

I – INTRODUÇÃO

O presente documento objetiva a apresentação das informações solicitadas no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 373/2014, recebido em 26/08/2014, que analisou as respostas aos parecer técnicos que analisaram o Estudo de Impacto Ambiental - EIA (rev 00) encaminhado pela PETROBRAS para subsidiar o processo de licenciamento ambiental da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 2”.

II – ESCLARECIMENTOS

Visando facilitar a leitura do documento, os trechos do PT nº 373/2014 onde há questionamentos são transcritos em azul e as respectivas respostas em preto.

II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1.7 – CRONOGRAMA PRELIMINAR

Foi apresentado um novo cronograma, mas que ainda se encontra desatualizado, pois considera início de instalação do DP de Sapinhoá Norte para junho/2014. A empresa deverá atualizar o cronograma em caso de concessão de licença prévia para o empreendimento.

Resposta/Esclarecimentos: Segue abaixo o cronograma do DP de Sapinhoá Norte atualizado (**Tabela II.2.1.7-1**).

Tabela II.2.1.7-1. Cronograma previsto para o Desenvolvimento da Produção (DP) de Sapinhoá Norte.

Projetos DP	2014												2015												2016												2017												2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D							
Sapinhoá Norte																																																							
Ancoragem																																																							
Interligação do primeiro poço																																																							
Lançamento do Gasoduto																																																							
Interligação Gasoduto																																																							
Interligação dos Poços																																																							
Comissionamento																																																							
Início da Produção																																																							
Interligação do poço injetor de gás																																																							
Início da injeção																																																							
Início do Escoamento de Gás																																																							
Desativação da unidade de produção																																																							
Desativação do gasoduto																																																							

- INSTALAÇÃO
- OPERAÇÃO
- DESATIVAÇÃO

II.2.2.2 – RELATO SUMÁRIO DO PROJETO

A resposta apresentada não trouxe 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 desses gasodutos nesses momentos, tal qual solicitado pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA.

Com relação aos volumes de gás a serem transportados, a resposta se limita a informar (p. 27/462) que:

“Primeiramente, cabe destacar que o volume médio estimado em 36 milhões m³/d apresentado no Item “II.2.1.6 – Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero” do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2 corresponde ao volume médio de gás produzido pelos DPs e não representa o volume de gás que será escoado pelos gasodutos. Dessa forma, conforme apresentado no Item “II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto” do EIA/RIMA do Projeto Etapa 2, cabe destacar que:

(i) parte desse volume de gás produzido nos DPs será reinjetado no reservatório;

(ii) outra parcela desse volume produzido será utilizada como gás combustível no FPSO e; (iii) o excedente desse volume será efetivamente escoado através dos gasodutos.

Estima-se que cada empreendimento do Projeto Etapa 2 exportará, em média, 50% do volume de gás produzido, ou seja, o volume médio estimado de 18 milhões m³/d.”

Nota-se que a exportação de somente 50% do gás produzido está bastante aquém dos percentuais de exportação atingidos por outras unidades da empresa, de modo que este valor deve ser devidamente justificado diante das especificidades de cada projeto da Etapa 2. Além disso, caso esteja correta a estimativa de 18 milhões m³/dia, essa afirmação demonstra que houve intenção de superavaliar a importância da “produção” de gás dessa etapa frente a produção nacional, pois havia sido declarado que “as novas atividades

contribuirão para um acréscimo na produção de (...) 36.000 mil m³/d de gás natural, o que corresponde (...) a aproximadamente (...) 51% da produção atual de gás natural no Brasil”.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS esclarece que a exportação de aproximadamente 50% do gás produzido no Pólo Pré Sal da Bacia de Santos (PPSBS) está relacionada ao fato do gás produzido em muitos dos campos possuir um teor de CO₂ além do usual em outras unidades. Assim, nas plantas de processamento de gás dos DPs do PPSBS, uma etapa de remoção e compressão de CO₂ para reinjeção em reservatório foi prevista para evitar a emissão de gás de efeito estufa correspondente ao CO₂ produzido pelo reservatório. A tecnologia escolhida para tal finalidade é a permeação através de membranas. Esta tecnologia foi escolhida por ser a única capaz de manusear amplas faixas de variação do teor de CO₂ no gás a ser tratado, conforme requerido para estes casos. As membranas são seletivas ao CO₂ mas permitem a permeação de moléculas de hidrocarbonetos leves, como metano, etano e propano. Com isto, as vazões das correntes ricas em CO₂ são apreciáveis conforme ilustrado na tabela abaixo. Além disto, estas plantas apresentam demanda energética equivalente ao consumo de 10% da vazão de gás produzido. Portanto, como o teor médio de CO₂ nos DPs com remoção de CO₂ está entre 15% e 35%, a fração de gás produzido a ser injetado está entre 30% e 50% e a vazão máxima de gás a ser exportada é de 60%, conforme apresentado na **Tabela II.2.2.2-1**.

Tabela II.2.2.2-1 – Fração da vazão em relação ao gás produzido

Teor de CO ₂	Fração da vazão em relação ao gás produzido		
	Gás combustível	Permeado da membrana - corrente rica em CO ₂	Gás máximo à ser exportado
15%	10%	30%	60%
25%		40%	50%
35%		50%	40%

Conforme apresentado na Revisão 00 do EIA, a produção nacional de gás natural no ano anterior à elaboração do documento foi de aproximadamente 70.773 mil m³/d de gás natural. Este valor foi comparado com a soma das produções médias dos DPs do ETAPA 2 em 25 anos de operação, 36.000 mil m³/d, isto é, 51 da produção de gás natural do Brasil à época. A comparação nos parece adequada, não havendo portanto o propósito de “superavaliar” a importância deste conjunto de unidades. Não nos parece adequado comparar a “produção” nacional com a média de “exportação” de gás do ETAPA 2, mas mesmo numa análise sobre a disponibilização de gás, verifica-se que, no pico da produção, os projetos do ETAPA 2 chegam a exportar 31 MM m³/d, o que é igualmente significativo frente à demanda nacional.

Foram ainda apresentadas algumas informações com relação às rotas e unidades de tratamento de gás que também não permitem o entendimento de como se dará o escoamento e aproveitamento de toda a produção de gás ao longo da vida útil dos empreendimentos que compõem a Etapa 2, principalmente diante dos prazos para entrada em operação da Rota 3 e do COMPERJ e do fato de parte da capacidade do gasoduto Rota 1 e dos terminais já estar comprometida com projetos já existentes. A capacidade total de escoamento informada (44 MM m³/dia) não corresponde ao somatório da capacidade das três rotas (10 + 13 + 18 = 41) e não foi informada a capacidade de tratamento do TECAB, nem discutidas eventuais limitações decorrentes da ampliação em andamento e do recebimento de gás proveniente de outras unidades.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS reitera que a capacidade total de escoamento e processamento após a implantação dos Programas Rota 1, Rota 2 e Rota 3, é de fato 44 MM m³/d, o que será detalhado mais adiante.

Como alternativa ao escoamento a Petrobras afirma que: “Caso o volume a ser exportado pelos DPs ultrapasse a capacidade da infraestrutura de escoamento disponível, o gás excedente será reinjetado no reservatório”. No entanto, esta capacidade de reinjeção não foi devidamente demonstrada em

relação aos equipamentos disponíveis em cada FPSO e aos volumes previstos para o gás excedente, bem como para o CO2 associado.

Desta forma, reitera-se a necessidade de que sejam apresentados “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, sendo apresentadas todas as soluções que o projeto adotará para permitir a superação das limitações para o escoamento de toda a produção de gás prevista nesta Etapa 2 do Pré-sal”. Para tanto deverão ser apresentados:

– Tabela indicando para cada projeto que compõe a Etapa 2 (linhas), a produção estimada de gás (m3/d) e a quantidade de gás exportado (m3/d) para cada ano (colunas) até o ano previsto para o pico de produção de gás. Observa-se que os dados de produção deverão corresponder àqueles apresentados nas “Tabela II.2.4.4.2-1” a “Tabela II.2.4.4.2-5” da Revisão 00 do EIA, devendo ser indicado claramente se os volumes consideram ou não o CO2 associado. A tabela deverá apresentar ainda a totalização da produção e exportação a cada ano (linha inferior).

Resposta/Esclarecimentos: Aos volumes previstos até o ano de pico da produção de gás dos projetos do ETAPA 2, em 2019, são apresentados na **Tabela II.2.2.2-2** anexa conforme disposto no conforme disposto no artigo 5º, §1º e 2º, do Decreto Federal nº7.724/2012, e, artigos 6º, inciso III, e 25 da Lei nº12.527/201.

– Para cada unidade, o volume de gás exportado para o continente deverá ser devidamente justificado, considerando as especificidades de cada projeto e equipamentos efetivamente previstos, tais como: capacidade de produção, o percentual de CO2, o consumo para geração de energia, a exportação para outras plataformas e a capacidade de compressão para exportação e reinjeção.

Resposta/Esclarecimentos: Os FPSOs dos DPs de Carioca, Lula Oeste e Lula Área de Iracema Norte não possuem etapa de separação de CO₂ do gás produzido. Os campos de Lula Oeste e Lula Área de Iracema Norte apresentam sistemas de compressão com capacidades para permitir tanto a exportação como a injeção de todo o gás produzido. Nestes projetos, a etapa de remoção de CO₂ não é necessária devido ao baixo teor de CO₂ presente no gás produzido (em torno de 1%). Apesar do campo de Carioca apresentar elevado teor de CO₂ (em torno de 40%) a exportação de gás não é prevista, sendo que todo o gás produzido será reinjetado em reservatório, não requerendo a etapa de remoção de CO₂.

Os demais FPSOs dos DPs de (Sapinhoá Norte, Lula Alto, Lula Central, Lula Sul, Lula Norte, Lula Extremo Sul, Franco 1, Franco NW, Franco Sul, Franco SW) apresentam teor de CO₂ no gás produzido variando entre 15% e 35% entre os projetos e ao longo da vida produtiva. O processo de separação de CO₂ escolhido para esses projetos é através da permeação por membranas, onde a corrente rica em CO₂ apresenta também composição apreciável de moléculas de hidrocarbonetos leves (metano, etano e propano). Desta forma, as vazões da corrente rica em CO₂ que precisa ser injetada em reservatório (para o armazenamento geológico de CO₂) são apreciáveis em comparação às vazões produzidas. Para o teor de CO₂ no gás produzido de 15% é esperado que 30% da vazão produzida corresponda a corrente rica em CO₂. Para o teor de CO₂ de 35%, é esperado que 50% da vazão produzida corresponda à corrente rica em CO₂.

