2016-16 DILIC/IBAMA, de 1.6.2016, a Diretoria de Licenciamento Ambiental, informou à Fundação Nacional do Índio (FUNAI) sobre a abertura do processo de licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e solicitou contribuições ao Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 (SEI nº 0221425 – pág. 122). O referido ofício foi recebido pela FUNAI em 8.6.2016, conforme AR nº JG 44555075 0 BR (SEI nº 0221425 – pág. 156).

Através do OF 02001.006026/2016-52 DILIC/IBAMA, de 1.6.2016, a Diretoria de Licenciamento Ambiental, informou à Fundação Cultural Palmares sobre a abertura do processo de licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e solicitou contribuições ao Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 (SEI nº 0221425 – pág. 123). O referido ofício foi recebido pela Fundação Cultural Palmares em 6.6.2016, conforme AR nº JG 44555076 0 BR (SEI nº 0221425 – pág. 157).

Através do OF 02001.005403/2016-36 DILIC/IBAMA, de 19.5.2016, a Diretoria de Licenciamento Ambiental encaminhou para a PETROBRAS cópia do Ofício nº 374/2016 – Extrajudicial, da Procuradoria da República em Caraguatatuba – Ministério Público Federal, de 12.5.2016, protocolado no IBAMA/SEDE em 18.5.2016, que informa a instauração de procedimento para apurar os motivos da possível desistência e/ou reconsideração do IBAMA em exigir o cumprimento de condicionantes de licenciamento ambiental referentes ao “*Projeto Piloto de identificação e Caracterização de Comunidades Tradicionais – Indígenas, Quilombolas e Caiçaras*”, conforme condicionantes específicas nº 2.7 e 2.8 da Licença Prévia – LP nº 439/2012. O OF 02001.005403/2016-36 DILIC/IBAMA foi recebido na CGPEG/IBAMA em 1.6.2016 e na CPROD/IBAMA em 15.6.2016. Para Instrução do Procedimento Administrativo nº 1.34.003.000021/2016-80, conduzido pela Procuradora Federal Walquíria Imamura Picoli. (AR – JO 32386468 8 BR) (SEI nº 0221425 – pág. 129).

Em reunião realizada na Diretoria de Licenciamento Ambiental – IBAMA/SEDE, em 31.5.2016, conforme Ata de Reunião nº 02001.000138/2016-08 e a respectiva lista de presença, foram discutidos com representantes da Fundação Nacional do Índio e da Fundação Cultural Palmares o contexto e a pertinência do Projeto de Caracterização das Comunidades Tradicionais na Bacia de Santos, exigido no âmbito da “*Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 1*”, sendo informado que o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 emitido para a Etapa 3 ficaria suspenso no prazo necessário para manifestação dos órgãos intervenientes. A Ata de Reunião nº 02001.000138/2016-08 e respectiva lista de presença foram recebidas na CGPEG/IBAMA em 13.6.2016 (SEI nº 0221425 – págs. 130 a 132).

Através do OF 02001.006024/2016-63 DILIC/IBAMA, de 1.6.2016, a Diretoria de Licenciamento Ambiental, em atendimento às correspondências UO-BS 0518/2015 e 0029/2016, encaminhou para conhecimento da PETROBRAS o DESPACHO 02001.012402/2016-48 DILIC/IBAMA e o DESPACHO 02001.002028/2016-72 DILIC/IBAMA, registrando a manifestação contrária ao pedido de exclusão do “*Projeto de Identificação e Caracterização da População Tradicional Caiçara*” e informando que o IBAMA emitirá revisão do Termo de Referência adequando-o apenas ao público caiçara. Também informou que o Termo de

referência 011/2015 CGPEG/DILIC/IBAMA encaminhado pelo OF 02022.001859/2015-06, no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, estava suspenso para regularização das consultas à Fundação Cultural Palmares e à Fundação Nacional do Índio exigidas pela Portaria Interministerial nº 60/2015 (SEI nº 0221425 – pág. 133).

Através do OF 02001.006246/2016-86 DILIC/IBAMA, de 8.6.2016, a Diretoria de Licenciamento Ambiental, em atendimento ao Ofício nº 374/2016 – Extrajudicial, encaminhou para o Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba esclarecimentos acerca dos encaminhamentos adotados pelo órgão em função do recurso apresentado pela PETROBRAS para reconsideração das condicionantes específicas nº 2.7 e 2.8 da Licença Prévia – LP nº 439/2012, referentes ao *“Projeto Piloto de identificação e Caracterização de Comunidades Tradicionais – Indígenas, Quilombolas e Caiçaras”*. O OF 02001.006246/2016-86 DILIC/IBAMA foi recebido na CGPEG/IBAMA em 1.6.2016 e na CPROD/IBAMA em 15.6.2016. Para Instrução do Procedimento Administrativo nº 1.34.003.000021/2016-80, conduzido pela Procuradora Federal Walquíria Imamura Picoli. (AR JO 44555132 7 BR) (SEI nº 0221425 – pág. 135)

A PETROBRAS, através da correspondência AGUP 0023/2016, de 14.6.2016, protocolada no IBAMA/SEDE em 24.6.2016 e recebida na CGPEG/IBAMA em 1.7.2016, confirmou seu interesse em dar prosseguimento ao processo de licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, com o protocolo do respectivo EIA/RIMA até agosto de 2016 (SEI nº 0221425 – pág. 142)

A Fundação Cultural Palmares, através do OFÍCIO Nº 379/2016/GAB/FCP/MinC, de 19.7.2016, protocolado na SUPES/IBAMA/DF em 22.7.2016, em atendimento ao OF 02001.006026/2016-52 DILIC/IBAMA, encaminhou suas contribuições ao Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 (SEI nº 0221425 – pág. 147 a 149).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0350/2017, de 11.5.2017, recebida na CGPEG/IBAMA na mesma data e inserida no SEI em 16.5.2017, em complementação à correspondência UO-BS 0924/2016 – que havia solicitado a liberação do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 –, apresentou esclarecimentos sobre a caracterização de povos e comunidades tradicionais no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 0047730).

Através de Despacho, em 19.6.2017, a Coordenação Geral de Empreendimentos Marítimos e Costeiros (CGMAC/IBAMA), considerando a correspondência UO-BS 0350/2017, recomendou que a Diretoria de Licenciamento Ambiental autorizasse o recebimento do Estudo de Impacto Ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 0226433)

Através do Ofício nº 16/2017/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 22.6.2017, a Diretoria de Licenciamento Ambiental revogou a suspensão do Termo de Referência 011/2015 CGPEG/DILIC/IBAMA, relativo ao licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, estando o Estudo de Impacto Ambiental autorizado a ser protocolado pela empresa (SEI nº 0227163). O Ofício foi encaminhado para a empresa por meio de correio eletrônico em 22.6.2017 (SEI nº 0257967).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0477/2017, de 6.7.2017, recebida na CGPEG/IBAMA em 10.7.2017 e inserida no SEI em 24.7.2017, apresentou requerimento de Licença Prévia para a *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”*, com valor total declarado em R\$ 126.564.000.000,00 e o EIA/RIMA necessário para uma avaliação técnica do empreendimento. (SEI nº 0443246 e anexos)

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0499/2017, de 14.7.2017, recebida na CGPEG/IBAMA em 17.7.2017 e inserida no SEI em 21.7.2017, encaminhou cópias impressas das publicações do requerimento de Licença Prévia para a *“Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”*, nos jornais *“Diário de São Paulo”* e *“O Dia”* de 12.7.2017 e no Diário Oficial da União (D.O.U) de 13.7.2017 (SEI nº 0436009)

Através de Despacho, em 16.8.2017, a Coordenação Geral de Empreendimentos Marítimos e Costeiros (CGMAC/IBAMA), em atendimento à correspondência UO-BS 0477/2017, solicitou que a Coordenação de Produção procedesse com a análise e apresentasse uma manifestação quanto ao requerimento da PETROBRAS pela Licença Prévia para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 0588881).

Através do Parecer Técnico nº 107/2017-COPROD/CGMAC/DILIC, de 30.8.2017, a Coordenação de Produção apresentou uma avaliação preliminar dos itens constantes no EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, verificando a conformidade destes com aqueles exigidos pelo Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 (SEI nº 0685734). O Parecer Técnico foi encaminhado para a empresa por meio de correio eletrônico em 30.8.2017 (SEI nº 0687533).

Através do Ofício nº 204/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 30.8.2017, a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS o Parecer Técnico nº 107/2017-COPROD/CGMAC/DILIC – **que** apresentou uma avaliação preliminar dos itens constantes no EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 0686060). O Ofício foi encaminhado para a empresa por meio de correio eletrônico em 30.8.2017 (SEI nº 0687533).

Através do Parecer Técnico nº 114/2017-COPROD/CGMAC/DILIC, de 4.9.2017, a Coordenação de Produção analisou o Relatório de Impacto Ambiental – RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 07117586). O Parecer Técnico foi encaminhado para a empresa por meio de correio eletrônico em 5.9.2017 (SEI nº 0721053).

Através do Ofício nº 220/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 4.9.2017, a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS o Parecer Técnico nº 114/2017-COPROD/CGMAC/DILIC, de 4.9.2017, a Coordenação de Produção analisou o Relatório de Impacto Ambiental – RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 0717908). O Ofício foi encaminhado para a empresa por meio de correio eletrônico em 5.9.2017 (SEI nº 0721053).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0666/2017, de 14.9.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 15.9.2017 e inserida no SEI em 27.9.2017, encaminhou resposta ao Parecer Técnico nº 107/2017-COPROD/CGMAC/DILIC – **que** apresentou uma avaliação preliminar dos itens constantes no EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, acompanhada de cópia digital do EIA/RIMA – REV. 00 – SET/2017 (SEI nº 0873082).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0666/2017, de 18.10.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 23.10.2017 e inserida no SEI em 24.10.2017, encaminhou resposta ao Parecer Técnico nº 114/2017-COPROD/CGMAC/DILIC – **que** analisou o RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, acompanhada de cópia impressa e digital do RIMA – REV. 01 – OUT/2017 (SEI nº 1048211).

Através do Ofício nº 321/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 7.11.2017, a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS os Ofícios Circulares nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, de 6.11.2017 (SEI nº 1128914), solicitando que os mesmos fossem encaminhados para os respectivos destinatários com a cópia digital do EIA/RIMA – REV. 00 – SET/2017 da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1128913). Os Ofícios foram encaminhados para a empresa por meio de correio eletrônico em 7.11.2017 (SEI nº 1131401).

Através do Ofício nº 326/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 8.11.2017, a Diretoria de Licenciamento Ambiental encaminhou para a Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (DIBIO/ICMBio) cópia digital do EIA/RIMA – REV. 00 – SET/2017 da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1138963). O Ofício foi recebido pelo ICMBio em 16.11.2017, conforme recibo de controle de expedição inserido no SEI (SEI nº 1195032).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0826/2017, de 14.11.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data e inserida no SEI em 21.11.2017, confirmou a realização de reuniões em Paraty/RJ (22.11.2017) e em São Sebastião/SP (28.11.2017) previamente às Audiências Públicas numa tentativa de antecipar e ampliar o debate acerca do EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1218599).

Através do Ofício nº 347/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 23.11.2017, a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS os Ofícios Circulares nº 0009/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, de 23.11.2017 (SEI nº 1243380), solicitando que os mesmos fossem encaminhados para os respectivos destinatários com a cópia impressa do RIMA – REV. 00 – SET/2017 da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1243450). Os Ofícios foram encaminhados para a empresa por meio de correio eletrônico em 24.11.2017 (SEI nº 1247331).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0877/2017, de 7.12.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 8.12.2017 e inserida no SEI em 12.12.2017, encaminhou as memórias das reuniões realizadas em Paraty/RJ (22.11.2017) e em São Sebastião/SP (28.11.2017) previamente às Audiências Públicas da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1360549 e 1360888).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0891/2017, de 14.12.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 18.12.2017 e inserida no SEI em 20.12.2017, em atendimento ao Ofícios nº 326/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA e nº 347/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, encaminhou cópias dos comprovantes de distribuição do EIA/RIMA e do RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal para os destinatários especificados nos ofícios circulares (SEI nº 1411031, 1412195 e 1412230).

Através do Ofício nº 395/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 23.11.2017, a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS os Ofícios Circulares nº 0010/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, de 29.12.2017 (SEI nº 1457541), solicitando que os mesmos fossem encaminhados para os respectivos destinatários com a cópia impressa do Edital IBAMA nº 22/2017 (SEI nº 1457584), publicado no Diário Oficial da União (D.O.U.) de 22.12.2017 para convocar as Audiências Públicas definidas previamente pelo IBAMA e abrir prazo para solicitação de novas Audiências Públicas que possam subsidiar o licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1457405). Os Ofícios e o Edital foram encaminhados para a empresa por meio de correio eletrônico em 29.12.2017 (SEI nº 1457939).

Em reunião realizada no auditório do 2º andar do Edifício-Sede da Superintendência do IBAMA no Estado do Rio de Janeiro, em 12.12.2017, conforme respectivas Ata de Reunião e lista de presença, foram discutidos os planejamentos necessários para a realização das Audiências Públicas da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1474620 e 1474631). A ata desta reunião foi encaminhada para a PETROBRAS através do Ofício nº 2/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 4.1.2018 (SEI nº 1474699). Posteriormente, ofício, ata e lista de Presença foram encaminhados para a empresa por meio de correio eletrônico em 4.1.2018 (SEI nº 1476267).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0056/2018, de 23.1.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 31.1.2018 e inserida no SEI em 7.2.2018, em atendimento ao Ofício nº 395/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, encaminhou cópias dos comprovantes de distribuição do Edital IBAMA nº 22/2017 para os destinatários especificados nos ofícios circulares (SEI nº 1681507 e 1681549).

O Ministério Público Federal – Procuradoria da República no Município de São Gonçalo/RJ, através do Ofício nº 58/2018-MPF/PRM-SG-RJ/GAB/MOAM, de 26.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 7.2.2018 e inserido no SEI na mesma data, solicitou informações sobre a audiência pública a ser realizada em Niterói/RJ para discussão do EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, especialmente sobre suas relações com o Gasoduto Rota 3 (SEI nº 1684903).

Através do Ofício nº 28/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 9.2.2018, a Diretoria de Licenciamento Ambiental, em atendimento ao Ofício nº 58/2018-MPF/PRM-SG-RJ/GAB/MOAM, apresentou as informações solicitadas sobre a audiência pública a ser realizada em Niterói/RJ para discussão do EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1699577). O Ofício foi encaminhado para a Procuradoria por meio de correio eletrônico em 15.2.2018 (SEI nº 1719252).

A Capitania dos Portos de São Paulo, através do Ofício nº 2030/CPSP-MB, de 11.12.2017, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 20.12.2017 e inserido no SEI na mesma data, informou que havia despachado o Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA e a cópia digital do EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal para a Capitania dos Portos do Rio de Janeiro, por entenderem que as atividades desenvolvidas são de jurisdição da mesma (SEI nº 1415646).

O Ministério Público Federal – Procuradoria da República no Município de Santos/SP, através do OFICIO/DITC/LAPF nº 2206/2017, de 6.12.2017, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 21.12.2017 e inserido no SEI em 26.12.2017, informou que havia despachado o Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA e a cópia digital do EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal para a Procuradoria

da República no Município de Caraguatatuba/SP, por entenderem que as atividades desenvolvidas estão afetas a essa Subseção Judiciária (SEI nº 1436897).

A Secretaria de Agricultura, Pecuária e Pesca da Prefeitura Municipal de Maricá/RJ, através do Ofício Circular nº 04/2018, de 23.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 25.1.2018 e inserido no SEI em 26.1.2018, considerando o Ofício Circular nº 0010/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, solicitou a realização de uma Audiência Pública da Etapa 3 do Polo Pré-Sal no município de Maricá/RJ (SEI nº 1606390).

A Fundação Florestal do Estado de São Paulo, através do Ofício DE Nº 162/2017, de 29.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 1.2.2018 e inserido no SEI em 2.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, encaminhou a INFORMAÇÃO TÉCNICA AT/DE-LIC Nº 001/2018 que solicita estudos complementares ao EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal nos termos da Resolução CONAMA nº 428/2010. (SEI nº 1654991).

A Secretaria Municipal de Meio Ambiente da Prefeitura Municipal de Santos, através do Ofício nº 042/2018-SEMAM, de 30.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 5.2.2018 e inserido no SEI em 7.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, encaminhou o Exame Técnico nº 01/2018 SELAM, referente ao EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1682874).

O Conselho Municipal do Meio Ambiente – COMDEMA de Cananéia/SP, através do Ofício 01/2018, de 24.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 5.2.2018 e inserido no SEI em 6.2.2018, considerando o Ofício Circular nº 0010/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, solicitou a realização de uma Audiência Pública da Etapa 3 do Polo Pré-Sal no município de Cananéia/SP (SEI nº 1674536).

A Superintendência de Segurança do Tráfego Aquaviário da Diretoria de Portos e Costas da Marinha do Brasil, através do Ofício nº 20-103/DPC-MB, de 8.2.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 15.2.2018 e inserido no SEI em 16.2.2018, considerando o Ofício Circular nº 0010/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, informou que serão enviados, para representar a Diretoria nas Audiências Públicas da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, Agentes da Autoridade Marítima da jurisdição de cada localidade na qual as mesmas forem realizadas (SEI nº 1728867).

Através do Ofício nº 33/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 20.2.2018, a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS o Ofício nº 042/2018-SEMAM da Secretaria Municipal de Meio Ambiente da Prefeitura Municipal de Santos/SP, solicitando que a empresa se manifestasse acerca das exigências técnicas contidas no referido documento (SEI nº 1739594). O Ofício foi encaminhado para a empresa por meio de correio eletrônico em 20.2.2018 (SEI nº 1749174).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0080/2018, de 31.1.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 5.2.2018 e inserida no SEI em 19.2.2018, encaminhou as apresentações a serem realizadas pela empresa e pela Consultoria Ambiental na Audiência Pública de 27.2.2018 em Niterói/RJ (SEI nº 1742581 e 1742636).

A Superintendência de Desenvolvimento e Produção da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, através do Ofício nº 0167/2018/SDP, de 7.2.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 15.2.2018 e inserida no SEI em 16.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA e considerando o Ofício Circular nº 0010/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, apresentou algumas considerações acerca do EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal e informou que encaminhará representantes à Audiência Pública a ser realizada em Niterói/RJ no dia 27.2.2018 (SEI nº 1732049).

O Ministério Público Federal – Procuradoria Geral da República – 6ª Câmara de Coordenação e Revisão – Populações Indígenas e Comunidades Tradicionais, através do Ofício nº 64/2018/6ªCCR/MPF, de 7.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, apresentou suas considerações acerca do EIA da etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1776986).

O Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP e o Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Litoral Norte, através do Ofício nº 147/2018-Extrajudicial, de 20.2.2018, encaminhado por correio eletrônico em 21.2.2018 e inserido no SEI em 26.2.2018, considerando o Ofício Circular nº 0010/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, solicitou a realização de uma Audiências Públicas da Etapa 3 do Polo Pré-Sal nos municípios de São Sebastião/SP, Ilhabela/SP e Ubatuba/SP (SEI nº 1782657).

A Associação de Caranguejeiros Pescadores e amigos de Itambí (ACAPESCA), através de correspondência de 15.1.2018, encaminhada por correio eletrônico em 24.1.2018 e inserido no SEI em 26.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0009/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, apresentou suas considerações e sugestões acerca do RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1784644).

Através do Ofício nº 42/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 26.2.2018, em atendimento ao Ofício nº 147/2018-Extrajudicial, a Diretoria de Licenciamento Ambiental sinalizou a intenção do IBAMA em realizar pelo menos mais uma audiência pública na região do litoral norte do Estado de São Paulo e colocou a Coordenação e Produção e sua equipe técnica à disposição para realização de uma reunião com o Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP e o Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Litoral Norte (SEI nº 1786397).

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0132/2018, de 22.2.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 23.2.2018 e inserida no SEI em 26.2.2018, encaminhou relatório de divulgação e mobilização para a Audiência Pública de 27.2.2018 em Niterói/RJ (SEI nº 1787002 e 1787085).

III – ANÁLISE

A presente análise segue a itemização utilizada no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15.

II.1 – Identificação da Atividade e do Empreendedor

II.1.1 – Denominação Oficial da Atividade

A PETROBRAS denominou o empreendimento de “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal na Bacia de Santos – Etapa 3”.

II.1.2 – Identificação do Empreendedor

Foram apresentadas as informações solicitadas e, no Anexo II.1.2-1, encaminhadas as respectivas cópias do Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadoras dos Recursos Ambientais.

II.2 – Caracterização da Atividade

II.2.1 – Apresentação

A “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3” contempla 11 (onze) projetos de curta duração e 12 (doze) projetos de longa duração, sendo estes:

- 1 (um) Teste de Longa Duração (TLD de Sagitário);
- 9 (nove) Sistemas de Produção Antecipada (SPA de Sururu 3, SPA de Búzios 5, SPA de Búzios Safira, SPA de Búzios Berilo, SPA de Búzios Turquesa, SPA de Búzios Turmalina, SPA do Complementar de Atapu, SPA de Sépia 2, SP de Sul de Sapinhoá);
- 1 (hum) Piloto de Produção de Curta Duração (Piloto de Júpiter);
- 11 (onze) Projetos de Desenvolvimento da Produção (DP de Sururu, DP de Lula Sul 3, DP de Lula Oeste, DP de Itapu, DP de Búzios 5, DP de Búzios 6, DP de Atapu 1, DP de Atapu 2, DP de Sépia, DP de Libra 2 Noroeste, DP de Libra 3 Noroeste); e
- 1 (hum) Piloto de Produção de Longa Duração (Piloto de Libra).

Observa-se que, inicialmente, o EIA havia previsto 12 (doze) Projetos de Desenvolvimento da Produção, incluindo o DP de Lapa Sudoeste. Contudo, diante do questionamento do Parecer Técnico nº 107/2017-COPROD/CGMAC/DILIC a respeito da transferência da operação do campo de Lapa para a empresa TOTAL, a PETROBRAS, na resposta ao referido parecer, confirmou que não havia mais interesse em considerar esse DP no escopo do licenciamento da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Desta forma, o escopo do empreendimento foi retificado na versão do EIA distribuída, excluindo a menção ao DP de Lapa Sudoeste.

Com relação ao escopo do projeto registram-se, ainda, informações apresentadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no Ofício nº 0167/2018/SDP:

- As informações apresentadas à Superintendência de Desenvolvimento da Produção (SDP) não contemplam a realização do SPA de Sul de Sapinhoá no horizonte de 5 anos, “constando inclusive indicação de devolução da área de Sul de Sapinhoá (...) a ser realizada ao término do processo de revisão do contrato de Cessão Onerosa”;
- O SPA de Búzios 5 poderá ser realizado através da interligação do poço diretamente ao FPSO P-74; e
- Os DPs de Lula Sul 3, Lula Oeste, Sururu, Atapu 2 e Búzios 6 ainda estão em estágio de “avaliação de oportunidade”.

Solicitam-se, portanto, esclarecimentos em relação à inclusão destes projetos no presente processo de licenciamento.

II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto

Conforme já destacado no presente parecer técnico, a Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos inclui as atividades de instalação e operação de 1 (hum) Teste de Longa Duração (TLD), 9 (nove) Sistemas de Produção Antecipada (SPA), 1 (hum) Piloto de Produção de curta duração, 1 (hum) Piloto de produção de longa duração e 11 (onze) Desenvolvimentos de Produção (DP), com seus respectivos sistemas de escoamento.

Todos os projetos da Etapa 3 utilizarão Unidades Estacionárias de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

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

Os SPAs e o TLD do Etapa 3 terão duração aproximada de 6 (seis) meses e o Piloto de Produção de curta duração de 12 (doze) meses. Foi informado que os SPA apresentam as mesmas características de um TLD, mas com denominação diferenciada em virtude de ocorrerem apenas após a declaração de comercialidade do campo onde será realizado. Contudo, não foi esclarecida a diferença destes para o Piloto de Curta Duração. Solicita-se que a empresa apresente este esclarecimento.

De acordo com as informações apresentadas, o gás produzido nestes empreendimentos de curta duração será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será encaminhado ao sistema de tocha da embarcação, não havendo gasoduto para exportação.

Neste contexto, também foi informado que “a vazão de produção de óleo do TLD e dos SPAs está limitada pela queima de gás autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), podendo variar, portanto, de acordo com a razão gás-óleo (RGO) de cada área, ou seja, a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície”. Solicita-se que a empresa esclareça como se dá a definição do limite de queima em relação à RGO.

Independentemente desse esclarecimento, observa-se que, em projetos anteriores de SPAs/TLDs no Polo Pré-Sal, a queima foi limitada em 500.000 m³/d. Para a Etapa 3, mantém-se o entendimento de que este valor já representa uma queima expressiva e não deverão ser autorizados quaisquer valores superiores a este limite.

Quanto aos empreendimentos de longa duração – Piloto de Produção de longa duração e Desenvolvimentos da Produção –, o gás produzido 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 (PPSBS). Os gasodutos, que devem partir dos FPSOs de cada Desenvolvimento da Produção interligando-os a esta malha de escoamento de gás, também são objetos deste licenciamento.

Cabe destacar que, segundo a empresa, o Piloto de Longa Duração de Libra não possuirá gasoduto, sendo o gás consumido ou reinjetado.

Por sua vez, para o DP de Libra 2 NW e para o DP de Libra 3 NW foi considerado como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório para manutenção da pressão e recuperação avançada. A PETROBRAS destacou que *“estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás, cujas definições serão apresentadas nos respectivos requerimentos de Licenças de Instalação”*.

Frente a esta questão, entende-se que não há como julgar a viabilidade do projeto sem que este esteja definido em um de seus itens mais sensíveis: o destino do gás produzido em duas de suas unidades definitivas. Assim, solicita-se que a PETROBRAS defina previamente qual será a destinação do gás produzido nos projetos do Campo de Libra.

A PETROBRAS ainda informou que:

“A capacidade de processamento de óleo prevista nos FPSOs que desenvolverão os projetos de Piloto e DP varia de 16.000 a 28.600 m³/d, a capacidade de gás varia de 5.000.000 a 12.000.000 m³/d e a de água produzida, de 14.000 a 24.000 m³/d.”

II.2.1.2 – Objetivos da Atividade

II.2.1.2.1 – Objetivos das Atividades de TLD, SPAs e Pilotos

Estas atividades têm como objetivo minimizar as incertezas técnicas quanto ao escoamento e dinâmica dos reservatórios e avaliar a capacidade de produção.

II.2.1.2.2 – Objetivos das Atividades dos DPs

Os Desenvolvidos da Produção (DPs) têm como objetivo produzir óleo e gás dos projetos maduros.

II.2.1.2.3 – Objetivos dos Gasodutos

Os gasodutos têm como objetivo viabilizar o escoamento de gás natural produzido nos Desenvolvidos de Produção. A exceção, conforme já apontado no presente parecer técnico, são os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW, para os quais está em estudo a possibilidade de exportação parcial de gás.

Mais uma vez, não ficaram claros quais os procedimentos quanto ao gás produzido nos Pilotos de Produção (curta e longa duração). Solicita-se que a empresa apresente informações objetivas a este respeito. Considera-se importante reforçar o entendimento de que não há como atestar a viabilidade de um projeto que se encontra parcialmente em fase de pesquisa, estando, portanto, ainda indefinido em um de seus itens mais sensíveis: o destino do gás produzido em duas de suas unidades definitivas.

II.2.1.3 – Localização e Limites dos Blocos / Campos

O “Quadro II.2.1.3-1” apresentou a localização dos empreendimentos de curta duração. São eles: TLD de Sagitário (BM-S-50, Sagitário); SPA de Sururu 3 (BM-S-11, Iara); SPA do complementar de Atapu (Cessão Onerosa, Atapu); SPA de Búzios 5 (Cessão Onerosa, Búzios); SPA de Búzios Safira (Cessão Onerosa, Búzios); SPA de Búzios Berilo (Cessão Onerosa, Búzios); SPA de Búzios Turquesa (Cessão Onerosa, Búzios); SPA de Búzios Turmalina (Cessão Onerosa, Búzios); SPA de Sépia 2 (Cessão Onerosa, Sépia); SPA Sul de Sapinhoá (Cessão Onerosa, Sul de Sapinhoá); e Piloto de Júpiter (BM-S-24, Júpiter).

O “Quadro II.2.1.3-2” apresentou a localização dos empreendimentos de Desenvolvimento da Produção e do Piloto de Produção de Longa Duração. São eles: DP de Lula Sul 3 (BM-S-11, Lula); DP de Lula W (BM-S-11, Lula); DP de Sururu (BM-S-11, Sururu); DP de Atapu 1 (Cessão Onerosa, Atapu); DP de Atapu 2 (Cessão Onerosa, Atapu); DP de Búzios 5 (Cessão Onerosa, Búzios); DP de Búzios 6 (Cessão Onerosa, Búzios); DP de Itapu (Cessão Onerosa, Itapu); DP de Sépia (Cessão Onerosa, Sépia); DP de Libra 2 NW (Libra); DP de Libra 3 NW (Libra); e Piloto de Libra (Libra).

Cabe destacar que estes projetos serão localizados a uma distância mínima de 170 km da costa do litoral dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, em águas com profundidade mínima de 1.600 m.

Pode-se observar na “Figura II.2.1.3-1” que a área de Sagitário está significativamente afastada das demais, inclusive quando comparada à localização dos projetos que compõem as Etapas 1 e 2 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.2.1.4 – Localização das Unidades de Produção

Foram apresentadas tabelas com a localização prevista para cada um dos projetos, bem como informações sobre lâmina d'água, unidade de produção a ser utilizada, número de poços a serem interligados e duração da atividade (Tabelas II.2.1.4-1 à II.2.1.4-3). As locações dos SPAs, TLD, Pilotos e DPs, bem como dos gasodutos, por sua vez, foram apresentadas em um único mapa (Figura II.2.1.4-1).

Cabe destacar que, neste item específico, a PETROBRAS informa que o TLD de Sagitário e os SPAs serão realizados em um único poço produtor cada e que teriam uma duração prevista de 6 (seis) meses, enquanto o Piloto de Produção de Curta Duração será composto por um poço produtor e um poço injetor de gás e teria uma duração prevista de 10 (dez) meses. Assim, solicita-se que a empresa esclareça se a previsão de conclusão do Piloto de Produção de Júpiter seria de 10 (dez) ou 12 (doze) meses.

Somente tinham sido definidas no EIA as unidades que realizarão o TLD de Sagitário e todos os SPAs (FPSO BW Cidade de São Vicente) e o DP de Atapu 1 (P-70). Contudo, cabe destacar que, em resposta ao **Parecer Técnico nº 107/2017-COPROD/CGMAC/DILIC**, a PETROBRAS esclareceu que para os TLD/SPAs poderá ser utilizada *“outra UEP a ser contratada cujas características são similares. Para o Piloto de Júpiter, deverá ser contratado um FPSO específico, cujas premissas de projeto são bastante próximas àquelas observadas no FPSO BW Cidade de São Vicente, mantendo-se as mesmas ordens de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas”*.

Portanto, a única unidade de produção definida, até o presente momento, seria o FPSO P-70, que seria responsável pelo Desenvolvimento da Produção de Atapu 1. Solicita-se que a PETROBRAS atualize esta informação em resposta ao presente parecer técnico.

II.2.1.5 – Características dos Poços

Foram apresentadas tabelas com as informações solicitadas sobre os poços (Tabelas II.2.1.5.1.1 a II.2.1.5.1.3 e II.2.1.5.2.1 a II.2.1.5.2.13), que, considerando todos os projetos previstos, chegam ao número de 206 (duzentos e seis).

A PETROBRAS reitera que o TLD de Sagitário e os SPAs serão realizados em um único poço produtor cada e que teriam uma duração prevista de 6 (seis) meses. Para o Piloto de Produção de Curta Duração, a empresa mantém a afirmação de que o mesmo seria composto por um poço produtor e um poço injetor de gás, contudo, indica que a duração prevista seria de 12 (doze) meses. Assim, reitera-se a solicitação de esclarecimentos sobre a previsão de duração do Piloto de Produção de Júpiter.

Por sua vez, os Desenvolvimentos da Produção e o Piloto de Libra teriam uma duração prevista variável de 20 (vinte) a 34 (trinta e quatro) anos e apresentarão a seguinte configuração em relação aos tipos de poços:

- DP de Lula Sul 3: 8 (oito) poços produtores; 5 (cinco) poços injetores de água; e 1 (hum) poço injetor de gás.
- DP de Lula Oeste: 9 (nove) poços produtores; e 9 (nove) poços injetores de água e gás (WAG).
- DP de Sururu: 9 (nove) poços produtores; e 7 (sete) poços injetores de água e gás (WAG).
- DP de Atapu 1: 8 (oito) poços produtores; 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG); 3 (três) poços injetores de água; 2 (dois) poços produtores contingentes; e 1 (hum) poço injetor de água contingente.
- DP de Atapu 2: 6 (seis) poços produtores; e 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG).
- DP de Búzios 5: 9 (nove) poços produtores; 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG); e 4 (quatro) poços injetores de água.
- DP de Búzios 6: 9 (nove) poços produtores; 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG); e 4 (quatro) poços injetores de água.
- DP de Itapu: 5 (cinco) poços produtores; 4 (quatro) poços injetores de água e gás (WAG); 4 (quatro) poços produtores contingentes; e 5 (cinco) poços injetores de água e gás (WAG) contingentes.
- DP de Sépia: 9 (nove) poços produtores; 7 (sete) poços injetores de água e gás (WAG); 1 (hum) poço produtor contingente; e 2 (dois) poços injetores de água e gás (WAG) contingentes.
- DP de Libra 2 NW: 8 (oito) poços produtores; e 9 (nove) poços injetores de água e gás (WAG).
- DP de Libra 3 NW: 8 (oito) poços produtores; e 8 (oito) poços injetores de água e gás (WAG).
- Piloto de Libra 2: 8 (oito) poços produtores; e 9 (nove) poços injetores de água e gás (WAG).

Foram também apresentados mapas com a localização dos poços (Figuras II.2.1.5.2.13-1 a II.2.1.5.2.13-5). Nestes mapas, cabe notar que, na “Figura II.2.1.5.2.13-2”, o poço do SPA Sul de Sapinhoá se encontra fora dos limites do bloco, o que ocorre também para o DP de Libra 3 (figura II.2.1.5.2.13-5). Já no DP de Sépia, representado na “Figura II.2.1.5.2.13-3”, há linhas de poços também fora dos limites do bloco. Portanto, a PETROBRAS deve justificar adequadamente a localização de poços e linhas fora dos limites dos blocos.

II.2.1.6 – Cronograma Preliminar

Conforme indicado no Parecer Técnico nº 107/2017-COPROD/CGMAC/DILIC, o cronograma inicialmente apresentado previa a realização de TLD/SPA simultâneos – até 4 (quatro) – e com início previsto para fevereiro de 2018 o que seria incompatível com o tempo necessário ao processo de licenciamento e o prazo de necessidade da licença de instalação indicado pela própria Petrobras (setembro de 2018).

A resposta ao parecer esclareceu que “a PETROBRAS tem a necessidade de obter a Licença Prévia do Projeto Etapa 3 até o prazo máximo de 22.06.2018, com o primeiro projeto a ser desenvolvido sendo o DP de Atapu 1, através do FPSO P-70” e apresentou cronograma revisado (incluído na versão do EIA distribuída).

Segundo os cronogramas revisados (Tabelas II.2.1.6-1 à II.2.1.6-6), estão previstos:

- 11 (onze) projetos de curta duração (TLD/SPA/Piloto de Curta Duração), realizados de forma sequencial, em um prazo de cerca de 6 (seis) anos (entre meados de 2018 e meados de 2024), com no máximo duas atividades simultâneas.
- 12 (doze) projetos de longa duração (DP/Piloto de Longa Duração), com início das atividades de instalação no segundo semestre de 2018 e da operação do primeiro DP – DP de Atapu 1 – em fevereiro de 2019. A previsão de entrada em operação, de acordo com o cronograma apresentado, seria de apenas mais um FPSO em 2020, 4 (quatro) FPSO em 2021, 2 (dois) FPSO em 2022, 2 (dois) FPSO em 2023, 2 (dois) FPSO em 2027.

Observa-se que, no cronograma revisto, 2 (dois) projetos de Desenvolvimento da Produção – DP de Sururu e DP de Búzios 6 – tiveram sua instalação postergada de 2021/2022 para 2027. Considera-se que tal previsão, além de descaracterizar tais projetos como parte de uma mesma etapa de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, implica incertezas tanto de projeto, como da própria avaliação ambiental.

Entende-se, desta forma, que os projetos de Desenvolvimento da Produção de Sururu e de Búzios 6 devam ser excluídos do escopo da Etapa 3 e incluídos, caso se confirmem, em um futuro processo de licenciamento.

Os cronogramas dos projetos de Desenvolvimento da Produção indicaram um prazo de até 5 (cinco) meses entre o início da produção e a interligação do poço injetor e início da reinjeção de gás. Observa-se que nos projetos que compõem o Etapa 2 foi prevista a interligação do poço injetor em até 2 (dois) meses e o início da reinjeção usualmente vem se dando até o terceiro mês de produção, o que possibilita a minimização das queimas de gás durante o comissionamento das unidades de produção. O próprio EIA, no item II.2.4.15 – *Plano de Comissionamento*, indica que “o tempo requerido estimado para o início da injeção do gás é de 90 (noventa) dias”. Solicita-se, portanto, que os cronogramas sejam revistos de modo a garantir o início da reinjeção do gás em até 90 (noventa) dias do início da produção ou, preferencialmente, em prazo inferior.

Solicita-se, ainda, que na resposta ao presente parecer sejam informadas eventuais alterações neste cronograma preliminar.

II.2.1.7 – Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água

A “Tabela II.2.1.7.1-1” apresentou dados da produção média de óleo e gás para os TLD, SPAs e Piloto de Produção de Curta Duração. Destaca-se a produção de gás de 2.319.098 m³/dia do Piloto de Produção de Júpiter. Segundo a PETROBRAS, o gás excedente neste projeto será reinjetado. No item II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto, esta medida não ficava clara para o piloto de produção de curta duração. Assim, conforme já demandado no presente parecer técnico, a empresa deve confirmar se o gás do Piloto de Produção de Júpiter será efetivamente reinjetado.

Com relação aos projetos de Desenvolvimento da Produção e ao Piloto de Produção de Longa Duração, foi informado que há previsão de produção entre 2018 e 2055 (DP de Atapu 2). Foram apresentadas tabelas de produção e gráficos para cada um dos projetos de Desenvolvimento da Produção e para o Piloto de Produção de Libra.

Observando-se as curvas de produção de óleo e gás dos Desenvolvimentos da Produção e do Piloto de Produção de Longa Duração, percebe-se que os picos de produção de óleo e gás em Lula Sul 3, Lula W, Búzios 5, Sépia e Itapu ocorrem simultaneamente. Já em Atapu 1, Atapu 2, Sururu, Libra 2 e Piloto de Libra há uma discreta diferença entre o acontecimento do pico da produção de óleo e o pico da produção de gás. Em Búzios 6, o pico da produção de óleo ocorrerá em 2024, enquanto o pico da produção de gás em 2027. Já em Libra 3, o pico da produção de óleo está previsto para 2024, enquanto o de gás somente para 2034. Portanto, a maioria das curvas de produção de gás acompanha as curvas de produção de óleo, com exceção de Libra 3. Também pode ser observado que, em Libra 2, após atingir o ápice em 2023, a produção de gás se mantém praticamente constante ao longo de toda o período de produção da unidade.

A respeito das curvas de água de produção, destaca-se a distinção de característica de crescimento das curvas deste efluente nos reservatórios vizinhos de Atapu 1 e 2. Enquanto que em Atapu 1 o crescimento ocorre de forma linear, em Atapu 2 há um crescimento mais rápido, para então ocorrer algo próximo à estabilidade a partir de 2040.

Já em Búzios 5 e 6, em Itapu e Sépia as curvas são distintas das demais. Enquanto na maioria dos reservatórios estas curvas são somente crescentes até o fim da produção, nestes casos há um comportamento parabólico, com picos previstos proximamente entre os anos de 2034 e 2038, quando a produção de água também começa a declinar.

II.2.1.7 – Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

A PETROBRAS destacou que:

“Considerando-se a produção média dos empreendimentos do Projeto Etapa 3, ou seja, a média das produções anualizadas para cada ano de atividade do projeto, as novas atividades contribuirão para um acréscimo na produção de petróleo de 597 mil bpd e 16 milhões m³/d de gás natural”.

Comparando-se aos números apresentados pela ANP quanto à produção nacional em 2015, estes valores representam um acréscimo diário de 24,5% na produção de óleo e 17% na produção de gás.

Observa-se, com relação ao gás, que estes valores consideram apenas a produção disponível ao mercado, de modo que não incluem o Piloto de Produção e os DPs de Libra que não exportarão o gás produzido. Com relação aos DPs de Libra foi informado, novamente, que “*estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás*” e que “*a definição quanto à melhor alternativa será apresentada por ocasião da solicitação das Licenças de Instalação desses projetos*”.

Nota-se também que a afirmativa se refere à produção média. Segundo os dados apresentados, no pico de produção dos projetos da Etapa 3 em 2023/2024, esta produção atingiria cerca 1,2 milhão de bdp de óleo e mais de 60 milhões m³/dia de gás, dos quais cerca de 30 milhões m³/dia seriam produzidos em Libra e, portanto, a princípio, não estariam “*disponíveis ao mercado*”. Considerando os projetos das Etapas 1 e 2, a produção seria de mais de 2 milhões de bdp de óleo e de 100 milhões m³/dia de gás.

II.2.2 – Histórico

II.2.2.1 – Histórico das Atividades Realizadas nos Blocos / Campos

Foi apresentado o histórico das atividades petrolíferas realizadas anteriormente nos Blocos BM-S-9, BM-S-11, BM-S-24, BM-S-50, Libra e na área da Cessão Onerosa. Porém, não é compreensível a ausência de informações mais recentes sobre as atividades desenvolvidas em algumas destas áreas no âmbito das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal (Processos IBAMA nº 02022.002287/2009 e IBAMA nº 02022.002141/2011). Este item deve ser reapresentado, trazendo um histórico atual das atividades realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.2.2.2 – Relato Sumário do Projeto

Foi apresentado um relato sumário dos projetos incluídos na Etapa 3.

Com relação ao gás associado, o EIA informou que “*O gás natural produzido no TLD, SPAs e Piloto de curta duração será utilizado como combustível, garantindo a autossuficiência das unidades de produção, ...*”. Considerando o elevado teor de CO₂ em alguns reservatórios, solicita-se uma discussão sobre eventuais limitações neste aproveitamento.

O EIA informou, ainda, que “... o excedente será encaminhado ao sistema de tocha da embarcação. Nestes empreendimentos não haverá gasoduto para exportação do gás devido à curta duração destas atividades. A vazão de produção de óleo destes empreendimentos está limitada pela queima de gás autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).” (EIA, II.2, pág. 128/401).

Cabe reforçar que, em projetos anteriores de SPAs/TLDs no Polo Pré-Sal, a queima foi limitada em 500.000 m³/d. Reitera-se que para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal, mantém-se o entendimento de que este valor já representa uma queima expressiva e não deverão ser autorizados quaisquer valores superiores a este limite.

Para os Desenvolvidos da Produção, cuja produção média é estimada em 16 milhões m³/d, o escoamento da produção de gás será via gasoduto. Neste sentido, o EIA esclareceu que:

“Em relação aos DPs e Piloto de longa duração, o gás natural será utilizado como combustível e o excedente será reinjetado no reservatório e/ou escoado por gasodutos interligados à malha de escoamento de gás do PPSBS”. (EIA, II.2, 128/401)

Observa-se que somente os Gasoduto Rota 1 e Rota 2 encontram-se em operação. Assim, entende-se não haver, por hora, capacidade disponível para o escoamento do gás associado proveniente de todos os projetos das Etapas 1, 2 e 3 apenas por estes sistemas.

Cabe destacar que o gasoduto Rota 3 – que liga o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos ao COMPERJ em Itaboraí/RJ (Processo IBAMA nº 02001.008474/2011-86) – ainda se encontra em processo de licenciamento ambiental. Além disso, há indefinições importantes a respeito do progresso do projeto do COMPERJ, o que torna ainda mais nebuloso o destino do escoamento do gás por este gasoduto.

Desta forma, a PETROBRAS deve prestar esclarecimentos detalhados sobre as correlações entre o início de entrada em operação de cada DP e sua produção de gás associado, com a capacidade operacional do escoamento destes gasodutos nestes determinados momentos, previsão de conclusão ao menos da UTGN do COMPERJ, sendo apresentadas todas as soluções que o projeto adotará para permitir a superação das limitações para o escoamento de toda a produção de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

A PETROBRAS também reafirmou que:

“Para a Etapa 3, três empreendimentos de longa duração não possuirão gasoduto associado - o Piloto de Libra e os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW- cujo gás natural será consumido como combustível e reinjetado. Conforme citado anteriormente, para os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW estão em andamento estudos para analisar a viabilidade de exportação parcial do gás. A definição quanto a melhor alternativa será apresentada por ocasião da solicitação das Licenças de Instalação desses projetos.”

Mais uma vez, deve ser esclarecido que não é possível atestar a viabilidade de um projeto ainda com incerteza ambiental tão significativa. A PETROBRAS deverá definir este recorte do projeto antes da possível obtenção de sua Licença Prévia. Também deve ser destacado que o gás reinjetado no reservatório deve ser considerado como medida paliativa, uma vez que, algum tempo depois de sua reinjeção, o mesmo voltará a ser captado do reservatório. Portanto, soluções definitivas para o aproveitamento de gás devem ser prioridade nos projetos da empresa.

II.2.2 – Justificativas

Foram apresentadas justificativas relativas a aspectos técnicos, econômicos, sociais e ambientais do empreendimento. Não há necessidade de complementações às informações apresentadas.

II.2.4 – Descrição das Atividades

A análise que se segue, menciona somente os subitens para os quais existem comentários/solicitações a serem feitas:

II.2.4.1 – Identificação das unidades de produção e Certificados

O item indicou que:

“Para as atividades de TLD e SPAs será utilizado o FPSO Cidade de São Vicente, sendo que o mesmo já opera em outros empreendimentos da Petrobras”.

Reitera-se que, em resposta ao **Parecer Técnico nº 107/2017-COPROD/CGMAC/DILIC**, a PETROBRAS esclareceu que poderá ser utilizada “outra UEP a ser contratada cujas características são similares”, sendo assim mantidas “as mesmas ordens de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas”.

No caso dos Desenvolvidos da Produção e Pilotos de Produção, foi informado que as unidades se encontram em fase de projeto ou construção, de modo que:

“O presente estudo abordou dois FPSOs, denominados de Replicante e Teórico, que representam todas as unidades de produção que serão utilizadas em termos de características físicas e operacionais”.

Segundo o EIA, os FPSOs dos Desenvolvidos da Produção:

“Tratam-se de FPSOs que possuirão a mesma ordem de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas.” (EIA, II.2, p. 136/401).

Mas foi observado que:

“O FPSO Teórico (...) Apresenta uma tancagem superior (450.000m³), maior capacidade de produção de óleo, capacidade de processamento de gás entre 6 milhões de m³/d e 12 milhões de m³/d e um processo adicional de remoção de gás sulfídrico

(H₂S) em relação ao FPSO Replicante. Dentre estes projetos, certas características de alguns FPSOs podem ser diferentes das descritas para o FPSO Teórico. O detalhamento das diferenças será apresentado nos Estudos Complementares de cada unidade, quando do requerimento da Licença de Instalação.” (Grifo nosso).

Adicionalmente, foi destacado que:

“ (...) com as amostras de fluidos e estratégia de drenagem atuais, pode ser informado que os FPSOs de Itapu e Sépia não possuirão o processo de remoção de H₂S. O FPSO de Itapu não possuirá o processo de remoção de CO₂. Os FPSOs para a área de Libra possuirão capacidade de processamento de gás de 12 milhões de m³/d.”

Ficaram assim distribuídas as correlações:

- FPSO Replicante: Piloto de Júpiter, Lula Oeste, Atapu 1 e Atapu 2.
- FPSO Teórico: Lula Sul 3, Sururu, Búzios 5, Búzios 6, Itapu, Sépia, Piloto de Libra, Libra 2 NW e Libra 3 NW.

Principais diferenças entre o FPSO Replicante e o FPSO Teórico:

	FPSO Replicante	FPSO Teórico
Processamento de óleo	150.000 bpd	180.000 bpd
Processamento de gás	6 milhões m ³ /d	6 a 12 milhões m ³ /d
Remoção de CO₂	Sim	Sim (exceto Itapu)
Remoção de H₂S	Ausente	Sim (exceto Itapu e Sépia)
Tancagem	326.080 m ³	Até 450.000 m ³

Foram apresentados certificados (IOPP, ISPP, IAPP e Declaração da Marinha) do FPSO BW Cidade de São Vicente que poderá vir a ser o responsável pelos TLD/SPAs. Contudo, mesmo que seja confirmada sua utilização, os certificados necessitam ser atualizados e reapresentados por ocasião do requerimento das respectivas licenças de operação que envolvam esta unidade de produção.

Portanto, a PETROBRAS deverá apresentar os certificados atualizados para cada FPSO que for atuar em determinada atividade quando do requerimento da respectiva licença de operação.

II.2.4.2 – Descrição das unidades de produção

II.2.4.2.1 – FPSOs do Teste de Longa Duração (TLD) e dos Sistema de Produção Antecipado (SPAs)

O EIA ressaltou que:

“Para o TLD e SPAs está prevista a utilização do FPSO Cidade de São Vicente ou outra UEP [Unidade Estacionária de Produção] a ser contratada cujas características são similares. Dessa forma, a descrição apresentada a seguir, referente ao FPSO Cidade de São Vicente, é representativa para o TLD e todos os SPAs”.

O FPSO BW Cidade de São Vicente tem uma planta de processo com capacidade para processar 30.000 bpd de óleo e 1 milhão m³/dia de gás e uma capacidade total de estocagem de aproximadamente 472.000 bpd de óleo (75.000 m³) em 5 (cinco) tanques centrais. Sua ancoragem é feita através de *turret*. Possui capacidade de alojamento para 80 (oitenta) pessoas.

Cabe destacar que, pelo fato desta unidade de produção atuar na Bacia de Santos desde o início dos projetos do Polo Pré-Sal em 2009 e da última vistoria ter ocorrido em outubro de 2013, caso o FPSO BW Cidade de São Vicente venha a ser utilizado na Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, nova inspeção deverá ser realizada antes da emissão da primeira licença de operação para atividade a ser desenvolvida pelo mesmo.

Observa-se que para os TLD/SPAs a serem realizados por esta unidade não está prevista a geração de água produzida. Contudo, desde já, cabe ressaltar que caso ocorra geração de água produzida, a mesma somente poderá ser descartada com prévia anuência desta Coordenação de Produção, devendo ser apresentadas informações adicionais em conformidade com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, 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) e Pilotos de curta e Longa Duração

II.2.4.2.2.1 – FPSO Replicante

O primeiro projeto de longa duração deste licenciamento é o DP de Atapu 1, cujo FPSO é o replicante P-70. Toda a descrição deste item se aplica a todos os FPSOs do tipo replicante, inclusive a P-70.