A vazão de gás combustível para auto suficiência energética de cada UEP é em torno de 10% da vazão de gás produzido. Para os DPs com remoção de CO₂, considerando a injeção apenas da corrente rica em CO₂, a vazão de gás que é exportada encontra-se entre 40% e 60%. Entretanto, os DPs permitem o aumento da vazão de gás a ser injetado pela complementação da corrente rica em CO₂ com gás tratado (com baixo teor de CO₂). Existem limitações ao aumento da injeção definida para cada projeto, segundo p. ex. tendência de antecipação do crescimento da produção de gás nos poços em razão de heterogeneidades na rocha reservatório, o que prejudica a recuperação; limitações nos sistemas

submarinos e poços; restrição à vazão de produção de óleo devido ao aumento do RGO produzido e à limitação de capacidade da planta de processamento e compressão de gás. Segue abaixo a **Tabela II.2.2.2-3** com percentual máximo a ser exportado, em função do teor de CO₂ por projeto.

Tabela II.2.2.2-3 – Percentual máximo a ser exportado em função do teor de CO₂ por Projeto

Presença da etapa de separação de CO ₂	Projetos	Teor de CO ₂	Fração da vazão em relação ao gás produzido		
			Permeado da membrana (corrente rica em CO ₂)	Gás combustível	Gás máximo à ser exportado
Sem remoção de CO ₂	DP Carioca	Em torno de 40%	-	10%	90%
	DP Lula Oeste	Em torno de 1%	-	10%	90%
	DP Lula Área Iracema Norte				
Com remoção de CO ₂	DP Sapinhoá Norte	Mínimo: 15%	Mínimo: 30%	10%	60%
	DP Lula Alto				
	DP Lula Central				
	DP Lula Sul				
	DP Lula Norte				
	DP Lula Extremo Sul	Máximo: 35%	Máximo: 50%		
	DP Franco 1				
	DP Franco NW				
	DP Franco Sul				
DP Franco SW					

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

– Tabela com a capacidade de escoamento de cada Rota (m³/d) para cada ano – considerando os prazos de entrada em operação das Rotas 2 e 3 – até o ano previsto para o pico de produção de gás. No caso da Rota 1 deverá ser considerada somente a capacidade de escoamento relativa ao Polo pré-sal. A tabela deverá apresentar ainda a totalização da capacidade de escoamento disponível a cada ano.

Resposta/Esclarecimentos: O escoamento do gás produzido no PPSBS será viabilizado pela implantação de três programas denominados Rota 1, Rota 2 e Rota 3. O Programa Rota 1 já está implantado e contempla gasoduto direcionado à Caraguatatuba, o qual é composto por dois trechos: (i) gasoduto Lula-PMXL-1, com capacidade de escoamento de até 10 MM m³/d de gás, que permite a interligação do Piloto de Lula à Plataforma de Mexilhão e (ii) gasoduto PMXL-1-UTGCA, com capacidade de 20 MM m³/d, que viabiliza o desenvolvimento da produção de gás da área de Mexilhão e o escoamento dos polos Uruguá/Tambaú e do Pré-Sal até a chegada na UTGCA. Enfim, 10 MM m³/d dedicados ao Pós-Sal e outros 10 MM m³/d para o Pré-Sal. O escoamento do Programa Rota 2 será realizado pelo Gasoduto Cabiúnas, com capacidade inicial de 13 MM m³/d, o qual está em implantação e terá partida em 2016. O Programa Rota 3 entrará em operação em 2017 e contemplará Gasoduto Maricá, com capacidade de 18 MM m³/d, além de ampliação da capacidade de escoamento do Gasoduto Cabiúnas em 3 MM m³/d, através do qual poderão ser transferidos este volume do TECAB para o processamento no COMPERJ, topando assim a capacidade de processamento deste último. Nesta condição, faz-se necessário o escoamento de um volume maior, 16 MM m³/d até Cabiúnas. As capacidades de escoamento são apresentadas abaixo na **Tabela II.2.2.2-4**.

Tabela II.2.2.2-4 – Escoamento Disponível para Projetos do PPSBS (mil m³/d)

	Partida	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Programa Rota 1	Operando	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Programa Rota 2	2015	0	0	13.000	16.000	16.000	16.000
Programa Rota 3	2017	0	0	0	18.000	18.000	18.000
TOTAL		10.000	10.000	23.000	44.000	44.000	44.000

– Tabela indicando para cada outro projeto já existente ou em implantação no Polo Pré-sal (linhas), a produção estimada de gás (m³/d) e a quantidade de gás exportado (m³/d) para cada ano (colunas) até o ano previsto para o pico de produção de gás pelo Etapa 2. A tabela deverá apresentar ainda a totalização da produção e exportação a cada ano (linha inferior).

Resposta/Esclarecimentos: A **Tabela II.2.2.2-5** que consolida os projetos já existentes com a produção de gás dos projetos da ETAPA 2 está apresentada anexa conforme disposto no artigo 5º, §1º e 2º, do Decreto Federal nº7.724/2012, e, artigos 6º, inciso III, e 25 da Lei nº12.527/2011.

– Discussão sobre a limitação da capacidade de escoamento através da Rota 1 devido a produção proveniente desses outros projetos.

Resposta/Esclarecimentos: Até a entrada em operação dos Programas Rota 2, o qual está em implantação com data de partida em 2016, e Rota 3, com partida em 2017, o escoamento de gás estará limitado à capacidade da Rota 1, já em operação, a qual é de 10 MM m³/d para o Pré-Sal.

Assim, o planejamento do volume escoado por projetos em 2014 e 2015 (Piloto de Lula, Piloto de Lula NE, Piloto de Sapinhoá, DP Sapinhoá Norte e DP Lula Área de Iracema Sul), é feito de forma a atender as restrições da malha de escoamento. Do volume total produzido, parte será reinjetada no reservatório, parte será utilizada como gás combustível no FPSO e o excedente desse volume será escoado através dos gasodutos. Caso o excedente do gás produzido seja maior que a capacidade da malha, será feita a reinjeção de volumes adicionais de gás, de forma a não haver impacto na produção de óleo. No entanto, a capacidade de reinjeção em reservatório é limitada, conforme anteriormente apresentado. Assim, de forma a evitar riscos de reservatório e garantir a produção de óleo dos projetos já existentes e de novos projetos, é necessária a entrada em operação das demais rotas de escoamento planejadas.

– Tabela com a capacidade de processamento de gás de cada Terminal (m³/d) para cada ano considerando os prazos para entrada em operação do COMPERJ e eventuais ampliações previstas para o TECAB e a UTGCA – até o ano previsto para o pico de produção de gás. A tabela deverá apresentar ainda a totalização da capacidade de processamento disponível a cada ano.

– Discussão sobre a limitação da capacidade de processamento nos Terminais devido a produção proveniente de outros projetos. Neste sentido,

deverão ser apresentadas informações sobre a utilização desta capacidade de processamento pelo gás proveniente de outros projetos, com apresentação de dados atuais e estimativas para os próximos anos.

– Informação sobre projetos de ampliação das capacidades de escoamento e processamento.

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

Tabela II.2.2.2-6 - Processamento (e/ou Tratamento) Disponível para Projetos do PPSBS (mil m³/d)

	Unidade	Partida	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Programa Rota 1	UTGCA	Operando	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Programa Rota 2	TECAB	2016	0	0	13.000	13.000	13.000	13.000
Programa Rota 3	COMPERJ + TECAB ¹	2016	0	0	21.000	21.000	21.000	21.000
TOTAL			10.000	10.000	44.000	44.000	44.000	44.000

(1) Tratamento Complementar no TECAB

– Discussão sobre as incertezas envolvendo os prazos de licenciamento e operacionalização dos gasodutos e terminais, e sobre as consequências de eventuais atrasos no que diz respeito a capacidade de escoamento e processamento do gás da Etapa 2.

Resposta/Esclarecimentos: O Programa Rota 2 está em fase de implantação, com partida prevista para 2016, ano este em que a capacidade adicionada de 13 MM m³/d passa a ser necessária para os volumes de exportação da ETAPA 2, considerando-se as curvas previstas para os projetos já em operação no PPSBS. Em 2017, os volumes previstos de exportação passam a demandar a entrada em operação do Programa Rota 3. Os projetos do Rota 3 encontram-se em fase de licenciamento ou construção, sendo a data de partida do programa prevista para 2017. Caso haja atrasos na partida de programas, a falta de capacidade de exportação poderá ser mitigada conforme apresentado no item a seguir.

– Discussão sobre as soluções que o projeto adotará para permitir a superação das limitações para o escoamento e processamento de toda a produção de gás prevista nesta Etapa 2 do Pré-sal; soluções estas cuja viabilidade deverá ser devidamente demonstrada.

Resposta/Esclarecimentos: Conforme anteriormente apresentado, caso haja limitação no escoamento da produção do gás previsto, será feita a reinjeção dos volumes adicionais de gás em reservatório, a qual é limitada por restrições de cada projeto específico, como: tendência de antecipação do crescimento da produção de gás nos poços em razão de heterogeneidades na rocha reservatório, o que prejudica a recuperação; limitações de capacidade de injeção nos sistemas submarinos e poços previstos; restrição à vazão de produção de óleo devido ao aumento do RGO produzido e à limitação de capacidade da planta de processamento e compressão de gás. A depender das características do projeto, pode ser necessária a aquisição e instalação de linhas de gás adicionais em poços previstos como injetores de água. Caso não seja possível reinjetar todo o volume excedente, poderá haver perda de óleo relativa ao gás associado que não poderá ser exportado ou reinjetado.

– Considerando que o projeto Rota 3 ainda não teve sua viabilidade atestada, deverá ser apresentada discussão sobre alternativas para o caso deste projeto ter seu requerimento de licença eventualmente indeferido.

Resposta/Esclarecimentos: Para viabilização da exportação das curvas previstas para parte dos projetos da ETAPA 2 e projetos futuros, será necessária a implantação do Gasoduto Rota 3 (Maricá), em 2017. Caso haja atraso na liberação das licenças do gasoduto, este impacto poderá ser parcialmente mitigado através de reinjeção do gás produzido, de forma a evitar a perda de óleo. No entanto, esta mitigação é parcial, pois:

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

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

II.2.4.2.2.1.6 – SISTEMA DE SEPARAÇÃO DE ÓLEO, ÁGUA E GÁS

Está prevista a separação do CO₂ e sua reinjeção no reservatório. A capacidade do compressor de injeção é de 4,0 MM m³/dia, o que, segundo o EIA, atenderia “à vazão estimada de CO₂ no projeto, com uma folga operacional na condição de pico de produção”. (EIA, II.2, p. 124/328). Atendendo à solicitação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, foi informado que para situações contingenciais, caso dois compressores de injeção de gás estejam em operação e um deles falhe, a produção será restringida até a capacidade máxima de apenas um compressor.

Foi informado que a quantidade anual média prevista de cartuchos a serem dispostos por FPSO com Remoção de CO₂ é de 11, correspondente a 5,0 ton/ano destinada a aterro industrial, conforme procedimento adequado em conformidade com os requisitos legais.

Com relação ao H₂S, para os campos de Sapinhoá Norte, Carioca, Lula Alto, Lula Central, Lula Sul, Lula Norte, Lula Oeste, Lula Extremo Sul e Lula Área de Iracema Norte estão previstos teores de H₂S muito baixos no gás produzido, não havendo a necessidade da utilização de leitos fixos para a remoção de H₂S. Nos campos de Franco 1, Franco NW, Franco Sul e Franco SW, o teor médio de H₂S previstos na produção de gás dos campos é de 50 ppmv. A quantidade média de resíduo gerado por unidade não deve ultrapassar 59 ton/mês, de acordo com as previsões, o que dá uma estimativa de 10 mil m³/mês, correspondente a 14,5 ton/mês de H₂S. Solicita-se o memorial de cálculo, discriminando a quantidade de cada item para justificar a quantidade apresentada de resíduo gerada na remoção de H₂S (59 t/mês).

Resposta/Esclarecimentos: Considerando a vazão máxima de gás produzido por DP de 7,0 MMm³/d contendo o teor de H₂S previsto de 50 ppmv, a quantidade mássica de H₂S produzida mensalmente é de 14,5 ton. A quantidade de H₂S produzido pode ser obtida por balanço estequiométrico, podendo ser resumida pelo fator descrito abaixo:

$$f = 0,00138 \times Q_g \times C \quad (\text{Equação 1});$$

tal que:

f: Fator de conversão da vazão e teor de H₂S do gás produzido em vazão mássica de H₂S (ton/(MMm³/d x ppmv));

Q_g: Vazão de gás processado (MMm³/d);

C: Concentração de H₂S removida do gás processado (ppmv).

O leito fixo considerado para a reação química apresenta capacidade de absorção específica que resulta na geração de 4,06 kg de leito fixo por 1,0 kg de H₂S removido do gás processado. Desta forma, a quantidade de resíduo gerado mensalmente pode ser resumida pelo cálculo descrito abaixo:

$$M_r = 4,06 \times 0,00138 \times Q_g \times C \quad (\text{Equação 2});$$

Onde:

“M_r” é a massa de resíduo gerado pela reação do H₂S com o leito fixo (ton/d).

Aplicando a equação acima para o caso considerado obtém-se o resultado descrito abaixo:

$$M_r = 4,06 \times 0,00138 \times 7,0 \times 50 = 1,97 \text{ ton/d.}$$

Convertendo a quantidade diária em mensal obtém-se:

$$M_r = 1,97 \text{ ton/d} \times 30 \text{ dias/mês} = 59 \text{ ton/mês.}$$

Esses resíduos – cartuchos e leitos fixos – a devem ser informados no âmbito do Projeto de Controle da Poluição (PCP) como um item específico nos relatórios de implementação.

Resposta/Esclarecimentos: Ressaltamos que os cartuchos do “removedor de gás sulfídrico” terão os seus valores informados na NT 01/11.

Foi esclarecido que: “É premissa de projeto manter a pressão mínima de reservatório acima da pressão de miscibilidade entre o gás injetado e o fluido do reservatório. Assim sendo, ao longo da vida produtiva do campo, o gás injetado será sempre miscível.”

Com relação às informações apresentadas sobre o balanço de massa para o CO₂, solicitam ainda:

– Esclarecer o fator de armazenamento apresentado e a sua relação com o fator de recuperação informado (o qual foi estimado pela empresa em 20%), esclarecendo se a taxa de reciclo em reservatório apresentada tem influência direta na taxa de injeção informada.

– Ainda sobre o fator de recuperação apresentado, solicitam-se esclarecimentos sobre a recuperação primária prevista e a recuperação secundária prevista e a suas interações com o fator de recuperação previsto no EOR com a corrente de CO₂ e gás natural a ser injetado. Informar se o resultado para o balanço de massa apresentado fez essas considerações sobre as recuperações citadas dentro da relação estabelecida pela empresa para o fator de recuperação.

– Uma vez que em fase final de produção e em descomissionamento da(s) plataforma(s), as pressões na formação normalmente caem na maximização da produção do óleo, solicita-se esclarecimento quanto ao fator de armazenamento do CO₂ em formação, diante da queda de pressão na formação e a manutenção/permanência do gás na formação nesta fase final de produção.

Resposta/Esclarecimentos: O fator de armazenamento é pouco sensível ao fator de recuperação. Na **Tabela II.2.4.2.2.1-6** abaixo é evidenciado que o fator de recuperação médio esperado para as jazidas da ordem de 20% (este número pode variar 5 pontos percentuais para cima ou para baixo). Para um aumento no fator de recuperação de 20 % para 25 %, observa-se uma redução de apenas 0,5 ponto percentual no fator de armazenamento, de 97,5 % para 96,9 %.

Tabela II.2.4.2.2.1-6 – Fator de Recuperação Médio esperado para as jazidas da ordem de 20 %

Fator de Recuperação	Fator de Reinjeção	Fator de Armazenamento
20%	87,5%	97,5%
25%	87,5%	96,9%

A taxa de reciclo tem influência direta na taxa de injeção prevista. Isto ocorre porque o CO₂ recirculado se somará à produção de CO₂ não recirculado. Com isto, a taxa de injeção é aumentada com o aumento da taxa de reciclo, pelo aumento da vazão de CO₂ produzido e que tem que ser reinjetado. Os sistemas de compressão foram dimensionados considerando esta taxa de reciclo.

A recuperação primária é definida como a obtida pela depleção natural da pressão de reservatório, sem a reinjeção de fluidos (água e ou gás). A recuperação secundária é adicional à recuperação primária, através de método de EOR baseado na injeção de fluidos em reservatório, para direcionar o petróleo em direção aos poços produtores, para a miscibilização do petróleo (através da injeção de gás) e para a manutenção da pressão de reservatório. A informação da recuperação primária é teórica, obtida apenas por simulação de reservatório. No caso em questão, as recuperações primária e secundária ocorrem concomitantemente, já que a injeção de fluidos em reservatório dar-se-a em período pequeno logo após do início da produção (1 ou 2 anos).

O benefício do processo de EOR por injeção de água e reinjeção da corrente rica em CO₂ está também incluído nestes 20% de fator de recuperação dado que não se cogita a produção dos reservatórios sem esta reinjeção, além do que as vazões de CO₂ injetadas são pequenas em relação ao necessário para apresentar efeito mais significativo. Em havendo aumento da injeção de gás de hidrocarbonetos, além da corrente rica em CO₂, estima-se que possa haver um ganho de fator de recuperação de até 5 pontos percentuais, mas há incertezas sobre este efeito: ele pode não se revelar vantajoso do ponto de vista econômico (o ganho da maior injeção de gás pode não compensar a perda de receita pela não exportação deste gás), além disso há riscos de erupção prematura de gás

obrigando restrições na produção de óleo em função da capacidade de processamento de gás existente.

Não se espera redução significativa de pressão no reservatório ao final de sua vida visto que a injeção de fluidos (água e gás) em reservatório terá a função de manter a sua pressão, através da reposição do volume produzido de fluidos em condições de pressão e temperatura de reservatório. A permanência de grande parte do gás na jazida está garantida uma vez que a capacidade de processamento de gás nas plataformas não será ultrapassada. O CO₂ retido no reservatório assim se manterá, pois todo o gás que seja ainda produzido será devidamente tratado como desde o início da vida do campo. A produção de gás neste período continuará condicionada pela capacidade máxima de processamento de gás da plataforma, assim, o gás permanecerá sendo processado para separação do CO₂, gerando uma corrente rica em CO₂ que será reinjetada no reservatório, e outra corrente de gás tratado, com até 3% de CO₂, que será exportada.

II.2.4.2.1.11 – SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Informou-se que o combustível líquido a ser utilizado nos turbogeradores é o Óleo Diesel Marítimo. A Petrobras esclarece que não será utilizado óleo combustível marítimo para geração de energia, apesar de prever uma tancagem para esse tipo de combustível. Solicitam-se esclarecimentos sobre a presença de tanques de óleos combustíveis no FPSO Cidade de São Vicente (“Tabela II.2.4.2.1.1.2-1”), no FPWSO Dynamic Producer (“Tabela II.2.4.2.1.2.2-1”) e no FPSO tipo – Cidade de Ilhabela (“Tabela II.2.4.2.2.1.2-1”) e qual será a utilização desses tanques nessas embarcações.

Resposta/Esclarecimentos: Os Tanques de Óleo Combustível Marítimo são um resquício do navio que havia originalmente naquele casco, e que, após o início da conversão, só costumam ser utilizados uma única vez: durante a navegação da Ásia para o Brasil. No caso específico do FPSO Cidade de Ilhabela, os tanques de Óleo Combustível Marítimo ficarão vazios e atualmente já se encontram limpos.

Estes tanques também existem nos FPSOs Dynamic Producer e BW Cidade de São Vicente, onde são utilizados para armazenar Óleo Diesel Marítimo.

II.2.4.2.2.2 – SISTEMAS SEMELHANTES EM TODOS OS FPSOS (SPA, TLDS E DPS)

II.2.4.2.2.2.1 – SISTEMA DE TOCHA E VENT

Sobre a utilização do sistema de flare fechado, a empresa afirma que a aplicação da tecnologia é recente e está em fase de avaliação e aprendizado, mas que “está sendo instalada nas unidades próprias, ou seja, nos seguintes projetos da Projeto Etapa 2: Lula Sul, Lula Norte, Lula Oeste, Lula Extremo Sul, Franco 1, Franco NW, Franco Sul e Franco SW”. Já na Resposta ao Parecer Técnico nº 260/2014 CGPEG/IBAMA, a empresa afirma que “os resultados práticos e lições aprendidas serão incorporados em projetos subsequentes, a depender da fase do empreendimento. Os FPSOs que estão sendo construídos com o sistema de “flare fechado” são: P-66, P-67, P-68, P-69, P-71, P-72, P-73, P-74, P-75, P-76 e P-77”. Solicita-se que a empresa relacione dentre os FPSOs citados aqueles que serão utilizados e em quais projetos no âmbito do Etapa 2.

Resposta/Esclarecimentos: Seguem os dados atuais com a indicação dos FPSOs que possuem flare fechado conforme **Tabela II.2.4.2.2.2.1-1**. Salienta-se que alguns campos se encontram na fase de avaliação de alternativas, portanto alterações podem ser necessárias para os mesmos.