As principais características do FPSO Replicante são:

- Capacidade total dos tanques de óleo: 312.538 m³ (1.965.805 barris);

- UTE: *Omnipure* 5528 – capacidade de 25.5 m³/d;
- Capacidade de produção: 150.000 bdp de óleo, 6 milhões de m³/d de gás e 180.000 mil bd de água de injeção;
- Alojamento: 158 (cento e cinquenta e oito) pessoas;
- Casco: costado duplo e fundo singelo.

Tanques

Foram relacionados 12 (doze) possíveis tanques de carga de petróleo que totalizam sua capacidade de estocagem de óleo. Além destes, há mais 2 (dois) tanques de *slop* não considerados, 1 (hum) de diesel, 2 (dois) de óleo lubrificante e demais que recebem demais efluentes com óleo.

Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás

As plantas de processo dos FPSOs Replicantes têm capacidade para processar 24.000 m³/d de líquido (150.000 bpd), 24.000 m³/d de óleo, 19.000 m³/d de água produzida (120.000 bpd) e 6,0 milhões de m³/d de gás.

O tratamento de óleo ocorre de modo similar aos demais FPSOs do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

O tratamento do gás para os Replicantes busca “atender aos requisitos necessários para a utilização interna como gás combustível, para a utilização em método de elevação artificial do tipo gas-lift, para a exportação via gasoduto e para a injeção em reservatório”.

Ainda segundo o estudo está prevista a separação do CO₂ e sua reinjeção no reservatório:

“A planta estará preparada para várias opções de destinação do gás: injeção somente da corrente rica em CO₂ e exportação de gás de hidrocarbonetos; para a injeção de todo o gás produzido excedente ou para a injeção da corrente rica em CO₂ complementada com parte do gás que seria exportado. A injeção do gás em reservatório será realizada para aumentar o fator de recuperação de óleo. A corrente rica em CO₂, proveniente do sistema de remoção de CO₂ será injetada em reservatório com fins de armazenamento geológico reduzindo as emissões de gases de efeito estufa.”

Solicita-se que seja informada a capacidade de reinjeção e se o sistema é provido de redundância de compressores. Deve ser também esclarecido qual o procedimento caso ocorra a perda de capacidade de injeção das correntes de CO₂ e gás excedente.

Sistema de Flare e Vent

O estudo informa que:

“Em condições normais de operação, a planta de produção foi projetada para a queima nula, excluindo o volume de queima no piloto e no sistema de purga, importante para manter a operação do sistema de “Flare” numa condição segura.”

Ainda indica que:

“Especificamente no projeto do FPSO Replicante, foi projetado um Sistema de Recuperação de Gás do Flare (FGRS), ou “Flare Fechado”. Esse sistema objetiva recuperar o volume de gás proveniente de vazamentos contínuos de válvulas, limitados a uma vazão instantânea e contínua de 50.000 Nm³/dia. Ao ultrapassar esse limite de vazão instantânea, o sistema é desativado de modo a manter o sistema de tocha original, garantindo assim a segurança das instalações.”

Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento de água produzida possui basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotor.

A água proveniente do separador de água livre é encaminhada em conjunto com a corrente de água proveniente dos tratadores eletrostáticos ao vaso coletor. Em seguida, segue para os hidrociclones, os quais promovem a separação entre óleo e água por efeito centrífugo. A última etapa do tratamento é realizada no flotor, que especifica o teor de óleo dentro dos limites exigidos pela legislação.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interrompe o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Neste caso, a água desenquadrada será enviada para o tanque de *slop* sujo, de onde seguirá para o tanque de *slop* limpo, em adição a outros efluentes oleosos do FPSO, sendo descartada após decantação, seguindo as determinações da MARPOL 73/78 (teor de óleos e graxas inferior a 15 ppm).

Observa-se que além de atender as determinações da MARPOL 73/78, o descarte do efluente do tanque de *slop* limpo, por incluir água produzida, deverá também observar as determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na CONAMA 393/2007.

Não foi informada a localização dos pontos de descarte da água produzida. Contudo as modelagens apresentadas indicam o descarte em subsuperfície. Chama-se atenção, neste sentido, para a inadmissão do descarte de água de produção na forma submersa de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912). Solicita-se, portanto, a confirmação deste entendimento por parte da PETROBRAS, que deverá se comprometer com as adequações de projeto que se façam necessárias.

Sistema de Tratamento de Água de Injeção

O tratamento de água de injeção é composto das etapas de filtração, dessulfatação e desaeração. A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação na tubulação dos poços de

produção de óleo e obstrução do meio poroso da rocha-reservatório.

O sistema utiliza uma Unidade de Remoção de Sulfatos (URS). Após o processo de filtragem é necessária a injeção de inibidor de incrustação, sequestrante de cloro e oxigênio, além de biocida, com a finalidade de proteger as membranas da URS contra a deposição de matéria orgânica. Todo cloro ativo remanescente reagirá com o sequestrante de cloro e oxigênio reduzindo a sua concentração na forma livre evitando a degradação das membranas. Segundo o empreendedor:

“O biocida de choque será utilizado de modo intermitente, sendo injetado até três vezes por semana, durante um período de uma hora. Se necessário, outras aplicações de biocida de choque poderão ser realizadas”.

Observando-se a “Figura II.2.4.2.2.1-6”, pode-se depreender que:

- Há descarte do biocida no rejeito da URS; e
- O inibidor de incrustação é injetado antes das bombas de injeção, sem previsão de descarte direto.

A PETROBRAS apresenta a modelagem de descarte deste efluente no “Anexo II.6.2-2”.

O “Anexo II.2.4.2.1-1” e o “Anexo II.2.4.13-1” apresentam respectivamente as fichas de segurança (FISPOs) e os testes de toxicidade dos produtos químicos utilizados na modelagem de descarte do efluente da URS por ocasião da adição do biocida.

Observa-se que, nos processos de licenciamento das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal, a PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0589/2017 de 17.9.2017 (SEI nº 0682373), solicitou o aumento da frequência do uso do biocida de choque para até 7 (sete) vezes por semana. Esta solicitação foi analisada pelo Parecer Técnico nº 175/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de 21.12.2017 (SEI nº 1419877) que apontou a necessidade de informações complementares. A resposta ao referido parecer técnico foi apresentada pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0061/2018 de 24.1.2018 (SEI nº 1636284) e encontra-se em análise, com as conclusões da mesma devendo ser consideradas também no licenciamento da Etapa 3.

Sistema de drenagem

O sistema de drenagem dos FPSOs Replicantes é composto por drenagem fechada e aberta.

A drenagem fechada atua em áreas de fluidos perigosos, sujeitos à liberação de hidrocarbonetos voláteis e inflamáveis. É composta pelos coletores de drenos fechados, vaso de reciclo e bomba do vaso de reciclo. Os fluidos (óleo e água) oriundos da drenagem de vasos e de equipamentos de processo são encaminhados por gravidade para o vaso de reciclo. Deste, são bombeados para o separador de água livre, e reincorporados à corrente processada.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto classificado são geradas na unidade e correspondem às águas de lavagem da planta industrial, água gerada na área de armazenamento de insumos combustíveis e no setor de lavagem de peças e equipamentos, e ainda às águas pluviais que incidem sobre estas áreas e que podem carrear resíduos oleosos.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto não classificado são geradas por águas de lavagem e águas pluviais que incidem em áreas sem possibilidade de contaminação por óleo.

Os dois *headers* são encaminhados para o tanque de “*slop sujo*”. A água do tanque de “*slop sujo*” é decantada e enviada ao tanque de “*slop limpo*”. Do tanque de “*slop limpo*”, a água passa por mais um processo de decantação, com tempo de residência suficiente para garantir que o teor de óleos e graxas seja inferior a 15 ppm, conforme determinação MARPOL, e então é descartada para o mar.

A medição do teor de óleos e graxas deverá ser efetuada por meio de um analisador de TOG instalado na linha de descarte.

Não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo em momento algum durante o tempo produção das unidades replicantes. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.

Sistema de água oleosa da praça de máquinas

A água oleosa da praça de máquinas receberá tratamento específico em um Separador de Água e Óleo (SAO) do “*tanque de Bilge*”. O descarte ocorre a 15 ppm. Se não houver enquadramento, a água recircula pelo sistema. O resíduo oleoso segue para o tanque de “*slop sujo*”.

Não há previsão de que o efluente gerado seja direcionado à planta do processo em momento algum durante o tempo produção da unidade. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.

Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração principal de energia do FPSO Replicante é composto por quatro turbo-geradores com potência nominal individual de 25MW. Cada gerador é acionado por uma turbina a gás do tipo bicomustível (gás e diesel). Em operação normal, três geradores operarão em paralelo e o quarto gerador permanecerá em reserva.

O sistema elétrico possui dois conjuntos moto-geradores, sendo um gerador elétrico auxiliar e um gerador elétrico de emergência. A potência nominal de cada gerador é de 1,8MW.

A empresa informa que não é esperado atingir a potência máxima permitida de 100 MW em nenhuma operação, mesmo nas operações em que sejam utilizados os 4 turbogeradores simultaneamente, como na partida dos dois trens de compressão.

Sistema de Transferência de Óleo (offloading)

Foi informado que a transferência do óleo para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes de carcaça dupla, classe 300, armazenados em carretéis numa vazão de 6.630 m³/h.

De acordo com a empresa, o mangote de transferência é equipado em uma extremidade com válvula automática cujo fluxo só é liberado após a fixação ao navio aliviador; o desengate é rápido para casos de emergência; e a lavagem do mangote com água é no sentido do “tanque de slop” do FPSO.

Não foi informado se o FPSO replicante disporá de estações na popa e na proa ou somente em uma das extremidades.

Acomodações

Foi informado que há acomodações para 158 (cento e cinquenta e oito) pessoas. Destaca-se que, ao longo do período de atividade da unidade, os equipamentos para tratamento de esgoto sanitário deverão estar em pleno funcionamento para este efetivo.

II.2.4.2.2.1 – FPSO Teórico

Toda a descrição deste item se aplica a todos os FPSOs do tipo Teórico, responsáveis por alguns dos Desenvolvidos de Produção da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

As principais características do FPSO Teórico são:

- Capacidade total dos tanques de óleo: 397.375 m³ (2.499.489 barris);
- UTE: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa;
- Capacidade de produção: 180 mil barris de óleo por dia, 12 milhões de m³ de gás por dia e 240 mil barris de água de injeção por dia;
- Alojamento: 160 (cento e sessenta) pessoas;
- Casco: a descrição apresentada é efêmera. Não há ainda especificação sobre costado e fundo da embarcação

A PETROBRAS deve prever que o FPSO Teórico possua, no mínimo, camada suplementar em aço no bordo de transferência de cargas além de defensas, conforme demais projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Tanques

Foram relacionados 18 (dezoito) possíveis tanques de carga de petróleo que totalizam sua capacidade de estocagem de óleo. Além destes, há mais 2 (dois) “tanques de slop” não considerados e são mencionados 2 (dois) tanques de diesel. Conservadoramente, para fins de análise de riscos, o volume considerado será de 450.000 m³.

Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás

Foram descritos de forma genérica equipamentos e tratamento de óleo. Os equipamentos informados são idênticos aos dos demais FPSOs atuantes na região. O processo de tratamento de óleo, igualmente.

De acordo com a empresa, o tratamento do gás previsto para os FPSOs Teóricos busca “atender aos requisitos necessários para a utilização interna como gás combustível, para a utilização em método de elevação artificial do tipo gas-lift, para a exportação via gasoduto e para a injeção em reservatório”.

Ainda, segundo o estudo, está prevista a separação do CO₂ e sua reinjeção no reservatório:

“A planta estará preparada para várias opções de destinação do gás: injeção somente da corrente rica em CO₂ e exportação de gás de hidrocarbonetos; para a injeção de todo o gás produzido excedente ou para a injeção da corrente rica em CO₂ complementada com parte do gás que seria exportado. A injeção do gás em reservatório será realizada para aumentar o fator de recuperação de óleo. A corrente rica em CO₂, proveniente do sistema de remoção de CO₂ será injetada em reservatório com fins de armazenamento geológico reduzindo as emissões de gases de efeito estufa.”

Solicita-se que seja informada a capacidade de reinjeção e se o sistema é provido de redundância de compressores. Deve ser também esclarecido qual o procedimento caso ocorra a perda de capacidade de injeção das correntes de CO₂ e gás excedente.

Sistema de Flare e Vent

A PETROBRAS informou que:

“Para as quatro primeiras unidades dos FPSOs Teóricos, que não serão de propriedades da PETROBRAS (projetada, construída e operada pela PETROBRAS), não estão previstas o uso de Sistema de Recuperação de Gás do Flare (FGRS), vulgo “flare Fechado”. Uma vez adquirida maturidade operacional e domínio tecnológico, uma avaliação criteriosa será efetuada caso a caso.”

Entende-se desta citação que as quatro primeiras unidades de FPSO Teórico possuirão sistemas de tocha e vent tradicionais, não havendo ainda projeto definido para as demais. Acredita-se, contudo, que a utilização do sistema conhecido como “flare fechado” seria ambientalmente mais adequada. Assim, a empresa deve empreender todos os esforços para passar a utilizar este sistema em seus projetos.

Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento de água produzida possui basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotor.

A água proveniente do separador de água livre é encaminhada em conjunto com a corrente de água proveniente dos tratadores eletrostáticos ao vaso coletor. Em seguida, segue para os hidrociclones, os quais promovem a separação entre óleo e água por efeito centrífugo. A última etapa do tratamento é realizada no flotor, que especifica o teor de óleo dentro dos limites exigidos pela legislação.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interrompe o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Neste caso, a água desenquadrada será enviada para o tanque de *slop* sujo, de onde seguirá para o tanque de *slop* limpo, em adição a outros efluentes oleosos do FPSO, sendo descartada após decantação, seguindo as determinações da MARPOL 73/78 (teor de óleos e graxas inferior a 15 ppm).

Observa-se que além de atender as determinações da MARPOL 73/78, o descarte do efluente do tanque de “slop limpo”, por incluir água produzida, deverá também observar as determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na CONAMA 393/2007.

Não foi informada a localização dos pontos de descarte da água produzida. Contudo as modelagens apresentadas indicam o descarte em subsuperfície. Chama-se atenção, neste sentido, para a inadmissão do descarte de água de produção na forma submersa de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912). Solicita-se, portanto, a confirmação deste entendimento por parte da PETROBRAS, que deverá se comprometer com as adequações de projeto que se façam necessárias.

Sistema de Tratamento de Água de Injeção

O tratamento de água de injeção é composto das etapas de filtração, dessulfatação e desaeração. A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo e obstrução do meio poroso da rocha-reservatório.

O sistema utiliza uma Unidade de Remoção de Sulfatos (URS). Após o processo de filtragem é necessária a injeção de inibidor de incrustação, sequestrante de cloro e oxigênio, além de biocida, com a finalidade de proteger as membranas da unidade de remoção de sulfato contra a deposição de matéria orgânica (*biofouling*). Todo cloro ativo remanescente reagirá com o sequestrante de cloro e oxigênio reduzindo a sua concentração na forma livre evitando a degradação das membranas. Segundo a empresa:

“O biocida de choque será utilizado de modo intermitente, sendo injetado até três vezes por semana, durante um período de uma hora. Se necessário, outras aplicações de biocida de choque poderão ser realizadas.”

Observando-se a Figura II.2.4.2.2.1-6, pode-se depreender que:

- Há descarte do biocida no rejeito da URS; e
- O inibidor de incrustação é injetado antes das bombas de injeção, sem previsão de descarte direto.

Reitera-se a observação que, nos processos de licenciamento das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal, a PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0589/2017 de 17.9.2017 (SEI nº 0682373), solicitou o aumento da frequência do uso do biocida de choque para até 7 (sete) vezes por semana. Esta solicitação foi analisada pelo Parecer Técnico nº 175/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de 21.12.2017 (SEI nº 1419877) que apontou a necessidade de informações complementares. A resposta ao referido parecer técnico foi apresentada pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0061/2018 de 24.1.2018 (SEI nº 1636284) e encontra-se em análise, com as conclusões da mesma devendo ser consideradas também no licenciamento da Etapa 3.

A PETROBRAS apresentou a modelagem de descarte deste efluente no “Anexo II.6.2-2”.

O “Anexo II.2.4.2.1-1” e o “Anexo II.2.4.13-1” apresentaram respectivamente as fichas de segurança (FISPQs) e os testes de toxicidade dos produtos químicos utilizados na modelagem de descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos por ocasião da adição do biocida.

Sistema de drenagem

O sistema de drenagem dos FPSOs Teóricos é composto por drenagem fechada e aberta.

A drenagem fechada atua em áreas de fluidos perigosos, sujeitos à liberação de hidrocarbonetos voláteis e inflamáveis. É composta pelos coletores de drenos fechados, vaso de reciclo e bomba do vaso de reciclo. Os fluidos (óleo e água) oriundos da drenagem de vasos e de equipamentos de processo são encaminhados por gravidade para o vaso de reciclo. Deste, são bombeados para o separador de água livre, e reincorporados à corrente processada.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto classificado são geradas na unidade e correspondem às águas de lavagem da planta industrial, água gerada na área de armazenamento de insumos combustíveis e no setor de lavagem de peças e equipamentos, e ainda às águas pluviais que incidem sobre estas áreas e que podem carrear resíduos oleosos.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto não classificado são geradas por águas de lavagem e águas pluviais que incidem em áreas sem possibilidade de contaminação por óleo.

Os dois *headers* são encaminhados para o tanque de “slop sujo”. A água do tanque de “slop sujo” é decantada e enviada ao tanque de “slop limpo”. Do tanque de “slop limpo”, a água passa por mais um processo de decantação, com tempo de residência suficiente para garantir que o teor de óleos e graxas seja inferior a 15 ppm, conforme determinação MARPOL, e então é descartada para o mar.

A medição do teor de óleos e graxas deverá ser efetuada por meio de um analisador de TOG instalado na linha de descarte.

Não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo em algum momento durante o tempo produção das unidades replicantes. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.

Sistema de água oleosa da praça de máquinas

A água oleosa da praça de máquinas receberá tratamento específico em um Separador de Água e Óleo (SAO) do tanque de *Bilge*. O descarte ocorre a 15 ppm. Se não houver enquadramento, a água recircula pelo sistema. O resíduo oleoso segue para o tanque de *slop sujo*.

Não há previsão de que o efluente gerado seja direcionado à planta do processo em algum momento durante o tempo produção da unidade. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.

Sistema de Geração de Energia

A PETROBRAS se limitou a informar que:

“O sistema de geração principal será composto por grupos geradores acionados por turbinas do tipo bicombustível (gás ou diesel), sendo um conjunto em reserva (stand by). A demanda elétrica máxima dos turbogeradores será para todos os FPSOs inferior a 100 MW, em atendimento à Resolução CONAMA nº 382/2006.” (Grifo nosso)

Na descrição do sistema não foram informadas a quantidade e capacidade dos geradores que compõe o conjunto. Contudo, no “Quadro II.2.4.2.2-1”, que apresenta as “Características Gerais do FPSO Teórico”, foi indicado que as unidades contarão com 5 (cinco) turbo-geradores de 25 MW. Esta configuração e capacidade 25% superior àquela definida para os FPSOs Replicantes sugerem que as unidades chegarão a operar muito próximo aos 100MW ou mesmo acima deste limite. Solicita-se, portanto, um detalhamento da demanda energética da unidade em condição média e de pico demonstrando que tal limite não será ultrapassado.

Sistema de Transferência de Óleo (offloading)

Foi informado que a transferência do óleo para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes de carcaça dupla, classe 300, armazenados em carretéis numa vazão de 6.655 m³/h.

De acordo com a empresa, o mangote de transferência é equipado em uma extremidade com válvula automática cujo fluxo só é liberado após a fixação ao navio aliviador; o desengate é rápido para casos de emergência; e a lavagem do mangote com água é no sentido do tanque de *slop* do FPSO.

Não foi informado se o FPSO teórico disporá de estações na popa e na proa ou somente em uma das extremidades.

Acomodações

Foi informado que há acomodações para 160 (cento e sessenta) pessoas. Destaca-se que, ao longo do período de atividade da unidade, os equipamentos para tratamento de esgoto sanitário deverão estar em pleno funcionamento para este efetivo.

II.2.4.3 – Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental

II.2.4.3.1 – Sistema de Ancoragem e de Posicionamento Dinâmico

De acordo com a empresa, o posicionamento dos FPSOs no local das atividades de produção será através de sistema de ancoragem convencional (âncoras e linhas de amarração). Portanto, embora o título deste subitem mencione, não há previsão de utilização de nenhuma unidade equipada com Posicionamento Dinâmico, diferentemente das Etapas 1 e 2, quando a empresa operou com o *FPWSO Dynamic Producer* para a realização dos TLDs/SPAs.

O FPSO BW Cidade de São Vicente, que pode vir a ser utilizado para a realização dos TLD/SPAs e foi considerado pela empresa como referência para a realização deste tipo de atividade na Etapa 3 do Polo Pré-Sal, possui um sistema de ancoragem *Turret Mooring*, constituído por uma torre, onde são fixadas as sete linhas de ancoragem e os *risers* flexíveis. Solicita-se que a empresa esclareça se os FPSOs similares e que também podem vir a ser contratados para a realização dos TLD/SPAs, necessariamente possuirão este sistema de ancoragem, estarão restritos a sistemas de ancoragem convencional ou, até mesmo, poderão ser equipados com posicionamento dinâmico.

Todos os FPSOs que farão parte dos Desenvolvidos da Produção e dos Pilotos de Produção (curta e longa duração) serão ancorados através do sistema do tipo *Spread Mooring*, através do qual a embarcação fica posicionada pela conexão a vários pontos fixos, espalhados ao redor do FPSO, em configurações que variam de 24 (vinte e quatro) a 28 (vinte e oito) linhas de ancoragem, distribuídas em quatro agrupamentos.

II.2.4.4 – Descrição do Sistema Submarino

No anexo 2.4.4.1-1 foram apresentados os arranjos submarinos dos Desenvolvidos da Produção. Para os arranjos dos TLD/SPAs, foram apresentados aqueles até então definidos pela empresa. A PETROBRAS informou que estes arranjos que não foram apresentados serão descritos no estudo complementar a ser encaminhado quando do requerimento das respectivas licenças de instalação. Ressalta-se que arranjos que extrapolem os limites do bloco devem ser justificados à luz das normas concebidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

A respeito da utilização de risers flexíveis, notas publicadas pela imprensa convencional têm reportado problemas nestes equipamentos instalados em unidades mais antigas, presentes no Polo Pré-Sal. Assim, solicita-se que a empresa preste

esclarecimentos a respeito deste tema.

Deve ser objetivamente informado se serão utilizadas válvulas DHSV nos poços de produção.

II.2.4.4.3 – Manifolds

Em alguns dos Desenvolvidos da Produção da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos serão utilizados *manifolds* submarinos para interligar as linhas de diversos poços de injeção alternada de água e gás (MSIAG).

De acordo com a empresa, nos Desenvolvidos da Produção da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos serão utilizados *manifolds* submarinos para interligar as linhas de diversos poços em uma única linha principal, o que reduziria a quantidade de linhas interligadas ao FPSO. Os *manifolds* submarinos poderão interligar poços exclusivos para injeção de gás (e nesse caso os *manifolds* são denominados de MSIG), exclusivos para injeção de água (MSIA), injeção alternada de água e gás (MSIAG) ou produção (MSP).

II.2.4.4.6 – Gasodutos de Escoamento

Os gasodutos de escoamento escoarão o gás natural produzido nos Desenvolvidos da Produção para a malha de dutos ou SIE (sistema integrado de exportação) do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Está prevista a instalação de 9 (nove) trechos de gasodutos, totalizando 110,9 km:

- DP de Lula Sul 3: 20,4 km (DP de Lula Sul 3 até PLEM-LUL-006);
- DP de Lula Oeste: 12,0 km (DP Lula Oeste até Gasoduto Lula NE-Lula – conexão com Rota 1);
- DP de Sururu: 9,5 km (DP de Sururu até ILT-IAR-002 (PLEM));
- DP de Atapu 1: 7,9 km (DP de Atapu 1 até ILT-IAR-002);
- DP de Atapu 2: 13,6 km (DP de Atapu 2 até ILT-IAR-002(PLEM));
- DP de Búzios 5: 17,1 km (DP de Búzios 5 até PLEM-FRA-002);
- DP de Búzios 6: 7,3 km (DP de Búzios 6 até ILT-FRA-003(PLEM));
- DP de Itapu: 9,9 km (DP de Itapu até ILT-FLO-001(PLEM)); e
- DP de Sépia: 13,2 km (DP de Sépia até PLEM-NET-001).

Cabe destacar que não devem ser requeridas licenças de instalação e operação específicas para estes gasodutos, com os mesmos estando no escopo dos requerimentos apresentados para os respectivos projetos de Desenvolvimento da Produção e Escoamento.

Conforme mencionado anteriormente, não há previsão de gasoduto para os Pilotos de Produção de Júpiter e de Libra, para os quais estaria prevista a reinjeção de todo o gás produzido em reservatório, nem para os DP de Libra 2 NW e Libra 3 NW, para os quais considerou-se “como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório para manutenção da pressão e recuperação avançada”, porém, “estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás”.

II.2.4.4.6.1 – Configuração dos Risers dos Gasodutos

A respeito deste item, assim como para os risers de produção de óleo uma vez que há a possibilidade de utilização de risers flexíveis para gasodutos de exportação, reafirma-se a necessidade de a empresa apresentar uma discussão a respeito deste tema.

II.2.4.4.7 – Substituição Eventual de Linhas Flexíveis de Escoamento e Umbilicais Eletro-Hidráulicos (UEHs)

Este subitem trata da substituição eventual de trechos de linhas flexíveis de escoamento e umbilicais eletro-hidráulicos (UEH) “por outros de características iguais ou superiores devido ao atingimento do pleno período de vida útil destas estruturas”. Com relação aos Umbilicais Eletro-hidráulicos (UEHs), “estes poderão eventualmente necessitar de substituição, em caso de dano causado durante a instalação ou por agente externo posterior”. Assim, a PETROBRAS destaca que:

“Considerando que estas operações seguem as mesmas diretrizes apresentadas neste estudo para instalação e desativação das linhas, não implicando em alteração da Avaliação de Impactos ou das Medidas Mitigadoras, optou-se por já prever este procedimento neste EIA, evitando, assim, pedido de anuência futura.”

Conforme diversos exemplos em que tais substituições ocorreram com anuência do IBAMA, muitas vezes estas operações incorrem em impactos e riscos para os quais o detalhamento apresentado no EIA não é suficiente. São verificadas alterações de traçado e características, interferência com equipamentos não existentes por ocasião da instalação, necessidade de seccionamento de linhas, necessidade de definição de procedimentos para abandono/destinação dos trechos a serem substituídos, alteração das tecnologias com o decorrer do tempo, entre outros. Portanto, ratifica-se o procedimento atual de que para substituições de trechos de linhas flexíveis de escoamento e de umbilicais eletro-hidráulicos (UEH) seja imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.

Ademais, na ocasião das substituições, ressalta-se que será necessário o recolhimento das estruturas removidas e as suas devidas destinações, de acordo com as melhores práticas ambientais aplicáveis.

Observa-se, ainda, que a questão das substituições de linhas foi tratada no grupo de trabalho instituído junto ao IBP para definição de procedimentos para anuências no âmbito dos processos de licenciamento ambiental de petróleo. Apesar dos trabalhos não terem sido concluídos, já se havia chegado a um consenso sobre a necessidade de anuência para tais substituições, bem como definidas as informações necessárias para subsidiar tais anuências. A PETROBRAS contava com representantes no grupo do trabalho que não manifestaram desacordo com este encaminhamento, causando-nos estranheza que procedimento

distinto seja proposto com pouco destaque em um EIA para empreendimento específico, que não é o instrumento adequado para tratar da questão.

II.2.4.5 – Infraestrutura de Apoio

Neste item foi, inicialmente, identificadas todas as infraestruturas já utilizadas pela PETROBRAS nos projetos de exploração e produção na Bacia de Santos (Item II.4.5.1). Em seguida, foram abordados projetos para ampliação da infraestrutura existente (Item II.4.5.2) e indicada a infraestrutura prevista para os projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (Item II.4.5.3).

II.2.4.5.1 – Infraestrutura de Apoio utilizadas nos projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás na Bacia de Santos

II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo

No Quadro II.2.4.5.1.1-1, a PETROBRAS apresentou as bases de apoio marítimo utilizadas pela empresa e por suas contratadas na Bacia de Santos, tendo como base o ano de 2014, incluindo a atividade realizada pela empresa, suas principais características físicas, operacionais e capacidade instalada. Também foram apresentados outros setores que utilizam cada base de apoio, para indicar quais atividades econômicas que concorrem com a exploração e produção de petróleo e gás natural.

De acordo com a empresa, os dados levantados pelo Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos para o ano de 2014 apontam que *“as bases de apoio marítima mais utilizadas na Bacia de Santos são as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói (Baía de Guanabara), onde foram contabilizadas 5.491 atracações ao longo do ano de 2014 (mais de 89% do total de atracações), respondendo por mais de 91% dos dias de fundeio das embarcações monitoradas nos terminais portuários”*.

Atualizando estas informações com aquelas apresentadas no 3º Relatório Anual do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos – PMTE-BS – referente ao ano de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0808/2017 de 7.11.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 9.11.2017 em atendimento a condicionantes determinadas no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, verifica-se que este padrão foi mantido, com as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói (Baía de Guanabara) respondendo pelo maior número de atracações estimado para as embarcações de apoio no ano de 2016, 4.257 atracações (92,77%), assim como, por 93,49% dos dias de fundeio das embarcações monitoradas nos terminais portuários.

O EIA ainda afirma que:

“Na área portuária do Rio de Janeiro e Niterói, além de atividades de apoio offshore, são movimentados minério de ferro que, em toneladas, correspondeu a 79% do total movimentado em 2014, seguido de carga containerizada (11%)”.

Neste sentido, cabe salientar que a informação relevante seria de quantas atracações nas áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói estão associadas a outras atividades não relacionadas a cadeia produtiva da exploração e produção de petróleo e gás natural e não quantas toneladas de minério de ferro e cargas containerizadas são movimentadas. De qualquer forma, solicita-se que a PETROBRAS esclareça qual a fonte desta última informação.

A PETROBRAS ainda deve buscar informar dados que permitam relativizar os percentuais de atracação e fundeio em bases de apoio marítimas utilizadas pela empresa e suas contratadas no ano de 2016 (conforme 3º Relatório Anual do o PMTE-BS) com estes mesmos dados disponíveis sobre a utilização da infraestrutura portuária por outras atividades comerciais/industriais.

A empresa também deve apresentar dados sobre os percentuais de atracação e fundeio no Porto de Vitória – BAVIT – de embarcações da PETROBRAS e de suas contratadas, considerando que no item II.2.4.5.3 o mesmo foi apresentado como infraestrutura de apoio a ser utilizada na Etapa 3.

II.2.4.5.1.2 – Bases de Apoio Aéreo

No “Quadro II.2.4.5.1.2-1”, a PETROBRAS apresentou os três aeroportos utilizados pela empresa e por suas contratadas na Bacia de Santos, tendo como base o ano de 2014, incluindo a atividade realizada pela empresa, suas principais características físicas, operacionais e capacidade instalada. São eles: Aeroporto de Jacarepaguá – Rio de Janeiro/RJ; Aeroporto de Cabo Frio/RJ e Aeroporto de Itanhaém/SP.

II.2.4.5.1.8 – Terminais recebedores de óleo escoado por navios aliviadores

Na “Tabela II.2.4.5.1.8-1”, a PETROBRAS informou os terminais passíveis de receberem o óleo produzido nas atividades da Bacia de Santos, incluindo com as respectivas características e capacidades de armazenamento. São eles: Terminal Almirante Soares Dutra – TEDUT (Osório/RS); Terminal São Francisco do Sul – TEFAN (São Francisco do Sul/SC); Terminal Almirante Barroso – TEBAR (São Sebastião/SP); Terminal Maximiano da Fonseca – TEBIG (Angra dos Reis-RJ); Terminal Almirante Tamandaré (Rio de Janeiro/RJ); Terminal Madre de Deus – TEMADRE (Madre de Deus/BA); e Terminal Suape (Ipojuca/PE).

A empresa ainda menciona que operações *ship to ship* poderão ocorrer nos Portos de Angra dos Reis/RJ e Vitória/ES. Destacando, contudo, que as operações em Angra dos Reis estão suspensas por determinação do INEA/RJ.

Em função destas informações, cabe destacar os seguintes dados constantes no 3º Relatório Anual do PMTE-BS, referente ao ano de 2016:

“Para a atividade de alívio do óleo da Bacia de Santos pela PETROBRAS, o terminal portuário nacional mais utilizado para realização de offloadings foi o de São Sebastião/SP, com 127 atracações (40,58% do total), seguido pelos terminais de Angra dos Reis/RJ, com 89 atracações (28,43% do total), Madre de Deus/BA, com 39 atracações (12,46% do total), Rio de Janeiro e Niterói/RJ, com 22 atracações (7,03%), Tramandai/RS, com 15 atracações (4,79%), São Francisco do Sul, com 10 atracações (3,19%), Suape/PE, com 8 atracações (2,56%) e Rio Grande/RS, com apenas 3 atracações (0,96%).”

Cabe destacar que neste relatório existe uma ponderação de que os dados apresentados não contemplam aqueles de empresas parceiras da PETROBRAS em projetos na Bacia de Santos, que realizaram 122 (cento e vinte e duas) operações de alívio no ano de 2016, conforme contabilizado pela PETROBRAS no momento do *offloading* do óleo, das quais se estima que todas destinem-se a exportações. Apesar disso, de acordo com o relatório, “*não é improvável que tais embarcações tenham aportado em algum terminal nacional antes de se dirigir ao seu destino no exterior*”.

Considerando os dados do 3º Relatório Anual do PMTE-BS, solicita-se que a PETROBRAS confirme se, de fato, pretende utilizar apenas os terminais listados na “Tabela II.2.4.5.1.8-1” do EIA e que a empresa apresente informações sobre o número total de atracções realizadas no ano de 2016 nos terminais de São Sebastião/SP, Angra dos Reis/RJ, Madre de Deus/BA, Rio de Janeiro/RJ, Niterói/RJ, Tramandaí/RS, São Francisco do Sul/SC, Suape/PE, e Rio Grande/RS, permitindo que se possa compará-lo com os números de atracções apontadas no relatório, preferencialmente trazendo maiores informações sobre os demais navios aliviadores (origem e empresa contratante). Entende-se que apenas através da comparação destes dados será possível uma avaliação qualificada da utilização destes terminais pelas operações da empresa na Bacia de Santos.

II.2.4.5.1.10 – Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás

O EIA destaca que o sistema de escoamento de gás ligado às atividades previstas no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal será realizado via gasoduto e processado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) terrestres, indicando que:

“A malha de escoamento de gás natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos compreende diversos gasodutos secundários (ramais) interligados a três gasodutos estruturantes (gasodutos troncos), que interligam as áreas produtoras ao continente: os gasodutos Rota 1, 2 e 3, que agregam à malha, quando de sua implantação plena, a capacidade de 10 MM m³/d, 16 MM m³/d e 18 MM m³/d de gás, respectivamente.”

Neste sentido, cabe destacar que o Gasoduto Rota 3 – que liga o Polo Pré-Sal ao COMPERJ em Itaboraí/RJ (Processo IBAMA nº 02001.008474/2011-86) – ainda se encontra em processo de licenciamento ambiental. Além disso, há indefinições importantes a respeito do progresso do projeto do COMPERJ, o que ainda torna nebuloso o destino do escoamento do gás por este gasoduto.

Sendo assim, a PETROBRAS deve prestar esclarecimentos detalhados sobre as correlações entre o início de entrada em operação de cada DP e sua produção de gás associado, com a capacidade operacional do escoamento dos gasodutos Rotas 1, 2 e 3 nestes determinados momentos, previsão de conclusão ao menos da UTG do COMPERJ, sendo apresentadas todas as soluções que o projeto adotará para permitir a superação das limitações para o escoamento de toda a produção de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.2.4.5.2 – Projetos de ampliação ou implantação de novas infraestruturas de apoio

A PETROBRAS informou que a estrutura atual de portos atende à sua demanda por mais 5 (cinco) anos e que, após este período, há a possibilidade de ser aberto novo processo licitatório para a disponibilização de mais um berço de atracção nos estados do Rio de Janeiro ou São Paulo. Solicita-se que a empresa confirme esta necessidade, fixando o ano exato em que esta demanda passará a existir, assim como, informe quantos berços de atracção estão atualmente contratados em cada base de apoio marítima às atividades de instalação e operação no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

No que concerne às bases de apoio aéreo, a PETROBRAS afirma que haveria previsão de abertura imediata de novas licitações das quais poderiam participar unidades aeroportuárias entre Itajaí/SC e Cabo Frio/RJ. A empresa ainda complementou que ainda seria possível 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.

Solicita-se que a PETROBRAS atualize estas informações, esclarecendo se o processo licitatório mencionado já foi iniciado ou se já existe uma previsão para o mesmo, assim como, se a empresa tem conhecimento de algum projeto já em andamento para ampliação dos aeroportos que atendem atualmente a demanda do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.2.4.5.3 – Infraestruturas de apoio utilizada no etapa 3

Bases de Apoio Marítimas

A PETROBRAS informou que pretende utilizar o Complexo Portuário do Rio de Janeiro/RJ, o complexo Portuário de Niterói/RJ e o Porto de Vitória/ES (BAVIT) para apoio marítimo em suas atividades de instalação no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Para o apoio às atividades de produção, a empresa afirma que utilizará apenas os Complexos Portuários do Rio de Janeiro/RJ e de Niterói/RJ.

A empresa afirmou que:

“Durante a operação dos empreendimentos do Etapa 3, a utilização das embarcações será otimizada, atendendo a Bacia de Santos como um todo, não sendo possível a distinção entre empreendimentos e atividades de perfuração e produção.”

A estimativa apresentada pela PETROBRAS seria de um aumento de aproximadamente 4 (quatro) embarcações e 250 (duzentos e cinquenta) atracções para o atendimento à Bacia de Santos entre os anos de 2017 e 2020.

Para tornar estas informações mais relevantes, solicita-se que a PETROBRAS apresente, de forma consolidada neste item, a quantidade de atracções e a frota utilizada no período de 2015 a 2017 (instalação e produção), acompanhada de novas estimativas anuais de incrementos nas frotas e nas atracções que considerem o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Reitera-se que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para estes incrementos.

A PETROBRAS ainda informou que, de acordo com as estimativas apresentadas, especificamente para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal, existia uma previsão da necessidade de um incremento de berços ao longo dos anos, conforme apresentado na “Tabela II.2.4.5.3-1”, que aponta a necessidade de 1,6 berços de atracação entre 2017 e 2022.

Assim, mais uma vez, solicita-se que a PETROBRAS, de forma consolidada neste item, informe quantos berços de atracação estão atualmente contratados em cada base de apoio marítima às atividades de instalação e operação no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e apresente novas estimativas anuais da demanda por novos berços de atracação considerando o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Reitera-se que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para o aumento desta demanda por novos berços de atracação.

Bases de Apoio Aéreo

A PETROBRAS informou que pretende utilizar os Aeroportos de Jacarepaguá – Rio de Janeiro/RJ, Cabo Frio/RJ e Itanhaém/SP para apoio aéreo em suas atividades de instalação e produção no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Na “Tabela II.2.4.5.3-2”, a empresa ainda apresentou a estimativa do crescimento no número de passageiros e de voos necessários para as atividades do Etapa 3 no período de 2018 a 2022. Neste período o incremento de passageiros seria de 8.407 (2018) para 73.252 (2022) e o incremento de voos seria de 357 (2018) para 3.111 (2022).

Contudo, a PETROBRAS esclareceu que:

“Esta demanda incremental refere-se ao transporte para as unidades de produção, não considerando necessidades de transporte aéreo para unidades de apoio à produção ou de exploração e desenvolvimento da produção, como Unidades de Manutenção e Segurança, Unidades de Serviços Submarinos, dentre outros. As três bases indicadas para transporte de passageiros atenderão a demandas regulares e suprirão também às necessidades esporádicas e emergências da companhia.”

Assim, para também tornar estas informações mais relevantes, solicita-se que a PETROBRAS, de forma consolidada neste item, informe o número de passageiros e de voos realizadas no ano de 2017 e apresente novas estimativas anuais para o crescimento no número de passageiros e de voos necessários considerando o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Lembrando-se, mais uma vez, que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para o aumento estimado.

II.2.4.6 – Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas

O EIA informou que, 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). Caso alguma embarcação selecionada para a execução das atividades de instalação não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado, a mesma deve ser prontamente submetida à apreciação da equipe técnica da Coordenação de Produção, através da apresentação dos respectivos descritivos e certificados e de sua disponibilização para vistoria técnica, que, a critério do órgão ambiental pode vir a ser dispensada. Portanto, cabe reforçar que o início das atividades desta embarcação está condicionado a uma manifestação prévia favorável do IBAMA e, caso determinado, ao atendimento pleno das exigências de adequações apresentadas pelo órgão ambiental.

II.2.4.6.1 – Ancoragem das UEPs

Conforme já destacado no presente parecer técnico, os FPSOs que farão parte dos Desenvolvidos da Produção e dos Pilotos de Produção (curta e longa duração) serão ancorados através do sistema *Spread Mooring*. Por sua vez, tem-se o entendimento de que as unidades de produção dos TLD/SPAs, que a princípio seriam realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, mas que também podem vir a ser realizadas por FPSOs similares a este, deverão possuir um sistema de ancoragem *Turret Mooring*. Assim, reitera-se a solicitação de que a empresa esclareça se os FPSOs similares e que também podem vir a ser contratados para a realização dos TLD/SPAs, necessariamente possuirão este sistema de ancoragem, estarão restritos a sistemas de ancoragem convencional ou, até mesmo, poderão ser equipados com posicionamento dinâmico.

Todas as linhas serão ancoradas com estacas torpedo. Para a atividade de ancoragem devem ser utilizadas 2 (duas) embarcações AHTS – que realizam os lançamentos das estacas e linhas – e 1 (uma) RSV, que faz o acompanhamento com ROV.

Reitera-se que, caso alguma embarcação selecionada para a execução destas atividades não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado (Processo IBAMA nº 02022.001637/11), a mesma deve ser prontamente submetida à apreciação da equipe técnica da Coordenação de Produção, através da apresentação dos respectivos descritivos e certificados e de sua disponibilização para vistoria técnica, que, a critério do órgão ambiental pode vir a ser dispensada. Portanto, cabe reforçar que o início das atividades desta embarcação está condicionado a uma manifestação prévia favorável do IBAMA e, caso determinado, ao atendimento pleno das exigências de adequações apresentadas pelo órgão ambiental.

II.2.4.6.2 – Ancoragem das Linhas Flexíveis

De acordo com a PETROBRAS:

“As linhas flexíveis (produção, injeção, serviço e umbilical) também serão ancoradas, com o objetivo de manter a configuração das linhas e de absorver as cargas dinâmicas nos pontos em que os risers suspensos tocam o solo marinho, causadas pelos movimentos do FPSO.”

Para tal, são usadas estacas torpedo menores do que aquelas utilizadas para a ancoragem das unidades de produção.

II.2.4.6.3 – Instalação do Sistema de Coleta (Produção, Serviço e Umbilical) e Escoamento de Gás

A PETROBRAS afirma que:

“No TLD, SPAs e DP’s do Projeto Etapa 3 os poços serão interligados às Unidades de Produção através de dutos e umbilicais submarinos. Estas linhas são lançadas através de embarcações específicas do tipo PLSV (Pipelaying Support Vessel), dotados de ROV.”

Foram apresentados e descritos 3 (três) tipos de estratégias de lançamento: *S-Lay, J-Lay e Reel Lay*.

Solicita-se que a empresa confirme que as interligações dos Pilotos de Produção também serão através de dutos e umbilicais submarinos lançados por embarcações PLSV dotadas de ROV e seguindo estas estratégias de lançamento.

Além disso, mais uma vez, lembra-se que, caso alguma embarcação selecionada para a execução destas atividades não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuo (Processo IBAMA nº 02022.001637/11), a mesma deve ser prontamente submetida à apreciação da equipe técnica da Coordenação de Produção, através da apresentação dos respectivos descritivos e certificados e de sua disponibilização para vistoria técnica, que, a critério do órgão ambiental pode vir a ser dispensada. Portanto, cabe reforçar que o início das atividades desta embarcação está condicionado a uma manifestação prévia favorável do IBAMA e, caso determinado, ao atendimento pleno das exigências de adequações apresentadas pelo órgão ambiental.

II.2.4.6.4 – Equipamentos Submarinos

A PETROBRAS descreve genericamente os equipamentos que costuma utilizar em suas instalações submarinas, não se atendo a nenhuma instalação específica que será utilizada nos projetos da Etapa 3. Solicita-se que a empresa detalhe o MSIAG, manifold que interliga poços para injeção alternada de água e gás, citado pela primeira vez em projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.2.4.6.5 – Rotas das Embarcações de Apoio Durante a Instalação

Foi apresentando um mapa genérico que sugere extensa área de navegação entre a Baía de Guanabara e o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Esta área foi extrapolada a partir do resultado de classificação de densidade obtida no 1º Relatório Anual do Projeto de Monitoramento de Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos (PMTE-BS) referente ao ano de 2014.

Solicita-se a atualização destes mapas, considerando os dados dos 2º e 3º Relatórios Anuais do PMTE-BS – referentes aos anos de 2015 e 2016, mas, também, incluindo a área de navegação entre o Porto de Vitória – BAVIT/ES e o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, pelo fato deste ter sido destacado no “Item II.2.4.5.3” como sendo uma infraestrutura de apoio a ser utilizada na Etapa 3.

II.2.4.6.6 – Duração e Periodicidade das operações de instalação

Foram apresentadas as tabelas II.2.4.6.6-1 – Estimativa da utilização de embarcações na instalação de cada TLD, SPAs e Piloto de Produção de Curta Duração com o FPSO Cidade de São Vicente; e II.2.4.6.6-2 – Estimativa da utilização de embarcações na instalação de cada Desenvolvimento da Produção ou Piloto de Produção de Longa Duração.

As duas tabelas fornecem dados quanto à projeção de duração de operações, número de embarcações por atividade, periodicidade média em dias de viagem e número total de viagens por atividade.

Solicita-se que a PETROBRAS esclareça se a estimativa apontada pela “Tabela II.2.4.6.6-1” pode ser mantida caso estes projetos não venham a ser desenvolvidos pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, mas por FPSOs similares a este.

II.2.4.7 – Medidas para Minimizar os Riscos nas Operações de Instalação

A PETROBRAS descreveu resumidamente quais os procedimentos da empresa para reduzir riscos durante a etapa de instalação de equipamentos. Considera-se a descrição apresentada suficiente.

II.2.4.8 – Descrição das Operações de Apoio Naval durante a Operação

De acordo com o EIA, serão utilizadas embarcações de apoio para o transporte de passageiros, suprimentos e materiais em geral.

Foram apresentadas a “Tabela II.2.4.8-1” com a quantidade de atracações para o atendimento à Bacia de Santos em 2015-2016 e estimativas para o período 2017-2020 de acordo com o Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2015-2019 da PETROBRAS e a “Tabela II.2.4.8-2” com a frota para o atendimento à Bacia de Santos em 2015-2016 e estimativas para o período 2017-2020 de acordo com o Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2015-2019 da PETROBRAS.

Destas tabelas, depreende-se que a frota sofrerá incremento de cerca de 11% de número de embarcações no período de 2017 a 2020, enquanto o número de atracações desta mesma frota crescerá em 10%.

Para tornar estas informações mais relevantes, solicita-se que a PETROBRAS apresente a quantidade de atracações e a frota utilizada no período de 2015 a 2017, acompanhada de novas estimativas anuais de incrementos nas frotas e nas atracações que considerem o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Obviamente, como parte destas estimativas, deve ser especificada qual a contribuição da Etapa 3 para estes incrementos.

II.2.4.9 – Descrição das Operações de Intervenção Durante a Produção

II.2.4.9.1 – Intervenções (workovers)

As intervenções com unidades de perfuração e fluidos autorizados no âmbito da atividade de perfuração na área geográfica da Bacia de Santos – AGBS (Licença de Operação – LO nº 1006/11), poderão ocorrer enquanto durar a vigência da referida licença

ambiental e desde que observadas as condições definidas no Processo IBAMA nº 02022.003032/2005, devendo ser reportadas nos relatórios previstos. Para as intervenções que não se enquadram nesta situação, a PETROBRAS deve solicitar previamente anuências específicas durante a operação dos sistemas de produção.

II.2.4.10 – Descrição dos Procedimentos para Realização dos Testes de Estanqueidade

Para linhas de escoamento de gás está prevista a utilização de nitrogênio como gás pressurizador dos testes pneumáticos.

Para linhas de coleta rígidas está prevista a utilização de fluoresceína para a realização do teste hidrostático como elemento traçador. A PETROBRAS informou que:

“Para linhas rígidas fabricadas em aço carbono e revestidas internamente com cladeamento em liga resistente à corrosão (CRA) - revestimento este que garante proteção anticorrosiva - a hibernação é realizada somente com água do mar filtrada e fluoresceína, não sendo necessária a adição de nenhum outro produto químico.”

Para os testes pneumáticos das linhas flexíveis, que ocorrem a bordo da embarcação, serão utilizados nitrogênio e fluido hidráulico (HW525 ou HW443), fluido este a ser inserido apenas na câmara de teste localizada no flange, não na linha inteira.

Cabe destacar que nos testes e comissionamentos, sejam estes com a utilização de linha de serviço ou não, só está autorizado descarte direto para o mar da solução água + fluoresceína. Nenhum outro aditivo químico ou derivado de petróleo, como diesel, poderá sofrer descarte direto, devendo retornar à plataforma e receber o devido tratamento e destino ou injeção no poço, conforme mencionado pela PETROBRAS.

II.2.4.11 – Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção

Foram apresentadas informações sobre os efluentes sanitários (águas negras e cinzas), água de produção, efluentes das unidades de remoção de sulfatos, efluentes do sistema de drenagem e água de resfriamento.

II.2.4.11.1 – Efluentes Sanitários

Os efluentes sanitários dos FPSOs dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal serão tratados por um sistema de lodo ativado ou por um sistema eletrocatalítico, no caso do FPSO Replicante.

II.2.4.11.2 – Efluentes do Sistema de Drenagem

Os sistemas de drenagem são divididos em drenagem aberta e fechada.

A drenagem fechada atua em áreas de fluidos perigosos, sujeitos à liberação de hidrocarbonetos voláteis e inflamáveis. É composta pelos coletores de drenos fechados, vaso de reciclo e bomba do vaso de reciclo. Os fluidos (óleo e água) oriundos da drenagem de vasos e de equipamentos de processo são encaminhados por gravidade para o vaso de reciclo. Deste, são bombeados para o separador de água livre, e reincorporados à corrente processada.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto classificado são geradas na unidade e correspondem às águas de lavagem da planta industrial, água gerada na área de armazenamento de insumos combustíveis e no setor de lavagem de peças e equipamentos, e ainda às águas pluviais que incidem sobre estas áreas e que podem carrear resíduos oleosos.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto não classificado são geradas por águas de lavagem e águas pluviais que incidem em áreas sem possibilidade de contaminação por óleo.

Os dois *headers* são encaminhados para o tanque de “*slop sujo*”. A água do tanque de “*slop sujo*” é decantada e enviada ao tanque de “*slop limpo*”. Do tanque de “*slop limpo*”, a água passa por mais um processo de decantação, com tempo de residência suficiente para garantir que o teor de óleos e graxas seja inferior a 15 ppm, conforme determinação MARPOL, e então é descartada para o mar.

A medição do teor de óleos e graxas deverá ser efetuada por meio de um analisador de TOG instalado na linha de descarte.

Não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo em momento algum durante o tempo produção das unidades replicantes. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.

II.2.4.11.3 – Água de Resfriamento

Os FPSOs dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal terão dois sistemas de resfriamento: um fechado e outro aberto.

O sistema de resfriamento fechado utiliza água doce e é adotado, principalmente, para o resfriamento de fluidos nos geradores a diesel, compressor de gás e *coolers* da planta de processamento e atende a todas as demandas do processo.

O sistema de resfriamento aberto, por sua vez, utiliza água do mar com o objetivo de reduzir a temperatura do sistema de refrigeração fechado, dos geradores a diesel, da planta de processo, do sistema de combate a incêndio e de sistemas de utilidades.

Destaca-se que o sistema de resfriamento aberto não entra em contato direto com nenhuma outra corrente durante o circuito. Neste sistema haverá descarte de água para o mar.

II.2.4.11.4 – Água de Produção

O sistema de tratamento de água produzida contará, basicamente, com os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotor.

A água proveniente do separador de água livre é encaminhada em conjunto com a corrente de água proveniente dos tratadores eletrostáticos ao vaso coletor. Em seguida, segue para os hidrociclones, os quais promovem a separação entre óleo e água por efeito centrífugo. A última etapa do tratamento é realizada no flotor, que especifica o teor de óleo dentro dos limites exigidos pela legislação.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interrompe o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Neste caso, a água desenquadrada será enviada para o tanque de “slop sujo”, de onde seguirá para o tanque de “slop limpo”, em adição a outros efluentes oleosos do FPSO, sendo descartada após decantação, seguindo as determinações da MARPOL 73/78 (teor de óleos e graxas inferior a 15 ppm).

Observa-se que além de atender às determinações da MARPOL 73/78, o descarte do efluente do tanque de “slop limpo”, por incluir água produzida, deverá também observar as determinações quanto ao monitoramento e limites estabelecidos na CONAMA 393/2007.

II.2.4.11.5 – Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

Após o processo de filtragem será necessária a injeção de inibidor de incrustação, sequestrante de cloro e oxigênio, além de biocida, com a finalidade de proteger as membranas da unidade de remoção de sulfato contra a deposição de matéria orgânica (biofouling). Todo cloro ativo remanescente reagirá com o sequestrante de cloro e oxigênio reduzindo a sua concentração na forma livre evitando a degradação das membranas. Segundo a PETROBRAS:

“O biocida de choque será utilizado de modo intermitente, sendo injetado até três vezes por semana, durante um período de uma hora. Se necessário, outras aplicações de biocida de choque poderão ser realizadas”.

O volume total descartado como rejeito da unidade corresponderia a 25% do fluxo de água do mar captado, “totalizando cerca de 9.500 m³/dia”. Observa-se que a “Tabela II.2.4.11.5-1”, indicou volumes maiores: 10.487 m³/dia ou 13.990 m³/dia, a depender do DP. Solicita-se esclarecimento.

Observando-se a “Figura II.2.4.2.2.1-6”, se pode depreender que:

- Há descarte do biocida no rejeito da URS;
- O biocida de choque é injetado a jusante da Desaeradora, sem previsão de descarte direto; e
- O inibidor de incrustação é injetado antes das bombas de injeção, sem previsão de descarte direto.

Conforme indicado anteriormente, observa-se que, nos processos de licenciamento das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal, a PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0589/2017 de 17.9.2017 (SEI nº 0682373), solicitou o aumento da frequência do uso do biocida de choque para até 7 (sete) vezes por semana. Esta solicitação foi analisada pelo Parecer Técnico nº 175/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de 21.12.2017 (SEI nº 1419877) que apontou a necessidade de informações complementares. A resposta ao referido parecer técnico foi apresentada pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0061/2018 de 24.1.2018 (SEI nº 1636284) e encontra-se em análise, com as conclusões da mesma devendo ser consideradas também no licenciamento da Etapa 3.

A PETROBRAS apresentou a modelagem de descarte deste efluente no “Anexo II.6.2-2”.

O “Anexo II.2.4.2.1-1” e o “Anexo II.2.4.13-1” apresentam respectivamente as fichas de segurança (FISPQs) e os testes de toxicidade dos produtos químicos utilizados na modelagem de descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos por ocasião da adição do biocida.

O EIA indica ainda que “a operação contínua da Unidade de Remoção de Sulfato resulta no acúmulo de impurezas na superfície de permeação das membranas de nanofiltração”, o que demanda limpeza periódica. O procedimento de limpeza das membranas “apresenta etapas que utilizam uma solução alcalina para a remoção de matéria orgânica de origem biológica (biofouling), e uma solução ácida para a remoção de incrustações inorgânicas (CaSO₄)”. Foi informado que inicialmente a operação poderá ocorrer de uma a duas vezes por mês e, após cerca de 12 (doze) meses de operação, a limpeza deverá ocorrer trimestralmente. O volume do rejeito da limpeza da URS informado a “Tabela II.2.4.11.5-1” é de 326 m³/h, sendo informado que “A modelagem para esse efluente para cada projeto será apresentada quando do requerimento da Licença de Operação de cada DP”.

II.2.4.11.6 – Efluente dos Testes de Estanqueidade

No caso dos testes hidrostáticos, que usam como fluido uma solução de fluoresceína, como corante traçador (Fluoresceína a 20%, na dosagem de 40 ppm), ocorrerá o desalagamento no mar.

II.2.4.12 – Caracterização do Aumento da Geração de Resíduos Sólidos e Rejeitos

Para estimar o aumento da geração de resíduos sólidos devido à Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS considerou seus próprios relatórios apresentados ao IBAMA para o Projeto de Controle da Poluição exigido pelo licenciamento ambiental das atividades que já vêm sendo desenvolvidas pela empresa na Bacia de Santos.

A princípio, entende-se que a estimativa feita com esta projeção é satisfatória. Os relatórios do PCP gerados a partir do início da implementação da Etapa 3 poderão confirmar ou não tais previsões.

II.2.4.13 – Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga Durante a Instalação e Operação

II.2.4.13.1 – Óleo Produzido

A caracterização dos óleos das respectivas áreas e campos onde ocorrerão os SPAs, TLD, Pilotos de Produção e DP's foram apresentadas (Tabelas II.2.4.13.1-1 à II.2.4.13.1-7).

Os testes ecotoxicológicos específicos dos poços que farão parte dos SPAs, TLD, Pilotos de Produção e DP's deverão ser apresentados após o início da produção de cada atividade.

As informações pendentes estão previstas no Projeto de Monitoramento Ambiental.

II.2.4.13.2 – Água Produzida

A PETROBRAS se comprometeu em realizar, assim que for iniciada a produção e o descarte da água produzida por cada um dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a respectiva coleta e análise desta água para a devida caracterização química, físico-química e toxicológica, conforme parâmetros solicitados no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, sendo os resultados encaminhados posteriormente ao IBAMA. Contudo, considera-se importante ressaltar que, independentemente disto, a modelagem do descarte de água produzida sempre deve ser encaminhada quando do requerimento da Licença de Operação para os projetos em que há previsão de sua geração.

Para os TLD/SPAs previstos na Etapa 3 do Polo Pré-Sal não há expectativa de geração de água produzida. Contudo, conforme já mencionado no presente parecer técnico, caso ocorra geração de água produzida, a mesma somente poderá ser descartada com prévia anuência desta Coordenação de Produção. Para tal, deve ser realizada previamente a coleta e análise da mesma para uma adequada caracterização química, físico-química e toxicológica deste efluente, conforme parâmetros solicitados no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, com os resultados sendo devidamente encaminhados ao IBAMA para subsidiar a tomada de decisão acerca da anuência solicitada. Nestes casos, também devem ser encaminhadas a modelagem do descarte de água produzida e a revisão do Projeto de Monitoramento Ambiental.

O descarte de aditivos químicos utilizados no processo de produção se dará, indiretamente, através da água produzida.

A apresentação das informações pendentes está prevista no Projeto de Monitoramento Ambiental.

II.2.4.13.3 – Aditivos Químicos

Foram apresentados, no “Quadro II.2.4.13.3-1”, os produtos químicos que poderão ser utilizados nas atividades, sua função e sistema de utilização nos FPSOs. O “Anexo II.2.4.2.1-1” apresentou as Fichas de Informações de Segurança dos Produtos Químicos (FISPQs), com a ressalva de que são de exemplos dos possíveis produtos que poderão ser utilizados.

Entende-se que as FISPQs corretamente preenchidas devem constar do processo de licenciamento ambiental. Com o objetivo de melhorar a informação oferecida pelas empresas no licenciamento ambiental sobre os produtos químicos potencialmente impactantes ao meio ambiente, a Coordenação de Produção vem solicitando aos empreendedores que exijam de seus fornecedores FISPQs adequadamente preenchidas, conforme a última revisão da norma ABNT NBR 14725, com destaque para as informações ambientalmente relevantes.

II.2.4.13.4 – Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

As FISPQs dos aditivos foram apresentadas no “Anexo II.2.4.2.1-1”.

A lista completa dos limiares de ecotoxicidade estudados, em diferentes cenários (com e sem adição de biocida e inibidor de incrustação) para o efluente da URS do FPSO Brasil foi apresentada na “Tabela II.2.4.13.4-1”. Os laudos dos testes de ecotoxicidade estavam no “Anexo II.2.4.13-1” e a modelagem do efluente no “Anexo II.6.2-2”.

II.2.4.15.5 – Aditivos Químicos do Teste Hidrostático

No teste hidrostático das linhas rígidas será utilizada solução de água do mar e corante à base de fluoresceína a 20% (Fluorene R2), em uma concentração de 40 ppm.

A PETROBRAS afirmou que “o Fluorene R2 é um fluido que contém agentes corantes de base orgânica de caráter não-iônico, solúvel em água, biodegradável e não tóxico. É amplamente utilizado na indústria de petróleo como traçador químico na composição de fluidos de testes hidrostáticos”. (EIA, II.2, p. 374/401)

II.2.4.14 – Caracterização das Emissões Atmosféricas Durante a Operação das Unidades de Produção

O EIA indicou que:

“As principais emissões nestas atividades são os óxidos de nitrogênio (NOx) e de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), hidrocarbonetos totais (HCT), além dos gases de efeito estufa: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O).”

No entanto, não foram apresentadas estimativas dessas emissões, o que permitiria uma melhor avaliação dos impactos. Assim, solicita-se a apresentação das estimativas das taxas de emissão destes componentes, em t/mês, para as principais fontes nas fases de instalação, operação e desativação dos TLD/SPAs, Pilotos de Produção e DP's.

Foram apresentadas estimativas de emissões de gases de efeito estufa (em tCO₂eq/mês) para os TLD/SPAs, Pilotos de Produção e DP's, fazendo a distinção entre as emissões decorrentes da geração de energia, queima no flare e turbocompressão, bem como entre diferentes fases dos projetos (instalação, comissionamento, operação, desativação), conforme verificado na “Tabela II.2.4.14.1-1” e na “Tabela II.2.4.14.2-1”.

Observa-se que “devido às diferenças intrínsecas da relação de gás/óleo do reservatório e, por conseguinte, da produção de óleo no campo de Libra, as capacidades dos sistemas de geração de energia elétrica, turbocompressão e de tocha são mais elevadas que as dos FPSOs Replicante e Teórico”, de modo que as emissões foram apresentadas separadamente. Chamou atenção a grande

diferença nas emissões devido à turbocompressão – cerca de 20 (vinte) vezes maior nos FPSOs de Libra – sobre a qual considera-se importante que a PETROBRAS apresente maiores esclarecimentos.

Também chamou atenção o elevado percentual de CO₂ na corrente de gás da maior parte dos projetos, em especial do Piloto de Produção de Júpiter (77,83% v/v), do DP de Búzios 5 (48,50% v/v), do Piloto de Produção e dos dois DPs de Libra (44,2% v/v) e do DP de Atapu 2 (42,79% v/v), nos quais este percentual é superior ao de todos os DPs já licenciados no âmbito das Etapas 1 e 2 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Exceções a este padrão são encontradas no DP de Lula Oeste (0,7% v/v) e no DP de Itapu (0,06% v/v).

O estudo ressaltou que *“o projeto dos FPSOs do Pré-Sal foi concebido de forma a reinjetar a corrente rica em CO₂ separada do gás produzido durante a produção, exceto os projetos de Libra, os quais foram concebidos para reinjetar todo o gás produzido, com exceção do gás consumido para geração de energia no próprio FPSO”*.

O estudo indicou que:

“A princípio, em casos de impossibilidade de reinjeção do gás produzido em uma UEP, a queima agregada do campo será mantida dentro dos valores previstos no Programa Anual de Produção [PAP] apresentado à Agência Nacional do Petróleo (ANP). Restrições de produção e demais medidas adotadas para manter a queima agregada do campo dentro dos valores previstos serão definidas pela PETROBRAS, mediante avaliação integrada das operações no campo, dentro do conceito de autogestão da queima de gás por campo.”

Embora reconheça-se o importante papel da ANP na redução das queimas de gás associado, ressalta-se que, assim como já indicado a PETROBRAS por diversas ocasiões durante o licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, os objetivos e responsabilidades da ANP são distintos daqueles do IBAMA. Assim, além dos limites estabelecidos no PAP, a restrição deve buscar o nível mínimo de produção 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, especialmente diante dos elevados volumes envolvidos e do alto percentual de CO₂ na corrente de gás.

Para as próximas etapas do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal deverão ser apresentadas estimativas de emissão de gases específicas para cada unidade, contemplando as principais fontes. Deverão ser apontadas, ainda, eventuais medidas mitigadoras adotadas pela empresa, bem como propostas de compensação da emissão de gases de efeito estufa.

II.2.4.15 – Plano de Comissionamento

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 injeção do gás é de 90 (noventa) dias”*. Observa-se que, conforme indicado no item “II.2.1.6 – Cronograma Preliminar”, os cronogramas apresentados não refletem este prazo e devem ser revisados.

Foi informado ainda que:

“A queima total em tocha estimada para os FPSOs Replicante e Teórico do Etapa 3 durante o comissionamento é de 165 milhões de metros cúbicos em 180 dias, enquanto nos FPSOs de Libra é de 382 milhões de metros cúbicos em 180 dias. O elevado teor de CO₂ no gás produzido, a elevada razão gás/óleo e porte da planta necessária para tratamento da planta dos FPSOs de Libra justificam esta diferença. Após esse período, o volume estimado de queima será em função do Índice de Utilização de Gás (IUGA).”

Considera-se que estes valores de queima são extremamente elevados, especialmente as estimativas para o FPSOs de Libra, que são três vezes superiores aos maiores volumes de queima já registrados durante o comissionamento de unidades no Polo Pré-Sal. Solicita-se, portanto, um detalhamento destas estimativas, bem como a revisão dos projetos de modo a reduzi-las.

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.2.4.16 – Caracterização do Escoamento da Produção de Óleo e Gás

Quanto ao escoamento de óleo, a PETROBRAS informou que as operações de *offloading* serão realizadas por navios aliviadores equipados com posicionamento dinâmico, a fim de tornar as operações de transferência de óleo mais seguras.

Foi ressaltado que os destinos destes navios serão terminais na costa brasileira já mencionados nesta análise. Contudo, há a possibilidade de exportação direta, quando navios carregados com óleo seguem para outros países.

Em relação ao escoamento de gás, a PETROBRAS destaca que, atualmente, existem duas rotas disponíveis para o continente: a Rota 1, que se destina à Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba; e a Rota 2, que tem seu ponto final na Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé/RJ.

Considerações a respeito da necessidade de utilização da Rota 3, ainda em licenciamento, que será destinada à futura Unidade de Tratamento de Gás do COMPERJ, em Itaboraí/RJ, foram realizadas ao longo desta análise. A PETROBRAS deve dirimir todas as dúvidas suscitadas relativamente a este canal de escoamento.

Quanto a esta capacidade de escoamento, foi informado que a previsão para a entrada em operação da Rota 3 seria o ano de 2020. Até lá, a empresa garante conseguir escoar o gás pelas Rotas 1 e 2 e, em caso de produção superior à capacidade de exportação, reinjetá-lo.

II.2.4.17 – Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores

As operações de alívio para escoamento são realizadas por navios aliviadores, como mencionado anteriormente. Cabe ressaltar que estes navios podem realizar mais de um alívio por viagem.

Os terminais para os quais o óleo pode ser destinado foram apresentados ao longo desta análise. Como ilustração, a PETROBRAS apresentou a “Tabela II.2.4.17-1”, que traz um histórico de operações de alívio realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos no período de junho/2014 a dezembro/2015. Solicita-se que estas informações sejam complementadas com dados atualizados referentes aos anos de 2016 e 2017, considerando o aumento do número de unidades marítimas que entraram em operação neste período e, consequentemente, do número destas operações de alívio.

II.2.4.18 – Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

A PETROBRAS não mencionou a previsão de licenciamento ambiental de nova etapa para o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Solicita-se que a empresa confirme se, atualmente, não existem expectativas voltadas para o planejamento e implementação de uma nova etapa de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos nos próximos anos, considerando que foram apontadas como perspectivas de expansão, basicamente, as interligações de novos poços, para as quais, ressalta-se, deverão ser requisitadas as devidas anuências.

II.2.4.19 – Desativação da Atividade

Este item será tratado no item II.7.12 – Projetos de Desativação.

II.2.4.20 – Estimativa da criação de novos postos de trabalho

A PETROBRAS apresentou, em linhas gerais, o perfil dos trabalhadores dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, não havendo informações concretas a respeito da efetiva abertura de postos de trabalho, com a empresa destacando que nas etapas de planejamento e instalação não haverá a criação de novos postos de trabalho. Por sua vez, na etapa de operação, a expectativa seria da criação de cerca de 4.000 novos postos de trabalho nas unidades afretadas. Contudo, a PETROBRAS afirma que “Nessas unidades, a mão de obra é contratada pelas empresas responsáveis pela operação, sem interferência da PETROBRAS, podendo ser contratados inclusive colaboradores estrangeiros” e que “Outros 1.500 profissionais próprios serão remanejados de outros projetos da PETROBRAS, portanto não está prevista a realização de concurso público”. Foi também ressaltada a necessidade de especialidade nas funções, o que possivelmente dificulta a disponibilização de vagas. Solicita-se que a PETROBRAS justifique este número total de 5.500 profissionais atuando nas unidades afretadas considerando o POB (People on Board) previsto para as mesmas.

II.3 – Análise das Alternativas

Considerando as limitações ao escoamento de toda a produção de gás evidenciadas no item anterior, registra-se que ao discutir a “Hipótese de Não Execução do Projeto”, o EIA indicou que “a principal justificativa econômica para implantação da atividade em estudo é a favorável expectativa de sucesso na exploração de óleo e gás (...). Em relação à oferta de gás natural no Brasil, vale ainda destacar que este é um recurso disponibilizado, principalmente via importação. Logo, é preciso aumentar sua participação brasileira nesta matriz energética e estimular sua aderência a um programa estruturado e rentável de termoeletricidade. Nesse contexto, o país busca hoje reduzir a dependência externa em relação ao gás natural, através do aumento da oferta proveniente da produção brasileira”.

Esta afirmação deixa clara a importância de que o empreendimento tenha uma solução para o aproveitamento eficiente do gás associado.

Assim, diante das informações prestadas no item anterior, solicita-se que a PETROBRAS discuta neste item as alternativas a respeito do destino do gás natural no campo de Libra, uma vez que a empresa afirma que, a princípio, todo o gás será reinjetado, mas que há estudos sobre as possibilidades quanto ao seu escoamento. A empresa também deve discutir as alternativas para o escoamento do gás da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, considerando eventuais problemas que possam existir no licenciamento ambiental do Gasoduto Rota 3 e /ou da Unidade de Tratamento de Gás do COMPERJ e que provoquem atrasos na entrada em operação destes empreendimentos ou mesmo sua inviabilidade.

II.4 – Área de Estudo

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

A definição da área de estudo com relação aos meios físico e biótico atendeu ao Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15. Considerando os critérios utilizados, o EIA propõe que a área de estudo para os meios físico e biótico seja a Bacia de Santos como um todo.

II.4.3 – Área de Estudo do Meio Socioeconômico:

O “Quadro II.4.4-1” apresentou os critérios e municípios que compõem a área de estudo proposta para o meio socioeconômico:

- Aeroportos: Cabo Frio/RJ, Rio de Janeiro/RJ e Itanhaém/SP;
- Portos: Niterói/RJ e Rio de Janeiro/RJ;
- Centros administrativos: Macaé/RJ, Rio de Janeiro/RJ e Santos/SP;
- Gasodutos de Exportação: Macaé/RJ, Maricá/RJ, Itaboraí/RJ e Caraguatatuba/SP;
- Unidades de Tratamento de Gás: Macaé/RJ, Itaboraí/RJ e Caraguatatuba/SP;
- Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo (interferência com as atividades): Maricá/RJ, Niterói/RJ, São Gonçalo/RJ, Itaboraí/RJ, Magé/RJ, Duque de Caxias/RJ, Rio de Janeiro/RJ, Itaguaí/RJ, Mangaratiba/RJ, Angra dos Reis/RJ e Paraty/RJ;

- Demanda por infraestrutura: Macaé/RJ, Rio das Ostras/RJ, Cabo Frio/RJ, Arraial do Cabo/RJ, Niterói/RJ, São Gonçalo/RJ, Itaboraí/RJ, Rio de Janeiro/RJ, Ubatuba/SP, Caraguatatuba/SP, São Sebastião/SP, Santos/SP e Itanhaém/SP;
- Possíveis beneficiários de Royalties: Arraial do Cabo/RJ, Saquarema/RJ, Araruama/RJ, Maricá/RJ, Niterói/RJ, Ilhabela/SP e Cananeia/SP;
- Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo (eventos acidentais): Maricá/RJ, Niterói/RJ, São Gonçalo/RJ e Paraty/RJ.

II.5 – Diagnóstico Ambiental

G) Planos e Programas Governamentais

Foram apresentados e descritos de forma sucinta planos e programas governamentais, nas esferas federal, estadual e municipal, propostos ou em desenvolvimento na área de estudo.

Solicita-se complementação dos Planos da Esfera Federal, com os Planos de Ação Nacional para a conservação de Espécies Ameaçadas de Extinção (PAN), com destaque para:

- Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Ambientes Coralíneos (PAN Corais);
- Plano de Ação Nacional para a Conservação das Tartarugas Marinhas (PAN Tartarugas Marinhas);
- Plano de Ação Nacional para a Conservação das Aves Marinhas (PAN Aves Marinhas);
- Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Albatrozes e Petréis (PLANACAP);
- Plano de Ação Nacional para a Conservação do Pequeno Cetáceo Toninha (PAN Toninha);
- Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Mamíferos Aquáticos – Grandes Cetáceos e Pinípedes (PAN Grandes Cetáceos e Pinípedes); e
- Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Mamíferos Aquáticos – Pequenos Cetáceos (PAN Pequenos Cetáceos).

H) Legislação Ambiental Aplicável

Foram tecidas considerações sobre a competência pelo licenciamento ambiental do projeto e comentadas as normas da legislação federal e estadual relacionadas à atividade de produção e escoamento de petróleo e gás e à legislação ambiental aplicável à área de estudo e aos impactos ambientais decorrentes das atividades a serem desenvolvidas no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Ao destacar as normas que possuem relação mais imediata com os impactos gerados pelo empreendimento, o EIA não trata daquelas relacionadas ao impacto de introdução de espécies exóticas. Solicita-se, portanto, que estas sejam também abordadas, incluindo, entre outros, os seguintes normativos:

- Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, que prevê que disseminar doença ou praga ou espécies que possam causar dano à agricultura, à pecuária, à fauna, à flora ou aos ecossistemas, é passível de pena com reclusão, de um a quatro anos, e multa;
- Decreto nº 6.514, de 22.7.2008, que dispõe que é passível de multa importar ou exportar quaisquer espécies aquáticas, em qualquer estágio de desenvolvimento, bem como introduzir espécies nativas, exóticas ou não autóctones em águas jurisdicionais brasileiras, sem autorização ou licença do órgão competente, ou em desacordo com a obtida;
- Lei Complementar nº 140/2011, que indica como sendo uma das ações administrativas da União controlar a introdução de espécies exóticas potencialmente invasoras que possam ameaçar os ecossistemas, habitats e espécies nativas;
- Resolução CONABIO nº 05, de 21 de outubro de 2009, que dispõe sobre a Estratégia Nacional sobre Espécies Exóticas Invasoras;
- PORTARIA Nº 19, DE 9 DE MARÇO DE 2016 que aprovou o Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Ambientes Coralíneos - PAN Corais; e
- Convenção sobre Diversidade Biológica - CDB - alínea h do Artigo 8 da Convenção que estabelece que compete às Partes impedir que se introduzam espécies exóticas que ameacem os ecossistemas, habitats ou espécies.

II.5.1 – Meio Físico

II.5.1.1 – Meteorologia

A caracterização meteorológica abordou os parâmetros temperatura, precipitação, evaporação, umidade relativa, pressão atmosférica e regime de ventos, segundo orientações contidas no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, e foram apresentadas ao longo do texto considerações sobre os eventos extremos e as variações sazonais desses.

No “Quadro II.5.1.1-1” foram apresentadas as informações das bases de dados com medidas pontuais de parâmetros meteorológicos, no “Quadro II.5.1.1-2” as informações das bases de dados meteorológicos com distribuição espacial e “Figura II.5.1.1-4” a localização dos parâmetros meteorológicos analisados, sintetizando os dados obtidos para a caracterização.

Para precipitação foram apresentados mapas das climatologias de precipitação para quatro períodos além da precipitação média mensal e normal climatológica, não foram apresentados os valores máximos e mínimos. Assim, solicita-se a apresentação dos valores máximos e mínimos para a precipitação, conforme havia sido solicitado pelo Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15.

Foram descritos dados de ventos da reanálise CFSR (*Climate Forecast System Reanalysis*) para o período de 1979 a 2013, além de dados pontuais de outras estações. Os dados da reanálise indicam ventos que atingem a região SE do Brasil com uma componente NE/NNE mais forte durante o verão e de E/NE durante o inverno. Para a modelagem de óleo do presente estudo foram utilizados

dados de ventos da Reanálise-II do NCEP/NCAR. Solicita-se que a PETROBRAS esclareça se os dados utilizados na modelagem e descritos na meteorologia são os mesmos e, caso sejam diferentes, que nos próximos estudos do meio físico os dados de ventos utilizados no estudo da modelagem sejam também abordados e descritos.

Foi apresentada a caracterização de condições extremas somente para o parâmetro vento. Como as condições extremas podem ocorrer para todos os parâmetros meteorológicos, solicita-se explicações da abordagem realizada.

Para a identificação da sazonalidade a empresa somente descreveu que a partir das análises dos dados apresentados foram identificados os períodos das quatro estações do ano como:

- Verão: janeiro, fevereiro e março;
- Outono: abril, maio e junho;
- Inverno: julho, agosto e setembro; e
- Primavera: outubro, novembro e dezembro.

Solicita-se que a empresa explique melhor a análise realizada para a identificação da sazonalidade, considerando o que fora determinado pelo Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, ou seja, que fossem abordados todos os parâmetros, pois pelos dados apresentados as divisões mensais não estão tão evidentes.

As informações apresentadas no item “II.5.1.1 – Meteorologia” foram elaboradas de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, restando apenas que sejam apresentadas as complementações solicitadas acima.

II.5.1.2 – Oceanografia

Para a caracterização oceanográfica foram utilizados dados de temperatura, salinidade, correntes, ondas e ondas de maré de diferentes fontes. No “Quadro II.5.1.2-1” foram apresentados os dados utilizados, indicando sua localização e o período de amostragem. A localização dos pontos foi apresentada nas “Figuras II.5.1.2-1”, “II.5.1.2-2” e “II.5.1.2-3”. Foram utilizados dados pontuais e dados modelados escolhidos pela empresa de acordo a disponibilidade dos mesmos e com a proximidade dos pontos de interesse para análise.

Temperatura, salinidade, densidade e massa d’água

Para a análise de temperatura, salinidade, densidade e massas d’água na região do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, foram apresentados mapas superficiais, seções e perfis verticais destas variáveis gerados a partir das climatologias do NODC da NOAA e perfis de temperatura e salinidade e seções obtidos a partir de dados de CTD coletados pela PETROBRAS no período de 2010 a 2014 na Bacia de Santos e dados do projeto WOCE. Foram ainda apresentados mapas de temperatura, salinidade e densidade do ano adotado para as simulações (2004), obtidos da base hidrodinâmica do HYCOM para cada período sazonal para a superfície, profundidade intermediária (300m) e próximo ao fundo (1000m).

Regime de correntes

Para a caracterização de correntes foram utilizados dados de derivadores retirados do trabalho de Lumpkin & Garraffo (2005) do Sistema Integrado de Observação dos Oceanos da NOAA, dados obtidos da base hidrodinâmica do HYCOM *Consortium* de médias sazonais, em diferentes profundidades, para os anos de 2004 a 2012, em seções verticais, *stickplot* dos perfis verticais, *boxplot* dos perfis verticais, histogramas direcionais, diagramas de ocorrência conjunta de intensidade e direção da corrente.

Foram também apresentados da mesma forma os dados de medições realizadas pelo ADCP BS500, da superfície até 53,75 m no período de junho de 2008 a fevereiro de 2009, dados do ADCP- Deproas entre as profundidades de 85 m a 965 m entre janeiro de 2003 a maio de 2004, do ADCP-Franco entre as profundidades de 45 m a 375 m para o período de junho de 2011 a fevereiro de 2012, e dados do ADCP-SS67 entre dezembro de 2010 e abril de 2011 entre 46 m a 598 m de profundidade.

Foi apresentado o volume do transporte de massa d’água para a seção vertical utilizada na descrição das velocidades localizada na área dos projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos perpendicular à direção principal das correntes.

Como a caracterização do regime de ventos mostrou que a sazonalidade adotada no estudo pode não ser a mais adequada à área, solicita-se que todas as informações de correntes sejam apresentadas também em termos mensais e não apenas para os períodos denominados de verão e de inverno.

Regime de ondas

Para a caracterização do regime de ondas a empresa utilizou dados gerados pelo modelo WW3 (TOLMAN, 2009) para o período de janeiro de 2001 a dezembro de 2010. Assim como para o regime de correntes, solicita-se que as análises do regime de ondas sejam complementadas com informações mensais dos dados e não apenas as médias anuais para as estações do ano, para auxiliar na definição da sazonalidade definida.

A empresa apresentou uma breve descrição das derivas litorâneas.

Regime de Marés

Para a análise das Marés foram utilizados dados obtidos na Fundação Estudos do Mar – FEMAR (2000), para as estações do Recreio dos Bandeirantes (Rio de Janeiro/RJ), Ilha da Moela (SP), Ponta da Galheta (PR) e Ilha da Paz (SC).

Condições Extremas do Regime Hidrodinâmico

Para analisar os eventos extremos de correntes na região foram utilizados apenas dados de médias anuais, média de inverno e média de verão. Solicita-se que a análise dos eventos extremos seja feita considerando também todos os meses do ano.

As informações apresentadas no item “II.5.1.2 – Oceanografia” foram elaboradas de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, restando apenas que sejam apresentadas as complementações solicitadas acima.

II.5.1.3 – Qualidade de Água e Sedimentos

Para efeito de análise e comparação dos parâmetros da qualidade da água e sedimentos solicitados no Termo de Referência nº 011/2015, a PETROBRAS utilizou seus estudos realizados nos anos de 2002 e 2003 na região oceânica da Bacia de Santos (MMA/PETROBRAS/AS/PEG (2002); PETROBRAS/HABTEC (2003)).

Não foram apresentados dados sobre o elemento arsênio no sedimento, sendo indicado que:

“Não existem estudos que contemplem a descrição da distribuição de arsênio ao longo da Bacia de Santos.”

Considera-se as informações apresentadas suficientes para a condução do EIA. Dados mais recentes, inclusive sobre o elemento arsênio no sedimento, deverão ser obtidos no Projeto de Caracterização Ambiental da bacia de Santos (PCR-BS), a ser executado no âmbito do processo de licenciamento ambiental da atividade de perfuração na área geográfica da Bacia de Santos – AGBS (Processo IBAMA nº 02022.003032/2005).

II.5.1.4 – Geologia e Geomorfologia

Independentemente de terem sido ou não apresentadas, em via digital ou impressa, figuras e mapas devem ser apresentados em ambas as vias, em escala tal que permita a análise dos mesmos. Os mapas devem ser providos de legenda, escala gráfica e numérica, coordenadas geográficas e sentido norte. Todas as figuras devem apresentar título e respectiva numeração. No que concerne às figuras e, particularmente, aos mapas, o estudo apresentado está aquém do esperado, devendo ser reapresentadas e corrigidas uma grande parte das figuras, conforme indicado abaixo.

A.2. Geologia Estrutural

Na página 157/281 foi afirmada a importância no Atlântico Sul de uma feição estrutural que *“corresponde ao alinhamento NW que se estende desde a região emersa como o alto do Paranaíba, separando as Bacias do Paraná e São Francisco”*. Solicita-se que seja apresentada esta feição em mapa, em escala adequada, ou seja numa escala que permita uma análise satisfatória.

A.3. Estratigrafia

A “Figura II.5.1.4.1-11 – Coluna Estratigráfica, da Bacia de Santos” (pág. 165/281) deve ser reapresentada, em escala ampliada e boa definição (tamanho e nitidez maiores). Conjuntamente, deve ser apresentada legenda com as colorações e padrões gráficos com o respectivo significado.

A.12. Caracterização Geotécnica Regional

Solicita-se a apresentação de imagens de sísmica rasa de alta resolução, passando pelos principais campos e poços da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Estas imagens devem possuir o máximo de qualidade gráfica e ampliação dos refletores além da respectiva análise.

Também devem ser apresentadas imagens de leito com as cicatrizes e acumulações de sedimentos, decorrentes de movimentos de massa na Bacia de Santos.

Ainda neste subitem, a PETROBRAS se equivocou, pois rastejo (*creep*) ocorre independentemente de quaisquer estruturas de engenharia, prevista no projeto, que se coloque sobre o assoalho marinho, particularmente no talude continental, rico em argilas, o que facilita o desliz de estes sedimentos filossilicáticos. Porém, tais movimentos podem determinar deformações, por mais flexível que possa ser a coluna de produção, em seu trecho que atravesse o substrato oceânico, exceto se este for especialmente projetado para resistir a estes lentos movimentos de massa.

As imagens de sonar, perfis SBP e batimetria multifeixe, mencionadas na página 205/281, devem ser apresentadas. Quanto à segurança da exploração de óleo na Bacia de Santos, concorda-se que esta é segura. Entretanto, por menor que seja o perigo geológico e seu risco de acidentes associados, estes não podem ser desprezados. Não é correto afirmar que a Bacia de Santos está geologicamente morta. Em relação à dinâmica exógena mesmo considerando o estado de nível de mar alto, que retém os sedimentos na plataforma continental e colmata canais e cânions, não há necessidade de movimentos gigantesco. Mesmo sendo o aporte sedimentar na plataforma relativamente baixo, alguns milhares ou mesmo centenas de toneladas de sedimentos, suficientemente compactos, são o bastante para danificar equipamentos de exploração e exploração de hidrocarbonetos, estando estes juntos ao leito oceânico da bacia. Neste sentido, solicita-se que a empresa se manifeste acerca da segurança das operações de exploração e exploração de hidrocarbonetos no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, apontando fatores de perigo geológico e as medidas a serem tomadas para minimizar os riscos sobre as atividades da indústria do petróleo na bacia de modo que estas sejam as mais seguras possíveis do ponto de vista ambiental.

A PETROBRAS deve avaliar e se posicionar sobre a possibilidade de *sand waves* ou outras estruturas de leito, migrarem para a quebra da plataforma continental e, desta feição morfológica, originarem movimentos de massa no talude continental.

Análise de Ameaça de Instabilidade Sísmica de Taludes Submarinos

A PETROBRAS afirmou que:

“O Procedimento proposto é um refinamento da metodologia desenvolvida por Borges et al. (2015) durante um projeto para análise do risco de deslizamentos submarinos em escala de bacia sedimentar.”

Considera-se que embora tal abordagem seja válida, “escala de bacia sedimentar”, a razão do desacordo entre operadoras e IBAMA na escala mais modesta e, conseqüentemente mais frequente, dos movimentos de massa necessários para danificar equipamentos no leito oceânico. Não são necessários movimentos de massa de dimensões gigantescas (quilômetros cúbicos) de sedimentos para ocasionar danos aos empreendimentos. Algumas centenas ou milhares de toneladas de sedimentos são suficientes.

Cabe apontar que no tópico anterior foi revelada a existência de algumas áreas de potencial instabilidade. Estas áreas seriam muito localizadas espacialmente. Face a baixa probabilidade de ocorrência de abalos sísmicos de magnitude elevada durante as atividades na região, considera-se que os estudos devem, a partir de agora, focar nestas áreas restritas, porém áreas potencialmente geradoras de movimentos de massa suficientemente graves para causar danos aos equipamentos e consequentemente terem o potencial de originar danos ao meio ambiente.

Possibilidade de Zonas de Alta Pressão no Trajeto das Perfurações

Devem ser fornecidos os procedimentos a serem implementados para evitar *kicks* e *blowouts* caso a perfuração atinja uma zona de fluidos sobrepressurizados.

Devem ser apresentados mapas em planta e seções transversais das mais representativas estruturas halocinéticas presentes na Bacia de Santos.

A.14. Mapa Batimétrico/Faciológico

O mapa apresentado na “Figura II.5.1.4.1-36” deve ser ampliado para tamanho, no mínimo A2, por ser inadequado para análise. Considera-se oportuno salientar que o mapa é que deve ter tamanho A2 ou maior, não o papel que conterá o mapa.

II.5.1.4.2 – Geologia e Geomorfologia Local

O EIA informou que a área proposta para os projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal foi caracterizada utilizando-se dado sísmico de reflexão 3D com resoluções de 18,75 X 18,75 m e 25 X 25 m. sendo adicionalmente caracterizados dados geofísicos de alta como sonar de varredura lateral (*Side Scan Sonar – SSS*), sísmica rasa (*Sub Bottom Profile – SBP*) e batimetria multifeixe (*Multibeam*), com resolução de 0,7 m, 0,3 m e 3 m respectivamente, nas áreas do DP de Lula Sul 3, DP de Lula Oeste, DP de Sururu, DP de Atapu 1, DP de Atapu 2, DP de Búzios 5, DP de Búzios 6, DP de Itapu, DP de Sépia, DP de Libra 2 e DP de Libra 3.

Além disso, foram utilizados dados provenientes de campanhas de investigação geológica e geotécnica, tais como ensaios “*in situ*” do tipo PCPT e amostragens com ensaios de campo e laboratório.

Destaca-se que, com base nos dados obtidos, a PETROBRAS afirma não ter sido observada a presença de alvos refletivos que pudessem indicar a presença de corais de água profunda ou bancos de algas nas áreas propostas para os projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

As questões levantadas no presente parecer técnico acerca do subitem “A.12. Caracterização Geotécnica Regional” acerca da segurança das atividades, a depender da resposta da empresa, também devem ser discutidas mais especificamente para áreas propostas para os projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.5.2 – Meio Biótico

A análise que se segue, menciona somente os subitens para os quais existem comentários/solicitações a serem feitas:

II.5.2.1 – Unidades de Conservação

De acordo com o estudo apresentado foram identificadas 242 Unidades de Conservação (UC) na área de estudo, sendo: 129 (53,31%) de Uso Sustentável: 78 Áreas de Proteção Ambiental (APA), 17 Áreas de Relevante Interesse Ecológico (ARIE), 5 Reservas do Desenvolvimento Sustentável (RDS), 6 Reservas Extrativistas (RESEX) e 23 Reservas Particulares do Patrimônio Natural (RPPN); e 113 (46,69%) de Proteção Integral: 8 Estações Ecológicas (ESEC), 12 Monumentos Naturais (MONA), 76 Parques, 14 Reservas Biológicas (REBIO) e 3 Refúgios da Vida Silvestre (RVS).

Quanto à esfera administrativa responsável pela gestão das 242 UCs, 50 são federais (20,66%), 56 estaduais (23,14%) e 136 municipais (56,20%).

Segundo o EIA “a faixa continental da totalidade da Área de Estudo está inserida integralmente no Bioma Mata Atlântica” e “A maior parte dos ambientes está relacionada às formações da Mata Atlântica, como florestas ombrófilas e de encostas (presente em 175 UCs) e formações com influência flúvio-marinha como restingas (em 43 UCs) e manguezais (em 26 UCs), além de costões rochosos (em 16 UCs), dunas e praias (em 10 UCs), campos inundáveis e lagunas (em 11 UCs), ambiente marinho (em 46 UCs) e costeiro (em 34 UCs)”.

Foram identificados, ainda, 10 (dez) Mosaicos de UC legalmente instituídos e destacada a presença do Corredor da Biodiversidade da Serra do Mar.

Foram apresentadas fichas técnicas individuais com informações sobre as UCs inseridas na área de estudo. No “Desenho II.5.2.1.3-1” (Folhas 1 a 10 – “Anexo II.5.2.1.3-1”) foram representados os limites das UCs mapeadas, as respectivas zonas de amortecimento e os mosaicos legalmente instituídos.

II.5.2.2 – Quelônios Marinhos

O EIA indicou que “todas as [cinco] espécies de tartarugas marinhas observadas no litoral brasileiro têm ocorrência relevante na Área de Estudo, com destaque para a tartaruga-de-couro e a tartaruga-cabeçuda, com ocorrência mais ampla, e a tartaruga-verde com ocorrência, principalmente, na área mais costeira” e que “Na Área de Estudo não há registros de atividade reprodutiva das espécies, exceto eventos isolados e ocasionais. Assim, a região tem sua grande relevância como área de alimentação, desenvolvimento e rota durante seus deslocamentos migratórios”. Para cada espécie foi apresentado um mapa com as principais áreas de ocorrência.

II.5.2.4 – Aves Marinhas

De forma geral, considera-se as informações apresentadas suficientes. Contudo, observa-se alguns problemas que poderiam ter sido evitados com uma revisão mais cuidadosa do item, tais como problemas no encadeamento do texto e pertinência das informações nos subitens propostos e erros em figuras e legendas.

II.5.2.5 – Mamíferos Marinhos

O EIA apontou que, segundo o Projeto Executivo de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos (PMC-BS), foram registradas 39 (trinta e nove) espécies de cetáceos na Bacia de Santos, sendo 8 (oito) com alguma categoria de ameaça, e ressaltou “a enorme importância dos mamíferos marinhos na região da Bacia de Santos, não somente devido à variedade de espécies, mas também no seu papel crucial no equilíbrio do ecossistema marinho”. Considerações sobre a implementação do PMC-BS são apresentadas no “Item II.7.3”.

II.5.2.8 – Espécies de Importância Ambiental

Após considerações iniciais sobre espécies invasoras, o diagnóstico deste subitem referente às “Espécies Exóticas e Invasoras” concentrou-se nas espécies invasoras de coral-sol *Tubastraea coccinea* e *T. tagusensis*, “espécies marinhas alvo, para as quais vêm sendo discutidas medidas de monitoramento e controle pelo Ministério de Meio Ambiente (MMA) e IBAMA”.

Observa-se que já na citação inicial referida a Lopes et. al. (2009) – “a introdução relativamente recente parece ser período insuficiente para o coral ter estabelecido fortes ou irreversíveis interações com as espécies nativas”, assim como na seleção das informações subsequentes, o diagnóstico induz a um falso entendimento sobre o atual entendimento da comunidade científica sobre a situação da bioinvasão por coral-sol, com clara tendência do texto de ressaltar aspectos “positivos” particulares dos artigos citados (ex.: “novo nicho”, “existência de competidores naturais”, “maior diversidade”), em detrimento de diversas conclusões dos mesmos artigos que apontam o coral-sol como um problema a ser enfrentado.

Por exemplo, Lajes et al (2011) apontam que o coral sol deve ser considerado altamente invasor e representa uma ameaça significativa aos recifes de coral e comunidades dos costões rochosos. Sampaio et al (2012) concluem que o registro de coral-sol na BTS confirma a grande ameaça potencial que a invasão por coral-sol representa para os recifes de coral nativos. Miranda et al (2016), por sua vez, documentam os efeitos negativos do coral-sol nas comunidades recifais nativas e reforçam a necessidade urgente de que sejam discutidas e implementadas ações para o controle desta espécie invasora. Nota-se, ainda, a ausência de menção a artigos que registram a rápida expansão e os impactos da invasão por coral-sol na Baía da Ilha Grande, local da costa brasileira mais afetado até o momento (ex.: da Silva et al, 2014).

De forma similar, na contextualização sobre vetores e formas de propagação das espécies, o texto procura minimizar a importância das plataformas como vetores de dispersão do coral-sol, importância esta recorrentemente citada em artigos científicos (Castro & Pires (2001), Sammarco et al. (2004), Ferreira et al (2006), Friedlander et al. (2014), Capel et al (2016), Capel et al (2018)). Ainda mais significativa é a ausência de menção aos diversos registros da presença de coral sol, muitas vezes de forma extensa e dominante, em estruturas da própria PETROBRAS (plataformas, monobóias, dutos, ...) tanto na Bacia de Santos, local previsto para o empreendimento em licenciamento, como em outras bacias marítimas (ex.: Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos).

Por fim, após uma breve menção à Convenção da Diversidade Biológica, que aponta a introdução de espécies exóticas invasoras como uma das principais causas da perda e homogeneização de biodiversidade, o texto procura minimizar o problema da bioinvasão reportando “controvérsias sobre a possível redução da biodiversidade em função da introdução de espécies exóticas, de acordo com alguns autores”.

Ainda que tal discussão possa ser relevante como debate científico sobre o tema, o texto, no mínimo, deveria dar igual destaque à ampla bibliografia que aponta bioinvasão como importante causa de perda da biodiversidade, bem como de impactos econômicos e sociais (ex.: Shiganova (1998), Bax et al (2003), de Poorter et al (2009)).

Além disso, é injustificável que, uma vez abordadas estas “controvérsias”, o EIA não tenha esclarecido o posicionamento do Estado brasileiro com relação a este debate, o que é de maior relevância para o processo de licenciamento em questão. Registra-se, portanto, que como signatário da Convenção sobre a Diversidade Biológica (CDB), o país reconhece as espécies invasoras como causa de perda de biodiversidade e se compromete a “impedir que se introduzam, controlar ou erradicar espécies exóticas que ameacem os ecossistemas, habitats ou espécies”, o que está ratificado na Estratégia Nacional sobre Espécies Exóticas Invasoras (Resolução CONABIO n° 5 de 21.10.2009).

Referências bibliográficas adicionais àquelas já utilizadas no EIA:

- Bax, N., Williamson, A., Aguero, M., Gonzalez, E., Geeves, W., 2003. *Marine invasive alien species: a threat to global biodiversity. Marine policy*, 27(4), 313-323.
- Capel, K. C. C., Toonen, R. J., Rachid, C. T.C.C., Creed, J. C., Kitahara, M. V., Forsman, Z., Zilberberg, C., 2017. *Clone wars: asexual reproduction dominates in the invasive range of Tubastraea spp. (Anthozoa: Scleractinia) in the South-Atlantic Ocean. PeerJ* 5: e 3873; DOI 10.7717/peerj.3873
- Capel, K. C. C., Creed, J. C., Kitahara, M. V., Zilberberg, C., 2018. *Marine hitchhikers: multiple introductions of Tubastraea spp. in the Southwestern Atlantic and the role of vectors on dispersion.*
- Castro, C.B, Pires D.O., 2001. *Brazilian coral reefs: what we already know and what is still missing. Bulletin of Marine Science*, 69(2): 357 -371.
- De Poorter, M., Darby, C., Mackay, J., 2009. *Marine Menace - Alien invasive species in the marine environment. IUCN.*
- Ferreira, C.E.L, Gonçalves, J., Coutinho, R., 2006. *Ship hulls and oil platforms as potential vectors to marine species introduction. Journal of Coastal Research* SI39, 1340-1345.
- Friedlander, A.M., Ballesteros, E., Fay, M., Sala, E., 2014. *Marine Communities on Oil Platforms in Gabon, West Africa: High Biodiversity Oases in a Low Biodiversity Environment. PLoS ONE* 9, e103709.

- Miranda, R.J., Cruz, I.C., Barros, F., 2016. *Effects of the alien coral Tubastraea tagusensis on native coral assemblages in a southwestern Atlantic coral reef*. *Marine Biology*, 163(3), 1-12
- Sammarco, P.W., Atchison, A.D., Boland, G.S., 2004. *Expansion of coral communities within the Northern Gulf of Mexico via offshore oil and gas platforms*. *MEPS* 280, 129-143.
- Silva, A.G., Paula, A.F., Fleury, B.G., Creed, J.C., 2014. *Eleven years of range expansion of two invasive corals (Tubastraea coccinea and Tubastraea tagusensis) through the southwest Atlantic (Brazil)*. *Estuarine, Coastal and Shelf Science* 141, 9-16.
- Shiganova T. A., 1998. *Invasion of the Black Sea by the ctenophore Mnemiopsis leidyi and recent changes in the pelagic community structure*. *Fisheries Oceanography*, 7: 305–10.

II.5.2.10 – Caracterização dos Locais de Instalação das Estruturas Submarinas quanto às comunidades biológicas

O EIA indicou que:

“A área proposta para os projetos do Etapa 3 foi caracterizada utilizando-se dados sísmicos de reflexão 3D. Adicionalmente foram utilizados dados geofísicos de alta resolução como sonar de varredura lateral (Side Scan Sonar – SSS), sísmica rasa (Sub Bottom Profile – SBP) e batimetria multifeixe (Multibeam) (...) De forma complementar, visando a caracterização biológica do fundo marinho pontualmente nas áreas de instalação, foram utilizados dados de amostras geotécnicas e imagens de ROV.”

A partir desses levantamentos o EIA conclui que:

“Não foram observados alvos refletivos que pudessem indicar a presença de bancos de invertebrados marinhos ou algas calcárias nos locais de instalação das estruturas do Projeto Etapa 3. Do mesmo modo, levantamentos com ROV em locações de poços da região confirmaram a ausência destas comunidades de fundo”; acrescentando que “a lâmina d’água dos empreendimentos supera os 1.800 m, ultrapassando a profundidade ideal de ocorrência de bancos ou recifes de corais de águas profundas (aproximadamente entre -200 m e -1000 m de lâmina d’água).”

II.5.3 – Meio Socioeconômico

O Diagnóstico Ambiental do meio socioeconômico deve apresentar informações para os municípios que compõem a área de estudo de acordo com os critérios que definiram sua inclusão no escopo do Estudo de Impacto Ambiental. Este parecer somente abordará tópicos que necessitem de adequação e/ou complementação.

Existem no Órgão Ambiental duas versões diferentes do Volume 03 do EIA, uma impressa com 1433 páginas e outra digital, com 1461 páginas. As citações mencionadas neste capítulo são referentes à versão impressa.