Tabela II.2.4.2.2.1-1 – Indicação dos FPSOs com flare fechado

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

II.2.4.7 – CARACTERIZAÇÃO DO ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS

Nesse item foi demandado o atendimento ao Termo de Referência no que dizia respeito à capacidade de transporte e tratamento de gás, de acordo com: gasodutos e terminais existentes e a serem instalados/ampliados; produção de gás dos projetos em operação e que utilizam a Rota 1 e os Terminais em operação (UTGCA e TECAB); e prazos previstos para a entrada em operação das Rotas 2 e 3 e para a ampliação/operação dos terminais. Assim como no item II.2.2.2, a empresa se limitou a salientar que o pico de produção, tal qual a média anteriormente discutida, refere-se ao total de gás produzido, devendo-se descontar cerca de 50% devidos à reinjeção e consumo. Adicionalmente, reiterou-se que os Programas Rota 1, 2 e 3 permitirão o escoamento e processamento, respectivamente, de 10, 13 e 21 milhões de metros cúbicos por dia de gás. Pretende-se que o Rota 2 comece a operar em 2016 e o Rota 3 em 2017, de

forma que o eventual excedente que não possa escoar pelo Rota 1 deverá ser reinjetado.

Conforme indicado anteriormente, tal afirmação deve ser devidamente justificada levando em consideração a produção das unidades já existentes, a evolução da produção prevista para os projetos da Etapa 2, as capacidades e prazos referentes às rotas de escoamento e unidades de tratamento e as capacidades dos equipamentos a serem utilizados em cada DP para geração de energia e compressão do gás. Reiteram-se, portanto, as considerações a solicitações do Parecer Técnico nº 0190/2014.

CGPEG/IBAMA neste sentido, que deverão ser consideradas na resposta solicitada no item II.2.2.2.

Resposta/Esclarecimentos: Conforme detalhado no item II.2.2.2, o escoamento e processamento do gás produzido no PPSBS será viabilizado pela implantação de três programas denominados Rota 1, Rota 2 e Rota 3. O Programa Rota 1 já está implantado e contempla gasoduto direcionado à Caraguatatuba, o qual é composto por dois trechos: (i) gasoduto Lula-PMXL-1, com capacidade de escoamento de até 10 MM m³/d de gás do PPSBS e (ii) gasoduto PMXL-1-UTGCA, com capacidade de 20 MM m³/d, sendo 10 MM m³/d para viabilização do desenvolvimento da produção de gás da área de Mexilhão e o escoamento dos polos Uruguá/Tambaú e 10 MM m³/d para o PPSBS. O volume escoado será levado à UTGCA, a qual tem capacidade de processar 10 MM m³/d do PPSBS e 10 MM m³/d oriundos do Pós-Sal. O Programa Rota 2 entrará em operação em 2016 e contempla Gasoduto Cabiúnas, com capacidade de escoamento de 13 MM m³/d do PPSBS, volume este que será tratado e processado no TECAB, cuja capacidade é de 13 MM m³/d de gás oriundo do PPSBS. O Programa Rota 3 entrará em operação em 2017 e contemplará Gasoduto Maricá, com capacidade de 18 MM m³/d, além de ampliação da capacidade de escoamento do Gasoduto Cabiúnas em 3 MM m³/d, de forma que este passe a ter capacidade de 16 MM m³/d. Neste programa, os 3 MM m³/d escoados pelo Gasoduto Cabiúnas serão tratados no TECAB, a partir da implantação do projeto de Tratamento Complementar, com capacidade de 3 MM

m³/d, e serão enviados para a UPGN do COMPERJ, a qual fará o tratamento do gás escoado via Gasoduto Maricá, na capacidade de 18 MM m³/d e processará o gás na capacidade de 21 MM m³/d.

Ainda, considerando-se as curvas de exportação previstas para os projetos em operação e em implantação do PPSBS e as características dos equipamentos dos projetos, também apresentadas no item II.2.2.2, percebe-se que a capacidade do Programa Rota 1 é capaz de escoar os volumes previstos para os projetos Piloto de Lula, Piloto de Lula NE, Piloto de Sapinhoá, DP Sapinhoá Norte e DP Lula Área de Iracema Sul, nos anos de 2014 e 2015. O Programa Rota 2 passa a ser necessário no ano de 2016 e o Programa Rota 3 em 2017, de forma a garantir a produção de óleo prevista.

Caso haja atrasos na partida de programas, a falta de capacidade de exportação poderá ser mitigada por meio da reinjeção adicional do gás produzido em reservatório, a qual pode ser limitada pelas características de reservatório, como: tendência de antecipação do crescimento da produção de gás nos poços em razão de heterogeneidades na rocha reservatório, o que prejudica a recuperação; limitações de capacidade de injeção nos sistemas submarinos e poços previstos; restrição à vazão de produção de óleo devido ao aumento do RGO produzido e à limitação de capacidade da planta de processamento e compressão de gás. Caso não seja possível reinjetar todo o volume excedente, poderá haver perda de óleo relativa ao gás associado que não poderá ser exportado ou reinjetado.

II.2.4.8 – ROTAS DOS NAVIOS ALIVIADORES

Considerando as informações apresentadas no primeiro ciclo de Audiências Públicas, o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA solicitou atualização dos dados referentes à destinação do óleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (“Tabela II.2.4.8-1”).

A resposta apresentou dados referentes às operações de alívio entre janeiro de 2013 e maio de 2014, que confirmam as informações anteriormente

apresentadas de que os principais destinos do óleo do Polo Pré-Sal são o Terminal Almirante Barroso em São Sebastião/SP (TEBAR), que recebe aproximadamente

50% dos navios, o Terminal Madre de Deus na Bahia (cerca de 30%) e a exportação (20%). O único outro Terminal a receber óleo do Polo Pré-Sal no período foi o Terminal Maximiliano da Fonseca na Baía da Ilha Grande/RJ (TEBIG), que recebeu apenas quatro navios no período (cerca de 3%).

A resposta também apresenta, conforme solicitado, dados sobre as capacidades de cada um dos terminais indicados como possíveis destinações do óleo. Dentre estes, o TEBIG é indicado como único capaz de fazer transbordo de óleo para exportação. Além disso, a resposta chama atenção para o fato de que:

“... todos os terminais listados no EIA do projeto Etapa 2 permitem o recebimento do óleo, mas a limitação está hoje na capacidade de refino instalada. Assim, até a entrada do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ – Itaboraí-RJ), pouca coisa muda na movimentação de óleo para as refinarias já existentes, ou seja, não há incremento na utilização destes terminais.

Com esta nova capacidade instalada no COMPERJ, o TEBIG passa a ser mais relevante no recebimento do óleo, havendo, portanto, a necessidade de alternativas de exportação, como por exemplo, a implantação do novo píer de São Sebastião e da Unidade Offshore de Transferência e Exportação de Petróleo (UOTE), com partidas projetadas para 2019 e 2016, respectivamente.”

Diante destas informações, solicita-se que seja esclarecido se os dados sobre as operações de alívio quando mencionam “exportação” estão se referindo à exportação direta ou através de terminais, como o TEBIG, e, neste caso, solicita-se que os citados 20% sejam especificados por terminal, bem como que seja esclarecido o porquê da distinção entre o destino “exportação” e aqueles indicados diretamente como TEBIG.

Resposta/Esclarecimentos: O registro "Exportação" na coluna "Destino" refere-se à exportação direta, ou seja, navios aliviadores normalmente de maior porte que transportam o óleo a partir dos campos diretamente para terminais em outros países, sem o transbordo em terminais da costa brasileira. Estes 20%

portanto não passam por quaisquer terminais da Petrobras. Quanto ao TEBIG, de fato trata-se de um terminal importante para as exportações de óleos nacionais (Bacias de Santos e Campo), mas é bom lembrar que este também é um caminho para que o óleo do PPSBS chegue até a Refinaria Duque de Caxias (REDUC), daí o porquê de diferenciá-lo das exportações diretas na **Tabela II.2.4.8-1**.

Com relação ao questionamento sobre a restrição ao uso de navios aliviadores com posicionamento dinâmico (DP) no Terminal de Tramandaí, a Petrobras esclareceu que “o Terminal de Tramandaí não possui nenhuma restrição para o recebimento de Navios DP haja vista a possibilidade deles atracarem sem a utilização do posicionamento dinâmico”, acrescentando que “nenhum dos demais terminais de petróleo apresenta restrição quanto ao recebimento de Navios DP”. Portanto, fica entendido por esta Coordenação Geral que os navios aliviadores provenientes dos campos do pré-sal, segundo a empresa, todos munidos de posicionamento dinâmico, não utilizam esta tecnologia ao chegar aos terminais para transferir óleo, valendo-se de métodos convencionais para manter o posicionamento durante a transferência nos terminais. Assim, destaca-se que aquilo que é apontado como um fator de redução de riscos acidentais, ou seja, a realização da transferência FPSO-Aliviador por navios DP, perde significado quando navios DP, nos terminais (portanto junto à costa), não utilizam (ou estão impedidos de utilizar) a tecnologia.

Resposta/Esclarecimentos: É importante não confundir dois momentos distintos no escoamento da produção através de navios aliviadores. No primeiro, o óleo dos tanques do FPSO é transferido para os aliviadores. O fato de utilizarmos somente navios com posicionamento dinâmico (DP) nesta operação de "carregamento" é sim relevante e fator de redução de riscos acidentais como bem mencionado anteriormente.

Na outra ponta, temos o "descarregamento" dos aliviadores para a tancagem dos terminais, uma operação distinta, com equipamentos distintos e em situações de controle bem distintas. Neste caso, como informado em resposta ao Parecer

Técnico nº 0190/2014, temos a situação do Terminal de Tramandaí, onde a profundidade não permite a utilização da tecnologia de DP.

Feitos estes esclarecimentos, a PETROBRAS reitera que o emprego de navios com DP é um relevante fator de segurança no conjunto da atividade, mas especialmente nos limites do objeto de licenciamento no ETAPA 2.

II.2.4.9 – DESCRIÇÃO DAS OPERAÇÕES DE INSTALAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO E ESTRUTURAS SUBMARINAS

Foi apresentado um mapa com as rotas a serem utilizadas pelas embarcações que atuarão nessas atividades no “Anexo II.2.4.9-A”.

Informações sobre duração e periodicidade previstas para cada operação foram direcionadas ao item II.2.4.12, que leva ao item II.2.4.21-1 da resposta. Entretanto, as informações apresentadas no item II.2.4.21-1 tratam do tempo de utilização das embarcações de apoio em cada projeto, sem contudo abordar a duração e periodicidade das operações de instalação. Reitera-se, portanto, a solicitação de que seja informada “a duração e a periodicidade previstas para cada operação”.

Resposta/Esclarecimentos: A Petrobras revisou as **Tabela II.2.4.21.1-1** e **Tabela II.2.4.21.1-2**, inclusive reformatando-a para um melhor entendimento das solicitações desta coordenação. Assim, agora é possível consultar diretamente estimativas do número de embarcações a serem utilizadas nas atividades de instalação, o número total de viagens, a periodicidade média de viagens, a duração média da atividade e o tempo da utilização das embarcações.

Tabela II.2.4.21.1-1 – Estimativas da utilização de AHTSs na instalação dos TLDs/SPAs do ETAPA 2 para o FPSO Cidade de São Vicente.