II.5.3.2 – Controle e Fiscalização Ambiental

II.5.3.2.5 – Ações demandadas para tratamento de impactos

O Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15 solicitou a especificação de ações demandadas por instituições governamentais encarregadas do controle e fiscalização ambiental para o tratamento de impactos socioeconômicos e impactos em unidades de conservação das atividades da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e apresentação de informações mínimas (objetivos, atores envolvidos e resultados obtidos) sobre projetos, programas, termos de ajustamento e convênios correspondentes. O estudo apresentou dois convênios (CETESB e Fundação Florestal) e um Termo de Cooperação (CETESB) já encerrados. Não foram mencionadas, por exemplo, as condicionantes impostas pelo ICMBio e Fundação Florestal no âmbito do licenciamento das Etapas 1 e 2 do Polo Pré-Sal, que possuem relação com o licenciamento da Etapa 3.

Solicitação (II.5.3.2.5): Apresentar as ações demandadas por instituições governamentais encarregadas do controle e fiscalização ambiental para o tratamento de impactos socioeconômicos e impactos em unidades de conservação em função das atividades da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos descrevendo sucintamente os objetivos, atores envolvidos e resultados obtidos.

II.5.3.3 – Instrumentos de gestão ambiental

II.5.3.3.3 – Plano Diretor

O art. 41 da Lei Nº 10.257 (Estatuto das Cidades), de 10 de julho de 2001, impõe o ordenamento do Plano Diretor para cidades integrantes de regiões metropolitanas e aglomerações urbanas; onde o Poder Público municipal pretenda utilizar os instrumentos previstos no § 4 do art. 182 da Constituição Federal; cidades integrantes de áreas de especial interesse turístico; e, inciso de especial interesse socioambiental, para cidades inseridas na área de influência de empreendimentos ou atividades com significativo impacto ambiental de âmbito regional ou nacional; sendo que neste último caso a lei determina que os recursos técnicos e financeiros para a elaboração do plano diretor devem estar inseridos entre as medidas de compensação adotadas. O §3º do Art. 40 da Lei Nº 10.257/2001 determina que a lei municipal que institui o plano diretor deve ser revista, pelo menos, a cada dez anos.

A indústria de petróleo e gás tende a ser indutora de alterações nas dinâmicas demográfica, imobiliária e industrial em cidades que abrigam bases operacionais e nas petro-rentistas e, neste sentido, o incremento das operações do Polo Pré-Sal (considerando a cumulatividade de empreendimentos e atividades associadas), pode acarretar alterações nos padrões de uso e ocupação do solo dos municípios da sua área de influência.

O presente item informa que o aumento da demanda por estruturas diretamente associadas ao empreendimento “demandará adequações nos Planos Diretores Municipais e fortalecimento do controle por parte dos municípios, visando a manutenção e melhoria da qualidade ambiental dos municípios”; e apresenta tabela com análise sucinta do que considera fator crítico de cada instrumento de ordenamento territorial vigente e/ou em processo de revisão dos municípios da área de estudo do projeto Etapa 3 (Quadro II.5.3.2.1-1 – EIA – II.5.3 – p. 111/1433) até o ano de 2015.

É necessário atualizar se houve evolução no quadro geral dos ordenamentos (alguns aparecem com prazos de revisão indicados para o ano de 2016 e outros estavam indefinidos) pois, como diagnóstico relevante e contingente para a avaliação de impactos, foi mostrado um cenário em que a maioria dos ordenamentos parece não alcançar os objetivos mais gerais deste instrumento de gestão, que são o planejamento e ordenação do uso do solo, da distribuição espacial da população e das atividades econômicas dos territórios para correção e/ou impedimento de distorções do crescimento urbano e de seus efeitos negativos sobre o meio ambiente, conforme preconiza o Estatuto das Cidades.

Solicitação (II.5.3.3.3): Atualizar o quadro geral dos ordenamentos de gestão do uso e ocupação dos territórios dos municípios integrantes da área de estudo do Projeto Etapa 3.

II.5.3.7 – Infraestrutura de apoio

II.5.3.7.13 – Aeroporto de Itanhaém

B – Relação do Aeroporto de Itanhaém com o entorno urbano

O EIA informa que o aeroporto está situado próximo a uma área de assentamentos precários, apesar de localizada em Setor de Interesse Social; e o Plano Diretor, em processo de revisão (dados de 2015), determina, para esta área, restrições quanto ao zoneamento, uso e ocupação do solo no entorno do aeroporto e nas rotas de aproximação. Além disso, foi destacado no estudo que *“a região na qual está inserida o Aeroporto de Itanhaém possui um perfil de ocupação que desperta preocupações (grifo nosso), com um quadro de carências socioeconômicas e mais propenso a sofrer influências externas, dado seu já precário estado de urbanização”* (EIA – II.5.3 – p. 225/1433).

Imagens aéreas revelam presença de resíduos e/ou rejeitos dispostos em áreas próximas à pista de pouso, o que pode ser um fator de risco aeronáutico principalmente se constatada a presença de aves.

Considerando a tendência de intensificação da frequência de voos nesta infraestrutura a partir das atividades relacionadas ao desenvolvimento da Etapa 3 e, como consequência da complementação indicada na **Solicitação II.5.3.3.3**, este item deverá ser atualizado.

Solicitação (II.5.3.7.1.3): Atualizar as informações sobre o diagnóstico da área de entorno do Aeroporto de Itanhaém considerando as diretrizes do Plano Diretor revisado e ações empreendidas e/ou planejadas para segurança aeronáutica.

II.5.3.7.2.1 – Área portuária do rio de Janeiro

Solicitação (II.5.3.7.2.1): Atualizar as informações sobre a área portuária do Rio de Janeiro, principalmente as relacionadas à sua relação com o entorno urbano (palavras-chave: adensamento, tráfego urbano, acidentes, emissões de poluentes, bairro do Caju, pesca), considerando todas as intervenções realizadas/consolidadas após o ano de 2014.

II.5.3.7.3 – Infraestruturas de apoio à produção

O EIA apresenta as seguintes informações no item sobre as infraestruturas de escoamento do gás das áreas produtoras do Pré-Sal da bacia de Santos, diretamente relacionadas com o Projeto Etapa 3:

“Conforme já descrito anteriormente, o Lagomar é um bairro que sofre pressões que implicam conflitos socioambientais devido à sua proximidade com o TECAB, o que vale também para o Rota 2. Analisando o contexto descrito anteriormente pode-se compreender que as atuais fisionomias paisagísticas do bairro Lagomar são resultado de um processo histórico que se desenrolou ao longo das últimas décadas e que, atualmente, tem como principais agentes modificadores a proximidade ao TECAB e ao Rota 2, o que propiciou a instalação de unidades industriais na entrada do bairro, e a especulação imobiliária, com tendência de ocupação das faixas litorâneas.” (EIA – II.5.3 – p. 251/1433)

“Conforme apontado no item II.5.3.7.3.3 ainda está em implantação o COMPERJ, tal como o gasoduto Rota 3. O processo de obras de instalação de tais estruturas já tem produzido efeitos nos bairros de Porto das Caixas e Sambaetiba, em Itaboraí.” (EIA – II.5.3 – p. 252/1433)

Solicitação (II.5.3.7.3): Atualizar as informações relativas ao estágio atual dos projetos dos gasodutos Rota 2 e Rota 3. Nos textos, apresentar identificação/qualificação dos impactos observados nos municípios de Macaé, Itaboraí e Maricá em relação a estas estruturas.

II.5.3.8 – Atividade pesca artesanal

O EIA informa que:

“Segundo (VALENTIN & TENENBAUM, et al., 1999), apesar dos impactos sofridos, a Baía de Guanabara é um dos ecossistemas estuarinos mais produtivos da costa brasileira, apresentando uma das ictiofaunas mais ricas. Essa condição é responsável por uma produção pesqueira importante, não apenas pela quantidade de pescado desembarcado, mas, especialmente, pelo numeroso contingente de pescadores envolvidos, conforme indicado no subitem II.5.3.10 –Atividade Pesqueira Artesanal.” (EIA – II.5.3 – p. 835/1433)

O Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações indica a Baía da Guanabara como área com a maior densidade de navegação e de intensidade de uso das áreas de fundeio e de atracções das embarcações de apoio da Petrobras, havendo ainda atracções das embarcações de alívio envolvidas nas atividades de *offloading* de óleo extraído, o que adiciona maior risco.

O Relatório correspondente ao ano de 2016 indica para o porto do Rio de Janeiro e Niterói/RJ (atividades da PETROBRAS): (i) maior concentração de embarcações fundeadas, totalizando 19.492 barcos/dia, o que representa 93,49% dos dados; (ii) maior número de atracções estimado para as embarcações de apoio, 92,77% do total; (iii) para a atividade de alívio do óleo da Bacia de Santos pela PETROBRAS, Rio de Janeiro e Niterói/RJ apresentou 22 atracções, correspondendo a 7,03% do total de *offloadings*.

Solicitação (II.5.3.8.4.1): Apresentar representações (mapas e/ou gráficos) da evolução entre os anos de 2010-2017 das áreas utilizadas na Baía da Guanabara (entorno e espelho d'água) pela indústria de Petróleo e Gás (minimamente da Petrobras e suas Subsidiárias/Subcontratadas) para manobra/praticagem, fundeio e trânsito de embarcações; além de dutos, almoxarifados e demais estruturas submarinas associadas e estruturas de apoio (estaleiros, piers de atracação, etc) que podem impor restrições à atividade pesqueira (redução de área). Para representação das áreas relativas às rotas de embarcações utilizar os mapas produzidos a partir dos relatórios do monitoramento do tráfego de embarcações exigidos nos licenciamentos das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal.

II.5.3.11 – Povos e comunidades tradicionais

Os resumos diagnósticos de comunidades e descrições de instituições/entidades/políticas públicas podem estar defasados pois os dados mais recentes são de 2015. O próprio EIA reconhece que *“as populações tradicionais são dinâmicas e também experimentam mudanças, dada sua sintonia com as mudanças que ocorrem na região em que se localizam”, ressaltando que as “mudanças não descaracterizam o elemento ‘tradicional’, pois os principais valores que fazem a essência da tradição desses grupos estão preservados, mesmo que sob pressão de vários tipos (especialmente a pressão sobre o território e os recursos nele disponíveis).”* (EIA – II.5.3 – p. 614/1433).

Além disso, muitas informações sobre as populações tradicionais, diante de suas especificidades, somente são acessíveis ou possuem validade quando advindos dos próprios grupos, o que inclusive é referendado pelo direito de consulta livre, prévia e informada conforme prevê a Convenção nº 169 da OIT.

Quando aborda o tema sobre vulnerabilidade social no Item **II.5.3.14.1 – Dinâmica demográfica**, por exemplo, o EIA adverte: *“É importante ressaltar que esses indicadores (Indicadores de Vulnerabilidade Social) não são produzidos, e, portanto, não se aplicam, a territórios de menor escala e de condição específica, como as comunidades tradicionais.* (EIA – II.5.3 – p. 1060/1433).

II.5.3.11.5 – Considerações

O estudo apresenta considerações ao final do item sobre populações tradicionais somente referenciando as terras indígenas que, para ilustração, reproduzimos:

“Empreendimentos de petróleo e gás, ferrovias, rodovias, linhas de transmissão, atividade portuária, entre outros, são atividades que podem gerar vetores de pressão e impactos sobre as terras indígenas (TI), quando sobrepostas a essas áreas. Assim, com a intensa atividade turística que gera vetores de pressão sobre as TI, com a urbanização litorânea e a especulação imobiliária, no entanto, apenas nos casos de empreendimentos que passam no interior das TI se pode dimensionar e caracterizar os impactos; ainda assim, na maioria dos casos, não se têm estudos de tais impactos. Para os demais empreendimentos desenvolvidos na região onde estão inseridas as TI, não se têm estudos sobre os impactos e ameaças reais sobre as terras indígenas (Comissão Pró-Índio do Estado de São Paulo – CPISP, 2013).

Segundo CPISP (2013), nas terras indígenas localizadas na região de influência do Pré-Sal, não foram identificados impactos diretos, mas se prevê que a atividade se torne mais um fator de pressão sobre essas áreas.” (EIA – II.5.3 – p. 693-94/1433)

Ressalta-se primeiramente que não é necessário que um empreendimento esteja sobreposto a um território de ocupação tradicional para gerar vetores de pressão e impactos sobre esta área e as populações tradicionais que dela dependem. Além disso, a avaliação de impacto ambiental deve considerar áreas de influência indireta e impactos indiretos em sua matriz e um impacto de caráter indireto ou incidente em área de influência indireta não significa ser de menor magnitude e importância que um impacto direto ou incidente em área de influência direta. Por outro lado, os licenciamentos no Pré-Sal são integrados em etapas, não configurando 1 (um) empreendimento, mas uma série, com efeitos sinérgicos e cumulativos relevantes e com licenciamentos associados determinantes para própria viabilidade (gasodutos, unidades de tratamento de gás, etc; e além da operação das plataformas para a produção de petróleo e gás, há as atividades prévias de pesquisa sísmica e perfuração que não podem ser dissociadas da avaliação de cumulatividade). Até o momento são aproximadamente 10 (dez) plataformas operando e a perspectiva para os próximos 5 anos é de entrada em operação de mais 30 (trinta) plataformas.

A intensificação das atividades relacionadas à cadeia produtiva do petróleo e gás associada à exploração e produção do Pré-Sal em suas várias etapas coloca toda a região sujeita a mudanças decorrentes de diversos fatores como: expectativa de oferta de empregos; afluência de rendas petrolíferas; incremento do trânsito de grandes embarcações; demanda de novos serviços; tendência ao incremento da especulação imobiliária; convivência com o risco de acidentes ambientais que prejudicam direta e indiretamente as fontes de alimento e renda das populações e a saúde de territórios; ampliação de rodovias; instalações/ampliações de novos terminais portuários e estaleiros; gasodutos; unidades de tratamento de gás; refinarias; novas áreas para disposição de resíduos; desmatamento; pressão sobre os recursos hídricos; criação e/ou fomento de Unidades de Conservação pela Lei do SNUC que podem acentuar conflitos com áreas não tituladas/homologadas, mas tradicionalmente ocupadas/utilizadas por populações indígenas, quilombolas e caiçaras, etc. Neste cenário de transformações no território regional, estas comunidades tradicionais, em especial as que não detêm segurança fundiária, estarão mais vulneráveis.

Em segundo lugar, logo em seguida a um texto que informa que não há estudos sobre os impactos de empreendimentos sobre os territórios indígenas, é informado que não foram identificados pela Comissão Pró-Índio do Estado de São Paulo em 2013 ‘impactos diretos’ referentes ao desenvolvimento do Pré-Sal nas terras indígenas mas há a previsão de que as atividades contribuam para o aumento da pressão sobre as áreas. Considerando a contradição exposta pelo texto, pois segundo ele não há estudos; e o fato de que a primeira Licença Prévia do Pré-Sal é do ano de 2012 (Etapa 1), reiteramos aqui a importância da execução do Projeto de Caracterização dos Territórios Tradicionais (PCTT) solicitado ainda no âmbito da Etapa 1 mas extensível a todas as Etapas do Pré-Sal, em consonância com a Portaria MMA nº 422/2011 que estabeleceu procedimentos a serem observados pelo IBAMA no licenciamento ambiental federal das atividades de exploração e produção de petróleo e gás no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar, como o aproveitamento de estudos já feitos sobre as mesmas áreas em licenciamentos futuros e a implementação de programas ambientais regionais.

Observação (II.5.3.11.5): A PETROBRAS, após iniciar em 2013 as tratativas para implementação do Projeto de Caracterização dos Territórios Tradicionais (PCTT), solicitou à Diretoria de Licenciamento Ambiental, no ano de 2014, o efeito suspensivo das condicionantes correspondentes. Após um longo processo de discussões, envolvendo inclusive os órgãos Fundação Nacional do Índio – FUNAI, Fundação Cultural Palmares – FCP e Ministério Público, o pedido da empresa foi negado e as condicionantes estão mantidas. O PCTT - que teve Termo de Referência produzido por representação dos grupos tradicionais interessados e deverá ser executado pelas próprias comunidades - foi determinado em 2012 em caráter piloto, abrangendo inicialmente os municípios de Angra dos Reis, Paraty e Ubatuba, para ser ampliado progressivamente a todos os municípios da área de influência que possuem populações tradicionais em áreas costeiras (indígenas, caiçaras, quilombolas), utilizando o conhecimento adquirido (em metodologias inclusive) para otimizar e/ou readequar as caracterizações.

Solicitação (II.5.3.11): Readequar o texto considerando a análise e observação apresentados neste item.

II.5.3.13 – Uso e ocupação do solo

II.5.3.13.3.1 – Evolução dos padrões de ocupação

Baía de Guanabara

De acordo com o EIA:

“Como destacado anteriormente, esses usos múltiplos do território da Baía de Guanabara geram conflitos entre os diversos atores em torno da apropriação dos espaços terrestres disponíveis para a ocupação e para o acesso aos recursos naturais. As comunidades de pesca artesanal enfrentam o aumento das áreas de exclusão de pesca e de acesso aos recursos naturais, seja em decorrência da presença de grandes empreendimentos industriais, seja em decorrência da criação de áreas de segurança pela Marinha do Brasil, ou seja, ainda, em função das regulamentações das Unidades de Conservação, como a APA de Guapimirim. A instalação de novos dutos e terminais da PETROBRAS no território do espelho d'água, por exemplo, é vista com desconfiança pelos pescadores artesanais, não só em decorrência da probabilidade de ampliação de áreas de exclusão de pesca, mas também pela possibilidade de ocorrência de vazamento de óleo, como o ocorrido em janeiro de 2000. As atividades de turismo também enfrentam conflito com a presença das instalações industriais, uma vez que o comprometimento da qualidade ambiental da Baía de Guanabara repercute sobre essas atividades, tornando a região menos atrativa. Finalmente, deve-se destacar a expansão e adensamento populacional, com consequente valorização imobiliária, por um lado, e ampliação de aglomerados subnormais, por outro, como fonte de conflitos entre uso e ocupação urbana e áreas protegidas, entre usos industriais e residenciais (MINERAL/PETROBRAS, 2013). (Vol. 4 p. 837-38/1433)

Solicitação (I.5.3.13.3.1): Apresentar representações (mapas e/ou gráficos) da evolução entre os anos de 2010-2017 das áreas utilizadas na Baía da Guanabara (entorno e espelho d'água) pela indústria de Petróleo e Gás (minimamente da Petrobras e suas Subsidiárias/Subcontratadas) para manobra/praticagem, fundeio e trânsito de embarcações; além de dutos, almoxarifados e demais estruturas submarinas associadas, bem como estruturas de apoio (estaleiros, piers de atracação, etc). Para representação das áreas relativas às rotas de embarcações utilizar os mapas produzidos a partir dos relatórios do monitoramento do tráfego de embarcações exigidos nos licenciamentos das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal.

A mesma solicitação foi efetuada no item sobre pesca artesanal mas com a exigência de indicação da redução da(s) área(s) de pesca artesanal. A revisão pode considerar somente a “Solicitação (II.5.3.8.4.1)”, indicando neste item (II.5.3.13.3.1) a existência da exigência e o caminho para visualização das informações.

II.5.3.14.2 – Estrutura Produtiva

Remuneração da força de trabalho e taxas de desemprego

Solicitação (II.5.3.14.2): Atualizar os dados sobre remuneração da força de trabalho e taxas de desemprego utilizando os dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua - PNAD Contínua (IBGE) apresentados até o ano de 2017. Apresentar tópico específico relacionado à desmobilização de força de trabalho vinculada à cadeia de petróleo e gás em geral e nos quadros da Petrobras (e subsidiárias e subcontratadas) em particular, entre os anos 2015-2017.

II.5.3.14.3 – Capacidade de geração e de manutenção dos empregos locais pelo empreendimento

O EIA informa que não serão criados (gerados) postos de trabalho direto nas fases de planejamento e instalação dos empreendimentos, sendo utilizada mão-de-obra remanejada (manutenção de vagas) de outras áreas. E são estimados **4000 novos postos** de trabalho para a fase de operação dos FPSOs, número bastante superior ao divulgado para as Etapas 1 e 2 do Pré-Sal, cujas estimativas eram de mobilização de 840 vagas (entre manutenção e geração) na Etapa 1; 3.640 na instalação, grande parte por relocação e 1.769 novos na operação na Etapa 2.

Solicitação (II.5.3.14.3): Apresentar gráficos de evolução e/ou tabelas e mapa de contratação por município com representação da mobilização de mão de obra para a execução das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal, diferenciando manutenção e geração de postos de trabalho e utilizando as projeções divulgadas nos EIAs correspondentes e os dados dos relatórios pertinentes solicitados para monitoramento dos empreendimentos. Apresentar esses dados e a projeção para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal no item correspondente da Avaliação de Impactos.

II.5.3.14.4 – As atividades de petróleo e gás e o desenvolvimento regional: distribuição espacial do pagamento de rendas petrolíferas

Solicitação (II.5.3.14.4): Atualizar as tabelas com valores de royalties e participações especiais arrecadados pelos municípios da área de estudo associando os anos de 2016 e 2017.

II.5.4 – Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental

O item deverá ser revisto a partir das considerações/solicitações apresentadas na análise do diagnóstico ambiental.

II.6 – Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais

II.6.1 – Análise dos Impactos Ambientais

II.6.1.1 – Metodologia

Na definição dos critérios de avaliação dos impactos ambientais quanto à classe, as orientações do Termo de Referência não foram atendidas. O EIA indicou que um impacto é efetivo “quando o impacto tem probabilidade de ocorrência de 100%” e que é potencial “quando se trata de um impacto com probabilidade de ocorrência inferior a 100%”. Tais definições estão em desacordo com o indicado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15, que define que um impacto deve ser considerado efetivo “quando a ocorrência do impacto é esperada associado a condições normais de operação” e potencial “quando se trata de um impacto associado a condições anormais do empreendimento”.

A definição utilizada no EIA faz com que impactos associados a condições normais de operação (efetivos ou operacionais segundo o Termo de Referência) fossem classificados como potenciais, a saber: “Perturbação no nécton pela colisão de embarcações de apoio em trânsito” (impactos I16, O21, D9), “Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica costeira via transporte dos FPSOs” (impacto I17), “Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio” (impacto I18, O22, D10), “Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica em função da presença dos FPSOs na Área do Polo Pré-Sal” (impacto O23).

Neste sentido, ressalta-se que o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 11/15 abordou explicitamente a questão, esclarecendo que “impactos associados a condições normais de operação, cuja probabilidade de ocorrência seja inferior a 100% (ex: impactos associados ao abalroamento de organismos marinhos ou petrechos de pesca por embarcações) devem ser avaliados como efetivo/operacional”.

Desta forma a classificação dos impactos citados quanto à classe deve ser revista, de modo a atender ao Termo de Referência.

Observa-se que a mesma inconformidade foi constatada no EIA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, resultando em solicitação idêntica (conforme Parecer Técnico PAR. 000190/2014 CGPEG/IBAMA). Considera-se incompreensível que no EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal a empresa incorra no mesmo problema, implicando na necessidade de complementações/revisões que poderiam ser evitadas.

Com relação aos critérios para classificação da magnitude dos impactos, a proposta referente ao meio físico é ligeiramente modificada a partir daquela utilizada no EIA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal e continua fazendo referência a “medições tradicionais”.

Conforme já indicado no licenciamento da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, considera-se importante ressaltar que, “em determinados casos, há necessidade de se recorrer às medições não tradicionais para melhor conhecimento do meio e, conseqüentemente, dos impactos. Sánchez cita que ‘quanto mais se conhece sobre um ambiente, maior é a capacidade de prever impactos e, portanto, de gerenciar o projeto de modo a reduzir os impactos negativos’. Dessa forma cita que ‘quando o conhecimento de uma região ambiental é baixo, é necessário admitir que o potencial de impactos é elevado’ (Sánchez, 2008). Essa é uma forma conservadora de avaliar impactos que necessitam técnicas específicas de medição e que leva em conta o princípio da precaução.” (Parecer Técnico PAR. 02022.000373/2014-61 CGPEG/IBAMA).

Para o meio biótico, os critérios foram completamente modificados em relação aos utilizados no licenciamento da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, que haviam sido baseados em conceitos de níveis ecológicos (indivíduos, populações, comunidades). O EIA indicou que “adotou-se o critério abaixo, modificado a partir do adotado pela Câmara Federal de Compensação Ambiental (CCA, 2016)”, com bases distintas daquelas que fundamentaram os critérios utilizados na AIA da Etapa 2. Assim, os impactos seriam considerados como de magnitude baixa, média ou alta a depender, respectivamente, da severidade “mínima”, “intermediária” ou “elevada” sobre o fator ambiental “refletida pela sua duração, permanência, reversibilidade e frequência”.

Considerando que a condução da AIA na elaboração do EIA e sua utilização na definição da destinação da compensação ambiental cumprem objetivos completamente diferentes, solicita-se esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração da intensidade de transformação. À luz destes esclarecimentos a classificação da magnitude dos impactos deverá ser revista.

Novamente, observa-se que solicitação idêntica foi feita na análise da Revisão 00 do EIA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal (Parecer Técnico PAR. 000190/2014 CGPEG/IBAMA), cujo atendimento resultou nos mencionados critérios então utilizados.

Embora reconheça-se que os critérios utilizados possam e devam ser revistos visando à melhoria da avaliação, observa-se que a alteração dos critérios em relação ao EIA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal sem justificativas claras prejudicou a comparação entre os estudos – que tratam de empreendimentos similares localizados na mesma região e foram elaborados pela mesma empresa consultora – e gerou questionamentos que poderiam ser evitados.

II.6.1.2 – Descrição dos Aspectos Ambientais

O EIA apontou os aspectos ambientais que podem resultar em algum tipo de impacto ambiental sobre os meios físico, biótico e socioeconômico.

O item fez a distinção entre aspectos associados aos impactos efetivos e aspectos associados aos impactos potenciais (“Quadros II.6.1.2-1” e “II.6.1.2-2”). Tal separação incorre nas já mencionadas inconformidades em relação ao estabelecido no Termo de Referência quanto aos critérios para definição da classe dos impactos.

Assim como no EIA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, foi apresentada uma breve descrição de cada aspecto ambiental. Apesar de não ter sido uma determinação do Termo de Referência, considerou-se pertinente a inclusão desta descrição.

Nota-se, no entanto, que para alguns aspectos esta descrição apresentou um menor detalhamento em relação ao EIA da Etapa 2, prejudicando a caracterização do aspecto, bem como a distinção entre as diferentes atividades previstas (TLD, SPAs, Pilotos e DPs).

Seguem algumas observações específicas:

Para o aspecto **“trânsito de embarcações de apoio”** a descrição indicou que na fase de operação *“o número de viagens esperado é inferior a 10 viagens a cada 10 dias para atendimento aos empreendimentos na Baía de Santos”* o que está em desacordo com a descrição de atividade que aponta um número de atracações muito superior (*“Tabela II.2.4.8-2”*). Solicita-se, portanto, revisão do aspecto.

Além disso, ao final da descrição foi incluído um parágrafo tratando do diagnóstico de área não informada quanto à presença de coral-sol, sem qualquer contextualização ou conexão com o texto anterior:

“Apesar de acomodar várias atividades marítimas, de vários setores, no decorrer de longo período, em estudo recente (fevereiro de 2016) realizado pelo Centro de Pesquisas Leopoldo A. Miguez de Mello da PETROBRAS (CENPES), não foram encontrados registros de coral-sol em nenhuma das 20 estações investigadas tanto em ambientes naturais quanto artificiais” (p. 20/814).

Com base em informação apresentada no diagnóstico ambiental, verificou-se que a área mencionada é a Baía de Guanabara. Considerando a relevância da informação solicita-se que o estudo seja apresentado.

Para o aspecto **“Instalação dos sistemas de coleta e escoamento”** foi informado que as áreas a serem ocupadas pelas estruturas submarinas foram calculadas *“de forma conservativa, (...), considerando um raio de 5 km por projeto (ou 80 km²)”*, o que, considerando os DPs/Piloto totalizaria 1.040 km². Tal afirmativa, no entanto, não foi justificada com dados dos projetos. Solicita-se, portanto, que, assim como foi feito no EIA da Etapa 2, seja apresentada tabela com dados para cada DP/Piloto da: 1) Distância do poço mais afastado em relação ao FPSO (km); e 2) Área aproximada ocupada pela envoltória das linhas de produção (km²).

A descrição do aspecto **“Geração de ruídos”** suprimiu toda menção aos ruídos gerados pelo tráfego de helicópteros, que, conforme EIA da Etapa 2, *“é outra fonte importante de som antropogênico (MMC, 2008)”*. Solicitam-se, portanto, as devidas complementações.

Foi incluída a descrição sucinta do aspecto **“Substituição de linhas flexíveis e umbilicais de controle”**, com informações insuficientes para caracterização dos futuros impactos. No entanto, conforme indicado na análise do “item II.2.4.4”, tais substituições, quando vierem a ocorrer, devem ser precedidas de solicitação de anuência, para o que a empresa deve apresentar as informações necessárias, incluindo uma avaliação dos impactos e riscos ambientais. Deste modo, não são necessárias complementações para este aspecto em resposta ao presente parecer.

Também para o aspecto **“Remoção das estruturas submarinas”** as informações são bastante sucintas. Contudo, neste caso, o EIA se remeteu aos procedimentos que vem sendo praticados:

“Considerando que o processo de desativação está previsto para um cenário futuro, a efetiva operação de desativação será descrita e submetida a apreciação do órgão ambiental competente para devida autorização. Conforme condicionantes de Licenças de Operação de projetos já em operação no PPSBS, previamente ao início da desativação será encaminhada uma atualização do Projeto de Desativação, sendo então atualizada a avaliação de impactos.”

II.6.1.3 – Descrição dos Fatores Ambientais

O EIA incluiu este item para discutir a sensibilidade dos fatores ambientais.

II.6.1.4 – Impactos sobre os Meios Físico e Biótico

Inicialmente, considerando a similaridade entre o escopo e dimensão dos projetos inseridos na Etapa 3 e aqueles incluídos na Etapa 2, bem como o fato da avaliação ter sido realizada pela mesma empresa consultora, chama-se atenção para a diferença na avaliação de alguns impactos. Ainda que para alguns destes impactos, a discussão apresentada possa ser considerada suficiente para embasar a alteração, para outros o mesmo não aconteceu resultando em questionamentos.

Observa-se, também, que a alteração nos critérios para classificação da magnitude dos impactos sobre o meio biótico (em relação ao EIA da Etapa 2) tornou a avaliação mais subjetiva, resultando em justificativas consideradas insuficientes ou incoerentes com a avaliação proposta. Assim, complementações em atenção às questões levantadas na análise deverão considerar os esclarecimentos solicitados no sentido de tornar mais objetiva a mensuração da intensidade de transformação.

A análise que se segue, menciona apenas os impactos para os quais há considerações a serem feitas:

II.6.1.4.1.2 – Fase de Instalação

11 – Alteração da morfologia de fundo pela instalação dos sistemas de coleta e escoamento

O EIA indicou que:

“Analisando a intensidade da alteração provocada pelo aspecto ambiental sobre o assoalho marinho, principalmente devido as áreas modificadas no caso da instalação dos equipamentos submarinos, este impacto pode ser classificado como sendo de baixa magnitude e pequena importância.”

Considerando que a interferência trata da alteração da morfologia de fundo decorrente das instalações submarinas dos 11 (onze) DPs e do Piloto de Libra que totalizam 1.040 km² e que estas instalações são perceptíveis e mensuráveis através dos métodos usualmente utilizados para gerenciamento dos obstáculos submarinos; entende-se que, de acordo com os critérios estabelecidos no EIA, o que esteja em discussão seja o quanto estas alterações são expressivas nesta região (e não na Baía de Santos como um todo); ou seja, se trata-se de um impacto de média ou de alta magnitude.

Desta forma, assume-se a classificação proposta no EIA da Etapa 2 – cuja área afetada foi estimada em 746,7 km² – e considera-se o impacto de **média magnitude** e, portanto, de **média importância**; cabendo à empresa, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

O Termo de Referência havia solicitado que para cada impacto fossem identificados “*parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto*”, dando orientações neste sentido e ressaltando que “*a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada*”. O EIA, no entanto, se limitou a indicar que “*Este impacto não apresenta parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento*” – o que é impreciso –, sem qualquer contextualização ou justificativa. Solicita-se, portanto, a devida complementação.

Deve-se registrar, ainda, que o impacto foi considerado “*reversível para todos os FPSOs, visto que todas as estruturas serão removidas após o término das atividades*” (Grifo nosso), o que deve ser considerado um compromisso assumido pela PETROBRAS para a desativação da atividade.

17 – Contribuição para o efeito estufa

A magnitude do impacto foi classificada como baixa devido ao “*curto período de instalação*”, sem que tenham sido discutidos dados sobre as emissões durante os até 15 (quinze) anos previstos para a atividade de instalação que embasassem tal classificação. Na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se a classificação proposta no EIA da Etapa 2 – com intensidade de atividades de instalação similar – e considera-se o impacto de alta magnitude e, portanto, de alta importância; cabendo à empresa, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Não foram apresentadas medidas associadas, nem identificados parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto. Solicita-se complementação.

112 – Perturbação no nécton pela geração de ruídos

Embora o impacto tenha sido classificado como de grande importância, na discussão das medidas associadas são apresentadas informações sem que fique claramente estabelecido que medidas serão efetivamente estabelecidas:

“Somente nos últimos anos a sociedade civil, governos, indústria e academia voltaram suas atenções para a pesquisa o desenvolvimento de medidas mitigadoras abrangentes relacionadas a design construtivo, isolamento mecânico, desenvolvimento de materiais, entre outros, em muito dependente de políticas governamentais e instrumentos normativos ainda incipientes. Sendo assim, as medidas de monitoramento e controle se apresentam como as mais viáveis neste momento, suprimindo a necessidade de informações técnicas para suportar futuras avaliações de efetividade das medidas mitigadoras, assim como para suportar as avaliações de impactos sobre as espécies biológicas sensíveis ao incremento de ruído antropogênico. O uso de parâmetros acústicos consagrados como o ‘Nível de Pressão Sonora’ (Sound Pressure Level) e o ‘Nível de Exposição Sonora’ (Sound Exposure Level) obtidos em faixas de frequência de interesse para avaliação da paisagem acústica submarina e a avaliação de impactos sobre a biota aquática tem sido empregado em projetos de diferentes naturezas, incluindo em projetos de pesquisas internacionais com foco na caracterização dos níveis de poluição acústica marinha.”

Solicitam-se, portanto, complementações. Observa-se, neste sentido, que deve ser considerada a proposta apresentada no licenciamento da Etapa 2 do Polo Pré-Sal de “*avaliação integrada do relacionamento entre ruídos e possíveis alterações comportamentais deste grupo [cetáceos] no âmbito do Projeto de Monitoramento de ruídos [PMPAS] integrado ao Projeto de Monitoramento de Cetáceos*”, bem como outras medidas que a empresa julgar pertinentes.

114 – Perturbação no nécton pela instalação dos FPSOs e sistemas de coleta e escoamento

O impacto foi considerado de grande importância, sendo proposta, como medida associada, a avaliação integrada do relacionamento entre a atividade exercida pelos FPSO e possíveis alterações comportamentais no âmbito do Projeto de Monitoramento de Cetáceos.

II.6.1.4.1.3 – Fase de Operação

01 – Alteração da qualidade da água oceânica por ressuspensão de sedimento devido à substituição de equipamentos submarinos

Conforme indicado na análise do “item II.2.4.4.7”, muitas vezes estas substituições implicam impactos e riscos para os quais o detalhamento apresentado no EIA não foi suficiente. São verificadas alterações de traçado e características, interferência com equipamentos não existentes por ocasião da instalação, necessidade de seccionamento de linhas, necessidade de definição de procedimentos para abandono/destinação dos trechos a serem substituídos, alteração das tecnologias com o decorrer do tempo, entre outros. Assim, ratifica-se o procedimento atual de que futuras substituições devam ser precedidas de solicitação de anuência, para o que a empresa deve apresentar as informações necessárias, incluindo uma avaliação específica dos impactos e riscos ambientais.

03 – Alteração da qualidade da água oceânica por descarte de água produzida

O impacto foi avaliado como de média importância, sendo indicadas como medidas associadas: o tratamento da água produzida; a presença de um analisador do teor de óleos e graxas (TOG) com sistema de intertravamento para interromper o descarte do efluente caso o TOG atinja valor superior ao permitido pela legislação; e o monitoramento anual da qualidade da água no entorno da atividade durante todo o período em que houver descarte de água produzida.

Contudo, alegando “*a grande capacidade de diluição do corpo receptor*”, o EIA indicou que “*este impacto não tem parâmetros indicadores*”. Considera-se a justificativa insuficiente e a afirmativa imprecisa e em desacordo com a própria previsão de monitoramento do efluente e do corpo receptor. Solicita-se, portanto, a devida complementação.

05 – Alteração da qualidade do ar

Fazendo referência a “*estudos de simulação da dispersão de poluentes atmosféricos regulados já realizados para plataformas de produção de grande porte localizadas em ambientes offshore da Bacia de Santos*” que indicariam que “*a alteração na qualidade*

do ar na fase de operação normal se restringe a dezenas de quilômetros ao redor das mesmas, sendo as concentrações ao nível do mar sempre inferiores aos valores de referência dos padrões de qualidade do ar nacionais aplicáveis à região continental”, a magnitude do impacto foi classificada como baixa. No entanto, não foram apresentados ou discutidos dados sobre as emissões previstas para a operação dos projetos que compõem o empreendimento que justificassem tal avaliação, nem demonstrado que as conclusões dos estudos referidos – mas cujos resultados não foram apresentados – são válidas diante dos volumes envolvidos.

Observa-se que a caracterização da atividade aponta para emissões muito elevadas – ainda superiores às já elevadas emissões previstas para Etapa 2 – e a própria descrição do impacto chama atenção para “grandes taxas de emissões dos poluentes regulados na queima de gás” durante o comissionamento dos FPSO. Além disso, considerando os elevados volumes de gás associado, também a queima de segurança – ou de todo o gás produzido no caso dos TLD/SPAs – e a geração de energia durante a “operação normal” por mais de 30 (trinta) anos podem resultar em emissões bastante elevadas.

Na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se a classificação proposta no EIA da Etapa 2 e considera-se o impacto de **média magnitude** e, portanto, de **média importância**; cabendo à empresa, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Como parâmetro ou indicador que possa ser utilizado para o monitoramento do impacto, o EIA aponta o “consumo de combustível”, o que representa somente parte das emissões, sendo, portanto, insuficiente.

O6 – Contribuição para o efeito estufa

A magnitude do impacto foi classificada como média “Considerando que as emissões de GEE brasileiras são cerca de 4% das emissões globais e que as emissões do E&P da PETROBRAS são 0,04% das emissões mundiais (ano base 2010)”. Não foram discutidos os dados sobre as emissões previstas especificamente para a operação dos projetos que compõem a Etapa 3 por mais de 30 (trinta) anos.

Entende-se que a sucinta discussão apresentada, além de não abordar especificamente as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) dos projetos da Etapa 3, subestima a contribuição das elevadas emissões de GEE por um único empreendimento no cenário regional e nacional. Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude**, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Como medidas preventivas foram indicados: separação e reinjeção de CO₂ no reservatório, otimização do período de comissionamento, redundância operacional/equipamentos e programa de manutenção preventiva. Deve ser acrescentada a estas a reinjeção de todo o gás excedente nos casos em que não houver exportação ou que a mesma se dê de forma parcial.

Conforme vem ocorrendo nos TLD/SPAs das Etapas 1 e 2 do Pré-Sal, as expressivas emissões decorrentes da queima de gás – estimadas em até 53,9 mil tCO₂eq/mês para cada SPA/TLD – devem ser mitigadas através da compensação da emissão dos GEE, para o que a empresa deverá apresentar projeto específico.

O8 – Perturbação na comunidade bentônica pela substituição dos equipamentos submarinos

Conforme indicado na análise do “item II.2.4.4.7”, muitas vezes estas substituições implicam impactos e riscos para os quais o detalhamento apresentado no EIA não foi suficiente. São verificadas alterações de traçado e características, interferência com equipamentos não existentes por ocasião da instalação, necessidade de seccionamento de linhas, necessidade de definição de procedimentos para abandono/destinação dos trechos a serem substituídos, alteração das tecnologias com o decorrer do tempo, entre outros. Assim, ratifica-se o procedimento atual de que futuras substituições devam ser precedidas de solicitação de anuência, para o que a empresa deve apresentar as informações necessárias, incluindo uma avaliação específica dos impactos e riscos ambientais.

O10 – Perturbação da comunidade planctônica pelo lançamento de efluente de água produzida

A magnitude do impacto foi classificada como baixa “Considerando que o descarte de água produzida tem pequeno potencial de alterar significativamente a biota planctônica”. Tal afirmativa, no entanto, não encontra suporte na descrição apresentada, que, ao contrário, indica que:

– “Trata-se de um descarte de uma água que possui hidrocarbonetos, metais e outros compostos orgânicos que, apesar de estarem enquadrados na legislação, podem afetar o plâncton no campo próximo da pluma de dispersão desse efluente.

– Mesmo em baixas concentrações, as frações hidrossolúveis dos hidrocarbonetos associadas a outros elementos, especialmente metais, poderão afetar componentes mais sensíveis da comunidade biológica na área de influência da pluma. Animais do plâncton contaminados a partir do contato com a pluma do efluente podem transferir contaminantes aos seus predadores. Podem também se deslocar ou ser transportados para outras áreas, além da pluma de lançamento, disponibilizando estes contaminantes na teia trófica.

– Gamble et. al., 1987 (apud. PATIN, 1999) indicaram uma elevada sensibilidade de organismos zooplânctônicos (copépodos e outros) à exposição da água produzida. Estes são especialmente sensíveis durante o estágio embrionário e larval. Segundo Daves & Kingston (1992), isto pode ser resultado da acumulação de hidrocarbonetos lipofílicos na fração lipídica dos tecidos dos embriões em desenvolvimento. O nível destes hidrocarbonetos aumenta radicalmente nas larvas, quando as reservas lipídicas estão sendo exauridas durante a transição para a fase de alimentação ativa. Processos similares provavelmente ocorrem nos estágio embrionário e pós-embrionário de peixes (PATIN, 1999).

– Este impacto é potencializado pelo fato do FPSO ser um atrator de fauna, a qual passa a entrar em contato, mesmo que em uma área bastante restrita, com todos os efluentes e contaminantes descartados pelos FPSOs. ”

Além disso, ressalta-se que o empreendimento durará mais de 30 (trinta) anos e haverá um efeito cumulativo e sinérgico em virtude do lançamento de efluentes de todos os FPSO na Bacia de Santos.

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude**, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de **média importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

O14 – Perturbação no nécton pelo lançamento de efluente de água produzida

A magnitude foi avaliada como baixa “considerando que os efeitos esperados são de pouca relevância e não se espera alterações significativas no fator ambiental”. No entanto, a descrição tratou exclusivamente dos impactos sobre a ictiofauna, não suportando a conclusão para quelônios e cetáceos.

Observa-se que no licenciamento da Etapa 2 as informações apresentadas foram similares, de modo que a PETROBRAS concordou “que a magnitude desse impacto seja classificada como média, considerando o princípio da precaução, uma vez que os estudos de bioacumulação ou efeitos na biota do descarte da água produzida no entorno das plataformas offshore sejam no Brasil ou estudos internacionais, sempre focaram em moluscos ou peixes”.

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **média magnitude**, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de **média importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

Com relação aos parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto o EIA se limitou a indicar o monitoramento do efluente e do corpo receptor (água oceânica), sem apontar ou justificar a ausência de parâmetros relacionados diretamente ao nécton. Observa-se, neste sentido, que conforme indicado no licenciamento da Etapa 2, devem ser consideradas, ainda, as análises de óleo, HPA e de biomarcadores no âmbito do Projeto de Monitoramento de Praias (PMP) e as biópsias para análises de contaminantes no âmbito do Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC).

O16 – Perturbação no nécton pela geração de luminosidade

Embora tenha sido avaliado como um impacto de grande importância, o EIA não apresentou qualquer medida de mitigação e indicou que “Este impacto não apresenta parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento”, sem apresentar justificativa. Solicitam-se, portanto, as devidas complementações.

O17 – Perturbação no nécton pela presença dos FPSOs e sistemas de coleta e escoamento

Embora tenha sido avaliado como um impacto de grande importância, o EIA, “Considerando-se os resultados do Projeto de Bioacumulação”, não apresentou qualquer medida de mitigação. Além de não ter qualquer relação com a descrição apresentada, tal argumento – também utilizado em outros impactos – tampouco é suficiente para justificar a ausência de medidas associadas. Além disso, o EIA, novamente, indicou que “Este impacto não apresenta parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento” sem apresentar justificativa. Solicitam-se, portanto, as devidas complementações.

O20 – Perturbação nas aves marinhas pela presença dos FPSOs

A magnitude deste impacto foi avaliada como baixa. Contudo, tal classificação é incoerente com a apresentação, na descrição do impacto, de uma série de efeitos da presença dos FPSO sobre as aves marinhas e com a própria justificativa para a avaliação, que indica que “este impacto **pode afetar o equilíbrio das populações de aves marinhas**” (Grifo nosso).

Deste modo, assume-se que este impacto seja, ao menos, de **média magnitude** e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

II.6.1.4.1.4 – Fase de Desativação

D4 – Contribuição para o efeito estufa

A magnitude do impacto foi classificada como baixa devido ao “curto período de desativação”, sem que tenham sido discutidos dados sobre as emissões durante as atividades de desativação ou mesmo sua duração. Na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se a classificação proposta no EIA da Etapa 2 – com intensidade de atividades provavelmente similar – e considera-se o impacto de **alta magnitude** e, portanto, de **alta importância**; cabendo à empresa, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Não foram apresentadas medidas associadas, nem identificados parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto. Solicita-se complementação.

D6 – Perturbação no nécton pela geração de ruídos

São válidas as mesmas considerações/solicitações da análise do impacto I12 – Perturbação no nécton pela geração de ruídos da fase de instalação.

D8 – Perturbação nas aves marinhas pela geração de luminosidade

A magnitude deste impacto foi avaliada como baixa. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indicou que “este impacto atua em **nível de populações** sobre espécies residentes e migratórias (RONCONI et. al., 2014)”. (Grifo nosso)

Deste modo, assume-se que este impacto seja, ao menos, de **média magnitude** e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que

considere os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

Não foram apresentadas medidas associadas, nem identificados parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto. Contudo também não foram apresentadas justificativas. Solicitam-se, portanto, as devidas complementações.

II.6.1.4.2 – Impactos Potenciais

II.6.1.4.2.2 – Fase de Instalação

I16 – Perturbação no nécton pela colisão de embarcações de apoio em trânsito

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como efetivo/operacional, e não como potencial (“associado a condições anormais do empreendimento”).

Como medidas de controle e monitoramento o EIA indicou “registrar a ocorrência e realizar a necropsia das carcaças de aves, quelônios e mamíferos marinhos (cetáceos e pinípedes) que ocorrem entre Laguna/SC e Saquarema/RJ com o objetivo de avaliar a interferência da atividade de produção e escoamento de petróleo e gás com esses animais” (PMP-BS) e “campanhas semestrais de avistagem aérea e embarcada de cetáceos em área costeira e oceânica compreendida entre Florianópolis/SC a Arraial do Cabo/RJ para registro das espécies de que ocorrem na Bacia de Santos, a sazonalidade e distribuição das ocorrências” (PMC-BS). A estas deve ser acrescentado o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE-BS).

I17 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica costeira via transporte dos FPSOs

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como efetivo/operacional, e não como potencial (“associado a condições anormais do empreendimento”).

No EIA a empresa apontou as medidas de controle e monitoramento: pintura com tinta anti-incrustante dos cascos das FPSOs em construção fora do país, limpezas regulares do casco e de áreas nicho enquanto o casco permanecer flutuando na área de origem e limpeza dos cascos antes da navegação para o Brasil; troca de água de lastro durante a navegação (em atendimento à NORMAN 20); e, nos casos em que os cascos de FPSOs são movimentados entre estaleiros, inspeção dos cascos antes de suas saídas, evitando essas movimentações para áreas sem registro de presença de coral-sol.

Ressaltamos que a responsabilidade da empresa frente ao licenciamento será medida com a confirmação de casco limpo pela empresa, antes de sua entrada em mar territorial brasileiro ou antes de sua movimentação entre diferentes regiões da costa brasileira.

O texto argumentou que não é esperada contaminação dos cascos dos FPSOs pelo fato “da probabilidade de ocorrência deste impacto ser remota” com a adoção das medidas de prevenção propostas. Porém, o histórico envolvendo bioincrustações das estruturas que recentemente iniciaram atividades no próprio Pré-Sal da Bacia de Santo, como a P-66 e P-69, demonstra que esta probabilidade não é remota e que as medidas de controle e monitoramento até o momento propostas devem ser revistas e devidamente aprimoradas pela PETROBRAS.

Questiona-se os motivos para limitação da recomendação de “limpezas regulares do casco e áreas nicho enquanto o casco permanecer flutuando na área de origem”. Solicita-se esclarecimento da definição de área de origem e uma avaliação da recomendação de limpeza regulares durante todo o período até sua ancoragem na locação definitiva.

O EIA apresenta a informação de que “somente no Brasil, até o momento há severas e crescentes restrições associadas à ocorrência de espécies exóticas invasoras, principalmente o coral-sol. No caso de Austrália e da Nova Zelândia, há uma clareza das regras a serem adotadas pelo setor, o que minimiza a insegurança jurídica e permite a adoção de práticas já validadas pelas autoridades”. Ressalta-se que o cronograma inicial do GT Coral-sol estabelecia a publicação do Plano Nacional de Gestão e Controle destas espécies, em setembro de 2016, fato que criaria a tão buscada segurança jurídica e praticidade das ações. Porém, observa-se ações externas ao Grupo de Trabalho, que atropelaram as metodologias participativas e construtivas adotadas pelo MMA na elaboração dos PANs, e forçaram a dilatação dos prazos em quase 2 (dois) anos, sem grandes contribuições efetivas e construtivas ao processo.

Cabe esclarecer que “Participação em congressos e grupos técnicos internacionais, Apoio ao MME nas discussões da IMO, e Projetos de P&D do CENPES” não representam medidas práticas e muito menos capacidade efetiva de alterar o impacto em questão. Estas atividades são ferramentas para o aprimoramento das demais medidas citadas e de outras que nem foram abordadas, como a remoção do Biofilme, redução de tempo em águas rasas, monitoramento constante do casco e das bioincrustações, realização do controle das espécies invasoras na primeira detecção, dentre outras.

Fato que poderia indicar um aprimoramento das medidas seria a apropriação das atividades do Projeto de Gestão e Controle de Bioinvasão por Bioincrustação (GEBIO), firmado entre o CENPES e o IEAPM e que durou de dezembro de 2013 até dezembro de 2016. Mas mesmo depois de um ano de seu término, não é de conhecimento da Coordenação de Produção a apresentação ou incorporação às atividades da empresa dos procedimentos de monitoramento e controle de espécies invasoras, assim como da metodologia de análise de risco à bioinvasão.

Quanto a afirmação que não cabe a uma única empresa adotar um procedimento voluntário como “Diretrizes para o Controle e Gestão de Bioincrustação de Navios para Minimizar a Introdução de Espécies Exóticas Invasoras”, esta demonstra a passividade da PETROBRAS frente a problemática, aguardando decisão ou normativa oficial para tratar de um impacto que já é de seu conhecimento e de sua responsabilidade quando observada em suas estruturas. Tal fato comprova novamente que a “participação em grupos técnicos internacionais” não apresenta efetividade ou eficácia alguma sobre o impacto.

Quando se fala da “Identificação dos parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento” todos os parâmetros apresentados se referem apenas à gestão das embarcações de apoio, devendo ser revisto abordando também as demais estruturas flutuantes a serem utilizadas na Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Solicita-se revisão dos indicadores avaliando possíveis inspeções não apenas na “fase de planejamento”, mas também em todas as demais fases da atividade.

No item da legislação diretamente relacionada ao impacto, assim como Planos e Programas Governamentais, solicita-se avaliação e discussão da pertinência dos seguintes normativos:

- Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, que prevê que disseminar doença ou praga ou espécies que possam causar dano à agricultura, à pecuária, à fauna, à flora ou aos ecossistemas, é passível de pena com reclusão, de um a quatro anos, e multa.
- Decreto nº 6.514, de 22.7.2008, que dispõe que é passível de multa importar ou exportar quaisquer espécies aquáticas, em qualquer estágio de desenvolvimento, bem como introduzir espécies nativas, exóticas ou não autóctones em águas jurisdicionais brasileiras, sem autorização ou licença do órgão competente, ou em desacordo com a obtida;
- Lei Complementar nº 140/2011, que indica como sendo uma das ações administrativas da União controlar a introdução de espécies exóticas potencialmente invasoras que possam ameaçar os ecossistemas, habitats e espécies nativas;
- Resolução CONABIO nº 05, de 21 de outubro de 2009, que dispõe sobre a Estratégia Nacional sobre Espécies Exóticas Invasoras;
- Convenção sobre Diversidade Biológica - CDB - alínea h do Artigo 8 da Convenção que estabelece que compete às Partes impedir que se introduzam espécies exóticas que ameacem os ecossistemas, habitats ou espécies;

Sobre os Planos Nacionais, a PETROBRAS deverá observar a PORTARIA Nº 19, DE 9 DE MARÇO DE 2016 que aprovou o Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Ambientes Coralíneos - PAN Corais, que contempla 52 (cinquenta e duas) espécies ameaçadas de extinção. Com prazo de vigência até fevereiro de 2021, foram estabelecidas 146 (cento e quarenta e seis) ações distribuídas em 10 (dez) objetivos específicos. Destes, destacamos os seguintes que apresentam relação com o impacto identificado:

- V - Minimizar os conflitos de uso e impactos negativos no espaço marinho-costeiro provocados por atividades e empreendimentos que afetem direta ou indiretamente ambientes coralíneos.*
- VII - Prevenir a introdução e a disseminação de espécies exóticas e invasoras nos ambientes coralíneos e avaliar e mitigar os impactos nos ambientes já afetados.*
- VIII - Avaliar e minimizar poluição química, física, orgânica e biológica nos ambientes coralíneos.*
- IX - Promover a revisão, integração, inovação e efetividade de políticas públicas considerando a perspectiva da sustentabilidade dos ambientes coralíneos, nos contextos social, ambiental e econômico, ampliando e fortalecendo os mecanismos de participação e controle social na gestão de territórios."*

Para o atendimento destes objetivos específicos, foram traçadas as seguintes ações, conforme Matriz de Planejamento do PAN Corais:

- 5.2 Propor adoção de conjunto de medidas obrigatórias, não excluindo outras necessárias, nos termos de referência padrão para diagnóstico, monitoramento, avaliação de impacto, definição de áreas de influência e programas ambientais, com fins de licenciamento ambiental de empreendimentos que possam afetar os ambientes coralíneos;
- 7.2 Monitorar as embarcações, estruturas e os ecossistemas coralíneos para detecção precoce de espécies exóticas invasoras nas ilhas oceânicas;
- 7.3 Propor normativas aos órgãos competentes para regular as atividades marítimas potencialmente geradoras de invasão por bioincrustação;
- 7.5 Elaborar e encaminhar ao MMA e Marinha proposta de um plano nacional de prevenção e contenção de bioinvasão por bioincrustação no ambiente marinho;
- 7.6 Elaborar protocolo de monitoramento para detecção de bioinvasores em portos e afins a ser encaminhado ao CONAMA para publicação de normativa;
- 7.7 Articular junto ao IBAMA a inclusão de condicionante de licença em empreendimentos de petróleo e gás para execução de ações visando a prevenção da introdução e disseminação de espécies exóticas e invasoras;
- 7.8 Estabelecer programas de monitoramento frequente e continuado para detecção de espécies invasoras nos pontos de entrada (portos, marinas e adjacências) próximos das áreas foco 1, 2, 4, 5 e 6 do PAN, utilizando o protocolo da ação 7.6;
- 8.12 Compilar informações sobre poluição, visando mapear e quantificar as principais fontes de impacto sobre ambientes coralíneos; e
- 9.1 Definir princípios e processos de qualificação, monitoramento e avaliação da participação social no PAN, utilizando indicadores definidos.

Evolução das Discussões sobre Impactos das Espécies Invasoras e Medidas de Mitigação

Considerando a bibliografia sobre o assunto, os encaminhamentos de governo na condução de política pública de controle com a criação do GT do Coral-sol no âmbito do MMA, e do conhecimento da ocorrência das espécies em questão, na costa brasileira, não faz sentido afirmar sobre a incerteza e baixa probabilidade de o coral-sol ser introduzido de forma bem-sucedida e se tornar invasor. Desta forma solicita-se que as espécies de coral-sol sejam consideradas como espécies exóticas invasoras.

Como a própria empresa afirma, o tema coral-sol tem caráter emergente, multisetorial e transfronteiriço. E diante destes fatos, e considerando o papel da ferramenta do Licenciamento Ambiental, é imperativo ao processo a condução de medidas práticas para a minimização ou controle dos impactos gerados.

As etapas do Polo Pré-Sal da Bacia de Santo anteriormente conduzidas, demonstraram que as medidas de controle indicadas pela PETROBRAS como eficazes para o controle do coral-sol, não se demonstraram totalmente viáveis e efetivas, merecendo aprofundamento e detalhamento compatível com os riscos e sensibilidades envolvidas.

A manifestação da Fundação Florestal de São Paulo, através da INFORMAÇÃO TÉCNICA AT/DE-LIC N° 001/2018 (SEI nº 1654991), reforçou este entendimento e apresentou bom embasamento.

Desta forma, considerando-se as evoluções atingidas com as discussões do GT do Coral-sol, tanto no âmbito da CIRM quanto no MMA, solicita-se que a PETROBRAS apresente um Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas, conforme diretrizes apresentadas no “item II.7.13”.

I18 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como **efetivo/operacional**, e não como potencial (“associado a condições anormais do empreendimento”).

Registram-se as medidas de controle propostas no EIA: para embarcações estrangeiras “os contratos contarão com cláusulas estabelecendo que as embarcações saiam de seus portos de origem com ‘casco limpo’ (apenas com presença de microincrustação), de acordo com as recomendações da IMO”; enquanto que para embarcações já operando para a PETROBRAS foi indicado que “estas embarcações necessariamente passam por docagem em dique seco, obrigatória a cada cinco anos. Nesta ocasião os cascos são raspados e repintados com esquema de pintura que contempla a aplicação de tintas anti-incrustantes livres de TBT, em atendimento a NORMAN 23”.

Ressalta-se que a responsabilidade da PETROBRAS frente ao licenciamento será medida com a confirmação de casco limpo de todas as estruturas flutuantes a serem utilizadas nas atividades da Etapa 3 do Pré-Sal, e não apenas com a inclusão de cláusulas em contratos. Em consequência deste entendimento, solicita-se que a medida contemple a confirmação de casco limpo pela empresa, antes de sua entrada em mar territorial brasileiro.

Para todas as demais embarcações e estruturas em operação em águas brasileiras, questiona-se a compatibilidade deste prazo de 5 (cinco) anos, para o efetivo controle de bioincrustação das estruturas, uma vez que em prazo menor que este, o casco do FPSO P-66 foi incrustado e apresentava colônias bem estabelecidas. Deste modo, solicita-se revisão do período proposto que deve considerar a biologia reprodutiva das espécies, as taxas de crescimento conhecidas para o Brasil, sucesso e capacidade de assentamento de novos indivíduos, assim como demais informações que julgarem pertinentes. Esta avaliação deve ser proposta considerando a possibilidade de realização de inspeções intermediárias a este período obrigatório de docagem, onde se poderiam indicar medidas de controle como coletas manuais, controle de biofilme, retiradas em locais específicos, etc.

Novamente ressalta-se que “Participação em congressos e grupos técnicos internacionais, Apoio ao MME nas discussões da IMO, e Projetos de P&D do CENPES” não representam medidas práticas e muito menos capacidade efetiva de alterar o impacto em questão, deste modo solicita-se revisão ao longo do texto.

Conforme indicado no “Impacto I17”, considerando-se as evoluções atingidas com as discussões do GT do Coral-sol, tanto no âmbito da CIRM quanto do MMA, a PETROBRAS deverá apresentar um Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas, de acordo com as diretrizes apresentadas no “item II.7.13”.

I22 – Perturbação no nécton pelo vazamento de combustível no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada: “considerando principalmente a duração do impacto, associada aos **longos tempos de recuperação deste fator ambiental**, e a sua **abrangência espacial [regional]**”. (Grifos nossos)

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude**, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

I23 – Perturbação nas aves marinhas pelo vazamento de combustível no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indica que “**pode comprometer o equilíbrio das comunidades costeiras e pelágicas e considerando a abrangência regional e duração curta do impacto**”. (Grifo nosso)

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude**, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

I24 – Perturbação em manguezais pelo vazamento de combustível no mar

O impacto foi avaliado como de alta magnitude. Contudo, na matriz de impacto consta magnitude média, o que deve ser corrigido.

I25 – Perturbação em costões rochosos pelo vazamento de combustível no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indicou que “o óleo mesmo que intemperizado poderá provocar **alterações nas comunidades dos costões rochosos**”. (Grifo nosso)

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude**, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste

entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

I27 – Perturbação em planícies de maré e terraços de baixa-mar pelo vazamento de combustível no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa para a avaliação, que indicou que *“o combustível, ao atingir as planícies de maré e terraços de baixa-mar, pode alterar a estrutura e funções dos ecossistemas a longo prazo”*. (Grifo nosso)

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude**, cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

II.6.1.4.2.3 – Fase de Operação

O21 – Perturbação no nécton pela colisão de embarcações de apoio em trânsito

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como **efetivo/operacional**, e não como potencial (*“associado a condições anormais do empreendimento”*).

Como medidas de controle e monitoramento o EIA indicou *“registrar a ocorrência e realizar a necropsia das carcaças de aves, quelônios e mamíferos marinhos (cetáceos e pinípedes) que ocorrem entre Laguna/SC e Saquarema/RJ com o objetivo de avaliar a interferência da atividade de produção e escoamento de petróleo e gás com esses animais”* (PMP-BS) e *“campanhas semestrais de avistagem aérea e embarcada de cetáceos em área costeira e oceânica compreendida entre Florianópolis/SC a Arraial do Cabo/RJ para registro das espécies de que ocorrem na Bacia de Santos, a sazonalidade e distribuição das ocorrências”* (PMC-BS). A estas deve ser acrescentado o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE-BS).

O22 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como **efetivo/operacional**, e não como potencial (*“associado a condições anormais do empreendimento”*).

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indicou que *“a alteração no fator ambiental teria potencial de ser no nível de estruturas e funções, podendo comprometer as comunidades bióticas marinhas associadas”*. (Grifo nosso)

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude** como para fase de instalação, para qual a mesma justificativa foi apresentada, e, conseqüentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

Considerar ainda o rebatimento da análise apresentada no item ***“I18 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio”***, acima descrito, nas abordagens apresentadas na fase de Operação, destacando que a medida deve contemplar a confirmação de casco limpo de embarcações de origem estrangeira pela empresa, antes de sua entrada em mar territorial brasileiro. Também deve ser realizada a revisão do período proposto para avaliação da bioincrustação de embarcações e estruturas em operação, devendo considerar a biologia reprodutiva das espécies, as taxas de crescimento conhecidas para Brasil, sucesso e capacidade de assentamento de novos indivíduos, assim como demais informações que julgarem pertinentes. Esta avaliação deve ser proposta considerando a possibilidade de realização de inspeções intermediárias ao período obrigatório de docagem, onde se poderiam indicar medidas de controle como coletas manuais, controle de biofilme, retiradas em locais específicos, etc.

Solicita-se revisão do texto da legislação diretamente relacionada ao impacto, pois o mesmo apresenta a mesma redação apresentada no item ***I17 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica costeira via transporte dos FPSOs***.

Conforme indicado no “Impacto I17”, considerando-se as evoluções atingidas com as discussões do GT do Coral-sol, tanto no âmbito da CIRM quanto do MMA, a PETROBRAS deverá apresentar um Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas, de acordo com as diretrizes apresentadas no “item II.7.13”.

O23 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica em função da presença dos FPSOs na Área do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como **efetivo/operacional**, e não como potencial (*“associado a condições anormais do empreendimento”*).

No texto, a empresa afirma que *“não é esperada contaminação dos cascos dos FPSO’s visto as medidas de prevenção que serão descritas a seguir”*, porém, o item “Medidas Mitigadoras” indica que *“não há medida aplicável para este impacto”*.

Solicita-se revisão deste tópico e a contextualização da possibilidade do casco do FPSO, durante os anos de operação, operar como uma área para crescimento de colônias ampliando assim o impacto de introdução e disseminação, na etapa de desativação ou desmobilização emergencial, como ocorrido com o FPSO São Matheus.

Conforme indicado no “Impacto I17”, considerando as evoluções atingidas com as discussões do GT do Coral-sol, tanto no âmbito da CIRM quanto do MMA, a PETROBRAS deverá apresentar um Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas, de acordo com as diretrizes apresentadas no “item II.7.13”.

O24 – Alteração da qualidade da água oceânica devido a vazamento de produtos químicos no mar

Considerando que foi avaliado somente o impacto sobre águas oceânicas (regiões com mais de 12 milhas náuticas da costa), deve ser avaliado, ainda, o impacto sobre as águas costeiras.

O27 – Perturbação na comunidade planctônica pelo vazamento de produtos químicos no mar;

O29 – Perturbação no nécton pelo vazamento de produtos químicos no mar; e

O31 – Perturbação nas aves marinhas pelo vazamento de produtos químicos no mar

O EIA indicou que estes impactos não incidem sobre UCs “*Devido as embarcações de apoio transportarem somente fluido hidráulico e tintas em áreas contidas*”, o que não condiz com a caracterização da atividade que indicou a necessidade de transporte de outros produtos químicos, incluindo alguns com elevado potencial tóxico para a biota. Solicitam-se, portanto, esclarecimento e revisão.

O36 – Perturbação em praias arenosas pelo vazamento de combustível e/ou óleo no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indicou que “*pode alterar a estrutura ou função dos ecossistemas em uma extensa área de costa*”.

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude**, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

II.6.1.4.2.4 – Fase de Desativação

D9 – Perturbação no nécton pela colisão de embarcações de apoio em trânsito

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como **efetivo/operacional**, e não como potencial (“associado a condições anormais do empreendimento”).

O EIA indicou que este impacto “*apresenta exatamente as mesmas características*” do impacto para a fase de instalação, porém o classifica como de baixa magnitude porque “*o número de embarcações envolvidas na desativação é pequeno*”. Contudo, não foram apresentados dados comprovando tal afirmativa.

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **média magnitude** como para fase de instalação e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

D10 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio

Conforme indicado anteriormente, de acordo com as orientações do Termo de Referências este impacto deve ser classificado como **efetivo/operacional**, e não como potencial (“associado a condições anormais do empreendimento”).

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indica que “*alteração no fator ambiental teria potencial de ser no nível de estruturas e funções, podendo comprometer as comunidades bióticas marinhas associadas*” (grifo nosso)

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude** como para fase de instalação, para qual a mesma justificativa foi apresentada, e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Considerar ainda o rebatimento da análise apresentada no item “**I18 – Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras via trânsito de embarcações de apoio**”, acima descrito, nas abordagens apresentadas na fase de Operação, destacando que a medida deve contemplar a confirmação de casco limpo de embarcações de origem estrangeira pela empresa, antes de sua entrada em mar territorial brasileiro. Também deve ser realizada a revisão do período proposto para avaliação da bioincrustação de embarcações e estruturas em operação, devendo considerar a biologia reprodutiva das espécies, as taxas de crescimento conhecidas para Brasil, sucesso e capacidade de assentamento de novos indivíduos, assim como demais informações que julgarem pertinentes. Esta avaliação deve ser proposta considerando a possibilidade de realização de inspeções intermediárias ao período obrigatório de docagem, onde se poderiam indicar medidas de controle como coletas manuais, controle de biofilme, retiradas em locais específicos, etc.

No item sobre “Desativação”, não foi apresentada qualquer abordagem do impacto gerado pelo descomissionamento do FPSO e demais estruturas submarinas. Solicita-se apresentação das devidas justificativa e contextualizações.

Conforme indicado no “Impacto I17”, considerando as evoluções atingidas com as discussões do GT do Coral-sol, tanto no âmbito da CIRM quanto do MMA, a PETROBRAS deverá apresentar um Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas, de acordo com as diretrizes apresentadas no “item II.7.13”.

D14 – Perturbação no nécton pelo vazamento de combustível no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indicou que “*poderá alterar a estrutura e função das comunidades*”.

Deste modo, assume-se que este impacto seja de **alta magnitude**, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de **grande importância**; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

D15 – Perturbação nas aves marinhas pelo vazamento de combustível no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indicou que **“pode comprometer o equilíbrio das comunidades costeiras e pelágicas e considerando a abrangência regional e duração curta do impacto”**. (Grifo nosso)

Deste modo, assume-se que este impacto seja de alta magnitude, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de grande importância; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

D17 – Perturbação em costões rochosos pelo vazamento de combustível no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indicou que **“o óleo mesmo que intemperizado poderá provocar alterações nas comunidades de costões rochosos”**. (Grifo nosso)

Deste modo, assume-se que este impacto seja de alta magnitude, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de grande importância; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

D18 – Perturbação em praias arenosas pelo vazamento de combustível no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indicou que **“pode alterar a estrutura e função dos ecossistemas”**.

Deste modo, assume-se que este impacto seja de alta magnitude, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de grande importância; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

D19 – Perturbação em planícies de maré e terraços de baixa-mar pelo vazamento de combustível no mar

A magnitude deste impacto foi avaliada como média. Contudo, tal classificação é incoerente com a justificativa apresentada, que indicou que **“o óleo, ao atingir as planícies de maré e terraços de baixa-mar, pode alterar a estrutura e funções dos ecossistemas a longo prazo”**. (Grifo nosso)

Deste modo, assume-se que este impacto seja de alta magnitude, assim como havia sido indicado no processo de licenciamento ambiental da Etapa 2 do Pré-Sal, e, consequentemente, de grande importância; cabendo à empresa, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada e que considere os expressivos volumes desses efluentes, bem como os esclarecimentos que tornem mais objetiva a mensuração desta intensidade de transformação.

A partir das considerações/solicitações acima as Matrizes de Impactos referentes aos meios físico e biótico deverão ser revistas e reapresentadas.

II.6.1.5 – Impactos sobre o Meio Socioeconômico

Para todos os impactos descritos em todas as fases apresentar, se houver, a existência de medida de monitoramento/controle, mitigação ou compensação demandada como condicionante em licenciamentos da PETROBRAS na Bacia de Santos, indicando: o empreendimento ou conjunto de empreendimentos de referência (p.ex.: Etapa 1, Mexilhão, etc); se integra Programa Regional; o estágio de execução da medida; capacidade, com e sem adição de recursos, de prevenir/monitorar/controlar/mitigar/compensar os impactos operacionais e potenciais da Etapa 3.

Para o impacto “P3. Aumento do conhecimento técnico-científico”, apresentar súmula dos conhecimentos adquiridos e em fase de coleta e sistematização advindos dos Projetos demandados como condicionantes de socioeconomia dos empreendimentos da PETROBRAS na Bacia de Santos.

Para os impactos referentes à atividade pesqueira (principalmente redução da área de pesca artesanal na Baía da Guanabara), dinâmica econômica (pagamento de royalties), demanda por mão de obra (manutenção e geração de empregos diretos); atividade de navegação (intensidade de utilização do espelho d’água e terminais); e demanda de tráfego aéreo, apresentar dados coletados dos projetos/relatórios condicionados nas Etapas 1 e 2.

II.6.1.6 – Impactos Previstos sobre as Unidades de Conservação

Inicialmente, registra-se que ao longo do texto no “item II.6.1.4”, foi informado que o impacto sobre UC’s seria tratado no item “II.6.1.5”, o que demanda correção uma vez que o mesmo é abordado no “item II.6.1.6”.

O EIA indicou que 16 (dezesseis) impactos efetivos sobre os meios físico e biótico – incluindo 7 (sete) daqueles erradamente classificados como potenciais – podem afetar unidades de conservação, mais especificamente aqueles relacionados ao trânsito de embarcações e transporte dos FPSOs: “Perturbação no nécton pela geração de ruídos” (I12, O12, D6); “Perturbação no nécton pela geração de luminosidade” (I13, O16, D7); “Perturbação em aves marinhas pela geração de luminosidade” (I15, O19, D8); “Perturbação no nécton pela colisão de embarcações de apoio em trânsito” (I16, O21, D9); “Introdução e/ou disseminação de espécies exóticas invasoras na comunidade bentônica costeira via transporte dos FPSOs” (I17); e “Introdução e/ou disseminação de espécies invasoras via trânsito de embarcações de apoio” (I18, O22, D10).

Considerando que **“serão utilizadas as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói”**, o EIA indicou que **“espera-se que as unidades de conservação costeiras e marítimas localizadas na Baía de Guanabara e na entrada da baía sentirão mais esses impactos do que as demais unidades de conservação”**, sendo 4 (quatro) UCs sobrepostas pela área de tráfego de embarcações (RESEX Marinha Itaipu, ARIE da Baía de Guanabara, PNM Paisagem Carioca e APA dos Morros do Leme e Urubu, Pedra do Anel, Praia do Anel e Ilha

da Cotunduba) e outras 6 (seis) UCs cuja a zona de amortecimento é sobreposta (MONA das Ilhas Cagarras, PE da Serra da Tiririca, MONA Pedra do Índio, MONA Pedra de Itapuça, MONA da Ilha dos Cardos e MONA Ilha da Boa Viagem).

Com relação ao impacto decorrente do **“transporte dos FPSOs”** o EIA se referiu às mesmas unidades localizadas na área do tráfego das embarcações de apoio. No entanto, tal premissa é improcedente, uma vez que os FPSOs poderão ser mobilizados para outros estaleiros que não estão na Baía de Guanabara como Maceió em Alagoas (Tomé/Ferrostal), em Aracruz no Espírito Santo (Jurong), em Angra dos Reis e Niterói no Rio de Janeiro (Brasfels e Brasa), em Pontal do Paraná no Paraná (UOT Techint), em Itajaí em Santa Catarina (Oceana) e em São José do Norte e Rio Grande no Rio Grande do Sul (Estaleiro do Brasil, Rio Grande e Queiroz Galvão IESA). Solicita-se, portanto, a devida complementação, tratando especificamente deste impacto.

Nesta complementação a empresa deverá aprofundar a discussão abordando as observações apontadas pela Fundação Florestal na INFORMACÃO TÉCNICA AT/DE-LIC N° 001/2018:

“Independente da alteração da área de influência, ainda que a Petrobrás mencione que a possibilidade de haver interferências em Unidades de Conservação devido à movimentação de cascos de FPSO, caso estejam incrustados com EEI pode induzir à disseminação SOMENTE nas UC próximas à rota de navegação ou nas áreas de permanência. Ao considerar as características reprodutivas do coral-sol e os resultados de Capel et al (2018) é de suma importância que as Unidades de Conservação do Estado de São Paulo sejam incluídas como áreas suscetíveis os impactos I17 e I18.

Para uma análise mais abrangente e fidedigna da realidade, faz-se necessário apresentar a origem, o destino e o trajeto dos FPSOs. Além de informações dos locais de origem sobre coral-sol, tendo em vista a possibilidade de bioinvasão/bioincrustação por parte dos FPSOs que trafegarem em áreas com ocorrência para áreas sem a presença das espécies invasoras.”

Os impactos potenciais que podem vir a afetar UCs estão relacionados à possibilidade de vazamento de combustível e/ou óleo no mar.

O "Quadro II.6.1.6.2.1-2" indica 82 (oitenta e duas) UCs que, segundo as modelagens de óleo, apresentam possibilidade de serem atingidas em potenciais acidentes nos blocos de produção da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, bem como as probabilidades máximas referentes ao cenário integrado entre os 7 (sete) pontos de modelagem considerando o pior cenário (afundamento do FPSO). As UCs com maior probabilidade de toque são APA da Baleia Franca (35,33%), PE da Serra do Tabuleiro (35,33%), REBIO Marinha do Arvoredo (29,50%) e PNM da Galheta (28,58%), todas referentes à modelagens no segundo semestre.

O EIA indicou que:

*“Em caso de vazamento de óleo na Bacia de Santos será acionado imediatamente o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo da Área Geográfica da Bacia de Santos (PEVO-BS), com disponibilização de recursos materiais e humanos **em tempo hábil, pois os tempos de chegada dos recursos são menores do que os tempos de toque na costa.**” (Grifo nosso)*

No entanto, não foram apresentados os tempos de toque.

Solicita-se, portanto, que seja apresentada tabela com indicação das probabilidades e os tempos de toque nas UCs referentes às modelagens nos diferentes pontos, volumes (8 m³, 200 m³ e VPC) e período (1° ou 2° semestres), bem como uma complementação da discussão que justifique a afirmativa transcrita acima diante dos tempos de toque apresentados. Para tal, deve ser considerada a modelagem revisada, conforme solicitado no presente parecer técnico.

II.6.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes

Anexo II.6.2-1 – Modelagem do Transporte e Dispersão de Óleo

O relatório de modelagem de dispersão de óleo no mar para a “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3” foi elaborado seguindo o preconizado pelo Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA n° 011/2015 e pelos pareceres técnicos referentes às análises das modelagens das unidades da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 2”.

As simulações de derrame de óleo foram conduzidas utilizando o modelo OSCAR. Foram simulados vazamentos na superfície em 7 (sete) pontos de risco. Os pontos foram determinados considerando os limites dos blocos de exploração e campos de produção dos projetos da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II– Dados de Entrada

A tabela II-1 apresentou os parâmetros numéricos utilizados como entrada na modelagem de óleo. Para o parâmetro número de partículas foi informado que para os derrames de 8 m³ (pequeno), 200 m³ (médio) e 450.000,0 m³ (pior caso) foram utilizadas 1500/3000 e 12000 partículas em superfície e em coluna d'água. O valor de deriva do vento utilizado foi de 3,5 (%).

II.1 – Campo de Corrente

Para a modelagem de dispersão de óleo foram utilizados os campos de correntes gerados a partir da base hidrodinâmica elaborada no âmbito da Rede Temática de Modelagem e Observação Oceânica (REMO), que se estende de 12°S a 34°S e de 54°O a 32°O, com uma grade numérica de resolução horizontal nominal de 1/24°, correspondendo a um espaçamento de, aproximadamente, 4,0 a 4,5 km, e no eixo vertical foi discretizado em 21 (vinte e uma) camadas de densidade sigma *theta*. Esta base hidrodinâmica foi confeccionada utilizando o modelo HYCOM para os anos de 2004 a 2010 (7 anos). Por não possuir uma análise detalhada dos campos de subsuperfície considera-se que a base reproduz os padrões de correntes superficiais e das de fundo com incertezas. No estudo em questão o ano de 2004 foi o selecionado para representar os campos de correntes da Bacia de Santos por ter proporcionado o menor tempo para a chegada do óleo na costa no período de inverno e no período de verão. A profundidade mínima informada adotada na modelagem hidrodinâmica foi de 5 m. O ano de 2004 foi dividido em dois períodos de seis meses cada, um de janeiro a junho e outro de julho a dezembro de 2004.

II.2 – Campo de Ventos

Como campo de ventos foi utilizada a Reanálise-II do NCEP/NCAR, que é um conjunto de assimilação de dados de escala global, que apresenta escala espacial de 2,5° e temporal de 6 horas. A empresa informou que não realizou nenhum tipo de pós-tratamento sobre os dados, como interpolações, filtros ou médias. Foram apresentados nas Figuras II-2 e II-3, respectivamente, um instante típico de verão e um instante de chegada de um sistema frontal, mais frequente, na região. Solicita-se a informação sobre as coordenadas do recorte de dados de ventos.

II.3 – Domínio Modelado e Batimetria

Para o domínio da modelagem de dispersão de óleo foi utilizado conjunto de dados ETOPO 2 da NGDC com discretização de metro a metro até a profundidade de 0 metro, sem citar a resolução dos dados de batimetria utilizados.

Mesmo a base hidrodinâmica tendo a profundidade de corte de 5 m de profundidade, a grade da base foi ajustada à linha de costa. Assim em regiões mais rasas que 5 m foram utilizadas informações da isóbata de 5 m.

Foi informado que a grade habitat do modelo de óleo possui resolução aproximada de 1,6 km no Eixo X e 1,5 km no Eixo Y, na horizontal e, na vertical de 2 m na camada 1 e 74,6 m nas camadas 2 a 7. Solicita-se que a empresa informe como foi realizada a assimilação das informações das bases com diferentes resoluções.

A definição dos tipos de costa para a região foi feita com base nos mapas de sensibilidade elaborados para o PEVO-BS. Informou-se que foi realizado um balizamento entre os citados tipos de costa e os tipos de costa disponíveis no modelo OSCAR, com isto a empresa informa que atribuiu às células representativas de linha de costa os seguintes tipos de costa: praias arenosas, mangues e costões rochosos. Foi apresentado, no Anexo C, conforme solicitações anteriores, mapa em tamanho A3 com o detalhamento da linha de costa.

II.4 – Pontos de Modelagem e Volumes de Derrame

Nesta seção foram apresentadas, em forma de tabela, as posições dos pontos de risco utilizados na modelagem com informação da proveniência dos óleos considerados de cada projeto da Etapa 3 e a profundidade local dos pontos considerados.

Os volumes utilizados nas simulações foram definidos segundo a Resolução do CONAMA nº 398/08, a saber:

- Pequeno: 8,0 m³;
- Médio: 200,0 m³; e
- Pior caso: 450.000 m³, considerando o afundamento da unidade e vazamento total de sua capacidade de estocagem.

Para os vazamentos de 8 m³ e 200 m³ se considerou vazamento instantâneo, já para as simulações de pior caso se considerou vazamento contínuo no período de 24 h, sendo que se considerou que todos os vazamentos se deram na superfície.

II.5 – Características dos Produtos Utilizados

Segundo o estudo, as informações de óleo foram obtidas através de testes já realizados na fase de perfuração, TLD ou DP de projetos nas áreas de Carcará (P1), Itapu (P2), Búzios (P3), Sururu (P4), Bracuhi (P5), Lula (P6) e Lapa (P7), que são próximos da área da Etapa 3 e têm reservatórios semelhantes.

Para cada óleo foi apresentado pela PETROBRAS o nome, ponto a que se refere, grau API, densidade, viscosidade dinâmica e curva de destilação PVE. Estas informações foram adicionadas ao modelo que buscou um óleo com características similares em seu banco de dados.

II.6 – Critérios de Parada Adotados nas Simulações

Em todos os casos se adotou como critério de parada do modelo o período de 30 (trinta) dias após o término do vazamento, desta forma os vazamentos de 8 m³ e 200 m³ foram simulados por 30 (trinta) dias e os de pior caso por 31 (trinta e um) dias. Como critério de existência de óleo na superfície se adotou a espessura de 0,0003 mm, a partir do qual o óleo não mais era considerado nas saídas gráficas do modelo.

II.7 – Resumo dos Cenários Simulados

No estudo foi apresentado que as simulações foram executadas em dois períodos, um de janeiro a junho e outro de julho a dezembro do ano de 2004. Desta forma foram simulados para cada ponto de risco uma simulação para cada volume (8 m³, 200 m³ e pior caso) e período (janeiro a junho e julho a dezembro), totalizando 6 (seis) cenários probabilísticos para cada ponto e 43 (quarenta e dois) no total dos pontos.

Quanto a escolha das datas de início das simulações a empresa esclarece na Citação 12 (rodapé da pág. II-21/30) que:

“Como os cenários são simulados por 30 ou 31 dias, na modelagem de cada período o sorteio das datas de início inclui os primeiros cinco meses em cada, ou seja, janeiro a maio + 30 ou 31 dias de simulação e julho a novembro + 30 ou 31 dias de simulação.”

Vale lembrar que no Parecer Técnico PAR. 02022.000065/2016-06 CGPEG/IBAMA (Vol. XXIV do Processo IBAMA nº 02022.002141/2011-03 – Etapa 2 do Polo Pré-Sal) se esclareceu que “quando da solicitação de simulação de todo um período anual o esperado era que fossem iniciadas simulações em todos os meses do ano, consequentemente seria usado um período maior que 1 ano da base hidrodinâmica” (Pág. 25/101). Considerando este entendimento se solicitou que “para os próximos estudos de modelagem que a utilização de todo um período anual da base hidrodinâmica seja interpretando como a utilização de todo um período anual da base hidrodinâmica para a inicialização das simulações de derrame de óleo”.

Desta forma, visto que a empresa não cumpriu exigência da qual já havia sido cientificada, solicita-se que a modelagem de dispersão de óleo seja reapresentada considerando todos os meses de um ano com datas para início de simulações.

Foram utilizadas 1.200 (hum mil e duzentas) simulações para cada cenário probabilístico, sendo este número fundamentado em estudos apresentados anteriormente nos processos de licenciamento ambiental do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Quanto a fundamentação do número de simulações, cabe destacar que, mesmo que estes já tenham sido apresentados em processos anteriores, seria adequado que constasse como anexo do relatório de modelagem, uma vez que pessoas diferentes podem ter acesso a este estudo e não aos anteriores. Sugerimos que isto seja considerado em estudos futuros.

III – Resultados da Modelagem de Derrame de Óleo

Em questão ao intemperismo de óleo a empresa informa que utilizou o processo de biodegradação de óleo nos resultados da modelagem, que esta seria sempre inferior a 10% e que “...a parcela de óleo que seria biodegradada encontra-se na coluna d’água, não alterando a porcentagem de óleo na superfície ou mesmo na costa” (pág. III-72/175). Para chegar a tal conclusão elaborou um teste, apresentado no Anexo F, em que compara figuras de balanço de massa de quatro rodadas determinísticas no ponto P1, considerando e desconsiderando a biodegradação, em cada período sazonal.

Vale destacar que o desacordo na utilização deste processo de intemperismo por parte do IBAMA nunca foi o efeito deste no resultado final da modelagem, mas sim o desconhecimento e incertezas que existem do processo em si. O processo de biodegradação do modelo está intimamente ligado às componentes específicas do óleo consideradas na modelagem com o OSCAR, componentes estas que não são do óleo do bloco, mas de um similar que foi obtido no banco de dados do modelo através das características físicas do óleo, como densidade e curva de destilação. Este procedimento garante uma representação adequada dos processos físicos que incidem sobre o óleo, como dispersão e evaporação, mas não garante que a biodegradação seja bem representada. Ademais não existe conhecimento suficiente quanto a como o processo de biodegradação do óleo se dá em águas brasileiras e, desta forma, o modelo não é calibrado para representar este processo nas condições climáticas do Brasil.

Ademais o teste apresentado no Anexo F do relatório de modelagem é extremamente simplista e não garante que diferentes óleos, com diferentes volumes de vazamento, ou que diversas condições climáticas e diferentes pontos de risco tenham o mesmo comportamento do escolhido. A definição de 2 (duas) possíveis simulações não é suficiente, uma vez que representa apenas 2 (duas) possibilidades em um universo de 50.400 (cinquenta mil e quatrocentas) simuladas, tampouco a apresentação gráfica do balanço de massa contribui para a análise pois impede a visualização de pequenas nuances do processo. Além disto, o que se pode ver nas figuras apresentadas neste teste é um processo significativo de migração entre a superfície e coluna d’água, tal comportamento em uma simulação mais propícia para o toque na costa poderia gerar resultado e conclusão diversa ao observado.

Assim, se considera que o teste se limita ao balanço de massa e não faz nenhuma menção a mudanças nos resultados probabilísticos ou de mudança de área ou volume total de toque na costa, que também são consideradas na análise do estudo de impacto como um todo. Para uma comparação mais abrangente, desconsiderando os problemas de incerteza do processo em si, a empresa deveria apresentar modelagens probabilísticas e determinísticas comparativas que considerassem as eventuais alterações como um todo e não somente em parte dos resultados, lembrando serem necessários testes com diferentes óleos e volumes vazados.

Porém, considera-se que tal estudo só fará sentido prático quando as incertezas sobre o processo estiverem sanadas e se tenha, com um bom grau de certeza, que este é bem representado. Assim, até este momento, de forma conservativa, o processo deve ser desconsiderado, e, desta forma, a modelagem deverá ser reapresentada sem considerar este processo de intemperismo.

Considerando que há necessidade de reapresentação da modelagem não se tratará no presente parecer técnico dos resultados apresentados.

Anexo II.6.2-2 – Modelagem do Descarte de Efluentes

As modelagens de descarte de efluentes foram entregues em um único relatório contendo as simulações referentes ao efluente de Água Produzida e aos efluentes provenientes da Unidade de Remoção de Sulfato (URS) de um FPSO teórico localizado na posição do FPSO de Sépia (25°13’37,24”S / 42°34’40,26”W).

II.1 Efluente de Água Produzida

Para o descarte de água produzida foram realizadas simulações considerando a vazão de 24.000 m³/dia, correspondente à vazão máxima de tratamento de água produzida na unidade.

De acordo com a empresa os descartes ocorrerão entre 1 m e 12 m de profundidade, em função do calado da unidade e em tubulação de 0,3048 m orientada horizontalmente em relação ao nível do mar.

Conforme indicado anteriormente, o descarte de água de produção na forma submersa é considerado inadequado de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912). Solicita-se, portanto, que após as necessárias adequações dos projetos, que as modelagens sejam refeitas considerando os novos pontos de descarte.

II.2 Efluente da URS

Para o descarte de efluentes da URS foi utilizada a vazão de 13.990 m³/dia e profundidade de lançamento igual à considerada para o descarte de água produzida, através de uma tubulação de 0,6604 m de diâmetro com orientação horizontal.

II.3 Efluentes de Lavagem das Membranas

Além dos efluentes operacionais da URS, também foram simulados os descartes dos efluentes de lavagem das membranas da URS.

A vazão do efluente de lavagem considerado foi de 326,46 m³/hora, que corresponde a 291,46 m³/h do efluente normal da URS e 35 m³/h do efluente de lavagem. O efluente da lavagem, além de composto por água do mar dessulfatada, também inclui solução

com 2% de produto alcalino e solução com 1% de produto ácido. Os detalhes das operações de lavagem foram apresentados no "ANEXO A – DESCRIÇÃO DO PROCEDIMENTO DE LAVAGEM DAS MEMBRANAS DA URS".

III Modelagem da Diluição e Dispersão dos Efluentes

As simulações de campo próximo foram conduzidas utilizando o modelo CORMIX e as de campo afastado foram realizadas com o modelo Delft3D.

III.1 Modelagem da Diluição no Campo Próximo

As características ambientais (campo de ventos, campo de correntes, dados de temperatura e salinidade) usadas nas simulações foram as mesmas tanto para as simulações de dispersão da pluma de água produzida quanto das plumas de efluentes da URS. As simulações foram conduzidas para o ano de 2004, que foi dividido em 4 períodos sazonais: verão (janeiro a março), outono (abril a junho), inverno (julho a setembro) e primavera (outubro a dezembro).

Assim, como para aqueles da modelagem de dispersão de óleo, os campos de correntes utilizados foram provenientes da base hidrodinâmica elaborada no âmbito da Rede Temática de Modelagem e Observação Oceânica (REMO).

Os campos de ventos utilizados nas simulações de dispersão de efluentes foram os mesmos das simulações de derrame de óleo, ou seja, provenientes da Reanálise-II do NCEP/NCAR.

Foi informado que as simulações de campo afastado também utilizaram estes mesmos campos de correntes e ventos.

Os dados de temperatura e salinidade foram obtidos no Atlas Eletrônico do WOA13.

III.1.4 Descrição das Simulações de Campo Próximo

Foi informado que como o lançamento dos efluentes poderia ocorrer em diferentes profundidades, de acordo com o calado na embarcação, foram realizados testes para identificar a profundidade que resultaria a menor diluição inicial do efluente. Estes testes mostraram que as menores diluições iniciais são obtidas com lançamentos na profundidade de 1 m, para o efluente de lavagem de membranas, e 12 m, para os efluentes de água produzida e URS.

III.1.5 Resultados da Diluição do Campo Próximo

III.1.5.1 Efluente de Água Produzida

Os resultados de campo próximo para o efluente água produzida mostrou que as maiores diluições e distâncias da fonte foram alcançadas no período de verão, as menores diluições e distâncias da fonte foram alcançadas no período de primavera, as maiores profundidades da pluma foram observadas no outono, enquanto as menores no verão. Em todos os casos as plumas não ultrapassaram os 35 m de profundidade e 84 m de distância do ponto de lançamento. Cabe destacar que ao final da fase de campo próximo as maiores diluições observadas não foram superiores a 214 vezes, no verão, e as menores diluições não foram inferiores a 79 vezes, na primavera.

As espessuras finais da pluma variaram de aproximadamente 11,7 m a 19,8 m.

III.1.5.2 Efluente da URS

Os resultados de campo próximo para o efluente da URS mostraram que as diluições variaram de aproximadamente 91,4 vezes, na primavera, a 188,1 vezes, no verão. A maior distância da fonte foi verificada no verão mostrando que o comprimento do campo próximo pode atingir 66,4 m. A maior profundidade terminal da pluma foi de 26,1 m alcançada no período de outono.

III.1.5.3 Efluentes de Lavagem das Membranas

Os efluentes de lavagem das membranas da URS apresentaram menor diluição na fase de campo próximo se comparados aos efluentes normais da URS.

Ao contrário do apresentado para a fase de campo próximo dos outros efluentes simulados, os efluentes de lavagem das membranas da URS atingiram a superfície do mar na fase de campo próximo.

A profundidade máxima alcançada foi de 1 m, para todos os períodos sazonais; o comprimento máximo do campo próximo foi de 3,9 m; e a maior diluição foi de 3,2 vezes, ambos no verão.

III.2 Modelagem da Dispersão e Diluição no Campo Afastado

As simulações de campo afastado foram realizadas utilizando o modelo Delft3D nos modos probabilístico e determinístico.

Assim como para as simulações de campo próximo, os campos de correntes utilizados foram provenientes da base hidrodinâmica elaborada no âmbito REMO, que foram acoplados a rodada do módulo Delft3D-Flow, e os campos de vento utilizados foram obtidos do conjunto Reanálise-II do NCEP/NCAR, ambos para o ano de 2004.

Para a inicialização das simulações no modelo Delft3D foram utilizadas as características das plumas no final da fase de campo próximo.

Atendendo às solicitações do IBAMA, os resultados das simulações de dispersão das plumas de efluentes foram acompanhados e apresentados até o alcance pela pluma de concentrações 10.000 vezes inferiores às concentrações de lançamento ou no mínimo até 600 m de distância da fonte.

III.2.1.1 Cenários Probabilísticos

Para compor os resultados probabilísticos foram realizadas 100 simulações com duração de 24 horas, divididas em quatro períodos sazonais da base hidrodinâmica.

Foram apresentadas tabelas para reproduzir as regiões e diluições equivalentes às estimadas na fase de campo próximo para todas as simulações.

III.2.1.2 Cenários Determinísticos

Dentre os resultados das simulações probabilísticas foram considerados como mais críticas as simulações nas quais as plumas apresentaram as maiores concentrações nas proximidades do ponto de descarte e aquelas em que as plumas atingiram as maiores distâncias a partir do ponto de lançamento.

III.2.2 Resultados das Simulações de Campo Afastado

Os resultados das simulações de campo afastado foram apresentados em termos de diluições mínimas e médias da pluma em pontos até 600 m de distância da fonte de lançamento, espaçados de 100 m entre si.

Para os descartes simulados de água produzida verificou-se que as menores diluições das plumas ocorrem para o período de outono e as maiores diluições no período de verão. A menor diluição entre as plumas de água produzida a 500 m da fonte foi de 1.774 vezes, observada para o período de inverno.

A "Tabela III-30" indica que para a água produzida as espessuras finais das plumas foram de 5 m nos períodos simulados, e a profundidade máxima alcançada foi de 25 m. As plumas de efluentes se distribuíram de 20 a 25 m de profundidade e atingiram a distância máxima de 4.244 m.

Para os descartes simulados dos efluentes da URS verificou-se que as menores diluições das plumas ocorrem para o período de outono e as maiores para os períodos de verão.

A menor diluição entre as plumas de efluentes da URS a 500 m da fonte foi de 3.181 vezes, observada para o período de outono. Se observou que as plumas ao final do campo próximo se estenderam de 20 a 25 m de profundidade, com espessuras de 5 m. As plumas atingiram comprimentos de até 2.345 m nas simulações apresentadas.

Para os efluentes de lavagem das membranas foi possível verificar que as maiores diluições foram observadas para o período de verão e as menores para o período de inverno.

A menor diluição entre as plumas de efluentes da lavagem de membranas a 500 m da fonte foi de 6.514 vezes, observada para o período de inverno. A Tabela III-34 mostrou que as plumas ao final do campo próximo se estenderam da superfície até 10 m de profundidade, com espessuras de 10 m. As plumas atingiram comprimentos de até 2.324 m nas simulações apresentadas.

Por fim, conclui-se que a modelagem foi elaborada de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/2015 e seus resultados são adequados aos objetivos do licenciamento nesta fase. Contudo, cabe destacar que no decorrer das próximas fases deste processo de licenciamento ambiental, quando forem requeridas as licenças de operação para cada um dos projetos e as características dos efluentes das unidades já forem conhecidas, a modelagem destes deverá ser novamente realizada e apresentada, com as campanhas de monitoramento devendo considerá-las.

II.7 – Medidas Mitigadoras e Compensatórias

II.7.1 – Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)

O projeto proposto prevê o monitoramento do corpo receptor, através da avaliação do compartimento água, a caracterização físico-química e ecotoxicológica da água produzida e a caracterização ecotoxicológica do óleo produzido, bem como a integração ao Programa de Monitoramento Ambiental Integrado da Bacia de Santos (PROMABI-BS) que *"tem por filosofia a execução de um monitoramento de forma regional e integrada, com foco em empreendimentos representativos dos impactos ambientais nos meios físico e biótico passíveis de ocorrerem na Bacia de Santos"*.

O subprojeto de **Monitoramento do Corpo Receptor a 500 m das Plataformas que descartam água produzida na Bacia de Santos (PM-500-BS)** propõe realizar campanhas de monitoramento oceânico para avaliação do compartimento água a 500 m dos pontos de descarte de água produzida, durante todo o período de operação dos empreendimentos da Etapa 3 com previsão de geração e descarte de água produzida (Desenvolvimentos da Produção e Piloto de Produção de Longa Duração).

As campanhas serão realizadas com periodicidade anual, sendo que a primeira campanha será realizada somente após o início do descarte de água de produção. As coletas de água serão realizadas durante períodos com descarte de água produzida.

A malha amostral será orientada, em cada campanha, na direção da corrente preferencial, e incluirá 3 (três) estações amostrais, todas elas a 500 m a jusante das unidades produtoras, dispostas em ângulo de 20° entre si, com coletas em 3 (três) níveis de profundidade. Tal desenho amostral é similar ao utilizado para outras unidades de produção da PETROBRAS na Bacia de Santos o que é considerado adequado para a comparação dos resultados.

Foi informado que os níveis de profundidade serão *"definidos individualmente para cada estação de acordo com os resultados da modelagem do descarte de água produzida e com a profundidade da termoclina verificada através de perfilagem com CTD"*. Contudo não foram informados os critérios para definição destas profundidades. Observa-se que no PMA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal as profundidades consideradas foram *"uma sobre a termoclina, e outra em meia profundidade entre superfície e termoclina"*. Solicita-se, portanto, esclarecimento sobre as profundidades consideradas para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

O projeto ressalta que *"as metodologias analíticas (...) estão em conformidade com as metodologias analíticas empregadas nos demais projetos de monitoramento ambiental da Bacia de Santos, bem como com os protocolos de análise da PETROBRAS, elaborados em decorrência da execução do PM-500 da Bacia de Campos, os quais visam padronizar as técnicas e garantir a qualidade dos resultados obtidos. Estes protocolos são corporativos, e seu emprego está previsto, portanto, para todos os projetos de monitoramento ambiental da PETROBRAS. Além da padronização das metodologias, os protocolos também abordam outras questões levantadas à época do PM-500 da Bacia de Campos, como os testes de hipótese aplicados às análises de ecotoxicidade e a necessidade de resultados de metais em triplicatas ou pseudo-triplicatas"*.

Observa-se, no entanto, que as metodologias informadas no Quadro II.7.1.7-3 apresentam algumas diferenças em relação àquelas informadas no PMA da Etapa 2b do Polo Pré-Sal e que devem ser satisfatoriamente esclarecidas, a saber:

- Com relação aos HPA foi informado o método EPA 3510 C, enquanto no PMA da Etapa 2 havia sido mencionado o método EPA 3510.
- Com relação ao BTE foi informado o método EPA 8260 C, enquanto no PMA da Etapa 2 havia sido mencionado o método EPA 8260 B.
- Para metais foi informado o método EPA 3052 (digestão), enquanto no PMA da Etapa 2 havia sido mencionado o método EPA 3051 (digestão nítrica por micro-ondas).
- Não foi informado método para mercúrio (Hg), enquanto no PMA da Etapa 2 havia sido mencionado o método EPA 245.2 (CVAAS).

Observa-se que, caso realmente exista diferenças entre as metodologias de análise das Etapas 2 e 3, estas devem ser adequadamente justificadas.

Especificamente com relação ao mercúrio (Hg), observa-se que, apesar de a metodologia ter sido informada no PMA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, este elemento não constava da lista de parâmetros a serem analisados, assim como não consta da lista de parâmetros do PMA da Etapa 3 (que é idêntica à do PMA da Etapa 2). Por outro lado, este elemento vem sendo analisado no PM500-BC e consta entre os parâmetros indicados na Resolução CONAMA nº 357 que devem ser verificados. Entende-se assim que o mesmo deva ser incluído, tanto no PMA da Etapa 3, como no PMA da Etapa 2, de modo a garantir a mencionada padronização dos resultados.

Não foi proposta a inclusão de nenhuma unidade de produção no Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas (PMPR). Solicita-se que tal decisão seja justificada ou revista, considerando os critérios utilizados para a inclusão de novas unidades de produção neste projeto.

Com relação ao **Subprojeto de Caracterização Ecotoxicológica do Óleo Produzido** foi informado que:

“A caracterização ecotoxicológica do óleo será feita para as seguintes áreas/campos: Guanxuma, Sagitário, Sururu, Atapu, Sépia, Libra, Sul de Sapinhoá e Sul de Lula, quando do início da produção de unidades que operem nestas locações.”