SPA/TLDs	FPSO	Nº de embarcações na Atividade	Nº total de viagens (ida e volta)	Periodicidade média de viagens	Duração média da atividade/Tempo de utilização das embarcações (meses)
TLD do Entorno de Iara	CSV	6	18	2 a cada 10 dias	3
TLD de NE Tupi	CSV	6	18	2 a cada 10 dias	3
SPA Lula Oeste	CSV	6	18	2 a cada 10 dias	3

Como o *FPSO Dynamic Producer* é provido de um sistema de posicionamento dinâmico, não é necessária a utilização de embarcações de apoio para instalação.

Tabela II.2.4.21.1-2 – Estimativas da utilização de embarcações diversas na instalação dos DPs do ETAPA 2

Atividade	Tipo de embarcação	Nº total de embarcações por atividade	Nº total de viagens por tipo de embarcação (ida e volta)	Periodicidade média de viagens por tipo de embarcação durante a atividade	Tempo de utilização das embarcações (meses)	Duração da atividade (meses)
Sapinhoá Norte						
Pré-Ancoragem do FPSO	AHTS	5	32	1 viagem a cada 3,75 dias	2	2
Ancoragem do FPSO	AHTS	6	12	1 viagem a cada 10 dias	2	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	6	6
	Pipe Carrier	1	4	2 viagens para abastecer PLSV c/ tubo	1	
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	1	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	68	1 viagem a cada 34,4 dias	39	39
	RSV	1	46	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	12	1 viagem a cada 11,5 dias	2,3	
Lula - Área de Iracema Norte						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 3,75 dias	2	2
Ancoragem	AHTS	6	12	1 viagem a cada 15 dias	3	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	3	3
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	1	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	60	1 viagem a cada 28 dias	28	28
	RSV	1	40	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	16	1 viagem a cada 7,5 dias	2	

Atividade	Tipo de embarcação	Nº total de embarcações por atividade	Nº total de viagens por tipo de embarcação (ida e volta)	Periodicidade média de viagens por tipo de embarcação durante a atividade	Tempo de utilização das embarcações (meses)	Duração da atividade (meses)
Lula Alto						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 5,6 dias	3	3
Ancoragem	AHTS	6	12	1 viagem a cada 10 dias	2	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	4	1 viagem por fase de lançamento	3	3
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	1	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	66	1 viagem a cada 26,4 dias	29	29
	RSV	1	44	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	16	1 viagem a cada 8,25 dias	2,2	
Lula Central						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 7,5 dias	4	4
Ancoragem	AHTS	6	18	1 viagem a cada 10 dias	2	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	1 viagem por fase de lançamento	4	4
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	1	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	68	1 viagem a cada 27,4 dias	31	31
	RSV	1	46	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	18	1 viagem a cada 7,7 dias	2,3	
Lula Sul						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 7,5 dias	4	4
Ancoragem	AHTS	6	12	1 viagem a cada 10 dias	2	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	2	4	1 viagem por fase de lançamento	9	9
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	1 viagem a cada 30 dias	1	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	78	1 viagem a cada 20 dias	26	26
	RSV	1	52	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	20	1 viagem a cada 7,8 dias	2,6	
Franco 1						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 5,6 dias	3	3
Ancoragem	AHTS	6	12	1 viagem a cada 10 dias	2	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	4	4
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	1	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	76	1 viagem a cada 38,7 dias	49	49
	RSV	1	50	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	20	1 viagem a cada 7,5 dias	2,5	
Carioca						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 3,75 dias	2	2
Ancoragem	AHTS	6	12	1 viagem a cada 10 dias	2	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	4	1 viagem a cada 60 dias	4	4
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	4	4
Interligação dos Poços	PLSV	1	32	1 viagem a cada 16 dias	8	8

Atividade	Tipo de embarcação	Nº total de embarcações por atividade	Nº total de viagens por tipo de embarcação (ida e volta)	Periodicidade média de viagens por tipo de embarcação durante a atividade	Tempo de utilização das embarcações (meses)	Duração da atividade (meses)
	RSV	1	22	1 viagem a cada partida de poço	1	
	AHTS	1	10	1 viagem a cada 4,1 dias	1	
Lula Norte						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 5,6 dias	3	3
Ancoragem	AHTS	6	18	1 viagem a cada 10 dias	3	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	9	9
	Pipe Carrier	1	4	2 viagens para abastecer PLSV c/ tubo	1	
Interligação Gasoduto	PLSV	1	4	1 viagem a cada 30 dias	2	2
Interligação dos Poços	PLSV	1	66	1 viagem a cada 28,2 dias	31	31
	RSV	1	44	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	16	1 viagem a cada 8,25 dias	2,2	
Franco Sudoeste						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 3,75 dias	2	2
Ancoragem	AHTS	6	12	1 viagem a cada 15 dias	3	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	2	2
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	2	2
Interligação dos Poços	PLSV	1	66	1 viagem a cada 30 dias	33	33
	RSV	1	44	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	16	1 viagem a cada 8,25 dias	2,2	
Lula Extremo Sul						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	26	1 viagem a cada 7 dias	3	3
Ancoragem	AHTS	6	26	1 viagem a cada 7 dias	3	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	11	11
	Pipe Carrier	1	4	2 viagens para abastecer PLSV c/ tubo	1	
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	1 viagem a cada 30 dias	1	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	68	1 viagem a cada 22,9 dias	26	26
	RSV	1	46	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	18	1 viagem a cada 7,7 dias	2,3	
Lula Oeste						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 5,6 dias	3	3
Ancoragem	AHTS	6	12	1 viagem a cada 15 dias	3	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	2	2
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	2	2
Interligação dos Poços	PLSV	1	54	1 viagem a cada 28,9 dias	26	26
	RSV	1	36	1 viagem a cada partida de poço	1,2	
	AHTS	1	14	1 viagem a cada 7,7 dias	1,8	
Franco Sul						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 3,75 dias	2	2

Atividade	Tipo de embarcação	Nº total de embarcações por atividade	Nº total de viagens por tipo de embarcação (ida e volta)	Periodicidade média de viagens por tipo de embarcação durante a atividade	Tempo de utilização das embarcações (meses)	Duração da atividade (meses)
Ancoragem	AHTS	6	12	1 viagem a cada 15 dias	3	3
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	2	2
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	2	2
Interligação dos Poços	PLSV	1	78	1 viagem a cada 26,9 dias	35	35
	RSV	1	52	1 viagem a cada partida de poço	2,2	
	AHTS	1	20	1 viagem a cada 7,8 dias	2,6	
Franco Noroeste						
Pré-Ancoragem	AHTS	5	32	1 viagem a cada 5,6 dias	3	3
Ancoragem	AHTS	6	12	1 viagem a cada 10 dias	2	2
Lançamento do Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	2	2
Interligação Gasoduto	PLSV	1	2	viagem única	1	1
Interligação dos Poços	PLSV	1	78	1 viagem a cada 24,6 dias	32	32
	RSV	1	54	1 viagem a cada partida de poço	1,5	
	AHTS	1	20	1 viagem a cada 8,1 dias	2,7	

II.2.4.13 – EFLUENTES GERADOS DURANTE A OPERAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

Foi solicitado no Parecer nº 190/2014 CGPEG/IBAMA, informações sobre de que forma seria feito o descarte de efluente sanitário e como seria medido o volume descartado. Em atendimento à solicitação, a empresa informou que o descarte será contínuo e medido por medidor de vazão instalado.

A resposta aos questionamentos sobre tratamento e destinação de águas de drenagem, porão e água produzida demonstra que as informações prestadas anteriormente não refletiam a realidade. Essa situação tem surgido com alguma frequência em processos de licenciamento, ou seja, ocorrendo divergência de informações entre as fases do processo ou em comparação com as vistorias em campo. Com o objetivo de garantir controle mais adequado, a empresa deverá apresentar esses dados na forma de fluxogramas detalhados, que indiquem origem e destino de efluentes, critérios de decisão de descarte, retorno ou reprocessamento, equipamentos de tratamento e de medição e todos os tanques ou dispositivos de retenção utilizados, com nomenclatura usual (ex.: “slop sujo”) e formal (identificação/localização do tanque na unidade). A cada unidade que vier

a solicitar licença ambiental essas informações deverão ser atualizadas. Devem ser minimamente apresentados fluxogramas para água de produção, drenagem aberta e águas de porão (bilge) / casas de máquinas.

Resposta/Esclarecimentos: No FPSO Cidade de Ilhabela, as águas provenientes de chuva são coletadas no tanque de descarte de águas pluviais (tanque de drenagem) e descartadas mediante medição de TOG de no máximo 15 ppm no analisador A-V1301.

A água do Bilge Tank é aspirada e tratada pelo SAO. Assim que enquadrado o TOG no requisito de 15 ppm de óleo mensurado através do analisador V23-AT-0302, esta água tratada é descartada no mar, enquanto o óleo vai para o Oily Bilge Tank. O óleo acumulado é transferido para o tanque de drenagem, através da bomba EX-P-V2331/32.

Em caso de ocorrência de água produzida não especificada, esta é direcionada para o tanque de slop sujo, onde a água e o óleo são separados por gravidade. O óleo sobrenadante é encaminhado para o tanque de carga. A água do slop sujo segue para o tanque slop “limpo”, onde será descartada após a medição do TOG (29 ppm) no analisador A-V2401. Caso o valor de TOG esteja acima do limite de descarte, o mesmo será interrompido e a água será enviada para o tanque de slop “sujo” para separação do óleo residual por decantação (reprocessamento). No FPSO Cidade de Ilhabela, o tanque de slop não recebe águas pluviais e nem águas da praça de máquinas.

Segue abaixo **Fig II.2.4.13-1** mostrando um esquema simplificado contendo as principais operações unitárias do tratamento de água. Esta ilustração destina-se à contextualizar os seguintes P&IDs (Process and Instrumentation Diagrams) apresentados no **Anexo II.2.4.13-1**.

- Água Produzida: Hidrociclones
- Água Produzida: Flotador
- Tanque de Drenagem
- Água de Porão (Bilge): sistema de coleta
- Água de Porão (Bilge): sistema de transferência
- Água de Porão (Bilge): sistema de separação

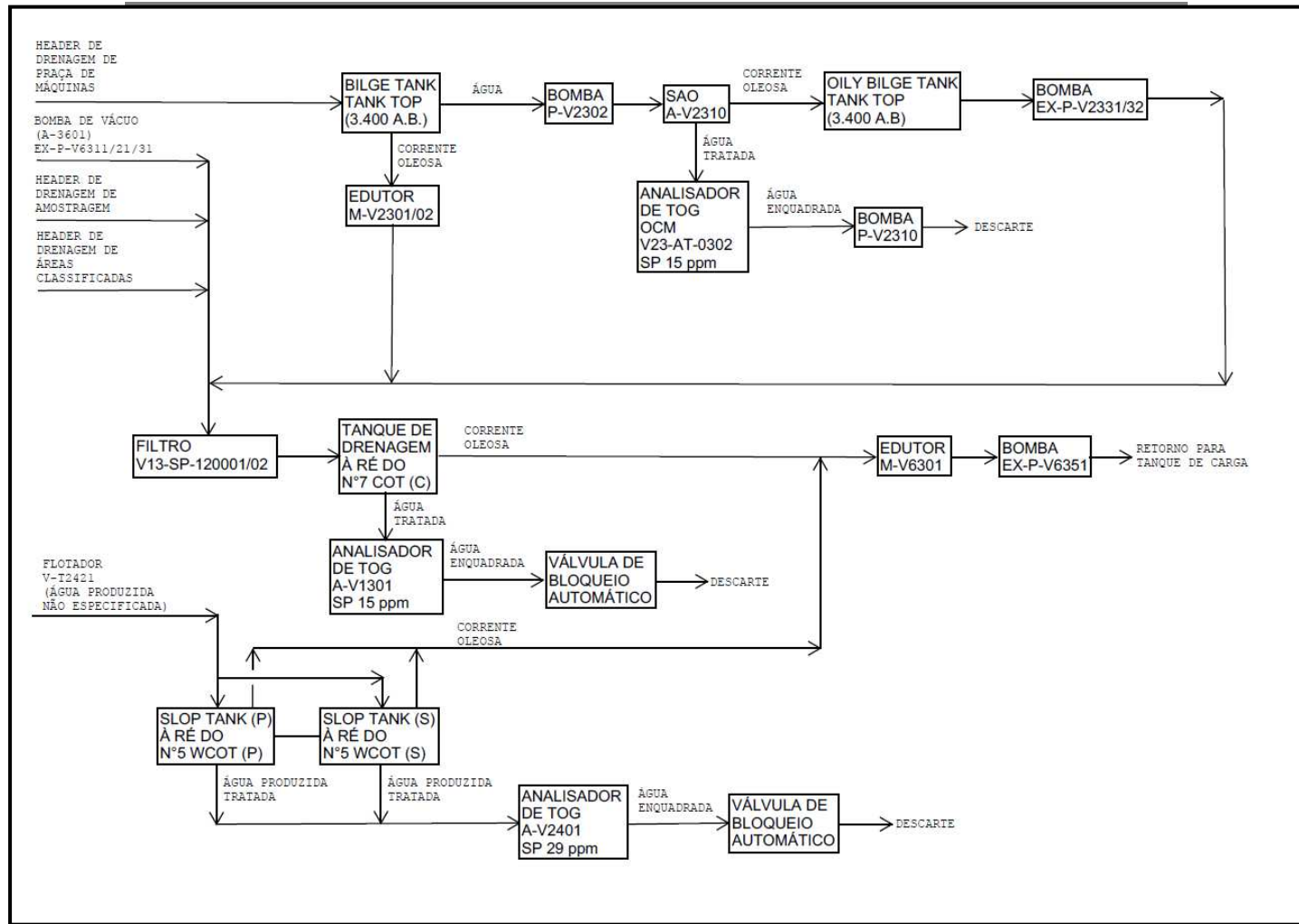


Fig II.2.4.13-1 – Esquema de Tratamento de Água – FPSO Cidade de Ilhabela

Com relação ao tratamento da água produzida foi informado que:

“Caso o valor de TOG esteja acima do limite de descarte, a água será enviada para o tanque de slop de bombordo (slop sujo) para separação final do óleo residual por decantação. A água segue para o tanque de boreste (slop limpo), onde será descartada após a medição do TOG (29 ppm). Caso não seja atingido esse valor, a produção será restringida ou interrompida de forma a garantir enquadramento da água produzida utilizando os hidrociclones e flotador. A água fora de especificação acumulada no tanque de slop será enviada para reprocessamento ou para o tanque de slop sujo. A corrente de óleo sobrenadante do tanque de slop será encaminhada para reprocessamento ou para os tanques de carga.”

Estas informações não atendem plenamente ao solicitado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, uma vez que não foram apresentadas as informações solicitadas sobre o tratamento ou reprocessamento da água produzida. Reitera-se, portanto, a solicitação de que: “Devem constar estimativas sobre os volumes que poderiam chegar a ser desviados a esses tanques durante esses eventos, baseando-se principalmente em informações acumuladas de experiências das operações da empresa”.

Resposta/Esclarecimentos: As experiências nas operações do sistema de tratamento de água da Petrobras são extremamente variadas, tornando difícil estabelecer valores de volume de água desviada para os tanques de slop. Como exemplo, em plataformas fixas e semisubmersíveis, não há a opção de tanques como os presentes em navios plataforma, mas, até mesmo entre os FPSOs, os projetos consideram estes tanques de formas diferentes, como contingências operacionais ao sistema de tratamento de água ou de utilização contínua como tratamento complementar.

No caso dos FPSOs do ETAPA 2, devido à densidade do óleo e à vazões de água produzida bem inferiores à capacidade da planta de tratamento, espera-se que os tanques do navio sejam pouco utilizados e somente como contingência ao tratamento da água produzida descartada.

Em condições normais, estima-se que sejam necessárias de 2 a 10 horas, como tempo requerido para reestabelecimento da normalidade operacional da

planta de tratamento de água. O volume desviado dependerá da vazão de água produzida, conforme **Tabela II.2.4.13-1** a seguir. O volume de cada tanque de slop no FPSO Cidade de Ilhabela é de 5678 m³.

Tabela II.2.4.13-1 – Vazão de água produzida

Vazão de água produzida	Tempo	Volume de Água	Tempo	Volume de Água
Kbpd	horas	m ³	Horas	m ³
15	2	199	10	994
30	2	397	10	1987
60	2	795	10	3975
90	2	1192	10	5962
120	2	1590	10	7949

Ainda no âmbito deste item, foram apresentados no Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA questionamentos do Comitê de Bacias Hidrográficas do Litoral Norte (CBH-LN) relativos à preocupação com a capacidade da Estação de Tratamento de Efluentes Industriais (ETEI) do TEBAR em tratar adequadamente a água produzida associada ao óleo a ser recebido. Na resposta ao referido parecer técnico foram apresentados esclarecimentos, dos quais, destacam-se:

– “O recebimento de petróleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos pelo TEBAR irá ocorrer em substituição ao petróleo de outras fontes, dentro da capacidade atual do TEBAR, portanto o volume de água total previsto, considerando o recebimento de navios de transporte de petróleo do Pré-sal será igual ao normalmente praticado atualmente.”

– “O aumento do consumo interno de petróleo previsto de 3 % ao ano no período até 2020 se dará dentro da capacidade de recebimento de petróleo atual do TEBAR.”

– “As plantas de produção dos FPSOs do Projeto Etapa 2 foram projetadas para que o petróleo a ser exportado se mantenha dentro dos padrões exigidos para exportação, portanto sem que ocorra o aumento da vazão de água recebida

e tratada pela ETE do TEBAR. Basicamente, está previsto o recebimento apenas dos volumes de água de Slop dos navios de transporte, representado vazões significativamente inferiores à capacidade da ETE do TEBAR.”

– “A composição da água destinada ao TEBAR é similar à composição da água já gerada pela produção da Bacia de Campos. Como a ETE apresenta-se adequada ao processamento de água oriunda da Bacia de Campos, com características similares às dos empreendimentos do Projeto do Etapa 2, o atendimento das resoluções CONAMA nº 357/05 e CONAMA nº 20/06 será garantido. Desta forma, a ETE do TEBAR se mostra capaz de tratar a água proveniente dos empreendimentos do Projeto Etapa 2. Portanto, não é necessária a readequação da ETE do TEBAR com a necessidade de investimentos adicionais.”

– “A ETE do TEBAR possui capacidade nominal para processar 216 mil m³/mês. No entanto, devido a elevada concentração de sulfeto e amônia presentes na água de produção atual, a capacidade da ETE está limitada a processar 108 mil m³/mês ou 3,6 mil m³/d de água. Não há risco de exceder a capacidade da ETE, com o aumento da fração de petróleo proveniente dos empreendimentos do Projeto do Etapa 2, pois as plantas de produção dos FPSOs do Etapa 2 foram projetadas para enquadrar a qualidade do petróleo a ser exportado, com quantidades mínimas de água emulsionada que não resultam em água livre que precise ser tratada no TEBAR.”

II.2.4.13.2 – ÁGUA DE PRODUÇÃO

Foram solicitadas no Parecer nº 190/2014 CGPEG/IBAMA maiores informações sobre as condições necessárias para que a planta de tratamento de água produzida do FPSO Cidade de Ilhabela conseguisse alcançar a capacidade de tratamento de 120.000 bpd de água produzida informados no EIA. Pata tal, a empresa deveria apresentar esclarecimentos sobre qual o teor de óleos e graxas (TOG) de entrada para que a capacidade de tratamento de água de produção fosse atingida, bem como o TOG de entrada esperado.

Informou-se que: “A água produzida pelo sistema de processamento de óleo com um TOG < 1000 ppm é enviada para os hidrociclones onde é tratada para um

TOG < 100 ppm na saída”. Nesse processo, inibidores de incrustação ou polieletrólitos (agentes floculantes) podem ser injetados a montante dos hidrociclones. Após esse processo a água é enviada para os flotores que são projetados para atingir a condição de descarte, abaixo de 29 ppm. O óleo separado nos hidrociclones e nos flotores é bombeado de volta para o sistema de tratamento de óleo. A apresentação desses dados reforça a necessidade de padronização dos fluxogramas, conforme solicitado no item II.2.4.13 anteriormente.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS irá padronizar os diagramas simplificados do sistema de drenagem que são apresentados para fins de licenciamento ambiental

II.2.4.14 – CARACTERIZAÇÃO DO AUMENTO DA GERAÇÃO DE RESÍDUOS SÓLIDOS E REJEITOS

A empresa não atendeu ao solicitado no parecer técnico, no sentido de realizar uma estimativa futura do aumento na geração de resíduos perigosos, realizando apenas uma análise baseada nos dados das demais plataformas da Bacia de Santos, indicando uma diminuição na geração de resíduos. Todavia, o esperado seria o inverso, uma vez que a região sofrerá um acréscimo de instalações ao longo do tempo do empreendimento.

A empresa também reitera a afirmação de que os resíduos a serem gerados em maiores proporções são aqueles considerados não perigosos. Esta afirmação não condiz com as informações apresentadas nos relatórios de implementação do PCP na Bacia de Santos (Regiões 2 e 3) entre os anos de 2009 a 2012, os quais constam na base de dados existente na CGPEG/IBAMA. Esta afirmação também carece de suporte quando comparada aos indicadores históricos das demais plataformas de produção de petróleo do país (ver Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 07/11 – resíduos sólidos das atividades de Exploração e Produção de petróleo e gás em bacias sedimentares marítimas do Brasil no ano de 2009). Foram verificadas ainda algumas discrepâncias nos valores de resíduos

relatados na resposta ao parecer, com aqueles extraídos dos relatórios do PCP. A empresa deverá informar a classificação assumida para cada tipo de resíduo (correlação entre classificação ABNT e tipologia de resíduos da NT), para fins de comparação com as informações do banco de dados da CGPEG.