Com relação à **Análise da Água Produzida**, foi informado que os resultados serão apresentados no Relatório Anual de Atendimento à Resolução CONAMA nº 393/07, que inclui também os resultados da análise diária do teor de óleos e graxas (TOG), indicando que:

“Os resultados obtidos em tais análises serão utilizados no âmbito do monitoramento ambiental, a fim de subsidiar a interpretação dos valores e padrões encontrados no monitoramento do Corpo Receptor a 500 m das Plataformas que descartam água produzida na Bacia de Santos (PM500-BS).”

Observa-se, neste sentido, que a PETROBRAS assinou, em 23.2.2018, Termo de Compromisso (SEI 1777032) no qual se compromete a não utilizar sílica gel (ou qualquer outro procedimento que reduza o valor do material extraível em n-hexano) nas análises gravimétricas de TOG, pois seu uso *“leva a um resultado inferior ao valor real do TOG, uma vez que o resultado final não considera a massa de óleos e graxas retida na sílica gel”*, conforme indicado no Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912).

II.7.2 – Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica da Bacia de Santos (PMPAS)

O Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina da Bacia de Santos (PMPAS-BS) já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.114291/2017-94.

O PMPAS-BS tem como objetivo geral a caracterização e o monitoramento da paisagem acústica submarina para fins de avaliação dos aspectos e impactos da introdução dos ruídos antropogênicos no meio marinho decorrentes das atividades de exploração e produção de petróleo e gás. O propósito é subsidiar análises de risco à biodiversidade e estudos de avaliação de impactos sobre a biota marinha.

O projeto foi concebido para ser executado enquanto durarem as atividades da PETROBRAS na Bacia de Santos, incorporando-se o conceito de Ciclos de Implantação, os quais consideraram o período de 4 (quatro) anos como referência de intervalo de tempo.

O histórico de elaboração e aprovação do Projeto está detalhado no Parecer Técnico nº 176/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1420852), de 27.12.2017. A versão aprovada e em vigor do PMPAS-BS é a Revisão 01 do Projeto Executivo (SEI nº 0524662), aprovada no Parecer Técnico nº 28/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0116177), de 29.5.2017.

Contratações Necessárias e Execução das Atividades Previstas

O levantamento de dados no âmbito do PMPAS-BS é realizado através de Termo de Cooperação assinado entre PETROBRAS e Instituto de Pesquisa da Marinha (IPqM) e de contratos firmados entre a PETROBRAS e as empresas PRO-OCEANO Serviço Oceanográfico e Gardline Marine Sciences do Brasil, em conformidade com os seguintes prazos e distribuições:

- **Monitoramento móvel:** realizado pela PRO-OCEANO após contrato firmado em 19.6.2015 e com vigência até 24.12.2017. A estratégia amostral com os perfiladores acústicos prevê o lançamento de 10 (dez) equipamentos a cada 3 (três) meses e o acompanhamento de cada equipamento até o final de sua vida útil, enquanto para os Veículos Submarinos Autônomos (Gliders) prevê a dedicação de 1 (uma) unidade para atendimento ao escopo proposto. Devido à capacidade de navegação e de configuração remota, a estratégia amostral deste equipamento apresenta um conjunto bem mais amplo de alternativas,

estando previstas a aquisição de dados nos campos de produção, rotas de navegação e áreas controle. O planejamento das estratégias amostrais do monitoramento com o *glider* é ajustado a cada ciclo de lançamento dos perfiladores. Assim, a cada 3 (três) meses, uma nova estratégia amostral é adotada, alternando o foco entre o monitoramento em rotas preferenciais de navegação, áreas com atividades de E&P e áreas controle ou de baixa intensidade de usos. O monitoramento móvel foi efetivamente iniciado no mês de novembro de 2015 com o 1º Ciclo de Lançamento.

Cabe registrar que, através da correspondência UO-BS 0910/2017, de 22.12.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 26.12.2017, a PETROBRAS informou o atraso no 9º ciclo de lançamento de perfiladores acústicos que estava planejado para ocorrer em novembro de 2017. Conforme já antecipado durante a 1ª RAC do PMPAS-BS, a empresa destacou que *“em razão de problemas não totalmente esclarecidos até o presente momento, relacionados a capacidade de fornecimento dos equipamentos pela empresa METOCEAN, fabricante dos Perfiladores PABLO, não foi possível dispor do quantitativo previsto para a execução da campanha”*. De acordo com a PETROBRAS foram adotadas todas as medidas cabíveis para a retomada dos lançamentos na maior brevidade possível. Para tal, tinha sido obtido um compromisso de entrega de 8 (oito) perfiladores em janeiro de 2018, o que viabilizaria o lançamento em fevereiro de 2018. O lançamento dos dois perfiladores restantes, por sua vez, seria feito tão logo os equipamentos fossem entregues. Ainda, conforme informações repassadas pela empresa, para o lançamento do 10º ciclo voltaria a ser atendido o cronograma e os quantitativos definidos no Projeto Executivo. Assim, o 10º ciclo de lançamento de perfiladores seria realizado em maio de 2018.

Solicita-se que a PETROBRAS, através de correspondência encaminhada no âmbito do processo administrativo de acompanhamento do PMPAS-BS, atualize estas informações, informando se o 9º ciclo de lançamento de perfiladores acústicos foi realizado e se está mantido o compromisso do 10º ciclo de lançamento de perfiladores acústicos ocorrer em maio de 2018. Em resposta ao presente parecer técnico deve ser informado se esta correspondência foi protocolada e o conteúdo da mesma.

– Monitoramento fixo costeiro: realizado pelo IPqM após o Termo de Cooperação assinado em 18.11.2016 e com vigência até 6.5.2019. O IPqM faz a aquisição de dados acústicos e oceanográficos em águas rasas, por meio da instalação de Observatórios Submarinos (OS) nos canais de acesso aos portos da Baía de Guanabara, Baía de Ilha Grande e Canal de São Sebastião. O monitoramento foi efetivamente iniciado em março de 2017 na Baía de Guanabara e no Canal de São Sebastião. Por problemas operacionais, o monitoramento na Baía de Ilha Grande foi efetivamente iniciado apenas em maio de 2017.

– Monitoramento fixo oceânico: realizado pela *Gardline* após contrato firmado em 1.6.2017 e com vigência até 26.12.2021. A estratégia amostral por meio de Linhas de Fundeio Instrumentadas (LFI) prevê a instalação de 6 (seis) unidades compostas por sistemas de aquisição de dados acústicos independentes instalados em 3 (três) profundidades, a saber: próximo ao canal de superfície (aproximadamente 50 m de profundidade); abaixo da camada de estação (cerca de 200 m de profundidade) e; na região do Canal Acústico Profundo (cerca de 1.100 m de profundidade). As LFI devem ser instaladas com a seguinte distribuição: 2 (duas) nos campos de maior adensamento de unidades de produção do Polo Pré-Sal; 2 (duas) em áreas controle, afastadas em, no mínimo, 30 km de atividades industriais e rotas de navegação; e 2 (duas) nas rotas de navegação, afastadas em, no mínimo, 15 km dos campos de produção. O monitoramento fixo oceânico foi efetivamente iniciado no mês de setembro de 2017 com o lançamento das duas primeiras linhas, destacando-se que apenas em 29.10.2017 todas as linhas de fundeio previstas já haviam sido lançadas.

Os arquivos digitais com dados brutos gerados por estes monitoramentos serão armazenados em um banco de dados que será desenvolvido pelo IPqM. Também será desenvolvido um modelo de propagação acústica, baseado nos dados coletados, como ferramenta complementar às demais estratégias. Além disso, todos os dados levantados no âmbito do PMPAS-BS serão previamente analisados pela Marinha do Brasil, uma vez que a mesma considera algumas informações obtidas durante estes monitoramentos como sigilosas por representarem um risco para a segurança nacional. Neste sentido, cabe reforçar posicionamento explicitado por diversas vezes pela equipe técnica da Coordenação de Produção e que recentemente foi consolidado no Parecer Técnico nº 28/2017-COPROD/CGMAC/DILIC, quando da aprovação do Projeto Executivo do PMPAS-BS (REV. 01):

“Destaca-se que na reunião realizada em 27.11.2015, com participação de representantes da PETROBRAS e da Marinha do Brasil, registrada sob a Ata de Reunião nº 02022.000100/2015-06, ‘os representantes da Marinha do Brasil informaram a necessidade de filtragem preliminar dos dados obtidos no monitoramento sob sua responsabilidade. Entretanto foi garantido que tal filtragem não prejudicará os objetivos do PMPAS-BS, pois refere-se apenas a não divulgação dos perfis de ruído das embarcações, que, conforme já mencionado, é capaz de identificar cada embarcação e teria implicações claras para a segurança nacional e relações diplomáticas com outras nações’. Portanto, entende-se que não há prejuízos na inclusão dos dados referentes ao ruído de qualquer tipo de embarcação, desde que não sejam publicamente divulgadas informações que possibilitem a identificação de embarcações individuais. Reforça-se que tal identificação específica não é do interesse do PMPAS-BS, todavia, a exclusão de dados específicos da análise geral pode subestimar o nível de ruído em determinados locais e intervalos de tempo, o que comprometeria as análises e conclusões do Projeto. Assim, solicita-se que nenhum dado seja excluído das análises, tendo em vista que a identificação e divulgação de fontes individuais de ruído não consta dos objetivos do PMPAS-BS.”

Relatórios de Acompanhamento

Relatórios Executivos devem ser encaminhados ao IBAMA, a cada 6 (seis) meses, nos meses de fevereiro e agosto, descrevendo e comprovando as atividades de implantação e de execução do projeto ocorridas no período.

Relatórios Técnicos devem ser encaminhados ao IBAMA anualmente, no mês de agosto, fornecendo os dados processados e os resultados das análises e interpretações, em atendimento aos objetivos do projeto. Devem constar desses relatórios os resultados de cada ciclo anual, bem como as informações consolidadas de todos os resultados obtidos nos demais ciclos.

Relatórios Executivos

- 1º Relatório Executivo do PMPAS-BS, referente ao período de novembro de 2015 a junho de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0670/2016, de 26.8.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 31.8.2016 (SEI nº 0520556).
- 2º Relatório Executivo do PMPAS-BS, referente ao período de julho a dezembro de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0130/2017, de 22.2.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 3.3.2017 (SEI nº 0520705).
- 3º Relatório Executivo do PMPAS-BS, referente ao período de janeiro a junho de 2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0624/2017, de 29.8.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 30.8.2017 (SEI nº 0753723).

Aguarda-se que a PETROBRAS protocole nos próximos dias o 4º Relatório Executivo do PMPAS-BS, referente ao período de julho a dezembro de 2017.

Relatórios Técnicos

- 1º Relatório Técnico do PMPAS-BS, com a análise dos dados coletados pelo monitoramento móvel no período entre novembro de 2015 a dezembro de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0624/2017, de 29.8.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 30.8.2017 (SEI nº 0753723).

Reunião de Análise Crítica (RAC)

No dia 6.12.2017 foi realizada a 1ª Reunião de Análise Crítica (RAC) do PMPAS-BS, conforme previsto no Projeto Executivo. Foi definido que, para o 1º ciclo do PMPAS, as reuniões terão periodicidade bianual e o objetivo de promover uma discussão técnica qualificada e permitir a formalização de solicitações de mudanças e adequações no projeto.

Nessa reunião foram feitas apresentações sobre atualizações do plano do projeto, monitoramento móvel, monitoramento fixo costeiro, monitoramento fixo oceânico, contemplando as ações já realizadas, campanhas de instalação/manutenção e rotinas operacionais. Além disso, o IPQM fez uma apresentação sobre as metodologias aplicadas para o processamento e análise dos dados, as quais foram empregadas na elaboração do 1º Relatório Técnico Anual.

Descumprimento da Condicionante

Em decorrência da não implementação do Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina da Bacia de Santos – PMPAS-BS de acordo com o cronograma aprovado, em 16.2.2017 foi lavrado o Auto de Infração – AI nº 9060957-E, no valor de R\$ 7.510.500,00, pelo não atendimento da condicionante específica nº 2.4 da Licença Prévia – LP nº 0491/2014. A PETROBRAS apresentou recurso administrativo ao referido AI em 13.3.2017, não tendo o IBAMA, até a presente data, se manifestado sobre as alegações da empresa. O Auto de Infração deu origem ao Processo IBAMA nº 02001.000640/2017-91 e tramita no âmbito da Diretoria de Proteção Ambiental (DIPRO/IBAMA).

Considerações Finais

Diante do exposto neste item, entende-se que o Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina na Bacia de Santos – PMPAS-BS – vem sendo executado conforme as diretrizes acordadas, apesar dos atrasos em sua implementação completa.

Os relatórios recebidos pela Coordenação de Produção vêm sendo sistematicamente analisados por sua equipe técnica, que avaliará a necessidade da elaboração de pareceres técnicos específicos sobre o PMPAS-BS. Neste sentido, solicita-se que a PETROBRAS, em resposta ao presente parecer técnico, confirme se o 4º Relatório Executivo do PMPAS-BS foi protocolado dentro do prazo acordado. Cabe esclarecer que justificativas para postergação na entrega deste relatório devem ser prontamente apresentadas no âmbito do processo administrativo de acompanhamento do PMPAS-BS, sendo, neste caso, apenas reportadas, posteriormente, em resposta ao presente parecer técnico.

Registra-se que, no EIA apresentado para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS afirma entender que “o escopo atual do PMPAS atende à ampliação das atividades propostas pelo Projeto Etapa 3 do Polo Pré-Sal”.

Cabe destacar que o IBAMA tem acordo de que o escopo atual do projeto é suficiente para garantir o monitoramento dos impactos advindos da ampliação das atividades com o início da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Contudo, para cumprir este papel é imprescindível que não ocorram quaisquer discontinuidades nestes monitoramentos, sobretudo, aquelas que possam ocorrer em função de atrasos nas renovações dos contratos e do Termo de Cooperação com a Marinha do Brasil. Neste sentido, a PETROBRAS deve apresentar informações atualizadas sobre o contrato com a empresa PRO-OCEANO que expirou em 24.12.2017, mas, ao que tudo indica, foi devidamente renovado. Para tal, deve ser informado o período de vigência do atual contrato.

Também, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.3 – Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos (PMC-BS)

O Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos (PMC-BS) já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.114279/2017-80.

O PMC-BS tem como objetivo geral estabelecer bases metodológicas e de dados para o monitoramento de longo prazo de cetáceos na Bacia de Santos e de possíveis interferências sobre estes, gerando parâmetros para a avaliação de impactos

potenciais das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás, e de outras atividades antrópicas da área de abrangência. Portanto, por ter sido concebido para ser executado enquanto durarem as atividades da PETROBRAS na Bacia de Santos, numa primeira etapa, optou-se por priorizar os esforços no delineamento das bases metodológicas e de dados no curto prazo (3 a 6 anos). Assim espera-se que no monitoramento de longo prazo das populações nas áreas costeiras e oceânicas da Bacia de Santos (acima de 12 anos) se possa avaliar os potenciais impactos das atividades sobre os cetáceos.

O histórico de elaboração e aprovação do Projeto está detalhado no Parecer Técnico nº 176/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1420852), de 27.12.2017. O Projeto Executivo do PMC-BS em vigor (SEI nº 0515706) foi aprovado em reunião realizada em 27.8.2015, conforme Ata de Reunião nº 02022.000057/2015-71.

Contratações Necessárias e Execução das Atividades Previstas

O PMC-BS vem sendo desenvolvido através de contrato firmado entre a PETROBRAS e a empresa Socioambiental Consultores Associados Ltda. em 24.6.2015, com vigência até 27.6.2018.

Para atender aos objetivos definidos no projeto executivo foram previstas as seguintes atividades:

- Cruzeiros de Avistagem e Monitoramento Acústico Passivo (MAP): realização de 2 (dois) cruzeiros anuais de até 60 (sessenta) dias cada, abrangendo tanto águas profundas quanto rasas, buscando obter dados sobre ocorrência, densidade, abundância e distribuição das espécies.
- Sobrevoos de Avistagem Aérea: realização de 2 (dois) sobrevoos anuais de até 15 (quinze) dias cada, buscando ampliar a possibilidade de obtenção de dados de forma complementar aos cruzeiros de avistagem.
- Cruzeiros de Telemetria: realização de 2 (dois) cruzeiros anuais de até 25 (vinte e cinco) dias cada, abrangendo águas rasas e profundas, a partir de rotas preestabelecidas, para a implantação de transmissores e monitoramento de sinais, para obter dados de deslocamento, padrões comportamentais e de uso de habitat.

Está prevista a obtenção de registros de Foto Identificação durante as campanhas embarcadas, bem como a realização de Biópsias para Análises Genéticas e de Contaminantes, prioritariamente durante as campanhas de Telemetria, mas também, oportunisticamente, durante os Cruzeiros de Avistagem.

O PMC-BS ainda realizará o cruzamento de dados biológicos com atividades antrópicas através do processamento dos dados primários obtidos pelo projeto com dados de outros estudos em andamento e de fontes secundárias sobre atividades antrópicas na área de abrangência. Para tal, foi elaborado o SisPMC como ferramenta para o gerenciamento de dados e que está disponível para consulta pública após cadastramento do usuário em <http://sispmc.socioambiental.com.br/sispmc/>.

Autorização para Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico – Abio

As atividades de coleta e transporte de material biológico do PMC-BS estão autorizadas pela Abio nº 637/2015, de 26.10.2015, retificada em 26.9.2016 e válida até 26.9.2018.

Relatórios de Acompanhamento

Além dos Relatórios referentes a cada campanha realizada, está previsto o encaminhamento de Relatórios Anuais, com análises consolidadas dos dados obtidos em cada campanha.

Relatórios das Campanhas de Avistagem Embarcada e Monitoramento Acústico Passivo – MAP

- 1ª Campanha de Avistagem Embarcada e Monitoramento Acústico Passivo – MAP, executada entre 27.11.2015 e 5.1.2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 00114/2016, de 23.2.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 29.2.2016 (SEI nº 0516051).
- 2ª Campanha de Avistagem Embarcada e Monitoramento Acústico Passivo – MAP, executada entre 10.5.2016 e 20.6.2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0629/2016, de 10.8.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 17.8.2016 (SEI nº 0516252).
- 3ª Campanha de Avistagem Embarcada e Monitoramento Acústico Passivo – MAP, executada entre 27.9.2016 e 6.11.2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0617/2017, de 28.8.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 30.8.2017 (SEI nº 0771473).
- 4ª Campanha de Avistagem Embarcada e Monitoramento Acústico Passivo – MAP, executada entre 8.3.2017 e 18.4.2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0436/2017, de 14.6.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 20.6.2017 (SEI nº 0516588).
- 5ª Campanha de Avistagem Embarcada e Monitoramento Acústico Passivo – MAP, executada entre 25.8.2017 e 7.10.2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0820/2017, de 10.11.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 17.11.2017 (SEI nº 1225646).

Relatórios das Campanhas de Avistagem Aérea

- 1ª Campanha de Avistagem Aérea, executada entre 7.12.2015 e 13.12.2015, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 00114/2016, de 23.2.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 29.2.2016 (SEI nº 0515895).
- 2ª Campanha de Avistagem Aérea, executada entre 28.3.2016 e 4.4.2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0412/2016, de 19.5.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 23.5.2016 (SEI nº 0516098).
- 3ª Campanha de Avistagem Aérea, executada entre 20.9.2016 e 29.9.2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0978/2016, de 15.12.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 19.12.2016 (SEI nº 0516499).

- 4ª Campanha de Avistagem Aérea, executada entre 26.1.2017 e 5.2.2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0312/2017, de 27.4.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 2.5.2017 (SEI nº 0018076).
- 5ª Campanha de Avistagem Aérea, executada entre 3.12.2017 e 11.12.2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0100/2018, de 5.2.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 8.2.2018 (SEI nº 1749140 e 1749194).

Relatórios das Campanhas de Telemetria

- 1ª Campanha de Telemetria, executada entre 22.2.2016 e 17.3.2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0412/2016, de 19.5.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 23.5.2016 (SEI nº 0516139).
- 2ª Campanha de Telemetria, executada entre 10.8.2016 e 3.9.2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0808/2016, de 18.10.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 21.10.2016 (SEI nº 0516331).
- 3ª Campanha de Telemetria, executada entre 31.1.2017 e 24.2.2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0312/2017, de 27.4.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 2.5.2017 (SEI nº 0018076).
- 4ª Campanha de Telemetria, executada entre 5.8.2017 e 10.8.2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0681/2017, de 19.9.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 22.9.2017 (SEI nº 0889097).
- 5ª Campanha de Telemetria, executada entre 28.10.2017 e 21.11.2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0100/2018, de 5.2.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 8.2.2018 (SEI nº 1749140 e 1749194).

Relatórios Anuais

- 1º Relatório Anual do PMC-BS, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0876/2016, de 9.11.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 17.11.2016 (SEI nº 0516447).
- 2º Relatório Anual do PMC-BS, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0845/2017, de 22.11.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 1.12.2017 (SEI nº 1317222).

Considerações Finais

Diante do exposto neste item, entende-se que o Projeto de Monitoramento de Cetáceos na Bacia de Santos – PMC-BS – vem sendo executado conforme as diretrizes inicialmente formuladas. Os relatórios recebidos pela Coordenação de Produção vêm sendo sistematicamente analisados por sua equipe técnica, que avaliará a necessidade da elaboração de pareceres técnicos específicos sobre o PMC-BS.

Registra-se que, no EIA apresentado para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS não se posicionou sobre a necessidade de alteração no escopo atual do PMC-BS em função da ampliação das atividades previstas na Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Independentemente disto, considera-se importante destacar que o IBAMA não vê esta necessidade, com o escopo atual do projeto sendo suficiente para garantir uma adequada caracterização e monitoramento dos impactos advindos da ampliação das atividades com o início da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. No entanto, para cumprir este papel é imprescindível que não ocorram quaisquer discontinuidades nestes monitoramentos, sobretudo, aquelas que possam ocorrer em função de atrasos nas renovações de contratos.

Contudo, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

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

O Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS) já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.114275/2017-00.

O PMP-BS tem como objetivo geral avaliar a interferência das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos sobre os tetrápodes marinhos (aves, tartarugas e mamíferos marinhos).

Por questões operacionais, o PMP-BS foi dividido em “Fase 1”, com o monitoramento das praias entre os municípios de Ubatuba (SP) e Laguna (SC) e em “Fase 2”, com o monitoramento das praias entre os municípios de Paraty (RJ) e Saquarema (RJ).

Este monitoramento deve buscar o registro das ocorrências de encalhes ou arribadas de tetrápodes marinhos vivos ou mortos nas praias, de mortalidades anormais de peixes e invertebrados na área monitorada, além de resíduos das atividades da indústria de petróleo e gás. Os parâmetros biológicos básicos dos animais e os parâmetros sanitários devem ser caracterizados e, sempre que possível, identificada a *causa mortis* dos tetrápodes marinhos, através de análises laboratoriais e necroscópicas. No caso de tetrápodes marinhos encontrados vivos e debilitados deve ser garantido o atendimento veterinário na tentativa de reabilitá-los e reintroduzi-los quando possível.

Por fim, cabe destacar que também devem ser realizadas análises de contaminantes em biota dos vertebrados marinhos encalhados e recolhidos nas praias monitoradas, avaliando-se a biodisponibilidade desses compostos ao longo de seus percursos migratórios e verificando-se indícios de contaminação por óleo, seus derivados, subprodutos da degradação e/ou componentes associados, bem como avaliando-se os potenciais efeitos destes contaminantes.

O histórico de elaboração e aprovação do Projeto está detalhado no Parecer Técnico nº 176/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1420852), de 27.12.2017. A versão aprovada e em vigor do PMP-BS Fase 1 é a Revisão 02 do Projeto Executivo do PMP-BS – Fase 1

(SEI nº 0901668), aprovada no Ofício nº 297/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 27.10.2017. Com relação à Fase 2, o documento mais atual aprovado é a Revisão 01 do Projeto Executivo do PMP-BS – Fase 2 (SEI nº 0528394), aprovado no Parecer Técnico nº 31/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0124660), de 30.5.2017.

Descumprimento da Condicionante

Em decorrência da não implementação do Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos – PMP-BS de acordo com o cronograma aprovado, em 15.11.2016 foi lavrado o Auto de Infração – AI nº 7128-E, no valor de R\$ 500.500,00, pelo não atendimento da condicionante específica nº 2.6 da Licença Prévia – LP nº 0491/2014. A PETROBRAS apresentou recurso administrativo ao referido AI em 10.1.2017, não tendo o IBAMA, até a presente data, se manifestado sobre as alegações da empresa. O Auto de Infração deu origem ao Processo IBAMA nº 02001.006926/2016-08 e tramita no âmbito da Diretoria de Proteção Ambiental (DIPRO/IBAMA).

Autorização para Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico – Abio

As atividades de captura, coleta e transporte de material biológico do PMP-BS estão autorizadas pelas Abio nº 640/2015, de 5.10.2015, 2ª retificação de 18.7.2017, válida até 18.7.2020, referente à Fase 1, e Abio nº 755/2016, de 7.10.2016, 2ª retificação de 9.6.2017, válida até 9.6.2019, referente à Fase 2.

Relatórios de Acompanhamento

O PMP-BS prevê o encaminhamento de Relatórios Quadrimestrais, com informações operacionais do Projeto nos períodos de referência, e Relatórios Anuais, que apresentam as análises dos dados coletados no período de referência e anteriores. Além desses Relatórios, está previsto o encaminhamento de Relatórios referentes aos Workshops de Alinhamento Técnico e Reuniões de Análise Crítica, além de Relatórios específicos, conforme demanda.

Workshops de Alinhamento Técnico do PMP-BS

- Relatório do 1º Workshop de Alinhamento Técnico do PMP-BS – Fase 1, realizado no dia 6.4.2016 no Rio de Janeiro, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0452/2016, de 1.6.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 6.6.2016 (SEI nº 0528225).
- Relatório do 2º Workshop de Alinhamento Metodológico do PMP-BS – Fase 1, realizado nos dias 17 e 18.11.2016 em Itajaí/SC, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0021/2017, de 9.1.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 17.1.2017 (SEI nº 0528693).
- Relatório do 3º Workshop de Alinhamento Metodológico do PMP-BS – Fases 1 e 2, realizado nos dias 8 e 9.8.2017 no Rio de Janeiro/RJ, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0774/2017, de 28.10.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 7.11.2017 (SEI nº 1140257).

Reuniões de Análise Crítica (RAC)

- Relatório da 1ª Reunião de Análise Crítica (RAC) do Comitê Técnico do PMP-BS – Fase 1, realizada no dia 1.12.2015 em Itajaí/SC, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0429/2017, de 9.6.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 19.6.2017, em seu Anexo 2 (SEI nº 0272364).
- Relatório da 2ª Reunião de Análise Crítica (RAC) do Comitê Técnico do PMP-BS – Fase 1, realizada nos dias 6 e 7.7.2016 em Itajaí/SC, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0641/2016, de 16.8.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 24.8.2016 (SEI nº 0525520).
- Relatório da 3ª Reunião de Análise Crítica (RAC) do Comitê Técnico do PMP-BS – Fase 1, realizada nos dias 18 e 19.4.2017 em Itajaí/SC, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0590/2017, de 17.8.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 21.8.2017 (SEI nº 0681495).
- Relatório da 1ª Reunião de Análise Crítica (RAC) do Comitê Técnico do PMP-BS – Fase 2, realizada nos dias 21 e 22.6.2017 no Rio de Janeiro/RJ, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0592/2017, de 17.8.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 21.8.2017 (SEI nº 0682045).

Relatórios Executivos de Desempenho Quadrimestral

- 1º Relatório Executivo de Desempenho Quadrimestral do PMP-BS – Fase 1, referente ao período de julho a novembro de 2015, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0833/2015, de 29.12.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 5.1.2016 (SEI nº 0525132).
- 2º Relatório Executivo de Desempenho Quadrimestral do PMP-BS – Fase 1, referente ao período de dezembro de 2015 a março de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0367/2016, de 6.5.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 10.5.2016 (SEI nº 0525434).
- 3º Relatório Executivo de Desempenho Quadrimestral do PMP-BS – Fase 1, referente ao período de abril a julho de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0720/2016, de 13.9.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 15.9.2016 (SEI nº 0525593).
- 4º Relatório Executivo de Desempenho Quadrimestral do PMP-BS – Fase 1, abrangendo as atividades realizadas no período de agosto a novembro de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 1015/2016, de 26.12.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 2.1.2017 (SEI nº 0528084).
- 1º Relatório Executivo de Desempenho Quadrimestral do PMP-BS – Fase 2, abrangendo as atividades realizadas no período de setembro a dezembro de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0113/2017, de 16.2.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 23.2.2017 (SEI nº 0528339).

– 5º Relatório Executivo de Desempenho Quadrimestral do PMP-BS – Fase 1, abrangendo as atividades realizadas no período de dezembro de 2016 a março de 2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 310/2017, de 27.4.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 9.5.2017 (SEI nº 0528778).

– 2º Relatório Executivo de Desempenho Quadrimestral do PMP-BS – Fase 2, abrangendo as atividades realizadas no período de janeiro a abril de 2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0399/2017, de 2.6.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 7.6.2017 (SEI nº 0529095).

A partir deste último relatório, os demais Relatórios Executivos de Desempenho Quadrimestral apresentarão de forma integrada os dados referentes às Fases 1 e 2 do PMP-BS:

– 1º Relatório Executivo Integrado de Desempenho Quadrimestral do PMP-BS – Fases 1 e 2, abrangendo as atividades realizadas no período de abril a julho de 2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0636/2017, de 31.8.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 4.9.2017 (SEI nº 0790898).

– 2º Relatório Executivo Integrado de Desempenho Quadrimestral do PMP-BS – Fases 1 e 2, abrangendo as atividades realizadas no período de agosto a novembro de 2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0014/2018, de 4.1.2018, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 8.1.2018 (SEI nº 1567512, 1568152 e 1568213).

Relatórios Técnicos Anuais

– 1º Relatório Técnico Anual do PMP-BS – Fase 1, referente ao período de 24.8.2015 a 23.8.2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0841/2016, de 27.10.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 11.11.2016 (SEI nº 0527856).

O 1º Relatório Técnico Anual do PMP-BS – Fase 2, referente ao período de setembro de 2016 a setembro de 2017, que estava previsto para ser entregue em novembro de 2017 ainda não foi recebido.

O 2º Relatório Técnico Anual do PMP-BS – Fase 1, referente ao período de agosto de 2016 a agosto de 2017, que estava previsto para ser entregue no mês de dezembro de 2017 ainda não foi recebido.

Relatórios específicos

– Relatório Final do Projeto de Pesquisa “Otimização de Metodologia Analítica para Determinação de HPA em Tecido Adiposo e Hepático de Tetrápodes Marinhos” desenvolvido pelo Laboratório de Química Orgânica Marinha do Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo (IO-USP) e encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0274/2016, de 28.3.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 29.3.2016 (SEI nº 0525186). Este documento foi analisado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no Parecer Técnico PAR. 02022.000387/2016-47 CGPEG/IBAMA de 20.7.2016, encaminhado para a PETROBRAS através do OF 02022.001795/2016-16 CPROD/IBAMA de 20.7.2016.

– Relatório Técnico “Avaliação de Metodologias Analíticas e Teores de HPA em Pinípedes e Sirênios” desenvolvido CENPES/PETROBRAS e encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0274/2016, de 28.3.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 29.3.2016 (DOCIBAMA nº 02022.002505/2016-51).

– Relatório de Estado da Arte de Biomarcadores em Tetrápodes Marinhos, elaborado pela Universidade Federal de Santa Catarina e encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0767/2016, de 28.9.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 3.10.2016 (DOCIBAMA nº 02022.007658/2016-95).

Contratações Necessárias e Execução das Atividades Previstas

Atualmente, o PMP-BS vem sendo desenvolvido através dos contratos firmados entre PETROBRAS e Universidade do Vale do Itajaí (UNIVALI) em 17.7.2015 e com vigência até 2.3.2018 (Fase 1) e entre PETROBRAS e CTA em 12.8.2016 e com vigência até 20.5.2018.

Buscando fortalecer as atividades de pesquisa já existentes nas áreas monitoradas, determinou-se que o PMP-BS fosse executado, sempre que possível, por instituições integrantes da REMASE (Rede de Encalhes de Mamíferos Aquáticos do Sudeste) e REMASUL (Rede de Encalhes de Mamíferos Aquáticos do Sul) que tenham atuação na área de abrangência do projeto. Assim, o PMP-BS – Fase 1 foi dividido em 10 (dez) trechos:

Trecho 10 – Ubatuba (SP), Caraguatatuba (SP), Ilhabela (SP) e São Sebastião (SP) – monitoramento executado pelo Instituto Argonauta para Conservação Costeira e Marinha. Animais vivos devem ser levados para a Unidade de Estabilização de São Sebastião (SP) ou para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Ubatuba (SP) e, no caso de tartarugas marinhas, para a base de Ubatuba (SP) da Fundação Pró-TAMAR.

Trecho 9 – Bertioga (SP), Guarujá (SP), Santos (SP) e São Vicente (SP) – monitoramento executado pelo Instituto GREMAR. Animais vivos devem ser levados para o Centro de Reabilitação e Despetrolização do Guarujá (SP).

Trecho 8 – Praia Grande (SP), Mongaguá (SP), Itanhaém (SP) e Peruíbe (SP), até a Barra do Uma – monitoramento executado pelo Instituto Biopesca. Animais vivos devem ser levados para a Unidade de Estabilização de Itanhaém (SP), que deverá ser substituída por outra instalação em Praia Grande (SP).

Trecho 7 – Iguape (SP), Ilha Comprida (SP), Cananeia (SP) – Ilha do Cardoso – monitoramento executado pelo Instituto de Pesquisas Cananeia (IPEC). Animais vivos devem ser levados para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Cananeia (SP).

Trecho 6 – Guaraqueçaba (PR), Paranaguá (PR), Pontal do Paraná (PR), Matinhos (PR) e Guaratuba (PR) – monitoramento executado pelo Centro de Estudos do Mar da Universidade Federal do Paraná (CEM-UFPR). Animais vivos devem ser levados para o Centro de Reabilitação e Despetrolização em Pontal do Paraná (PR).

Trecho 5 – Itapoá (SC), São Francisco do Sul (SC), Barra do Sul (SC) e Araquari (SC) – monitoramento executado pela Universidade da Região de Joinville (UNIVILLE). Animais vivos devem ser levados para as Unidades de Estabilização de São Francisco do Sul (SC) ou Penha (SC) ou para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Florianópolis (SC).

Trecho 4 – Barra Velha (SC), Piçarras (SC), Penha (SC), Navegantes (SC), Itajaí (SC), Balneário Camboriú (SC), Itapema (SC), Porto Belo (SC), Bombinhas (SC), Tijucas (SC) e Governador Celso Ramos (SC) – monitoramento executado pela Universidade do Vale do Itajaí (UNIVALI). Animais vivos devem ser levados para a Unidade de Estabilização de Penha (SC) ou para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Florianópolis (SC).

Trecho 3 – Florianópolis (SC) – monitoramento executado pela Associação R3 Animal. Animais vivos devem ser levados para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Florianópolis (SC).

Trecho 2 – Governador Celso Ramos (SC), Biguaçu (SC), São José (SC), Florianópolis (SC), Palhoça (SC), Paulo Lopes (SC), Garopaba (SC) e Imbituba (SC) – monitoramento executado pelo Instituto Australis – Projeto Baleia Franca. Animais vivos devem ser levados para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Florianópolis (SC) ou para a Unidade de Estabilização de Laguna (SC).

Trecho 1 – Imbituba (SC) e Laguna (SC), até a Barra da Lagoa de Santo Antônio dos Anjos – monitoramento executado pelo Centro de Educação Superior da Região Sul da Universidade do Estado de Santa Catarina (CERES-UEDESC). Animais vivos devem ser levados para a Unidade de Estabilização de Laguna (SC) ou para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Florianópolis (SC).

Historicamente, o Laboratório de Mamíferos Aquáticos e Bioindicadores da Faculdade de Oceanografia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (MAQUA-UERJ) e Instituto Boto Cinza (IBC) atuam pela REMASE na área de abrangência do PMP-BS – Fase 2. Assim, ficou acordado que a REMASE será responsável pela gestão técnica e operacional, bem como pelos dados técnicos gerados no âmbito do PMP-BS – Fase 2 no que se referem a mamíferos marinhos encontrados mortos na área de abrangência. A subcontratação da REMASE pelo CTA-Meio Ambiente evita a sobreposição de ações de monitoramento nas áreas onde as instituições já possuem uma rede de atendimento consolidada.

Por sua vez, o Projeto Aruanã, conduzido no Laboratório ECOPECA – Biologia do Nécton e Ecologia Pesqueira do Departamento de Biologia Marinha da Universidade Federal Fluminense (UFF) atua principalmente nos municípios do Rio de Janeiro (RJ), Niterói (RJ) e Maricá (RJ) desenvolvendo atividades voltadas para o levantamento de informações sobre a ocorrência de tartarugas marinhas vivas e mortas, suas interações com o ambiente marinho e com as atividades pesqueiras. Assim, foi estabelecido entre CTA-Meio Ambiente e Projeto Aruanã um acordo de cooperação técnica, visando também evitar a sobreposição de esforços na área de abrangência do PMP-BS – Fase 2, o qual prevê o repasse de informações e a coleta de material biológico de quelônios marinhos registrados no âmbito do projeto.

Atendendo a condicionante específica do Licenciamento Ambiental das Usinas Nucleares de Angra dos Reis, a Eletrobras Eletronuclear desenvolve atividades de monitoramento de praias na área compreendida entre Mambucaba e Frade, no município de Angra dos Reis. Dentre as atividades previstas no Projeto estão o resgate, o atendimento veterinário e a realização de procedimentos necroscópicos em quelônios marinhos encontrados encalhados, ou informados por meio de rede remota de acionamento. Em 26.1.2018, na correspondência UO-BS 0053/2018 (SEI nº 1616448), de 22.1.2018, a Petrobras informou os encaminhamentos acordados em reunião realizada entre os empreendedores, Petrobras e Eletronuclear, e as respectivas instituições contratadas para a realização das atividades, CTA e Promontar, para evitar a sobreposição de esforços na região e possibilitar o compartilhamento de dados entre os Projetos. Dentre os acordos, destaca-se que *“Nas praias de Mambucaba e Coqueiros (Batanguera), o monitoramento ativo será realizado pelo PMP-BS (CTA), e caso haja registro de tartarugas, a equipe do Promontar será acionada para recolher os animais e reabilitá-los ou necropsiá-los. Os dados desses quelônios não serão inseridos no SIMBA”*. Solicita-se que a PETROBRAS apresente, em correspondência a ser prontamente encaminhada no âmbito do processo administrativo específico do PMP-BS, as justificativas para que os dados referentes aos quelônios eventualmente registrados nas praias de Mambucaba e Coqueiros não sejam incluídos no Simba. No documento, a PETROBRAS deverá, ainda, detalhar como se dará, na prática, a aquisição e uso dos dados gerados pelo Promontar, visto que está previsto no acordo *“que os relatórios já gerados e os que vierem a ser gerados, serão disponibilizados para as empresas (ELETRONUCLEAR e PETROBRAS), de forma que seja possível o conhecimento dos dados que estão sendo gerados pelos dois monitoramentos”*. A mera disponibilização dos Relatórios gerados pode acarretar na perda de dados importantes para a avaliação dos impactos das atividades da indústria de petróleo e gás sobre os quelônios marinhos na região e, portanto, deve-se priorizar o compartilhamento dos dados brutos.

O PMP-BS – Fase 2 está dividido em 5 (cinco) trechos:

Trecho 5 – Paraty (RJ) – Animais vivos devem ser levados para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Angra dos Reis.

Trecho 4 – Angra dos Reis (RJ) - incluindo a Ilha Grande –Animais vivos devem ser levados para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Angra dos Reis.

Trecho 3 – Rio de Janeiro (RJ) - a partir da restinga da Marambaia e Baía de Sepetiba, Itaguaí (RJ) e Mangaratiba (RJ) – Animais vivos devem ser levados para a Unidade de Estabilização do Rio de Janeiro ou para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Angra dos Reis.

Trecho 2 – São Gonçalo (RJ), Itaboraí (RJ), Guapimirim (RJ), Magé (RJ), Duque de Caxias (RJ) e Rio de Janeiro (RJ) - até Barra de Guaratiba – Animais vivos devem ser levados para a Unidade de Estabilização do Rio de Janeiro ou para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Araruama.

Trecho 1 – Saquarema (RJ) - desde a Praia da Vila, Maricá (RJ) e Niterói (RJ) –. Animais vivos devem ser levados para a Unidade de Estabilização do Rio de Janeiro ou para o Centro de Reabilitação e Despetrolização de Araruama.

Ainda, existem contratos específicos para a realização das seguintes análises no âmbito do PMP-BS:

- Análise de HPA: executada pelo Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo (IO-USP), através de contrato firmado entre a PETROBRAS e a Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia da Universidade de São Paulo (FDTE-USP) em 29.5.2017 e com vigência expirada em 24.11.2017. Porém, de acordo com informações repassadas pela PETROBRAS, novo contrato foi assinado no mês de setembro, já sendo iniciadas as atividades em seu âmbito a partir de 4.10.2017, e com vigência até 30.2.2021.
- Análise de Elementos Traço: executada pelo Centro de Estudos Ambientais da Universidade Estadual Paulista (CEA-UNESP), através de contrato firmado entre a PETROBRAS e a Fundação de Apoio à Pesquisa, Ensino e Extensão da Universidade Estadual Paulista (FUNEP-UNESP) em 24.8.2016 e com vigência até 16.3.2020.
- Análise de Biomarcadores: executada pelo Laboratório de Biomarcadores de Contaminação Aquática e Imunoquímica da Universidade Federal de Santa Catarina (LABCAI-UFSC), através de contrato firmado entre a PETROBRAS e a Fundação de Ensino e Engenharia de Santa Catarina da Universidade Federal de Santa Catarina (FEESC-UFSC) em 10.11.2016 e com vigência até 11.5.2020.

Buscando garantir a padronização e sistematização dos dados gerados durante as atividades de campo por todas as unidades executoras, foi desenvolvido para o PMP-BS um sistema de gerenciamento de dados. Este sistema, denominado de SIMBA – Sistema de Informações de Monitoramento da Biota Aquática, consiste num repositório central dos dados dos organismos observados nos monitoramentos das praias, bem como das análises e procedimentos já realizados com os mesmos. Visando a credibilidade e transparência do processo, será garantido acesso público aos dados gerados no monitoramento de praias em <http://pmp.acad.univali.br/simba/>.

Todos os animais vivos que necessitem de atendimento veterinário e que não possam ser tratados *in situ* devem ser encaminhados para a Rede de Atendimento Veterinário do PMP-BS. De acordo com a estrutura de atendimento disponível estas instalações serão classificadas como “Centros de Reabilitação” ou “Unidades de Estabilização”. As Unidades de Estabilização possuem estruturas físicas mais simples para serem prestados os primeiros atendimentos aos animais até que estes estejam em condições, se for o caso, de serem transportados para o Centro de Reabilitação mais próximo.

No âmbito do PMP-BS – Fase 1, a PETROBRAS deve viabilizar a estruturação de 5 (cinco) Centros de Reabilitação e 5 (cinco) Unidades de Estabilização, distribuídos entre Laguna (SC) e Ubatuba (SP). Já para a Fase 2, foram previstos 2 (dois) Centros de Reabilitação e uma 1 (uma) Unidade de Estabilização. Também seriam estruturados bases e pontos de apoio para armazenamento e guarda de materiais ou realização de necropsias. Assim, faz parte do PMP-BS a seguinte infraestrutura:

- Bases de apoio: Imbituba (SC); Superagui (PR); e Praia Grande (SP).
- Pontos de Apoio Logístico: Paraty (RJ), Mangaratiba (RJ) e Maricá (RJ).
- Unidades de Estabilização: Laguna (SC) – inaugurada em 9.11.2017; Penha (SC) – inaugurada em 10.4.2017; São Francisco do Sul (SC) – inaugurada em 8.11.2017; Itanhaém (SP); São Sebastião (SP); e Rio de Janeiro (RJ).
- Unidade de Necropsia: Rio de Janeiro (RJ) – Laboratório de Mamíferos Aquáticos e Bioindicadores da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (MAQUA-UERJ).
- Centros de Despetrolização e Reabilitação: Florianópolis (SC); Pontal do Sul (PR); Cananeia (SP); Guarujá (SP); Ubatuba (SP); Angra dos Reis (RJ); e Araruama (RJ).

Destaca-se que, atualmente, nos locais onde as novas instalações de atendimento veterinário ainda não foram concluídas, as instituições responsáveis têm prestado o devido atendimento aos animais resgatados em instalações provisórias, porém já utilizadas antes do início do PMP-BS. Solicita-se que a PETROBRAS consolide, em correspondência a ser prontamente encaminhada no âmbito do processo administrativo específico do PMP-BS, as informações sobre a infraestrutura do projeto. Deve ser apresentado o cronograma inicialmente previsto para as obras de adequação/construção necessárias, assim como o cronograma atual, sendo justificados os atrasos existentes. Também deve ser informada as alternativas que vem sendo adotadas para garantir a operacionalização do PMP-BS no contexto destes eventuais atrasos. Em resposta ao presente parecer técnico deve ser informado se esta correspondência foi protocolada e o conteúdo da mesma.

Considerações Finais

Diante do exposto neste item, entende-se que o Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos – PMP-BS – vem sendo executado conforme as diretrizes inicialmente formuladas. Os relatórios recebidos pela Coordenação de Produção vêm sendo sistematicamente analisados por sua equipe técnica, que avaliará a necessidade da elaboração de pareceres técnicos específicos sobre o PMP-BS.

Registra-se que, no EIA apresentado para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS não se posicionou sobre a necessidade de alteração no escopo atual do PMP-BS em função da ampliação das atividades previstas na Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Independentemente disto, considera-se importante destacar que o IBAMA não vê esta necessidade, com o escopo atual do projeto sendo suficiente para garantir um adequado monitoramento dos impactos advindos da ampliação das atividades com o início da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Contudo, para cumprir este papel é imprescindível que não ocorram quaisquer descontinuidades nestes monitoramentos, sobretudo, aquelas que possam ocorrer em função de atrasos nas renovações de contratos. Neste sentido, a PETROBRAS deve apresentar informações atualizadas sobre a eventual renovação de contrato com a Universidade do Vale do Itajaí (UNIVALI), que está previsto para expirar em 2.3.2018, bem como a manutenção ou mudança das instituições responsáveis por cada trecho da Fase 1 neste contexto. Deve ser informado o período de vigência do novo contrato.

Ainda, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão

ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

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

O monitoramento da atividade pesqueira no âmbito do Licenciamento Ambiental de empreendimentos de Petróleo e Gás Natural na Bacia de Santos vem sendo exigido para a PETROBRAS desde 2008 com o objetivo de avaliar as interferências que suas atividades podem provocar sobre a pesca na região. A empresa sempre manteve um contrato com o Instituto de Pesca, instituição vinculada à Agência Paulista de Tecnologia dos Agronegócios da Secretaria de Agricultura e Abastecimento do Estado de São Paulo, que garantia o monitoramento ininterrupto em pontos de desembarque localizados em 17 (dezessete) municípios, sendo 15 (quinze) municípios que integram as Áreas de Proteção Ambiental Marinhas do Estado de São Paulo e 2 (dois) municípios na região da Costa Verde do Estado do Rio de Janeiro.

Contudo, como condicionante específica do licenciamento ambiental da Etapa 1 do Polo Pré-Sal, foi exigido que a PETROBRAS elaborasse e executasse um Projeto de Caracterização Socioeconômica da Pesca e Aquicultura da Bacia de Santos (PCSPA-BS) para suprir a carência de informações de diversas regiões, permitindo o aprofundamento da caracterização socioeconômica da atividade pesqueira (pesca artesanal e industrial costeira e oceânica) e aquícola (aquicultura e maricultura) para ter um efetivo acompanhamento das transformações que esta atividade pode vir a sofrer em decorrência da implantação dos empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural na Bacia de Santos.

A partir dos resultados apresentados pela PETROBRAS na Revisão 01 do Relatório Técnico Final do Projeto de Caracterização Socioeconômica da Pesca e Aquicultura da Bacia de Santos (PCSPA-BS), o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira da Bacia de Santos (PMAP-BS) teve seu projeto conceitual concebido com o objetivo de realizar de forma integrada e sistemática o monitoramento do desembarque pesqueiro e a caracterização socioeconômica e estrutural da pesca nos municípios em que as suas localidades pesqueiras sofrem efetivamente interferência das atuais atividades de exploração e produção de petróleo e gás na Bacia de Santos. Ambos os documentos foram encaminhados pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0399/2015 de 25.7.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 30.6.2017 e registrada sob a numeração DOCIBAMA nº 02022.006739/2015-97, bem como estão disponíveis para consultado pública em <http://www.comunicabaciadesantos.com.br>.

Portanto, o PMAP-BS já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.001735/2013-51, tendo como objetivos específicos: (i) Adquirir, de forma sistemática, informações sobre a atividade pesqueira às áreas de influência dos empreendimentos da UO-BS; (ii) Avaliar potenciais conflitos entre a atividade pesqueira e os empreendimentos de produção e transporte de gás e condensado dos campos de produção na Bacia de Santos; e (iii) Registrar, consolidar e analisar informações socioeconômicas da atividade pesqueira na Bacia de Santos com vistas a atualização da caracterização e diagnóstico realizados no âmbito do PCSPA-BS.

Atualmente, o PMAP-BS foi subdividido da seguinte forma:

- PMAP-SC: desenvolvido pela Universidade do Vale do Itajaí (UNIVALI) em 36 (trinta e seis) municípios de Santa Catarina, com contrato de execução assinado em 29.4.2016 e vigente até 18.10.2018.
- PMAP-PR: desenvolvido pela Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa do Agronegócio (FUNDEPAG), com a consultoria do Instituto de Pesca de São Paulo e em parceria com o Centro de Estudos do Mar da Universidade Federal do Paraná (CEM/UFPR) e com o Instituto Paranaense de Assistência Técnica e Extensão Rural (EMATER/PR), em 6 (seis) municípios do Paraná, com contrato de execução assinado em 12.8.2016 e vigente até 28.1.2019.
- PMAP-SP: desenvolvido pelo Instituto de Pesca de São Paulo em 15 (quinze) municípios de São Paulo (PMAP-SP), com contrato de execução assinado em 12.8.2016 e vigente até 28.1.2019.
- PMAP-RJ: desenvolvido pela Fundação Instituto de Pesca do estado do Rio de Janeiro (FIPERJ) em 15 (quinze) municípios do Rio de Janeiro, com contrato de execução assinado em 11.4.2017 e vigente até 28.1.2019.

Relatórios de Acompanhamento

- Relatórios Técnicos Semestrais dos PMAP-SC e PMAP-SP, referentes ao período de agosto a dezembro de 2016, e do PMAP-PR, referente ao período de outubro a dezembro de 2016, encaminhados pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0464/2017, de 30.6.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 4.7.2017 (SEI nº 0405768, 04058111, 0405924, 0405986, 0406013, 0406031 e 0416360).
- Relatórios Técnicos Semestrais dos PMAP-SC, PMAP-PR e PMAP-SP, referentes ao período de janeiro a junho de 2017, encaminhados pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0919/2017, de 27.12.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 3.1.2018 (SEI nº 1485379 e 1485389).