Resposta/Esclarecimentos: No levantamento realizado nos últimos 03 anos de operação da UO-BS, incluindo todas as unidades de operação do Pós-Sal, Pré-Sal e os FPSOs que realizam TLD/SPA, foi verificado que o percentual dos resíduos Classe I vem caindo ano a ano. Os resíduos de Classe II-A também apresentaram queda, proporcionando, desta forma, maior percentual dos materiais recicláveis – Classe II-B.

Este perfil verificado na Unidade da Bacia de Santos (UO-BS) é diferente da Unidade da Bacia de Campos (UO-BC), utilizada nesta resposta para realizar uma projeção de geração de resíduos e posteriormente fazer uma comparação dos valores estimados.

Assim sendo, selecionamos para a projeção de geração de resíduos durante todo o tempo de operação para o ETAPA 2, a média de geração e tipologia de resíduos dos últimos três (03) anos em cinco (05) das plataformas de maiores produção atualmente na UO-BC: P-19,P-25,P-33,P-35 e P37.

Um histórico no perfil das classes de resíduos durante os anos de 2010, 2011 e 2012 nas plataformas de maior produção da UO-BC, conforme apresentado na **Figura II.2.4.14-1**, demonstra que os resíduos Classe IIA estão em queda, assim como os de Classe IIB. Esta combinação de quedas fez com que os resíduos Classe I – Perigosos apresentassem uma tendência de aumento ao longo dos anos naquela unidade operacional.

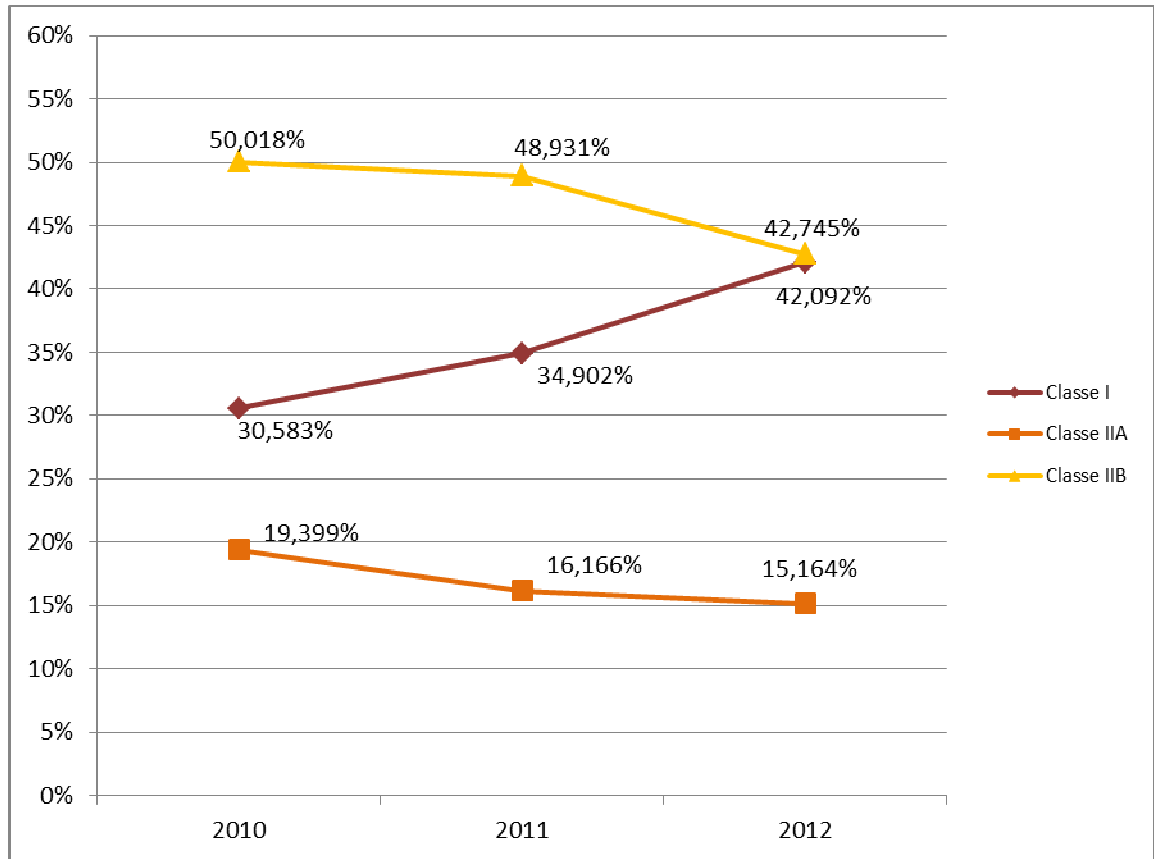


Figura II.2.4.14-1 – Distribuição por classe de resíduos durante os anos de 2010, 2011 e 2012 nas plataformas de maior produção da UO-BC.

Utilizando a média do perfil de tipologia das classes e os valores médios de geração das plataformas estudadas na UO-BC, realizamos uma projeção para todo o período do ETAPA 2 e os valores obtidos foram:

Projeção utilizando a média das 05 maiores plataformas da UO-BC	76.638 toneladas para toda a ETAPA de Operação do ETAPA 2
Projeção utilizando os dados da UO-BS	60.494 toneladas para toda a ETAPA de Operação do ETAPA 2

Se compararmos os dados da UO-BC com a primeira projeção realizada utilizando os valores da UO-BS através do FPSO Cidade de Angra dos Reis, cujo início de atividades ocorreu em outubro/2010 e que possui características bem

mais semelhantes aos FPSOs que serão implantados na ETAPA 2 do Pré-Sal, os valores de geração total de resíduos estão na mesma dimensão.

Cabe lembrar que as projeções baseadas nos dados históricos da UO-BS adotaram o critério da aplicabilidade das ações para redução (adotados 0,25% a redução na geração anual dos resíduos), além do fato que o óleo a ser produzido na UO-BS é bem diferente do óleo da UO-BC, portanto é esperada o uso de quantidade menor de produtos químicos durante o processamento destes óleos, além da geração de menores volumes de resíduos oleosos e suas borras.

Quanto ao POB (People On Board) dos novos FPSOs, este será bem semelhante aos das plataformas analisadas da UO-BC. Portanto a geração de resíduos que estão diretamente ligados à presença de tripulantes deve ser semelhante nos dois cenários.

Quanto à classificação/tipologia dos resíduos adotados para a elaboração desta projeção, utilizando os dados da UO-BC e os anteriormente apresentados, a mesma é apresentada na **Tabela-II.2.4.14-1** (Geração total de resíduos para o ETAPA 2 - Fase de Operação).

Tabela II.2.4.14-1 - Geração total de resíduos para todos os empreendimentos do ETAPA 2 - FASE DE OPERAÇÃO (toneladas)*

Classe	Cenário- II											
<p>I – Perigosos :</p> <table border="1"> <tr><td>Resíduos oleosos</td></tr> <tr><td>Resíduos contaminados</td></tr> <tr><td>Tambor / Bombona contaminado</td></tr> <tr><td>Lâmpada fluorescente</td></tr> <tr><td>Pilha e bateria</td></tr> <tr><td>Resíduo infecto-contagioso</td></tr> <tr><td>Cartucho de impressão</td></tr> <tr><td>Lodo residual do esgoto tratado</td></tr> <tr><td>Produtos Químicos</td></tr> <tr><td>RSS (farmacêuticos)</td></tr> <tr><td>Resíduos de Plástico e Borracha</td></tr> </table> <ul style="list-style-type: none"> <i>Inclusos os resíduos que serão oriundos dos descartes dos cartuchos que farão a captura do H₂S.</i> 	Resíduos oleosos	Resíduos contaminados	Tambor / Bombona contaminado	Lâmpada fluorescente	Pilha e bateria	Resíduo infecto-contagioso	Cartucho de impressão	Lodo residual do esgoto tratado	Produtos Químicos	RSS (farmacêuticos)	Resíduos de Plástico e Borracha	28.112
Resíduos oleosos												
Resíduos contaminados												
Tambor / Bombona contaminado												
Lâmpada fluorescente												
Pilha e bateria												
Resíduo infecto-contagioso												
Cartucho de impressão												
Lodo residual do esgoto tratado												
Produtos Químicos												
RSS (farmacêuticos)												
Resíduos de Plástico e Borracha												
<p>IIA- Não Inertes</p> <table border="1"> <tr><td>Resíduo alimentar desembarcado</td></tr> <tr><td>Resíduos não passíveis de reciclagem</td></tr> <tr><td>Entulho de Obra</td></tr> <tr><td>Lixo Comum</td></tr> <tr><td>Suc. Mat. Elétrico/Eletrônico</td></tr> </table>	Resíduo alimentar desembarcado	Resíduos não passíveis de reciclagem	Entulho de Obra	Lixo Comum	Suc. Mat. Elétrico/Eletrônico	12.728						
Resíduo alimentar desembarcado												
Resíduos não passíveis de reciclagem												
Entulho de Obra												
Lixo Comum												
Suc. Mat. Elétrico/Eletrônico												
<p>IIB – Inerte</p> <table border="1"> <tr><td>Madeira não contaminada</td></tr> <tr><td>Vidro não contaminado</td></tr> <tr><td>Plástico não contaminado</td></tr> <tr><td>Papel/papelão não contaminado</td></tr> <tr><td>Metal não contaminado</td></tr> <tr><td>Tambor / Bombona não contaminado</td></tr> <tr><td>Lata de alumínio</td></tr> <tr><td>Borracha Não contaminada</td></tr> </table>	Madeira não contaminada	Vidro não contaminado	Plástico não contaminado	Papel/papelão não contaminado	Metal não contaminado	Tambor / Bombona não contaminado	Lata de alumínio	Borracha Não contaminada	35.798			
Madeira não contaminada												
Vidro não contaminado												
Plástico não contaminado												
Papel/papelão não contaminado												
Metal não contaminado												
Tambor / Bombona não contaminado												
Lata de alumínio												
Borracha Não contaminada												
TOTAL	76.638											

* Elaborado a partir de dados da UO-BC

No tocante aos resíduos gerados nas etapas de desativação, o recorte para estimativa de resíduos gerados foi de seis meses. Considerando como comparativo as informações referentes à desmobilização do FPSO Espadarte (Campo de Espadarte), referentes ao período de janeiro a abril de 2011, os resíduos perigosos foram gerados em quantidades bem mais elevadas do que as estimativas apontadas no documento em análise. No caso em tela, em apenas 101 dias foram gerados 498,4 toneladas de resíduos oleosos e 12 toneladas de resíduos contaminados devido a “execução de serviços de limpeza das plantas, remoção dos resíduos dos tanques e equipamentos e também descarte de equipamentos de proteção individual utilizados”. Estas informações suportam a avaliação de que a questão de geração de resíduos na desativação dos empreendimentos deve ser considerada de maneira conservativa, sendo esperados quantitativos maiores do que apresentado no Estudo. O detalhamento das informações solicitado no parecer foi realizado, contudo, a análise do EIA deveria, no mínimo, ter considerado uma variabilidade maior nos indicadores. Ressalta-se também que os relatórios de desativação não tratam de quantitativos de resíduos, sendo que a diretriz indica que a informação deve ser encaminhada no âmbito do PCP, não recebendo, portanto nenhuma aprovação neste sentido.