Considerações Finais

Diante do exposto neste item, entende-se que o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira – PMAP-BS – vem sendo executado conforme as diretrizes inicialmente formuladas. Os relatórios recebidos pela Coordenação de Produção vêm sendo sistematicamente analisados por sua equipe técnica, que avaliará a necessidade da elaboração de pareceres técnicos específicos sobre o PMAP-BS.

Registra-se que, no EIA apresentado para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS não se posicionou sobre a necessidade de alteração no escopo atual do PMAP-BS em função da ampliação das atividades previstas na Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Independentemente disto, considera-se importante destacar que o IBAMA não vê esta necessidade, com o escopo atual do projeto sendo suficiente para garantir um adequado e monitoramento dos impactos advindos da ampliação das atividades com o

início da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. No entanto, para cumprir este papel é imprescindível que não ocorram quaisquer discontinuidades nestes monitoramentos, sobretudo, aquelas que possam ocorrer em função de atrasos nas renovações de contratos.

Contudo, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

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

Com relação à implementação do Projeto de Controle da Poluição, as informações apresentadas no estudo basicamente afirmam que a PETROBRAS seguirá as diretrizes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11. Neste contexto, os aspectos fundamentais a serem buscados pela empresa dizem respeito à internalização de fato das metas de diminuição de geração de resíduos e de disposição final dos mesmos. Deve haver comprometimento por parte da Unidade de Operações da Bacia de Santos, desde os níveis gerenciais até os trabalhadores e tripulantes envolvidos diretamente nas operações, para a definição de metas realísticas e da busca pelo seu atendimento.

As Metas devem, a um só tempo, sintetizar e balizar a gestão de resíduos, que por sua vez, deve ser atendida pelas prestadoras de serviços ao empreendedor. Ou seja, as Metas não consistem em simples intenções e menos ainda em meras formalidades, mas devem ter o caráter de parâmetros para um firme esforço de melhoria, alicerçado de forma realista, na prática diária que o empreendedor deve conhecer.

Outro aspecto diz respeito aos efluentes líquidos, nos quais a empresa afirma que seguirá as diretrizes constantes na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11. Desta maneira, tendo em vista que a grande maioria dos FPSOs ainda se encontra em fase de projeto e/ou construção, devem ser incorporados aos mesmos os equipamentos e instalações necessárias para o monitoramento.

A implementação do Projeto de Controle da Poluição nas unidades da PETROBRAS na Bacia de Santos vem sendo acompanhado de forma regionalizada.

II.7.7 – Projeto de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS)

O Programa de Comunicação Regional da Bacia de Santos (PCSR-BS) já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.001466/2010.

O PCSR-BS tem como objetivo geral implementar ações de comunicação junto aos públicos prioritários das áreas de influência dos empreendimentos da PETROBRAS na Bacia de Santos, difundindo informações qualificadas sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, considerando a especificidade de cada público, empreendimento e região.

Elaboração e Aprovação do Projeto

O Programa de Comunicação Regional da Bacia de Santos – PCSR-BS vem sendo desenvolvido pela PETROBRAS desde 2010, quando a empresa, através da correspondência UN-BS/CLA 0256/2010 de 21.9.2010, protocolada na CGPEG/IBAMA em 21.9.2010, apresentou uma proposta conceitual para um programa regionalizado – em atendimento ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 237/10, emitido no âmbito do licenciamento ambiental do Sistema de Produção de Gás Natural e Condensado do Campo de Mexilhão, Bacia de Santos – PMXL-1 (Processo IBAMA nº 02022.003014/2005-75).

Posteriormente, através da correspondência DE&P 0218/2014, de 13.10.2014, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data, que apresentava o Requerimento de Licença de Operação para o Desenvolvimento de Produção de Sapinhoá Norte – a ser realizado pelo FPSO Cidade de Ilhabela –, em atendimento à condicionante específica nº 2.7 da LP 0491/2014, encaminhou a Revisão 02 do PCSR-BS. Assim, através do Parecer Técnico PAR. 02022.000548/2014-31 CGPEG/IBAMA, de 19.11.2014, no anexo que analisou este requerimento, a Revisão 02 do PCSR-BS foi aprovada.

Contratações Necessárias e Execução das Atividades Previstas

O PCSR-BS vem sendo desenvolvido pela própria empresa, sendo realizadas algumas contratações pontuais apenas para o desenvolvimento de determinados produtos necessários a sua implementação.

A área de abrangência do PCSR-BS considera todos os municípios da área de influência dos empreendimentos marítimos de exploração e produção da PETROBRAS na Bacia de Santos:

- Macaé, Cabo Frio, Araruama, Saquarema, Maricá, Niterói, São Gonçalo, Itaboraí, Magé, Guapimirim, Duque de Caxias, Rio de Janeiro, Itaguaí, Mangaratiba, Angra dos Reis e Paraty, no estado do Rio de Janeiro;
- Ubatuba, Caraguatatuba, São Sebastião, Ilhabela, Bertioga, Guarujá, Cubatão, Santos, São Vicente, Praia Grande, Mongaguá, Itanhaém, Peruíbe, Iguape, Ilha Comprida e Cananéia, no estado de São Paulo; e
- Itajaí e Navegantes, no estado de Santa Catarina.

São considerados como públicos prioritários nos municípios listados acima as comunidades de pescadores, instituições representativas do setor pesqueiro, órgãos públicos, lideranças comunitárias formais e informais, além de representantes de organizações da sociedade civil voltados para o meio ambiente, responsabilidade social e transparência pública.

Estão previstas as seguintes ações no âmbito do PCSR-BS:

Atividades Presenciais

Para elaboração da proposta de atividades presenciais de comunicação social a PETROBRAS solicitou a realização prévia de um amplo estudo nos municípios que formam a área de influência socioeconômica de seus empreendimentos na Bacia de Santos. Devido a essa estratégia, a execução de atividades presenciais não poderia ser realizada até a conclusão dos mesmos, apesar de o programa ter sido aprovado com as mesmas no ano de 2014. O IBAMA, mesmo avaliando que para o planejamento e realização de atividades presenciais não haveria grandes obstáculos, considerando que outros programas de comunicação social da empresa já implementavam esse tipo de atividade em outras bacias, notadamente na Bacia de Campos, onde o programa já se encontra em seu 7º ciclo, acatou a proposta da empresa.

O histórico de elaboração e aprovação do Plano de Trabalho para as atividades presenciais do PCSR-BS está detalhado no Parecer Técnico nº 176/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1420852), de 27.12.2017. A versão aprovada e em vigor do Plano de Trabalho é a sua Revisão 01 (SEI nº 0387766), analisada pelo Parecer Técnico nº 78/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de 24.7.2017, que a considerou aprovada desde que observadas todas as considerações apresentadas no mesmo.

O Plano de Trabalho aprovado abrange as ações do primeiro ciclo de atividades presenciais, com duração de um ano, e tem o intuito de qualificar o diálogo permanente entre a PETROBRAS e os públicos impactados por seus empreendimentos na Bacia de Santos. No período de outubro de 2017 a maio de 2018, devem ser realizados 7 (sete) eventos com o objetivo de difundir informações relevantes sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural promovidas pela empresa nessa bacia, considerando os temas de maior interesse apontados pelos públicos.

Após a realização do primeiro evento em Maricá (RJ), no mês de outubro de 2017, com um caráter específico, a ser desenvolvida conjuntamente pela equipe do PCSR-BC e PCSR-BS, por conta da transição das ações no município de um projeto para outro, os demais municípios foram distribuídos em 6 (seis) grupos com as seguintes composições e cronograma: (i) Novembro/2017: Litoral Norte de São Paulo (Grupo 4) – Ubatuba, Caraguatatuba, Ilhabela e São Sebastião; (ii) Dezembro/2017: Baixada Santista (Grupo 3) – Cubatão, Guarujá, Bertioga, Itanhaém, Mongaguá, Peruíbe, Praia Grande, Santos e São Vicente; (iii) Fevereiro/2018: Foz do Rio Itajaí-Açu (Grupo 1) – Itajaí e Navegantes; (iv) Março/2018: Baías da Ilha Grande e de Sepetiba (Grupo 5) – Paraty, Angra dos Reis, Mangaratiba e Itaguaí; (v) Abril/2018: Complexo Estuarino do Vale do Ribeira (Grupo 2) – Cananéia, Iguape e Ilha Comprida; e (vi) Maio/2018: Baía de Guanabara (Grupo 6) – Rio de Janeiro, Niterói, Duque de Caxias, Magé, Guapimirim, Itaboraí, São Gonçalo e Maricá.

A PETROBRAS deve apresentar um Relatório de Análise Crítica e Planejamento para o segundo ciclo em julho de 2018, permitindo que o mesmo possa ser iniciado em setembro de 2018.

Contudo, através do Parecer Técnico nº 155/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de 17.11.2017 foi apresentado um relatório simplificado sobre a primeira atividade presencial prevista no plano de trabalho, realizada em 10.10.2017 no município de Maricá (RJ). Este determinou que suas observações fossem incorporadas nas próximas ações. Ainda, solicitou-se que para o agendamento das demais atividades previstas no cronograma do Plano de Trabalho fosse considerada a realização de reuniões prévias às audiências públicas do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos nos municípios de Paraty (RJ) e São Sebastião (SP) em novembro de 2017, assim como as audiências agendadas para os meses de fevereiro e março de 2018. Nesse sentido, com o objetivo de se evitar a sobreposição de ações e o possível esvaziamento das atividades presenciais do PCSR-BS, o parecer técnico orientou que as atividades presenciais previstas para serem realizadas até março de 2018 fossem suspensas e replanejadas em um novo cronograma a ser apresentado após a realização das audiências públicas da Etapa 3. Em função desse ajuste no cronograma, se assumiu que o encerramento do primeiro ciclo de atividades presenciais, previsto para acontecer em julho de 2018, pudesse ser prorrogado por mais alguns meses.

Por fim, cabe salientar que os municípios de Macaé, Cabo Frio, Araruama e Saquarema, no estado do Rio de Janeiro, também fazem parte da área de abrangência das atividades da Unidade de Operações de Exploração e Produção do Rio de Janeiro (UO-RIO) e da Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Campos (UO-BC) que implementam na região um único projeto de comunicação social, o Projeto de Comunicação Social Regional da Bacia de Campos – PCSR-BC (Processo IBAMA nº 02022.002410/2007). Assim, com o objetivo de evitar a sobreposição de ações, integrando e otimizando as ações de comunicação social, o PCSR-BC ficou de incluir em suas atividades presenciais nestes 4 (quatro) municípios informações relativas aos empreendimentos da Bacia de Santos. O município de Itaboraí (RJ), por sua vez, faz parte da área de abrangência do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ. Desta forma, as ações presenciais desenvolvidas no âmbito deste empreendimento neste município também abordariam questões relativas aos empreendimentos da Bacia de Santos.

Boletim Informativo

A distribuição dos boletins deve ser realizada nos encontros presenciais, assim como em reuniões integrantes dos Projetos de Educação Ambiental, cujas ações estão sendo desenvolvidas também pela UO-BS, com sua tiragem atendendo estes propósitos de distribuição. Os boletins também devem ser disponibilizados no site do PCSR-BS.

Devem ser elaborados 2 (dois) boletins por ano, com vigência de cada edição, atualmente, sendo de abril a setembro e de outubro a março. Cabe destacar que edições extras ou específicas para determinadas regiões, assim como outros materiais impressos, sempre que a necessidade for identificada pela empresa ou pelo IBAMA devem ser prontamente produzidos e distribuídos. Até o presente momento, foram produzidos os seguintes boletins informativos:

Central de Atendimento

A PETROBRAS, através da UO-BS, disponibiliza uma central de atendimento a comunicações de emergência e demandas da comunidade, por meio do telefone gratuito 0800 77 00 112 e do e-mail: comunica.uobs@petrobras.com.br. O atendimento tem a opção de “*Informações ao Cidadão*”, acessível no horário de segunda a sexta-feira, das 7h às 19h; e a opção de “*Emergência Ambiental*”, acessível 24 horas por dia. A central de atendimento é divulgada em todos os materiais de comunicação.

Site

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0373/2016, de 09.06.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 10.05.2016, encaminhou o endereço do site Comunica Bacia de Santos com as alterações solicitadas no Parecer Técnico PAR. 02022.000529/2015-95 CPROD/IBAMA. Assim, após a fase de testes no ambiente de homologação e aprovação pelo IBAMA, o site entrou efetivamente no ar, no dia 28.6.2016, no endereço www.comunicabaciadesantos.com.br, conforme informado pela empresa através do Ofício UO-BS 0518/2016.

Relatórios de Acompanhamento

Os Relatórios Executivos devem ser encaminhados ao IBAMA, anualmente, no mês de fevereiro, descrevendo e comprovando as atividades de implantação e de execução do projeto ocorridas no período. Seguem os relatórios anuais que já foram protocolados pela empresa:

- 1º Relatório Anual do PCSR-BS, referente às atividades executadas no período de janeiro a dezembro de 2015, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0107/2016, de 18.2.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 19.2.2016 (DOCIBAMA nº 02022.001437/2016-11). Este relatório foi analisado pelo Parecer Técnico PAR. 02022.000011/2017-13 CGPEG/IBAMA, de 10.1.2017. Por sua vez, através da correspondência UO-BS 0092/2017, de 10.2.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 14.2.2017, a empresa encaminhou sua resposta ao parecer técnico emitido.
- 2º Relatório Anual do PCSR-BS, referente às atividades executadas no período de janeiro a dezembro de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0147/2017, de 23.2.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 3.3.2017 (DOCIBAMA nº 02022.001468/2017-45).

Considerações Finais

Diante do exposto acima, entende-se que o Programa de Comunicação Regional da Bacia de Santos – PCSR-BS – vem sendo executado conforme as diretrizes inicialmente formuladas. Os relatórios recebidos pela Coordenação de Produção vêm sendo sistematicamente analisados por sua equipe técnica, que avaliará a necessidade da elaboração de pareceres técnicos específicos sobre o PCSR-BS.

Registra-se que, no EIA apresentado para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS não se posicionou sobre a necessidade de alteração no escopo atual do PCSR-BS em função da ampliação das atividades previstas na Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Independentemente disto, considera-se importante destacar que o IBAMA não vê esta necessidade, com o escopo atual do projeto sendo suficiente para auxiliar na mitigação dos impactos advindos da ampliação das atividades com o início da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Contudo, para cumprir este papel é imprescindível que não ocorram quaisquer discontinuidades nas ações de comunicação previstas sem que tenham sido previamente acordadas com o IBAMA, além do compromisso da empresa em buscar o permanente aprimoramento destas para sua adequação às principais demandas dos diferentes públicos-alvo. Neste sentido, cabem salientar que novas ações de comunicação, assim como a ampliação daquelas que vem sendo desenvolvidas, podem ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de instalação e operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, considerando a avaliação permanente da efetividade do PCSR-BS no decorrer da implantação dos projetos previstos para esta nova etapa.

II.7.8 – Projeto de Educação Ambiental (PEA)

No EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS apresentou as informações referentes aos Projetos de Educação Ambiental que já estão em desenvolvimento nos municípios da área de influência da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, sendo que essa área está em regiões de abrangência de três programas regionais (região 3, 4 e 5): o Programa de Educação Ambiental de São Paulo (PEA-SP); o Programa de Educação Ambiental do Rio de Janeiro (PEA-RIO) e o Programa de Educação Ambiental da Bacia de Campos (PEA-BC).

Na PETROBRAS a execução de tais projetos está regionalizada por unidades de operação. Os projetos que contemplam municípios de Florianópolis/SC a Maricá/RJ, inclusive nos Programas de Educação Ambiental de São Paulo (PEA-SP) e do Rio de Janeiro (PEA-RIO), são de responsabilidade da Unidade de Operações da Bacia de Santos – UO-BS com sede na cidade de Santos. E os que contemplam municípios de Saquarema/RJ a São Francisco de Itabapoana/RJ, inclusive no Programa de Educação Ambiental da Bacia de Campos (PEA-BC), são de responsabilidade das Unidades de Operações da Bacia de Campos e do Rio de Janeiro - UO-BC e UO-RIO com sede na cidade de Macaé (RJ) e Rio de Janeiro (RJ), respectivamente.

Nesse contexto, a PETROBRAS, seguindo a orientação do Termo de Referência, apresentou sucintamente a situação atual do PEA-Costa Verde, PEA-Baía de Guanabara (PEA-BG) e NEA-BC, que são desenvolvidos na mesma área de influência da Etapa 3.

A empresa informou no “Quadro II.7.8.1-1” que para os municípios da Baixada Santista e municípios do Litoral Sul do Estado de SP seriam apresentadas propostas de projetos até o final de 2017. Em seguida, a empresa voltou a afirmar que seriam apresentadas até o final do ano de 2017, no âmbito do PEA-SP, propostas de Projetos de Educação Ambiental para a Baixada Santista e para o Litoral Sul de São Paulo, que já tiveram o diagnóstico participativo concluído.

Em complementação às informações apresentadas no EIA, através da correspondência UO-BS 0923/2017, de 28.12.2017, a PETROBRAS encaminhou documento de justificativa para linha de ação e proposta de projeto para o Litoral Centro de SP. Trata-se de uma proposta para desenvolver ações de educação ambiental com comunidades tradicionais no município de Bertiooga, na Linha de Ação A, relacionadas à questão da distribuição de royalties.

Além disso, através da correspondência UO-BS 0010/2018, de 4.1.2018, a PETROBRAS encaminhou documento de justificativa para linha de ação e proposta de projeto para o Litoral Sul de SP. Trata-se de uma proposta para desenvolver ações de educação ambiental com comunidades tradicionais nos municípios de Ilha Comprida, Iguape e Cananeia, na Linha de Ação A, relacionadas à questão da distribuição de royalties.

Entretanto, cabe ressaltar que essas duas propostas de PEA não estão associadas ao incremento de impactos socioambientais provocados pela Etapa 3 do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos. Isso fica evidente porque a proposta da empresa para esses novos projetos é trabalhar em municípios que não estão inseridos na área de influência deste empreendimento (Cananeia, Iguape, Ilha Comprida e Bertioga).

Apesar desses dois novos PEAs serem citados no EIA da Etapa 3, é importante esclarecer que essas propostas foram encaminhadas em atendimento a uma solicitação contida no Parecer Técnico 02022.000346/2015-70 CPROD/IBAMA, de 20.07.2015, emitido no âmbito do PEA-SP (Processo IBAMA 02022.002921/2009), qual seja:

"Juntamente com o Plano de Trabalho para o PEA-LNOSP, deve ser apresentado um documento contendo as estratégias para proposição de novos projetos de educação ambiental, no âmbito do Programa de Educação Ambiental de São Paulo – PEA-SP, conforme discutido durante o Workshop realizado especificamente para tratar do tema em junho de 2014. Essa estratégia deve considerar os grupos prioritários apontados no DP e também os empreendimentos que possuem o PEA-SP como condicionante de licenças emitidas por esta Coordenação. Minimamente, entendemos que a empresa deve ter um planejamento para proposição de um projeto para a Baixada Santista (Bertioga, Guarujá, Cubatão, Santos, São Vicente, Praia Grande, Itanhaém, Mongaguá e Peruíbe) e um para o Litoral Sul Paulista (Cananéia, Iguape e Ilha Comprida)."

Em resposta a esse Parecer Técnico, a qual foi encaminhada pela Carta UO-BS 0761/2016, de 27.09.2016, a empresa propôs que os próximos projetos do PEA-SP fossem executados paulatinamente pois naquele momento estava iniciando a implementação de outro projeto na região. Isso permitiria que a empresa fosse mais assertiva na proposição, planejamento, implantação e execução dos projetos de educação ambiental, uma vez que poderia se utilizar da experiência adquirida no desenvolvimento dos demais projetos citados. Nesse sentido, a empresa se comprometeu a apresentar as propostas de PEA para o litoral sul e centro de São Paulo até o fim de 2017.

Essas propostas serão avaliadas no âmbito do Programa de Educação Ambiental de São Paulo - PEA-SP (Processo IBAMA nº 02022.002921/2009), através de Parecer Técnico específico.

Além da apresentação dos projetos que estão em andamento e dos que já possuem propostas protocoladas no IBAMA, a empresa não apresentou nenhuma outra proposta no EIA para responder ao incremento dos impactos socioambientais provocados pela Etapa 3. Vale lembrar que o Termo de Referência solicitou que a empresa apresentasse propostas para novos Projetos de Educação Ambiental que pudessem atender às questões levantadas pelo EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Sobre isso a empresa argumenta que a Área de Influência deste empreendimento não indica a necessidade de proposição de novos projetos além dos que já estão previstos ou em andamento, uma vez que eles já respondem às necessidades de mitigação. Mas também deixa em aberto para proposições futuras, conforme as atividades desenvolvidas pelos novos empreendimentos venham a causar diferentes interferências no território ou interfiram em novos municípios que ainda não sejam contemplados por um projeto de educação ambiental.

Por fim, considerando que as novas propostas de PEA estão inseridas no âmbito do PEA-SP e que mesmo essas propostas não estão associadas ao incremento dos impactos socioambientais provocados pela Etapa 3, entende-se que a região da Baía de Guanabara deveria constituir uma área de prioridade para proposição de novos projetos de socioeconomia. Mesmo sabendo que já existe o PEA-Baía de Guanabara (PEA-BG) e que este se encontra em fase de contratação da empresa executora, a dinâmica de crescimento das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural na Bacia de Santos, tendo o Porto do Rio de Janeiro e o Porto de Niterói como centro da base de apoio marítimo da PETROBRAS, aponta para um aumento significativo no trânsito de embarcações nessa região e nos impactos à atividade pesqueira associados. Dessa forma, indica-se previamente que novos projetos de educação ambiental ou novos projetos de mitigação dos impactos sobre a pesca artesanal que dialogam com o PEA-BG podem vir a ser exigidos para a região da Baía de Guanabara no âmbito deste processo de licenciamento.

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

Os Projetos de Educação Ambiental dos Trabalhadores executados pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas de licenças de instalação e operação emitidas para as atividades de E&P da empresa na Bacia de Santos foram unificados em um Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores da Bacia de Santos (PEAT-BS). Este projeto unificado foi proposto pela PETROBRAS ao IBAMA através da correspondência UO-BS 0456/2017, de 27.6.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 29.6.2017 (SEI nº 0359060).

No EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS incluiu cópia desta correspondência e destacou que após a aprovação dessa proposta a implementação do PEAT se daria de forma uniformizada entre as embarcações que realizam operações submarinas e as unidades de produção que já operam e que vierem a operar na Bacia de Santos, incluindo, assim, aquelas previstas para a Etapa 3.

A PETROBRAS ressaltou que os tipos de unidades/embarcações contemplados nessa proposta de projeto eram:

- Unidades de produção que atuam exclusivamente em Testes de Longa Duração e Sistemas de Produção Antecipada (TLDs/SPAs);
- Unidades de produção que compõem projetos de Desenvolvimento da Produção (DP) e Sistemas Piloto de Produção; e
- Embarcações que realizam operações submarinas e que não estejam formalmente inseridas no Processo IBAMA nº 02022.001637/11-51.

Em função disto, para maior transparência e esclarecimento aos interessados, ao fazer menção ao Processo IBAMA nº 02022.001637/11-51, o EIA/RIMA deveria ter explicado de forma sucinta no que consiste este processo e qual a diferença das embarcações incluídas no mesmo, além de apresentar em anexo a proposta de PEAT que vem sendo adotada para estas embarcações. Solicita-se que sejam apresentadas estas complementações.

Atualizando as informações apresentadas no EIA/RIMA, salienta-se que através do Ofício nº 369/2017/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA de 22.1.2018 (SEI nº 1342289), a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS o Parecer Técnico nº 160/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de 24.11.2017 (SEI nº 1251111), que analisou e aprovou a proposta apresentada pela empresa para o PEAT-BS.

É importante salientar que o Parecer Técnico nº 160/2017-COPROD/CGMAC/DILIC, ressaltou que, para além das medidas contidas no PEAT-BS, a PETROBRAS vem apresentando anualmente um Relatório de Caracterização dos Trabalhadores que atuam nas atividades de instalação e operação desenvolvidas no âmbito das Etapas 1 e 2. Ao lembrar que esse relatório já foi apresentado para os anos de 2015 (SEI nº 0789642) e 2016 (SEI nº 0790476), destacou entender que poderia haver um planejamento da empresa para que esses dois documentos, o Relatório de Caracterização e o Relatório do PEAT-BS, fossem apresentados conjuntamente.

Para esta caracterização são apresentadas as seguintes informações: (i) número total de trabalhadores a bordo; (ii) percentuais por qualificação (nível fundamental, médio, técnico, superior, etc.); (iii) percentuais por nacionalidade (brasileira, filipina, etc.); (iv) percentuais por idioma utilizado para se comunicar a bordo (português, inglês, mandarim etc.); (v) percentuais por contrato de trabalho (empregado da PETROBRAS, terceirizado da PETROBRAS, empregado de parceiros, empregado da operadora, etc.); (vi) percentual por tempo de atuação na atividade (experiência na instalação de infraestrutura offshore); e (vii) percentual por tempo de atuação na embarcação (experiência específica em determinado tipo de atividade de instalação).

Salienta-se que o Relatório de Caracterização dos Trabalhadores referente ao ano de 2018 deve incorporar os trabalhadores que atuarão nas atividades de instalação e operação desenvolvidas no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Portanto, o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores da Bacia de Santos (PEAT-BS) já deve estar sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.119874/2017-10. Os Relatórios de Caracterização dos Trabalhadores também são acompanhados no âmbito deste mesmo processo administrativo.

II.7.10 – Projeto de Avaliação de Impactos Cumulativos (PAIC)

O Projeto de Avaliação de Impactos Cumulativos (PAIC) já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000467/2015-11.

Cabe destacar que, desde sua proposição inicial, o PAIC também vem sendo acompanhado sistematicamente pela equipe técnica da Unidade Técnica de 2º Nível em Caraguatatuba da Superintendência do IBAMA no Estado de São Paulo, que apresenta uma contribuição imprescindível na condução do processo na região, representando a Coordenação de Produção nas atividades desenvolvidas e que requerem a presença do IBAMA, mas, sobretudo na análise técnica e definição de encaminhamentos em conjunto com a equipe técnica da Coordenação de Produção.

O PAIC tem como objetivo geral realizar uma análise integrada dos impactos dos principais estressores (ações e atividades humanas, eventos naturais, ambientais e sociais, independente da origem/responsável/tipologia da atividade) sobre fatores ambientais e sociais selecionados, ao longo do tempo, para regiões delimitadas na área de influência da Etapa 1 e 2, identificando a acumulação e interação sinérgica entre eles. Assim, se espera possibilitar a avaliação da interferência dos estressores no ambiente e fornecer subsídios aos atores da região para enfrentar as possíveis transformações sociais, ambientais e econômicas e se desenvolver de forma sustentável.

O histórico de elaboração e aprovação do PAIC, bem como da contratação de suas equipes executoras, está detalhado no Parecer Técnico nº 176/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1420852), de 27.12.2017. A versão aprovada e em vigor do projeto é a sua Revisão 01, analisada pelo Parecer Técnico PAR. 02022.000283/2015-11, de 19.6.2015.

O PAIC está sendo executado pela empresa V&S Ambiental / Nemus, com contrato vigente até fevereiro de 2021, onde prevê a realização do PAIC nas quatro regiões dos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro propostas no projeto executivo:

Região 1 – Região Metropolitana da Baixada Santista/SP (Bertioga, Guarujá, Santos, Cubatão, São Vicente, Praia Grande, Mongaguá, Itanhaém e Peruíbe);

Região 2 – Litoral Norte/SP (Caraguatatuba, Ilhabela, São Sebastião e Ubatuba);

Região 3 – Litoral Sul Fluminense/RJ (Paraty, Angra dos Reis, Mangaratiba e Itaguaí);

Região 4 – Baía de Guanabara (Rio de Janeiro, Niterói, São Gonçalo, Itaboraí, Guapimirim, Magé e Duque de Caxias) e Maricá/RJ.

O trabalho será desenvolvido em 7 (sete) fases para cada região, com a apresentação dos respectivos produtos, conforme indicado a seguir:

Fase 1 – Planejamento

Planejamento das atividades a desenvolver, incluindo procedimentos metodológicos, reuniões, discussão das fases a serem desenvolvidas e seus respectivos conteúdos e cronograma de execução. Deve ser elaborada uma listagem de atores-chave atuantes na região e que devem ser convidados para participação nas oficinas e reuniões a realizar. Ao final, o Plano de Trabalho elaborado deve ser encaminhado para análise e aprovação do IBAMA.

Fase 2 – Escopo

A definição do escopo tem como objetivo:

- Identificação dos fatores ambientais e sociais que serão analisados;
- Definição dos limites temporais e espaciais da análise; e
- Seleção dos estressores que serão alvo de estudo.

Fase 3 – Levantamento de dados

Levantamentos de informações de base sobre o *status* dos fatores ambientais e sociais. Este levantamento de informação tem como objetivo:

- Identificação da condição base dos fatores ambientais e sociais;
- Identificação de mudanças nas condições dos fatores ambientais e sociais; e
- Identificação da capacidade de suporte dos fatores ambientais e sociais.

Fase 4 – Avaliação de impactos cumulativos

A fase de Avaliação de Impactos Cumulativos terá como objetivos:

- Identificação de impactos ambientais e sociais;
- Avaliação de impactos que ocasionam eventuais mudanças na condição dos fatores ambientais e sociais (viabilidade, sustentabilidade); e
- Identificação de efeitos cumulativos, sinérgicos e outros.

Fase 5 – Avaliação da capacidade de suporte e da significância dos impactos cumulativos previstos

Nesta fase, os impactos cumulativos serão classificados de acordo com diversos critérios, o que resultará na avaliação global da sua significância para cada um dos fatores ambientais e sociais.

Fase 6 – Análise dos resultados e banco de dados georreferenciado

A partir dos dados obtidos nas fases anteriores, será apresentado um resultado analítico detalhado, discutindo a realidade da região frente a cumulatividade de diversos estressores e a influência sobre os fatores ambientais e sociais e as possíveis transformações sociais, ambientais e econômicas (positivas e negativas).

Fase 7 – Apresentação dos resultados finais

Deve ser realizada uma reunião para apresentação, discussão e validação dos resultados. O relatório final da reunião de apresentação incluirá o relato da reunião de apresentação e validação das informações (com descrição da organização, dinâmicas desenvolvidas, registro das principais discussões, pontos divergentes e convergentes, lista de presença com nome, instituição e contato, registro fotográfico identificando o local, evento, data e responsável pela imagem) e resultado final consensuado.

Relatórios de Acompanhamento

Até o presente momento foram encaminhados pela empresa os seguintes relatórios para acompanhamento:

– Região 2 – Litoral Norte/SP

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0114/2017, de 16.2.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 20.2.2017, encaminhou o Plano de Trabalho do PAIC – Região 2 – Litoral Norte de São Paulo (DOCIBAMA nº 02022.001279/2017-72), sendo este analisado e aprovado pelo Parecer Técnico PAR. 02022.000126/2017-16 CPROD/IBAMA, de 20.4.2017.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0545/2017, de 1.8.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 7.8.2017, encaminhou o Relatório da Oficina Participativa da Fase de Escopo – Região 2 – Litoral Norte de SP (SEI nº 0587767), realizada em 17.5.2017 em Caraguatatuba/SP, e o Relatório Técnico Final da Fase de Escopo – Região 2 – Litoral Norte de SP (SEI nº 0588003, 0588199 e 0588338),

Através da correspondência UO-BS 855/2017, de 27.11.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 5.12.2017, a PETROBRAS encaminhou a Revisão 01 do Relatório Técnico Final da Fase de Escopo – Região 2 – Litoral Norte de SP e o Relatório Técnico Metodológico – Região 2 – Litoral Norte de SP (SEI nº 1335644 e 1336460).

Estes documentos ainda estão sendo analisados pelas equipes técnicas da Coordenação de Produção e da Unidade Técnica de Caraguatatuba, sendo que, caso pertinente, deverá ser emitida manifestação sobre os mesmos no âmbito do processo específico.

– Região 3 – Litoral Sul Fluminense/RJ

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0114/2017, de 16.2.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 20.2.2017, encaminhou o Plano de Trabalho do PAIC – Região 3 – Litoral Sul Fluminense (SEI nº 1315246 e 1315287).

O Plano de Trabalho ainda está sendo analisado pelas equipes técnicas da Coordenação de Produção e da Unidade Técnica de Caraguatatuba, sendo que, caso pertinente, deverá ser emitida manifestação sobre o mesmo no âmbito do processo específico.

Considerações Finais

Diante do exposto neste item, entende-se que o Projeto de Avaliação de Impactos Cumulativos (PAIC) vem sendo executado conforme as diretrizes inicialmente formuladas. Os relatórios recebidos pela Coordenação de Produção vêm sendo

sistematicamente analisados por sua equipe técnica, que avaliará a necessidade da elaboração de pareceres técnicos específicos.

No EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS destacou que a abrangência desse projeto já contempla os municípios que sofrem influência das atividades previstas, cabendo apenas alguns ajustes em função da inserção do município de Arraial do Cabo (RJ) na Área de Influência dos empreendimentos da empresa na Bacia de Santos. Dessa forma, a PETROBRAS aponta que a Região dos Lagos (RJ) – compreendida pelos municípios inseridos como Área de Influência da Etapa 3: Saquarema, Araruama, Arraial do Cabo e Cabo Frio – e o município de Macaé (RJ) podem ser avaliados como uma nova região para a realização de uma avaliação de impactos cumulativos. Contudo, a empresa pondera que o PAIC deve avançar e que são os seus resultados que devem determinar a execução de uma Avaliação de Impactos Cumulativos em nova região – Região dos Lagos e Macaé.

Cabe destacar que há qualquer tempo os projetos ambientais podem necessitar de alterações em seu escopo decorrentes dos resultados gerados pelo mesmo e que assim, co o a empresa demonstra compreender, caso e quando o IBAMA venha a considerar pertinente, a PETROBRAS deverá incorporar no PAIC a execução de uma Avaliação de Impactos Cumulativos na Região dos Lagos e em Macaé. Independentemente disto, a PETROBRAS deve garantir que não haja quaisquer atrasos na execução das atividades e no encaminhamento dos relatórios previstos, mas, sobretudo, que após a entrega do Relatório Final e dos resultados do PAIC, sejam adotadas todas as providências necessárias para que os encaminhamentos acordados sejam integralmente cumpridos dentro dos prazos determinados, incluindo o de, eventualmente, executar o projeto em novas regiões. Para tal, a empresa deve antecipar quaisquer providências relacionadas a renovações ou novas contratações que sejam imprescindíveis para a continuidade do PAIC.

II.7.11 – Projeto de Monitoramento Socioeconômico (PMS)

O Projeto de Monitoramento Socioeconômico da Bacia de Santos (PMS-BS) já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000467/2015-11.

O PMS-BS tem como objetivo geral dar continuidade ao projeto piloto de um sistema de indicadores para monitorar as mudanças sociais e econômicas promovidas pelo desenvolvimento das atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo e gás na Bacia de Santos.

O histórico de elaboração e aprovação do PAIC, bem como da contratação de suas equipes executoras, está detalhado no Parecer Técnico nº 176/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1420852), de 27.12.2017. O Projeto Executivo do Sistema de Indicadores Socioeconômicos da Bacia de Santos em desenvolvimento (DOCIBAMA nº 02022.009713/2015-09) foi considerado aprovado pela Coordenação Geral de Petróleo e Gás, através do OF 02022.003237/2015-12 CPROD/IBAMA, de 15.10.2015. A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0033/2016, de 19.1.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 29.1.2016, ainda encaminhou cópia consolidada do Plano de Ação do Projeto de Monitoramento Socioeconômico da Bacia de Santos (DOCIBAMA nº 02022.000725/2016-41) que também fora aprovado.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0519/2016, de 4.7.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 7.7.2016, informou que a empresa Geoeconômica Estudos e Pesquisa em Sustentabilidade Ltda. foi contratada em 22.6.2016 para a executar o Projeto Piloto do Sistema de Indicadores Socioambientais e propôs o agendamento da reunião que fora demandada para alinhamento técnico. Assim, em 5.7.2016, foi realizada esta reunião, no edifício-sede da Superintendência do IBAMA no estado do Rio de Janeiro, quando ficou acordado que a empresa deveria elaborar e apresentar um Plano de Trabalho no prazo máximo de 30 (trinta) dias. De acordo com informações repassadas pela PETROBRAS, o contrato com a empresa estaria vigente até 23.10.2018.

Assim, através da correspondência UO-BS 0626/2016, de 9.8.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 15.8.2016, encaminhou o Plano de Trabalho do Projeto Piloto do Sistema de Indicadores Socioambientais (DOCIBAMA nº 02022.006400/2016-71), sendo este aprovado pelo Parecer Técnico PAR. 02022.000485/2016-84 CPROD/IBAMA de 14.9.2016.

A revisão e construção do Sistema de Indicadores Socioeconômicos se desenvolverá em 3 (três) etapas, divididas em 10 (dez) fases, e em 14 (quatorze) municípios previamente selecionados, a saber: Rio de Janeiro, Niterói, Maricá, Itaboraí, Paraty e Angra dos Reis, no estado do Rio de Janeiro; e Santos, São Sebastião, Caraguatatuba, Ilhabela, Ubatuba e Itanhaém, no estado de São Paulo; e Itajaí e Navegantes, no estado de Santa Catarina.

A 1ª etapa buscará a consolidação de um marco conceitual para balizar a linha metodológica do trabalho a ser desenvolvido através das seguintes fases:

A – Planejamento Técnico-Conceitual

B – Caracterização da atuação da indústria do petróleo e seus aspectos socioeconômicos

C – Caracterização dos municípios selecionados para o piloto do Sistema de Indicadores

A 2ª etapa consiste na definição mais precisa dos temas e do marco ordenador do conjunto de indicadores que irão compor o sistema, se dividindo nas seguintes fases:

D – Revisão de temas propostos pela Associação Science

E – Indicadores de Pressão – revisão e construção

F – Indicadores de Estado – revisão e construção

G – Indicadores de Resposta – revisão e construção

A 3ª etapa. Por sua vez, destina-se à construção do sistema de indicadores propriamente dita, com a capacidade de interpretar e representar visualmente os indicadores selecionados, sendo composta pelas seguintes fases:

H – Construção e representação gráfica do piloto do Sistema de Indicadores

I – Aplicação e avaliação do piloto do Sistema de Indicadores

J – Consolidação e replicação do Sistema de Indicadores

Após a conclusão da 1ª Etapa e da entrega de um relatório com a revisão dos temas propostos pela Associação *Science*, através da correspondência UO-BS 0383/2017, de 29.5.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 30.5.2017, a PETROBRAS solicitou uma reunião para discussão do que fora executado até aquele presente momento. A reunião foi realizada em 20.6.2017, quando, após apresentação e discussão, o IBAMA acenou positivamente em relação ao marco ordenador que estava sendo proposto e aos temas apresentados, autorizando a continuidade do projeto. Ficou ainda acordado entre as partes, que outras reuniões executivas deveriam ocorrer ao longo do projeto especialmente em fases decisórias.

No mês seguinte, através da correspondência UO-BS 0544/2017, de 31.7.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 2.8.2017, a PETROBRAS encaminhou um cronograma atualizado e informou que o contrato com a empresa fora aditado para garantir a conclusão de todas as fases previstas. De acordo com o novo cronograma, a 2ª Etapa seria concluída em agosto de 2017 com a construção e representação gráfica do piloto do Sistema de Indicadores com previsão de conclusão até o final de janeiro de 2018.

Contudo, através da correspondência UO-BS 0918/2017, de 27.12.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 3.1.2018, a PETROBRAS encaminhou um novo cronograma, que, de acordo com a empresa, seria necessário “*devido à complexidade do Projeto Piloto do Sistema de Indicadores Socioambientais da Bacia de Santos*”. Neste novo cronograma, os relatórios referentes à 2ª Etapa seriam encaminhados ao IBAMA conjuntamente com o relatório referente à “*Construção e Representação Gráfica do Sistema Piloto*”, com previsão de ser entregue pela empresa contratada em janeiro de 2018.

Considerando-se que, até o presente momento, a PETROBRAS não encaminhou estes documentos previstos no último cronograma para serem protocolados em janeiro de 2018 e sequer apresentou justificativas para um novo atraso, solicita-se que a empresa, em correspondência a ser prontamente encaminhada no âmbito do processo administrativo de acompanhamento do PMS-BS, apresente estas justificativas e confirme a data definitiva na qual os relatórios serão protocolados, sendo estas informações apenas reportadas, posteriormente, em resposta ao presente parecer técnico.

Relatórios de Acompanhamento

Até o presente momento foram encaminhados pela empresa os seguintes relatórios para acompanhamento:

- 1º Relatório Parcial do Levantamento e Sistematização dos Dados Utilizados para Formulação dos Indicadores, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0834/2015, de 30.12.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 4.1.2016 (DOCIBAMA nº 02022.000050/2016-30).
- 2º Relatório Parcial do Levantamento e Sistematização dos Dados Utilizados para Formulação dos Indicadores, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0350/2016, de 28.4.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 3.5.2016 (DOCIBAMA nº 02022.003444/2016-40).
- Relatório de Caracterização da Atuação da Indústria do Petróleo e seus Aspectos Socioeconômicos, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0383/2017, de 29.5.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 30.5.2017 (SEI nº 0133361, 0133409 e 0133484).
- Relatório de Caracterização dos 14 Municípios, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0383/2017, de 29.5.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 30.5.2017 (SEI nº 0133361, 0133409 e 0133484).
- Relatório de Revisão dos Temas, encaminhado pela PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0383/2017, de 29.5.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 30.5.2017 (SEI nº 0133361, 0133409 e 0133484).

Considerações Finais

Diante do exposto neste item, entende-se que o Projeto de Monitoramento Socioeconômico da Bacia de Santos (PMS-BS) vem sendo executado conforme as diretrizes inicialmente formuladas, apesar do atraso na execução do cronograma proposto pela empresa. Neste sentido, cabe registrar não ser razoável que estes atrasos aconteçam e que a PETROBRAS sequer apresente justificativas para o mesmo.

Os relatórios recebidos pela Coordenação de Produção vêm sendo sistematicamente analisados por sua equipe técnica, que avaliará a necessidade da elaboração de pareceres técnicos específicos.

No EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, a PETROBRAS afirma que, devido a futura replicação do projeto já compromissada ao longo de toda a área de influência dos empreendimentos de E&P da empresa na Bacia de Santos, tem o entendimento de não haver necessidade de adequação do escopo atual do projeto em relação às atividades propostas pela Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Neste sentido, cabe destacar a necessidade da PETROBRAS garantir que não haja quaisquer novos atrasos na execução das atividades e no encaminhamento dos relatórios previstos, mas, sobretudo, que após a entrega do Relatório Final de apresentação dos resultados do Piloto do Sistema de Indicadores, sejam adotadas todas as providências necessárias para que os encaminhamentos acordados sejam integralmente cumpridos dentro dos prazos determinados. Para tal, a empresa deve antecipar quaisquer providências relacionadas a renovações ou novas contratações que sejam imprescindíveis para a continuidade do PMS-BS. Neste sentido, a PETROBRAS deve informar, em resposta ao presente parecer técnico, a nova data de vigência do contrato assinado com a empresa Geoeconômica Estudos e Pesquisa em Sustentabilidade Ltda. em decorrência do aditamento realizado para permitir a conclusão de todas as fases inicialmente previstas para o projeto.

II.7.12 – Projeto de Desativação

Nos “Anexos II.7.12.1-1 e II.7.12.1-2” foram apresentados, respectivamente:

- Um projeto geral de desativação referente ao TLD e SPAs tendo como referência o FPSO BW Cidade de São Vicente; e
- Um projeto de desativação genérico para os FPSOs Teórico e Replicante.

Considerando o caráter geral dos projetos apresentados, o que é coerente com esta etapa do licenciamento ambiental, os projetos de desativação referentes a cada projeto específico deverão ser apresentados por ocasião das solicitações das Licenças de Instalação (LIs) individuais.

II.7.13 – Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas

Este item II.7.13 não havia sido solicitado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, contudo, foi aqui inserido em decorrência de demanda originada da presente análise.

A introdução de espécimes exóticos é conduta vedada por lei, sendo crime e infração administrativa, nos termos do art. 31 da Lei nº 9.605/98 e art. 25 do Decreto nº 6.514/2008.

Dessa forma, é responsabilidade de todo empreendedor adotar em suas operações todas as práticas necessárias ao controle e a eliminação de espécies exóticas, caso este aspecto seja observado em suas operações.

Em decorrências das inúmeras tratativas recentes sobre o tema, se consolida cada vez mais a preocupação e o papel institucional desempenhado pelo IBAMA frente ao impacto de introdução de espécies invasoras. Para a atividade em questão, esta preocupação se refere mais especificamente à possibilidade de transporte de coral-sol, organismo com vários registros científicos de presença em plataformas de petróleo, com conhecido potencial de sobreposição às espécies nativas de corais brasileiros, como é de conhecimento da empresa.

A Convenção sobre Diversidade Biológica (CDB), tratado da Organização das Nações Unidas ratificado pelo Brasil em 1994, define como “espécie exótica” toda espécie que se encontra fora de sua área de distribuição natural, e como “espécie exótica invasora” aquela cuja introdução e/ou dispersão fora de sua área de distribuição natural possa ameaçar a diversidade biológica. A CDB orienta que cada parte contratante deve, na medida do possível e conforme o caso, “Impedir que se introduzam, controlar ou erradicar espécies exóticas que ameacem os ecossistemas, habitats ou espécies” - Art. 8º (h). Outros documentos internacionais e nacionais abordam a questão das espécies exóticas, cuja introdução é considerada uma das principais causas da perda de biodiversidade no mundo.

Considerando a ocorrência das espécies, em crescimento populacional em diversas regiões da costa brasileira, a bibliografia que consolida e esclarece questões sobre o assunto e principalmente as decisões governamentais na condução de política pública de manejo e controle, as espécies de coral-sol *Tubastraea coccinea* e *Tubastraea tagusensis* são consideradas como espécies exóticas invasoras.

A introdução destas espécies em novas áreas coloca em risco as funções ecológicas dos ecossistemas locais, o que é expressamente inconstitucional (art. 225, inc. VII). A Lei Complementar nº 140/2011, em seu Art. 7º, inciso XVII, indica como sendo uma das ações administrativas da União controlar a introdução no país de espécies exóticas potencialmente invasoras que possam ameaçar os ecossistemas, habitats e espécies nativas.

Diante destes fatos, a empresa, para a adequada mitigação e controle deste impacto ambiental inerente de sua atividade, deverá apresentar Projeto de Prevenção e Controle da Disseminação de Espécies Exóticas, apontando as atividades que serão realizadas, e as diferentes estratégias de ação.

Este Projeto deve ser pensado para todas as etapas do empreendimento, envolvendo a instalação, operação do empreendimento, e a integração aos Projetos de Desativação, tanto das estruturas existentes, ou dos novos equipamentos e instalações, abrangendo todas as unidades marítimas, embarcações e equipamentos que apresentem superfícies que podem servir de substrato para o assentamento de espécies incrustantes, ou transporte água do mar sem tratamento.

O Projeto não deve prever monitoramento, controle ou manejo em superfícies naturais ou que estejam fora de sua responsabilidade estabelecida no processo de licenciamento. Caso seja necessária a adoção deste tipo de medidas, em ambientes naturais ou no entorno, diretrizes específicas serão elaboradas com o devido embasamento.

O Projeto deverá ser baseado no modelo conceitual do processo de invasão, especificando as ações e medidas propostas na pré-fronteira, fronteira e pós-fronteira, e considerar todas as estruturas submarinas, plataformas e embarcações envolvidas, dentro da sua área de influência.

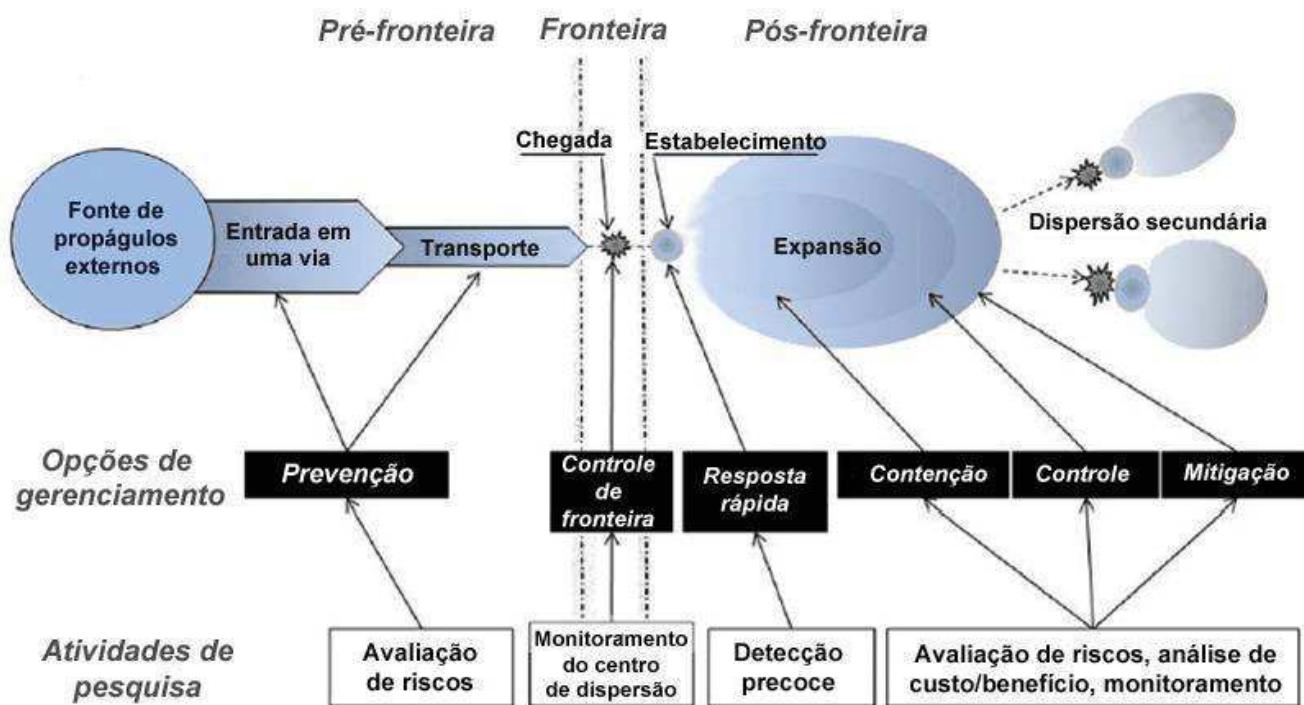


Figura 1. Modelo conceitual do processo de invasão. O tamanho das formas indica a magnitude da pressão de propágulos envolvida em cada etapa da invasão; e as opções de manejo e atividades de pesquisa no pré-fronteira (prevenção), fronteira (resposta rápida) e pós-fronteira (controle, contenção e mitigação), adaptada de Olenin et al., 2011.

A primeira etapa da gestão da invasão é a prevenção que consiste na aplicação de medidas para reduzir ou eliminar a introdução da espécie exótica invasora. Ela é mais aplicada no pré-fronteira, mas também pode ser aplicada na fronteira ou nos pós-fronteira para evitar estabelecimento.

A **prevenção** da introdução de espécies exóticas é considerada a melhor opção com custo efetivo e é feita por meio de inspeções, exclusões e/ou tratamento primário. Dessa forma, a prevenção deverá ser aplicada em todos os possíveis vetores sob responsabilidade da empresa, como forma de conter a população de uma espécie exótica invasora impedindo que atinja novas áreas. As medidas de precaução são de extrema importância no contexto de invasões biológicas, já que as ações a serem tomadas têm maior efetividade e menor custo antes que o problema seja constatado na prática.

A avaliação de riscos é uma ferramenta que pode ser empregada no que se refere a tomada de decisões e manejo de espécies invasoras, para prever a probabilidade e consequências de acontecimentos indesejáveis, por meio de medidas quantitativas ou qualitativas, de forma rigorosa e sistemática.

Através da avaliação de risco será possível, por exemplo, determinar quais espécies são de fato preocupantes, os substratos submersos dos equipamentos, plataformas e embarcações mais susceptíveis para ajudar o monitoramento e os esforços de resposta rápida, os vetores de maior preocupação. A avaliação de risco também auxilia na tomada de decisões referentes à forma mais adequada de alocação de recursos no combate à bioinvasão.

O Projeto deverá prever ainda quando acionar e quais serão as medidas de resposta rápida, como a desinfecção, quarentena e erradicação. Segundo o CONABIO (2009), a erradicação é a medida mais indicada quando a espécie ainda não está estabelecida no ambiente, neste caso, a empresa deverá adotar sua área de influência como referência. O objetivo da erradicação é a remoção total de uma espécie invasora de uma área específica.

A detecção precoce de espécies exóticas invasoras potenciais ou já conhecidas, juntamente com a capacidade de se tomar medidas rápidas são muitas vezes a chave para as erradicações de sucesso e da relação custo-benefício.

Quanto maior uma bioincrustação com espécies invasoras, mais custosa e difícil será o seu controle. Nesta situação do **pós-fronteira**, outras medidas podem ser tomadas como a contenção da espécie invasora em uma determinada estrutura, o controle da espécie, que consiste na redução a longo prazo da sua abundância e, a sua mitigação, ou seja, redução ou remediação do impacto por intervenção humana. Os programas de controle para reduzir a expansão do invasor para áreas vizinhas, pode ser uma valiosa ferramenta.

A ecologia das espécies invasoras é um tema complexo, que envolve desde os mecanismos de entrada e dispersão destas espécies, passando pelas características biológicas que as tornam invasoras, relação entre as atividades humanas e sua disseminação, impactos socioeconômicos (positivos ou negativos), até os aspectos legais e técnicas de manejo. Desta forma, é fundamental aliar o manejo com a ciência buscando sempre experimentos de controle e erradicação para o manejo adaptativo.

Para elaboração deste Projeto a empresa deverá adotar as melhores práticas disponíveis no mercado, e considerar as recentes discussões governamentais sobre o tema.

Este projeto deverá complementar as propostas já apresentadas no EIA/RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, sendo elas:

- Para embarcações de origem estrangeira que começarão a operar no Brasil – confirmação de casco limpo pela empresa, antes de sua entrada em mar territorial brasileiro e, no caso dos FPSO, também antes de serem movimentados entre diferentes regiões da costa brasileira; e
- Embarcações e estruturas em operação - avaliação da bioincrustação e remoção periódica. Sendo necessária a revisão do período proposto (cada 5 anos) entre as atividades, devendo considerar nesta discussão a biologia reprodutiva das espécies, as taxas de crescimento conhecidas para Brasil, sucesso e capacidade de assentamento de novos indivíduos, assim como demais informações que julgarem pertinentes.

II.7.14 – Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos

Este item II.7.14 não havia sido solicitado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, contudo, pelo seu caráter regional, o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos (PMTE-BS) deve incorporar todas as embarcações que atuarão nas atividades da Etapa 3 do Polo Pré-Sal e ser considerado como um dos projetos ambientais exigidos no âmbito deste processo de licenciamento ambiental.

Neste sentido, cabe destacar que o PMTE-BS já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.130838/2017-07.

O PMTE-BS tem como objetivo compreender a dinâmica das embarcações de apoio e navios aliviadores que atendem às necessidades logísticas envolvidas nas atividades de instalação e operação das unidades de perfuração e produção da PETROBRAS operando na Bacia de Santos.

Elaboração e Aprovação do Projeto

A PETROBRAS, através da correspondência DE&P 0218/2014, de 13.10.2014, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ na mesma data, que apresentava o Requerimento de Licença de Operação para o Desenvolvimento de Produção de Sapinhoá Norte – a ser realizado pelo FPSO Cidade de Ilhabela –, encaminhou a proposta de do PMTE-BS que vem sendo desenvolvido.

O Parecer Técnico PAR. 02022.000548/2014-31 CGPEG/IBAMA, de 19.11.2014, – que analisou o requerimento de licença de operação para o Desenvolvimento da Produção e Escoamento de Sapinhoá Norte através do FPSO Cidade de Ilhabela –, elencou algumas considerações sobre a proposta apresentada pela PETROBRAS, destacando que, caso a empresa considerasse necessário, estava à disposição para esclarecer eventuais dúvidas e nivelar expectativas sobre as análises e produtos esperados para o PMTE-BS.

A PETROBRAS, através da correspondência UO-BS 0080/2015, de 12.2.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 20.2.2015, em Resposta ao Parecer Técnico PAR. 02022.000548/2014-31 CGPEG/IBAMA, encaminhou esclarecimentos aos questionamentos referentes ao PMTE-BS e que foram considerados satisfatórios pela equipe técnica da Coordenação de Produção.

Relatórios de Acompanhamento

Até o presente momento foram encaminhados pela empresa os seguintes relatórios para acompanhamento:

- 1º Relatório Parcial do PMTE-BS, referente ao ano de 2013, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0342/2015, de 26.5.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 29.5.2015 (DOCIBAMA nº 02022.005623/2015-31). Contudo, através da correspondência UO-BS 0473/2015, 27.7.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 3.8.2015, a PETROBRAS encaminhou uma Revisão 01 do 1º Relatório Parcial do PMTE-BS (DOCIBAMA nº 02022.007796/2015-93) e, posteriormente, através da correspondência UO-BS 0704/2015, de 4.11.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 9.11.2015, a empresa encaminhou uma Errata da Revisão 01 do 1º Relatório Parcial do PMTE-BS (DOCIBAMA nº 02022.010922/2015-97).
- 1º Relatório Anual do PMTE-BS, referente ao ano de 2014, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0758/2015, de 26.11.2015, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 1.12.2015 (DOCIBAMA nº 02022.011765/2015-37).
- 2º Relatório Anual do PMTE-BS, referente ao ano de 2015, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0945/2016, de 29.11.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 2.12.2016 (DOCIBAMA nº 02022.009449/2016-86).
- 3º Relatório Anual do PMTE-BS, referente ao ano de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0808/2017, de 7.11.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 9.11.2017 (SEI nº 1159166 e 11602010).

Considerações Finais

Diante do exposto neste item, entende-se que o Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos (PMTE-BS) vem sendo executado conforme as diretrizes inicialmente formuladas. Os relatórios recebidos pela Coordenação de Produção vêm sendo sistematicamente analisados por sua equipe técnica, que avaliará a necessidade da elaboração de pareceres técnicos específicos sobre o PMTE-BS.

Ainda, cabe destacar a necessidade da PETROBRAS garantir que não haja quaisquer discontinuidades neste monitoramento, além de buscar o permanente aprimoramento das informações obtidas e dos relatórios produzidos.

II.7.15 – Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna na Bacia de Santos

Este item II.7.15 não havia sido solicitado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, contudo, pelo seu caráter regional, o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna na Bacia de Santos (PMAVE-BS) deve incorporar todas as Unidades Marítimas que atuarão nas atividades da Etapa 3 do Polo Pré-Sal e ser considerado como um dos projetos ambientais exigidos no âmbito deste processo de licenciamento ambiental.

Neste sentido, cabe destacar que o PMAVE-BS já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de instalação e operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02001.120718/2017-93.

O PMAVE-BS tem como objetivo registrar todas as ocorrências envolvendo aves debilitadas, feridas ou mortas encontradas nas plataformas, bem como aglomerações de avifauna nas Unidades Marítimas de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural da Bacia de Santos. Além do registro, são adotados todos os procedimentos necessários, de acordo com protocolos previamente definidos, para atendimento e manejo emergencial das aves nas unidades marítimas.

O histórico de elaboração e aprovação do Projeto está detalhado no Parecer Técnico nº 176/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1420852), de 27.12.2017. A versão aprovada e em vigor do PMAVE-BS é a Revisão 04 (SEI nº 1653659), aprovada no Parecer Técnico nº 168/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 1360955), de 12.12.2017.

Autorização para Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico – Abio

As atividades de captura, coleta e transporte de material biológico do PMAVE-BS estão autorizadas pela Abio nº 624/2015, de 31.7.2015, 4ª retificação de 9.2.2018, válida até 1.3.2020.

Relatórios de Acompanhamento

Até o presente momento foram encaminhados pela empresa os seguintes relatórios para acompanhamento:

- **1º Relatório Anual do PMAVE-BS**, referente ao período de abril de 2015 a março de 2016, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0422/2016, de 23.5.2016, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 30.5.2016 (SEI nº 0855201, 0855793, 0855911 e 0855919).
- **2º Relatório Anual do PMAVE-BS**, referente ao período de abril de 2016 a março de 2017, encaminhado pela PETROBRAS através da correspondência UO-BS 0379/2017, de 25.5.2017, protocolada na SUPES/IBAMA/RJ em 1.6.2017 (SEI nº 0855929, 0855961 e 0855988).

Descumprimento da Condicionante

Em decorrência da não implementação do Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna na Bacia de Santos (PMAVE-BS) de acordo com o cronograma aprovado, em 20.2.2017 foram lavrados os Autos de Infração – AI nº 9060958-E e AI nº 9060959-E, no valor de R\$ 7.510.500,00 cada e com vencimento em 12.3.2017, pelo não atendimento da condicionante específica nº 2.12 da Licença de Operação – LO nº 1274/2014. A PETROBRAS apresentou defesa administrativa aos referidos AI em 14.3.2017, não tendo o IBAMA, até a presente data, se manifestado sobre as alegações da empresa. Os Autos de Infração deram origem aos Processos Ibama nº 02001.000651/2017-71 e 02001.000652/2017-16, que tramitam no âmbito da Diretoria de Proteção Ambiental (DIPRO/IBAMA).

Considerações Finais

Diante do exposto no item acima, entende-se que o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna na Bacia de Santos (PMAVE-BS) vem sendo executado conforme as diretrizes formuladas. Os relatórios recebidos pela Coordenação de Produção vêm sendo sistematicamente analisados por sua equipe técnica, que avaliará a necessidade da elaboração de pareceres técnicos específicos sobre o PMAVE-BS.

Cabe destacar a necessidade da PETROBRAS garantir que não haja quaisquer descontinuidades nestes monitoramentos, sobretudo, aquelas que possam ocorrer em função de atrasos nas renovações dos contratos com a instituição executora.

Ainda, considera-se importante ressaltar que os resultados obtidos através destes monitoramentos podem exigir da empresa a elaboração e execução de projetos complementares para ampliação deste escopo ou de projetos específicos para a mitigação efetiva dos impactos identificados. Para tal, caso estes projetos venham a ser necessários, suas elaborações e execuções poderão ser exigidas durante a análise futura de requerimentos de licenças de operação no âmbito do licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.7.16 – Projeto de Caracterização de Territórios Tradicionais

Este item II.7.15 não havia sido solicitado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15, contudo, pelo seu caráter regional e pela análise do presente parecer técnico, o Projeto de Caracterização de Territórios Tradicionais deve ser considerado como um dos projetos ambientais exigidos no âmbito deste processo de licenciamento ambiental.

Conforme apontado no item referente ao diagnóstico sobre populações tradicionais, a intensificação das atividades relacionadas à cadeia produtiva do petróleo e gás associada à exploração e produção do Pré-Sal em suas várias etapas coloca toda a região sujeita a mudanças decorrentes de diversos fatores como: expectativa de oferta de empregos; afluência de rendas petrolíferas; incremento do trânsito de grandes embarcações; demanda de novos serviços; tendência ao incremento da especulação imobiliária; convivência com o risco de acidentes ambientais que prejudicam direta e indiretamente as fontes de alimento e renda das populações e a saúde de territórios; ampliação de rodovias; instalações/ampliações de novos terminais portuários e estaleiros; gasodutos; unidades de tratamento de gás; refinarias; novas áreas para disposição de resíduos; desmatamento; pressão sobre os recursos hídricos; criação e/ou fomento de Unidades de Conservação pela Lei do SNUC que podem acentuar conflitos com áreas não tituladas/homologadas, mas tradicionalmente ocupadas/utilizadas por populações indígenas, quilombolas e caiçaras, etc. Neste cenário de transformações no território regional, estas comunidades tradicionais, em especial as que não detêm segurança fundiária, estarão mais vulneráveis.

Além disso, foi verificado que o diagnóstico não foi capaz de trazer informações qualificadas sobre as populações tradicionais presentes na área de influência do empreendimento, evidenciando a importância da execução do Projeto de Caracterização de

Territórios Tradicionais (PCTT).

Dessa forma, considerando a solicitação feita no Parecer Técnico nº 114/2017-COPROD/CGMAC/DILIC de análise do RIMA, solicita-se que a empresa apresente informações atualizadas sobre esse projeto, vinculando-o também ao Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

II.8 – Área de Influência

A Área de Influência da Etapa 3 do Polo Pré-Sal foi definida com base na avaliação de impactos operacionais para os meios físico, biótico e socioeconômico, como um refinamento da Área de Estudo proposta no item II.4.

O Quadro II.8-1 resumiu os critérios utilizados na definição da Área de Influência dos Meios Físico e Biótico:

- Área dos equipamentos submarinos (raio de 5 km) e Área de segurança no entorno dos empreendimentos (500 m);
- Rotas das embarcações de apoio e aeronaves; e
- Áreas suscetíveis aos impactos decorrentes dos descartes de efluentes: raio de 500 m no entorno dos Desenvolvidos da Produção.

O Quadro II.8-2 resumiu os critérios que foram utilizados na definição da Área de Influência do Meio socioeconômico:

- Aeroportos: Cabo Frio/RJ, Rio de Janeiro/RJ e Itanhaém/SP
- Portos: Niterói/RJ e Rio de Janeiro/RJ
- Centros administrativos: Macaé/RJ, Rio de Janeiro/RJ e Santos/SP;
- Gasodutos de Exportação: Macaé/RJ, Maricá/RJ, Itaboraí/RJ e Caraguatatuba/SP;
- Unidades de Tratamento de Gás: Macaé/RJ, Itaboraí/RJ e Caraguatatuba/SP;
- Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo (interferência com as atividades): Maricá/RJ, Niterói/RJ, São Gonçalo/RJ, Itaboraí/RJ, Magé/RJ, Rio de Janeiro/RJ, Angra dos Reis/RJ e Paraty/RJ.
- Demanda por infraestrutura: Macaé/RJ, Niterói/RJ, São Gonçalo/RJ, Itaboraí/RJ, Rio de Janeiro/RJ, Ubatuba/SP, Caraguatatuba/SP e São Sebastião/SP.
- Possíveis beneficiários de Royalties: Arraial do Cabo/RJ, Saquarema/RJ, Araruama/RJ, Maricá/RJ, Niterói/RJ e Ilhabela/SP.

Com relação aos municípios estabelecidos previamente na Área de Estudo, foram apresentadas justificativas para a não inclusão na AI dos municípios Duque de Caxias/RJ, Itaguaí/RJ, Mangaratiba/RJ, Rio das Ostras/RJ e Cananeia/SP.

Considerando os Projetos/Programas regionais demandados para os licenciamentos das Etapas 1 e 2 do Polo Pré-Sal na Bacia de Santos e todos os demais empreendimentos da PETROBRAS na bacia, a cumulatividade e sinergia dos impactos ambientais operacionais e potenciais; e a produção de sistematização dos dados produzidos, Solicita-se rever a exclusão dos municípios de Mangaratiba/RJ (integrante do PEA, PCS e da caracterização da atividade pesqueira, etc); Duque de Caxias/RJ (área geoeconômica do Rio de Janeiro; entorno e espelho d'água da Baía da Guanabara, diretamente relacionado às atividades de E&P); e Cananéia/SP (recebedora de royalties; área geoeconômica de municípios recebedores de royalties da Etapas 1 e 2).

II.9 – Prognóstico Ambiental

O item deverá ser revisto a partir das considerações/solicitações apresentadas na análise dos itens anteriores.

II.10 – Análise e Gerenciamento de Risco

II.10.1 – Descrição das Instalações

Foram reproduzidas informações sobre os FPSOs Replicantes e Teóricos, especialmente quanto às suas respectivas tancagens, conforme apresentado no item II.2. Demais equipamentos de produção presentes nas instalações submarinas também foram destacados, reproduzindo informações do mesmo item II.2.

Considera-se, portanto, que a análise realizada naquele item é válida para este.

II.10.2 – Análise Histórica de Acidentes Ambientais

A PETROBRAS utilizou dados das seguintes fontes:

- Bancos de Acidentes:
- WOAD (DNV Technica) – *Worldwide Offshore Accident Databank*; e
- HSE Hydrocarbons Releases System.
- Relatórios com Compilação de Dados de Acidentes:
- PARLOC (Energy Institute de Londres em associação com o Oil & Gas UK) – *Pipeline and Riser Loss of Containment*; e
- OGP (International Association of Oil & Gas Producers) – *Riser & Pipeline Release Frequencies – Report Nº434-4, 2010.*

Quanto ao WOAD, foram levantados dados entre os anos de 1970 e 2013. Ao se comparar os dados deste banco com a Norma PETROBRAS 2782, a empresa apresentou a seguinte conclusão:

- 60,7% são classificados como acidentes desprezíveis;
- 9,5% como marginais;
- 20,4% como médios;

- 4,0% como críticos; e
- 5,5% como catastróficos.

Quando a comparação é feita com as faixas previstas na CONAMA nº 398/2008:

- 78% pequeno vazamento;
- 17% médio vazamento; e
- 5% grande vazamento.

Em relação ao *HSE Hydrocarbon Releases System*, foi apresentada a compilação dos dados estatísticos referentes aos acidentes em instalações *offshore* registrados no banco de dados para o período de 1992 a 2015. As principais informações extraídas deste banco de dados são referentes às taxas de falha de equipamentos.

Sobre o PARLOC – *The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines (PARLOC 2003)*, as informações extraídas referem-se principalmente a dados de dutos flexíveis e dutos submarinos rígidos (com até 5 km de extensão e maiores que 5 km). Foi destacado que a 6ª publicação do PARLOC de março de 2015, considerada nesta análise, não contemplou os dados de PARLOC (2003), apenas acrescentou acidentes posteriores até 2015.

Os acidentes ocorridos com dutos ocorrem especialmente depois de uma distância de 500 m das plataformas, tendo corrosão e choque com navios como causas em sua maioria. Ainda sobre este banco de dados, pode-se depreender que há tendência maior para ocorrências de acidente em dutos rígidos de menor diâmetro e de comprimento entre 3 e 30 km.

Para dutos flexíveis, foi apresentada tendência maior de acidentes para dutos de diâmetros médios e comprimento inferior a 1 km. Destaca-se que há probabilidade maior de que os acidentes com dutos flexíveis aconteçam em risers, o que torna as recentes publicações em mídias convencionais a respeito de problemas em risers flexíveis no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos ainda mais preocupantes. Portanto, as solicitações feitas neste parecer a respeito do tema devem ser apresentadas.

Para o banco OGP (*International Association of Oil & Gas Producers*), considera-se que:

“Para seções offshore, as frequências são dadas para risers e tubulações de aço e flexíveis. A análise inclui risers de FPSO, TLPs e semi-submersíveis, mas não incluem as tecnologias de águas profundas.”

Em seguida, há discussão a respeito de acidentes entre 2001 e 2015 ocorridos nas unidades da PETROBRAS.

II.10.3 – Identificação dos Cenários Acidentais

A PETROBRAS se baseou na sua Norma 2782 para avaliar frequência e severidade em sua análise qualitativa. Esta Norma tem sido aceita pelo IBAMA como balizadora deste tipo de análise.

As hipóteses acidentais mais graves da fase de instalação dizem respeito, em sua maioria, à etapa de lançamento dos gasodutos e envolvem as embarcações que participarão das atividades. Os cenários acidentais estão relacionados ao derramamento de óleo diesel destas embarcações. São 4 (quatro) cenários que preveem derramamento de substâncias para o mar.

Quanto ao período de produção, são apresentados 2 (dois) cenários acidentais para os gasodutos.

São identificadas 27 (vinte e sete) hipóteses acidentais para a fase de operação do FPSO Teórico e 26 (vinte e seis) hipóteses acidentais para o FPSO Replicante. Segundo a PETROBRAS, para o FPSO Teórico há 6 (seis) cenários de risco moderado e 21 (vinte e um) cenários de risco tolerável. Para o FPSO Replicante há 6 (seis) cenários de risco moderado e 20 (vinte) cenários de risco moderado.

Os Quadros II.10.3.2-1, II.10.3.2-2, II.10.3.2-3 e II.10.3.2-4 resumem e descrevem as hipóteses acidentais para as fases de instalação e produção.

II.10.3.3 – Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

Foi apresentada a metodologia para a obtenção da frequência de ocorrência de cada hipótese acidental, sendo citados os bancos de dados consultados para a extração das taxas de falha dos diversos equipamentos envolvidos nos subsistemas analisados.

Foram apresentadas taxas de falha em uma tabela contendo o tipo de equipamento e o banco de dados em que os dados foram encontrados. Posteriormente foram calculadas as frequências das Hipóteses Acidentais.

A PETROBRAS esclareceu que:

“Para os acidentes envolvendo vazamento de óleo diesel no mar durante as atividades de instalação dos sistemas de produção e escoamento não foram realizadas estimativas de frequência devido ao reduzido tempo de duração da atividade, o qual quando associado com a baixa frequência de ocorrência da hipótese acidental de grande vazamento de óleo diesel causado por adernamento / afundamento (hipótese acidental com maior representatividade em termos de severidade dos danos durante esta etapa) resulta em frequências extremamente baixas”.

Considera-se a etapa de avaliação de frequências da análise quantitativa de riscos, com base na metodologia descrita acima, satisfatória.

II.10.4 – Avaliação das Consequências

A PETROBRAS destacou que:

“Os cenários de instalação foram considerados na Análise Preliminar de Risco, mas não no cálculo das frequências de cenários acidentais, pois o cálculo das frequências considera todos os poços do Etapa 3 em operação e, com isso, tanto os TLDs/SPAs quanto a fase de instalação já estarão finalizados.”

Assim o EIA indicou que foram avaliadas “as probabilidades de toque nos CVAs a partir de vazamentos dos pontos P2 ao P7 pois, o ponto P1 está associado apenas a vazamentos do TLD de Sagitário”. Tal opção impede a compreensão dos riscos envolvidos no TLD de Sagitário. Solicita-se, portanto, que toda a avaliação realizada para os pontos P2 a P7, seja também realizada para o ponto P1, com apresentação dos dados referentes às probabilidades de toque nos diferentes CVAs, nos diferentes cenários, bem como dos respectivos mapas. Deverão ser discutidas as implicações das consequências relacionadas a vazamentos no ponto P1 no cálculo de riscos do empreendimento, que deverá ser complementado.

A PETROBRAS ainda deve reapresentar este item, considerando a necessidade de incorporar alterações que venham a ocorrer em função da revisão solicitada para a modelagem de vazamento de óleo apresentada no “item II.6.2”.

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

b) Identificação dos Componentes com Valor Ambiental a partir dos recursos ambientais vulneráveis

São mencionados a seguir, somente os CVAs para os quais existem observações/solicitações a serem feitas.

9) Peixes

Para o **CVA Peixes** foi definido o tempo de recuperação de 3 (três) anos, mesmo tempo utilizado no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal. Contudo, apesar de apresentar uma discussão que suporta tal proposição, o EIA justifica tal definição indicando que “o VPC [volume de pior caso] no presente estudo não está relacionado a cenário de blowout de poço e não se permite na legislação brasileira o uso de dispersantes (que aumentariam a biodisponibilização de componentes tóxicos do óleo na coluna d’água) como ocorreu no acidente no Golfo do México”, sendo ambas afirmativas improcedentes, uma vez que: i) além da discussão apresentada sobre as consequências do óleo sobre os peixes não levar em consideração o tipo de acidente, o fato do VPC não ser definido com base em um blowout não significa que este não seja um cenário accidental a ser considerado; e ii) não existe proibição de uso de dispersantes na legislação brasileira, sendo este uso regulado pela Resolução CONAMA nº 472 de 27.11.2015.

10) Praias

Para o **CVA Praias** foi proposto o tempo de recuperação de 3 (três) anos.

Este tempo difere do tempo utilizado no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, para o qual, “de forma conservativa”, foi estabelecido o tempo de recuperação de 10 (dez) anos.

Além disso, o tempo proposto contrasta com a própria discussão apresentada que faz referência a estudos que apontam alterações na comunidade biótica por longo tempo (Dauvin, 1998) ou que indicam a persistência do óleo no ambiente por muito tempo (ex.: Owens et al, 2008: “em condições específicas, volumes residuais, que se acumulam no interior do sedimento (percolados ou recobertos), e no infralitoral raso (que também é parte integrante do ecossistema praias), são mais difíceis de degradar, se tornando mais estáveis **podendo persistir por décadas (de 10 a 30 anos ou mais)**”; Fernández-Fernández et. al., 2011: “estudando a persistência do óleo originado no acidente do navio Prestige, detectaram a presença de hidrocarbonetos nas praias afetadas da Galícia **sete anos depois do acidente**”) ou, ainda, onde não houve verificação da recuperação da biota (ex.: De La Huz et. al. 2005, Schlacher et. al. 2011, Hayworth et. al., 2011). (Grifos nossos)

Desta forma, o suporte ao tempo de recuperação proposto seria dado por avaliação feita pela própria PETROBRAS (2014) de “20 estudos relativos aos impactos do óleo em praias arenosas, sendo Bodin (1988) o maior tempo registrado para praias arenosas (três anos para Nematoda e cinco anos para Harpacticoida)”, sendo que “Este e mais oito trabalhos não foram considerados como referência para tempo de recuperação, pois não comparavam os resultados com dados pretéritos, apresentaram dados apenas qualitativos e apresentaram um curto período de análise”. No entanto, a citada avaliação não foi apresentada e tampouco foram informadas as referências bibliográficas dos trabalhos consultados.

Por fim, o EIA justifica a proposição indicando que “as praias com elevado hidrodinamismo compõem grande parte da área suscetível e que existem procedimentos eficientes de limpeza que minimizam danos adicionais e aceleram a sua recuperação” e “o óleo que atinge a costa apresenta alto grau de intemperismo, que faz com que os efeitos adversos (especialmente os efeitos químicos) sobre este CVA sejam minimizados”. Tais afirmações desconsideram informação do próprio item de que “dezenas de enseadas e baías ao longo da costa concentram as praias abrigadas e lamosas de baixo declive”, bem como que os procedimentos de limpeza muitas vezes não são aplicáveis ou mesmo podem agravar os danos ambientais do acidente e que não há suporte na discussão apresentada para se considerar o intemperismo do óleo como fator que reduza o tempo de recuperação.

Tais inconsistências são agravadas pela falta de informações sobre as referências bibliográficas, muitas vezes não incluídas no capítulo de Bibliografia.

Considera-se, assim, que a discussão apresentada é insuficiente para justificar a alteração do tempo de recuperação em relação ao utilizado na Etapa 2 do Polo Pré-Sal e solicita-se que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja mantido em 10 (dez) anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração.

Solicita-se, ainda, a apresentação do documento de avaliação elaborado pela PETROBRAS (PETROBRAS 2014) e a complementação das referências bibliográficas faltantes (tanto para este, como para os demais CVA).

11) Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa-mar

Para este CVA, que não foi considerado como um CVA específico no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, foi proposto o tempo de recuperação de 10 (dez) anos.

O EIA indica que:

*“De acordo com MMA (2004) os baixios arenosos/lamosos, planícies de maré e terraços de baixa-mar estão contemplados em suas diferentes características de granulometria, declividade e hidrodinamismo nos **ISLs 7A, 9A e 9B**. Dentre os ambientes*

não consolidados entremarés, os terraços de baixa-mar e planícies de maré abrigados são os mais sensíveis, abaixo apenas de manguezais. Lopes et. al., (2007) ressaltam que cenários envolvendo contaminação de planícies de maré e terraços de baixa-mar lamosos são ambientalmente preocupantes pela elevada sensibilidade biológica e limitações nos procedimentos de limpeza. (...) Lopes et. al., (2007), citando vários autores, destacam que em episódios de contaminação intensa, a pavimentação do substrato destes ambientes pode persistir por muitos anos” (p. 193-194/286; grifos nossos).

Assim, a própria discussão do CVA apresenta referências que indicam que a recuperação pode durar mais de 10 (dez) anos (Teal & Howarth, 1984; Zabbey & Hart, 2014).

Entende-se, desta forma, que a discussão apresentada é insuficiente para justificar o tempo de recuperação proposto e, “considerando que a expectativa de permanência do óleo nestes ambientes é maior que no CVA Praias”, solicita-se que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja, pelo menos, maior que 10 (dez) anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração.

Reitera-se a solicitação de complementação das referências bibliográficas faltantes.

12) Costões Rochosos

Para o **CVA Costões Rochosos** foi proposto o tempo de recuperação de 5 (cinco) anos.

Este tempo de recuperação difere do utilizado no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal. Naquela ocasião, o Parecer Técnico PAR. 000190/2014 CGPEG/IBAMA, diante da proposição de um tempo de recuperação de 3 (três) anos, solicitou que fosse *“considerado um tempo de recuperação de 10 anos, compatível com ambientes abrigados”*, já que, diferentemente dos costões expostos, nestes *“o óleo pode permanecer por muito tempo (escala temporal de anos), ampliando os seus efeitos e retardando a recuperação da comunidade atingida”*. Em resposta, a PETROBRAS, apesar de reiterar seu entendimento, adotou o tempo de 10 (dez) anos *“em atendimento à solicitação do órgão ambiental”*.

Neste sentido, o EIA reconhece que *“Em costões rochosos e substratos consolidados abrigados, em situações com intensa contaminação, o óleo pode permanecer por vários anos (GUNDLACH et. al., 1978; CONAN, 1982; API, 1985; MICHEL et. al., 1992; DICKS, 1999; SELL et. al., 1999; MICHEL & HAYES, 2002; KINGSTON, 2002; ITOPIF 2011)”* e *“Este aspecto é tão importante para os costões rochosos que é considerado um dos critérios que estabelecem o grau de sensibilidade dos mesmos (e também dos outros ambientes costeiros) a impacto por óleo (NOAA, 1997; MMA, 2004). A diferença entre costões batidos e abrigados, no que diz respeito à dimensão do impacto e tempo de recuperação, definiram classificações bastante distintas no ISL – Índice de Sensibilidade dos ecossistemas costeiros ao óleo, adotado no Brasil, colocando os costões abrigados entre os mais sensíveis, próximos a manguezais e marismas (ISL 8). Já os costões expostos são classificados com ISLs 1 e 2.”* (grifos nossos).

A discussão apresentada no EIA da Etapa 3 foi bastante similar àquela apresentada no EIA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal. Contudo, a fim de justificar a alteração proposta no tempo de recuperação (em relação ao utilizado na Etapa 2), o EIA, assim como para o CVA Praias, faz referência à avaliação feita pela própria PETROBRAS (2014), que considerou 41 (quarenta e uma) referências (das quais *“23 foram excluídas da análise visto que apresentavam curto período de análise, inconsistências de comparações com ambiente pré-acidente, foco em revisão de literatura, etc.”*) e indica que *“De acordo com JONES et. al., 1998, apud. PETROBRAS, op.cit., o maior tempo de recuperação considerando costões rochosos abrigados (cenário mais crítico) e grandes acidentes (situação catastrófica) é de cinco anos”*. No entanto, conforme indicado anteriormente (na análise do CVA Praias), a citada avaliação não foi apresentada e também não foram informadas muitas das referências bibliográficas dos trabalhos consultados – incluindo Jones, 1998 –, impedindo a verificação da pertinência das conclusões da empresa.

Considera-se, assim, que a discussão apresentada é insuficiente para justificar a alteração do tempo de recuperação em relação ao utilizado na Etapa 2 do Polo Pré-Sal e solicita-se que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja mantido em 10 (dez) anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração.

Reitera-se a solicitação de apresentação do documento de avaliação elaborado pela PETROBRAS (PETROBRAS 2014) e de complementação das referências bibliográficas faltantes.

Observa-se, ainda, que o EIA afirma que *“As maiores probabilidades de toque em costões rochosos ocorreram no município de Florianópolis (entre 23 e 35 %) e associados aos pontos 2, 3 e 7, principalmente no segundo semestre. As demais áreas tiveram probabilidades de toque menores que 5%”* (grifo nosso), o que é incorreto, havendo várias outras áreas com probabilidade de toque maiores que 5% (Anexo II.10.4.2.2-2: Tabela IX-1).

13) Manguezais

Para o **CVA Manguezais** foi proposto o tempo de recuperação de 25 (vinte e cinco) anos.

Este tempo difere do tempo utilizado no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal. Naquela ocasião, considerando que não havia *“suporte na discussão apresentada para se considerar a adoção de procedimentos de limpeza adequados ou o intemperismo do óleo como fatores que reduzam o tempo de recuperação”* e que diversas das referências utilizadas indicavam que esta recuperação poderia durar décadas, o Parecer Técnico PAR. 000190/2014 CGPEG/IBAMA, diante da proposição de um tempo de recuperação de 20 (vinte) anos, solicitou *“que o tempo de recuperação seja revisto para, pelo menos, maior que 30 anos”*. Em resposta, a PETROBRAS *“de forma conservadora”* estabeleceu o tempo de recuperação de 35 (trinta e cinco) anos.

A discussão apresentada no EIA da Etapa 3 foi bastante similar àquela apresentada no EIA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal, não sendo apresentados novos argumentos ou referências que justifiquem adequadamente a redução proposta no tempo de recuperação.

Nota-se, neste sentido, que, apesar das críticas elencadas no Parecer Técnico PAR. 000190/2014 CGPEG/IBAMA, na proposição do tempo de recuperação, o EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal leva em consideração exatamente os mesmos argumentos utilizados na Etapa 2 do Polo Pré-Sal: *“foi adotado o tempo de 25 anos para a recuperação do CVA Manguezais, considerando a possibilidade de adoção de procedimentos adequados de limpeza, que não gerem danos adicionais. Outro aspecto relevante é o longo tempo de*

deriva até o toque do óleo na costa, resultando na efetiva redução do potencial tóxico do óleo pelo intemperismo (SNEDAKER et. al., 1997)” (p. 217/286).

A falta de suporte para tais justificativas é evidenciada pelo próprio EIA que reconhece que “Os manguezais são ambientes com **fortes restrições aos processos de limpeza**, os quais podem resultar em danos adicionais severos (API, 1985; LOPES et. al., 2007; DEVIDS, 2007)” e que óleos intemperizados, mesmo tendo reduzido seu potencial tóxico (danos químicos), podem gerar danos físicos pelo recobrimento. O EIA informa, ainda, que “De acordo com a escala de sensibilidade adotada pela NOAA (1997) e no Brasil pelo MMA (BRASIL-MMA, 2004), **manguezais e regiões estuarinas são considerados os ambientes mais sensíveis ao óleo (ISL 10)**. (...) Esta elevada sensibilidade dos manguezais está associada a longos tempos de recuperação e baixa capacidade de resistir aos impactos, **podendo levar várias décadas para se regenerar** (MICHEL et. al., 1992; IPIECA, 1993; DICKS, 1999; API, 2001; KATHIRESAN & BINGHAM, 2001; LOPES et. al., 2007).” (p. 213-214/286; grifos nossos).

Considera-se, assim, que a discussão apresentada é insuficiente para justificar a alteração do tempo de recuperação em relação ao utilizado na Etapa 2 do Polo Pré-Sal e solicita-se que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja mantido em 35 (trinta e cinco) anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração.

Observa-se, ainda, que o EIA afirma que “As maiores probabilidades de toque em manguezais foram registradas para Florianópolis, todas no segundo semestre, associadas aos pontos 2, 3 e 7 da modelagem. A maior probabilidade de toque calculada foi de 26,7% (P2, 2º semestre). **Para todos os outros municípios com presença deste CVA, as probabilidades foram bastante baixas (< 10%).**” (grifo nosso), o que é incorreto, havendo outros municípios com probabilidade de toque maiores que 10% (Anexo II.10.4.2.2-2: Tabela X-1).

14) Marismas

Para o **CVA Marismas** foi proposto o tempo de recuperação de 12 (doze) anos.

Este tempo difere do tempo utilizado no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-Sal. Naquela ocasião, considerando que o tempo de recuperação proposto de 7 (sete) anos era “pouco conservativo”, já que “várias referências apresentadas (...) indicam tempos de recuperação bastante superiores ao proposto, até “mais de 20 anos””, e que esta proposição havia utilizado “premissas contraditórias com algumas das informações apresentadas na discussão”, principalmente relacionadas à efetividade das técnicas de limpeza e consequências do intemperismo do óleo, o Parecer Técnico PAR. 000190/2014 CGPEG/IBAMA solicitou que o tempo de recuperação fosse “revisto para, pelo menos, maior que 20 anos”. Em resposta, a PETROBRAS considerou o tempo de recuperação de 25 (vinte e cinco) anos, ressaltando que este seria “extremamente conservador face aos registros da literatura”.

A discussão apresentada no EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal foi bastante similar àquela apresentada no EIA da Etapa 2 do Polo Pré-Sal. Ainda que esta discussão tenha sido ajustada de modo a evitar as contradições anteriormente verificadas, não foram apresentados novos argumentos ou referências que justifiquem adequadamente a redução proposta no tempo de recuperação.

Neste sentido, o EIA informou (p. 223-224/286) que “Diante destas características intrínsecas do ecossistema e do comportamento do óleo nestes ambientes, **as marismas são categorizadas entre os ambientes de maior sensibilidade ao óleo, juntamente com manguezais e recifes de coral**, tanto no Brasil como em índices de sensibilidade internacionais (GUNDLACH et. al., 1978; MMA, 2004; NOAA, 2007). **No Brasil, recebem ISL 10, índice máximo de sensibilidade ao óleo para os ambientes costeiros.**” e que “devido ao fato de as marismas serem ambientes abrigados e com sedimentos pobres em oxigênio, **há a tendência de o óleo permanecer por muito tempo no ambiente, impedindo que o processo de recuperação e regeneração ocorra** (HOLT et. al., 1978; ALEXANDER & WEBB, 1987; PEZESHI et. al., 2000).” (grifos nossos).

Considera-se, assim, que o tempo de recuperação de 12 (doze) anos é pouco conservativo e a discussão apresentada é insuficiente para justificar a alteração em relação ao tempo utilizado na Etapa 2 do Polo Pré-Sal. Solicita-se, portanto, que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja mantido em 25 (vinte e cinco) anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração.

II.10.5 – Cálculo dos Riscos Ambientais

As revisões da análise de risco são dependentes da revisão da modelagem. Portanto, a supressão do ponto P1 por se tratar do TLD de Sagitário e para a qual existe discordância, impacta no cálculo dos riscos ambientais. Recomenda-se a apresentação de uma análise de riscos específica para este TLD.

O cálculo de riscos ambientais desenvolvido pela PETROBRAS considera:

- Cenários de vazamento de diesel das embarcações responsáveis pela instalação dos gasodutos;
- Desenvolvimentos da Produção e Pilotos de Produção operando simultaneamente;
- 11 (onze) Componentes com Valor Ambiental;
- Condições de verão e inverno;
- Faixas de volumes para óleo cru e diesel de 8 m3, 200 m3 e Pior Caso.

Foram destacados como CVAs difusos Plâncton, Quelônios, Cetáceos de grande e pequeno porte, aves marinhas e peixes. Como CVAs fixos foram identificados praias, costões rochosos, manguezais e marismas.

II.10.6 – Relação Tempo de Recuperação / Tempo de Ocorrência

O “Quadro II.10.6.2-1 – Índice de Significância (%) para os CVAs, com relação a vazamentos na etapa de operação dos DPs/Pilotos do Projeto Etapa 3”, na página 265/286, apresenta a síntese dos Índices de Significância por fase do empreendimento (instalação de gasodutos e operação dos DPs), e por faixa de volume.

Esta relação é função dos tempos de recuperação determinados para os CVAs e dos próprios resultados dos cálculos do risco ambiental. Assim, o item deverá ser revisto de acordo com as solicitações dos demais itens da análise de riscos e da modelagem de óleo e reapresentado.

II.10.7 – Revisão do Estudo de Análise de Riscos

Em razão das divergências quanto à supressão do ponto de modelagem P1, por se tratar de um TLD, solicita-se que a PETROBRAS apresente uma análise de riscos ambientais específica para este empreendimento em destaque.

II.10.8 – Plano de Gerenciamento de Riscos

O Plano de Gerenciamento de Riscos deverá ser ajustado e reapresentado em consonância com as alterações solicitadas pelo presente parecer técnico.

II.11 – Plano de Emergência Individual

O Plano de Emergência Individual (PEI) para as unidades de produção da Etapa 3 do Polo Pré-Sal segue o modelo já adotado para outros empreendimentos da empresa na Bacia de Santos, com a previsão de apresentação de planos por Unidade Marítima que tratam somente de incidentes de poluição por óleo cujas consequências fiquem restritas à plataforma e um plano complementar abrangente de compartilhamento de recursos, o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Santos – PEVO-BS.

O PEVO-BS já vem sendo executado pela PETROBRAS para atendimento de condicionantes específicas em licenças de operação emitidas para a empresa desenvolver atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, sendo acompanhado pela equipe técnica da Coordenação de Produção no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000645/2009-66 e apresenta as ações e procedimentos de resposta a incidentes de poluição por óleo que ultrapassem os limites das Unidades Marítimas, no mar ou em terra.

Conforme ressaltado no EIA, o PEVO-BS define, dentre outras informações, a Estrutura Organizacional de Resposta que deve ser acionada para atendimento a emergência, com respectivas responsabilidades, os procedimentos e recursos operacionais de resposta, dimensionamento e estratégias de resposta utilizadas nos incidentes de poluição por óleo. A experiência decorrente dos diversos exercícios simulados realizados anualmente e do acompanhamento da distribuição dos recursos tem permitido contínuas alterações nesse plano de resposta.

O EIA trouxe a revisão 11 do PEVO-BS, de agosto de 2016. Uma versão mais recente (revisão 12) foi encaminhada pela PETROBRAS através do Ofício UO-BS 0485/2017 de 10.7.2017 (SEI nº 0455759) e considerada aprovada pelo **Parecer Técnico nº 6/2018-COEXP/CGMAC/DILIC** de 16.1.2018 (SEI nº 1533408). De acordo com esta última revisão, atualmente a Bacia de Santos conta com: 6 (seis) embarcações de recolhimento de óleo dedicadas, sendo 2 (duas) embarcações do tipo SV OSRV 66 e 4 (quatro) do tipo OSRV 750, além de 4 (quatro) embarcações não dedicadas do tipo OSRV 750.

Os PEIs de cada unidade de produção devem ser encaminhados por ocasião das solicitações de suas respectivas licenças de operação.

II.12 – Conclusão

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser revisto e reapresentado.

II.13 – Bibliografia

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser complementado.

II.14 – Glossário

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser complementado.

II.15 – Anexos

Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico, este item deverá ser complementado.

II.16 – Equipe Técnicas

Deverão ser apresentados os registros no Cadastro Técnico Federal das Atividades Potencialmente Poluidoras e/ou Utilizadores de Recursos Ambientais atualizados, para os responsáveis pela elaboração da revisão do estudo.

IV – CONSIDERAÇÕES GERAIS

Audiências Públicas

Dando continuidade ao processo de licenciamento ambiental da *Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3*, o IBAMA convocou Audiências Públicas nos municípios de Niterói/RJ (27.2.2018), Santos/SP (6.3.2018), Angra dos Reis/RJ (13.3.2018) e Caraguatatuba/SP (20.3.2018). Cabe destacar que estas Audiências Públicas foram devidamente convocadas por edital publicado no Diário Oficial da União (D.O.U.), de 22.12.2017, que também abriu o prazo de 45 (quarenta e cinco) dias para que fossem apresentadas solicitações para a realização de Audiências Públicas em outros municípios da Área de Influências.

O prazo se encerrou, tendo sido protocoladas solicitações para a realização de Audiências Públicas nos seguintes municípios:

– **Maricá/RJ:** apresentada pela Secretaria de Agricultura, Pecuária e Pesca da Prefeitura Municipal de Maricá/RJ, através do Ofício Circular nº04/2018, de 23.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 25.1.2018 (SEI nº 1606390).

- **Cananéia/SP:** apresentada pelo Conselho Municipal do Meio Ambiente – COMDEMA, através do Ofício 01/2018, de 24.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 5.2.2018 (SEI nº 1674536).
- **Ubatuba/SP, Ilhabela/SP e São Sebastião/SP:** apresentadas pelo Ministério Público Federal – Procuradoria da República em Caraguatatuba/SP e pelo Ministério Público do Estado de São Paulo – Grupo de Atuação Especial de Defesa do Meio Ambiente – GAEMA Litoral Norte, através do Ofício nº 147/2018-Extrajudicial, de 20.2.2018, encaminhado por correio eletrônico em 21.2.2018 (SEI nº 1782657).

Através do Ofício nº 42/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 26.2.2018, a Diretoria de Licenciamento Ambiental já sinalizou a intenção do IBAMA em realizar pelo menos mais uma audiência pública na região do litoral norte do Estado de São Paulo (SEI nº 1786397). As demais solicitações devem ser avaliadas a partir dos resultados obtidos durante o processo de consulta pública iniciado com as 4 (quatro) audiências Públicas já convocadas pelo IBAMA.

Até o presente momento foram protocolados os seguintes documentos com contribuições ao licenciamento ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal:

- A Fundação Florestal do Estado de São Paulo, através do Ofício DE Nº 162/2017, de 29.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 1.2.2018 e inserido no SEI em 2.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, encaminhou a INFORMAÇÃO TÉCNICA AT/DE-LIC Nº 001/2018 que solicita estudos complementares ao EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal nos termos da Resolução CONAMA nº 428/2010. (SEI nº 1654991).
- A Secretaria Municipal de Meio Ambiente da Prefeitura Municipal de Santos, através do Ofício nº 042/2018-SEMAM, de 30.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 5.2.2018 e inserido no SEI em 7.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, encaminhou o Exame Técnico nº 01/2018 SELAM, referente ao EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1682874).
- A Superintendência de Desenvolvimento e Produção da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, através do Ofício nº 0167/2018/SDP, de 7.2.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 15.2.2018 e inserida no SEI em 16.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA e considerando o Ofício Circular nº 0010/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, apresentou algumas considerações acerca do EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal e informou que encaminhará representantes à Audiência Pública a ser realizada em Niterói/RJ no dia 27.2.2018 (SEI nº 1732049).
- O Ministério Público Federal – Procuradoria Geral da República – 6ª Câmara de Coordenação e Revisão – Populações Indígenas e Comunidades Tradicionais, através do Ofício nº 64/2018/6ªCCR/MPF, de 7.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, apresentou suas considerações acerca do EIA da etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1776986).
- A Associação de Caranguejeiros Pescadores e amigos de Itambí (ACAPESCA), através de correspondência de 15.1.2018, encaminhada por correio eletrônico em 24.1.2018 e inserido no SEI em 26.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0009/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, apresentou suas considerações e sugestões acerca do RIMA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal (SEI nº 1784644).

Através do Ofício nº 33/2018/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 20.2.2018, a Coordenação de Produção encaminhou para a PETROBRAS as contribuições da Secretaria Municipal de Meio Ambiente da Prefeitura Municipal de Santos/SP, solicitando que a empresa se manifestasse acerca das exigências técnicas contidas no referido documento.

As contribuições da Fundação Florestal estão sendo encaminhadas pelo presente parecer técnico para resposta da PETROBRAS e as contribuições da Superintendência de Desenvolvimento e Produção da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis foram incorporadas ao mesmo.

Por sua vez, as contribuições do Ministério Público Federal – Procuradoria Geral da República – 6ª Câmara de Coordenação e Revisão – Populações Indígenas e Comunidades Tradicionais – e da Associação de Caranguejeiros Pescadores e amigos de Itambí (ACAPESCA) serão incorporadas posteriormente.

Para tal, após a realização das Audiências Públicas e encerrado o prazo para manifestações técnicas sobre o EIA/RIMA, a equipe técnica da Coordenação de Produção consolidará em novo parecer técnico com todas as contribuições da sociedade para o processo de licenciamento ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3, quando, certamente, apresentará solicitações adicionais à empresa.

Cabe destacar que segue sendo recebidas manifestações técnicas sobre o Estudo de Impacto Ambiental apresentado pela PETROBRAS até o prazo de 10 (dez) dias após a última Audiência Pública, ou seja, até o dia 30.3.2018.

Manifestação da Fundação Florestal/SP

A Fundação Florestal do Estado de São Paulo, através do Ofício DE Nº 162/2017, de 29.1.2018, protocolado na SUPES/IBAMA/RJ em 1.2.2018 e inserido no SEI em 2.2.2018, em atendimento ao Ofício Circular nº 0006/2017/CGMAC/DILIC/IBAMA, encaminhou a INFORMAÇÃO TÉCNICA AT/DE-LIC Nº 001/2018 que solicita estudos complementares ao EIA da Etapa 3 do Polo Pré-Sal nos termos da Resolução CONAMA nº 428/2010. (SEI nº 1654991).

Solicita-se que a PETROBRAS elabore resposta aos pontos levantados no referido documento, encaminhando-a diretamente à Fundação Florestal, com cópia para o IBAMA a ser apresentada juntamente à resposta ao presente parecer técnico. Solicita-se, ainda, que estes pontos sejam considerados, no que for pertinente, na resposta ao presente parecer técnico, tendo sido estes pontos explicitamente mencionados na análise ou não.

V – CONCLUSÃO

O presente parecer técnico apresenta a análise do Estudo de Impacto Ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Óleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3, em atendimento ao Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/15.

Portanto, para que a Coordenação de Produção possa dar continuidade à análise da viabilidade ambiental da Etapa 3 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, será necessário o pleno atendimento das solicitações nele efetuadas.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **CARLOS EDUARDO MARTINS SILVA, Analista Ambiental**, em 27/02/2018, às 03:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **JOAO CARLOS NOBREGA DE ALMEIDA, Analista Ambiental**, em 27/02/2018, às 07:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **BRUNO BERNARDES TEIXEIRA, Analista Ambiental**, em 27/02/2018, às 09:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **EDUARDO NUBER, Analista Ambiental**, em 27/02/2018, às 09:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **ANA PAULA PINTO FERNANDEZ, Analista Ambiental**, em 27/02/2018, às 09:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **LEANDRO PERRIER DE FARIA VALENTIM, Analista Ambiental**, em 27/02/2018, às 09:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **FERNANDO AUGUSTO GALHEIGO, Analista Ambiental**, em 27/02/2018, às 10:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **LILIAN MARIA MENEZES LIMA, Analista Ambiental**, em 27/02/2018, às 10:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **GUILHERME AUGUSTO DOS SANTOS CARVALHO, Analista Ambiental**, em 28/02/2018, às 08:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ibama.gov.br/autenticidade>, informando o código verificador **1791171** e o código CRC **314261AF**.