Resposta/Esclarecimentos: A elaboração da estimativa de geração de resíduos na fase de descomissionamento das plataformas da UO-BS foi baseada no cronograma estimado pelas áreas competentes por este tipo de ação, nas características do óleo atualmente disponível na camada do Pré-Sal e nas tecnologias de exploração e produção atualmente mais adequadas para o grau API do petróleo a ser produzido na ETAPA 2.

Entendemos que a estimativa de valores ficaram aquém do montante apresentado pela desmobilização do FPSO Espadarte. Justificamos, entretanto, que as tecnologias adotadas pelas plataformas da Bacia de Campos para o tratamento do óleo são relativamente antigas e possuem um cronograma de paradas menos frequentes que as plataformas do Pré-Sal, o que motiva um maior acúmulo no volume de resíduos nos tanques das plataformas.

Em função das características do petróleo produzido na Bacia de Campos, há uma geração de borra oleosa superior à observada no Pré-Sal, gerando, conseqüentemente, mais resíduos oleosos.

Consideramos também o TENORM (material radioativo inerente ao petróleo extraído pelo FPSO Espadarte), presente nas borras e incrustadas em equipamentos, que exige a “desincrustação” de equipamentos, gerando mais resíduos.

Por conta dessas características, a UO-BS preferiu não adotar esta plataforma como referência para estimativa da geração de resíduos em desativações nas plataformas que produzirão a partir do Pré-Sal.

II.2.4.15 – CARACTERIZAÇÃO QUÍMICA, FÍSICO-QUÍMICA E TOXICOLÓGICA DAS SUBSTÂNCIAS PASSÍVEIS DE DESCARGA DURANTE A INSTALAÇÃO E OPERAÇÃO

II.2.4.15.3 – ADITIVOS QUÍMICOS

Conforme já explicitado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, “especificamente sobre o item 12 das FISPQs (INFORMAÇÕES ECOLÓGICAS), considera-se razoável que, ao submeter um pedido de licença à autoridade ambiental, essas informações estejam presentes.”. Solicita-se, portanto, um empenho da empresa em atender este item, uma vez que, em se tratando de um licenciamento ambiental, a falta de informações ecológicas representa uma inconsistência de conteúdo na apresentação de um material informativo, normatizado pela ABNT e que está sendo apresentado a um órgão do governo federal.

A Norma ABNT NBR 14725-4 (2012), em seu item 5 (Conteúdo e modelo geral de uma FISPQ), determina uma ordem numérica, que é padrão para elaboração deste documento, a qual deverá ser obrigatoriamente seguida, conforme o respectivo texto: “Uma FISPQ deve fornecer as informações sobre a

substância ou mistura nas seções abaixo, cujos títulos-padrão, numeração e sequência não podem ser alteradas”. Além disso, a norma determina claramente que na Sessão 3 da FISPQ (Composição e informações sobre os ingredientes) deve ser informada sua natureza química e concentração de componentes e que no caso de alguma informação necessitar ser omitida para garantir o segredo industrial, isto deverá ser explicitado.

Assim, embora tenha sido solicitado pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA que a Norma ABNT NBR 14725-4 fosse cumprida e que a empresa tenha declarado esta coleção de FISPQs como “atualizada”, várias fichas não estão apresentadas na forma correta. É importante enfatizar que, de acordo com a ABNT, uma norma “ABNT NBR é a sigla de Norma Brasileira aprovada pela ABNT, de caráter voluntário, e fundamentada no consenso da sociedade. Torna-se obrigatória quando essa condição é estabelecida pelo poder público” (<http://www.abnt.org.br>). Reitera-se a solicitação de que as FISPQs sejam corrigidas e reapresentadas.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS vem se empenhando na atuação junto aos fornecedores no sentido de que estes forneçam FISPQs consistentes e alinhadas aos requisitos definidos pela Norma ABNT NBR 14725-4.

No entanto, devido ao elevado número de produtos químicos e fornecedores, bem como a dinâmica acelerada da entrada de novas formulações no mercado, ocorre uma defasagem no preenchimento das informações das FISPQs por parte destas empresas.

Para garantir o atendimento a norma NBR 14725-4, a PETROBRAS está elaborando um Plano de Ações que contempla medidas de orientação aos fornecedores, de restrição à aquisição de produtos com FISPQs em situação de não conformidade, bem como de gestão para o controle da qualidade das FISPQS de novos produtos.

Notadamente o Plano de Ação buscará tratar os itens, evidenciados nos pareceres do IBAMA a saber:

- Elaboração das FISPQs em língua portuguesa com clareza textual e correta tradução de termos estrangeiros.
- Ordenamento dos itens como determinado na norma ABNT NBR 14725;
- Confecção das FISPQs por parte dos fornecedores responsáveis, e não por terceiros;
- Verificação de incoerências entre as informações apresentadas.
- Orientação quanto ao perfeito atendimento aos requisitos do item 12 com relação as informações de ecotoxicidade, biodegradabilidade e bioacumulação.

A PETROBRAS se compromete a apresentar ao IBAMA o seu Plano de Ações e a reapresentar as FISPQs tão logo a execução deste plano resulte no enquadramento dos fornecedores aos preceitos da NBR 14725.

II.2.4.15.4 – ADITIVOS QUÍMICOS DA UNIDADE DE REMOÇÃO DE SULFATOS (URS)

As informações foram revisadas e reapresentadas de modo mais claro. Porém, a solicitação feita no Parecer Técnico nº 190/2014 CGPEG/IBAMA ainda não foi atendida. O empreendedor confirma que não apresentou laudos de ensaios ecotoxicológicos do efluente sem biocida. No entanto, a última coluna tanto da “Tabela II.2.4.15.4-1”, quanto da “Tabela II.2.4.15.4-2” trazem este dado de limiar de toxicidade para o efluente sem biocida, mas com inibidor de incrustação. Reitera-se a pergunta sobre como se chegou aos valores apresentados.

Observa-se, ainda, que a FISPQ apresentada para o inibidor de incrustação VITEC 3000 não apresenta informações ecotoxicológicas.

Resposta/Esclarecimentos: Os valores apresentados nas tabelas II.2.4.15.4-1 e II.2.4.15.4-2 foram obtidos via ensaios ecotoxicológicos, agudo e

crônico, realizados pelo Laboratório LABTOX, em amostras coletadas em planta de tratamento de água de injeção similar ao FPSO Cidade de Ilhabela. Os laudos de avaliação da toxicidade crônica com *Lytechnus variegatus* e da toxicidade aguda com *Mysidopsis juniae* para os três cenários propostos, a saber: (1) Efluente com biocida e com inibidor de corrosão, (2) Efluente com biocida e sem inibidor de corrosão e (3) Efluente sem biocida e com inibidor de corrosão, estão apresentados no **Anexo II.2.4.15.4-1**.

II.2.4.16 – CARACTERIZAÇÃO QUÍMICA E FÍSICO-QUÍMICA DA ÁGUA PRODUZIDA

Não foi apresentada resposta a este item do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, de modo que não foram respondidos os questionamentos quanto à existência de amostras de água produzida e de óleo nas áreas onde já existe produção e que, portanto, poderiam ser utilizadas para caracterização. Desta forma, reiteram-se, na íntegra, as considerações e questionamentos do referido parecer técnico:

“O EIA informa que, para os DPs, a caracterização da água produzida somente poderá ser apresentada após o início da produção. Considerando a realização de SPA/TLD nas áreas onde os DPs serão instalados durante a Etapa 1 do Pré-sal (Processo IBAMA nº 02022.002287/09), questiona-se a inexistência de amostras de água produzida para, pelo menos, essas áreas. (...)

Foi apresentada caracterização do óleo para diferentes áreas abrangidas pelo empreendimento. Esta caracterização, no entanto, não incluiu a análise da ecotoxicidade. Assim como para água produzida, questiona-se se já esta análise não poderia ser realizada com amostras obtidas durante os SPA/TLD da Etapa 1 (Processo IBAMA nº 02022.002287/09).”

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS informa que, assim como não há previsão de geração de água produzida para os SPAs do ETAPA 2 do Pré-Sal, não houve a geração de água produzida durante a realização de SPAs / TLDs do ETAPA 1 do Pré-Sal. Deste modo, não há laudos e resultados analíticos a serem

apresentados. Reitera-se que a caracterização da água produzida a ser gerada pelos DPs do ETAPA 2 serão apresentados após o início da produção, mas somente após o início da geração de água produzida, o que não é previsto para os primeiros anos de produção dos DPs. Após este período, as análises da água produzida obedecerão à periodicidade semestral e os parâmetros analíticos preconizados pela Resolução CONAMA 393/2007.

No que tange à análise de ecotoxicidade do óleo da área abrangida pelo estudo, a PETROBRAS informa que laudos ecotoxicológicos já foram encaminhados anteriormente à CGPEG, no âmbito do Projeto de Caracterização Físico-Química e Ecotoxicológica do Óleo Produzido.

Deste modo, foram caracterizados os óleos produzidos pelos TLD de Lula NE e TLD de Guará (ambos os TLDs pertencentes ao Processo IBAMA Nº 02022.002619/2008). Os laudos gerados nestas análises foram encaminhados a CGPEG, respectivamente, no Relatório Semestral de Acompanhamento das Atividades dos Projetos Ambientais – Atendimento ao Parecer Técnico nº 416/2010, de fevereiro de 2012, encaminhado pela carta UO-BS/SMS/MA 0049/2012, de 15/02/2012, e pelo Relatório Semestral Integrado em Atendimento às Condicionantes Específicas nº 2.4 da LI nº 903/2012 e nº 2.7 da LO nº 1120/2012, encaminhado pela carta UO-BS 0028/2014, de 16/01/2014.

Esclarecido estes pontos, os laudos são novamente encaminhados, através do **Anexo II.2.4.16-1**.

II.2.4.20 – PERSPECTIVAS E PLANOS DE EXPANSÃO DA PRODUÇÃO

O Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA havia indicado que o item deveria “ser mais bem explorado, com a apresentação do planejamento das etapas subsequentes do desenvolvimento do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, sendo dado especial enfoque ao cronograma de escoamento de gás natural.”

No entanto, a resposta, além de informações sobre a própria Etapa 2, se limitou a informar que:

“Além dos empreendimentos do Projeto Etapa 2 e dos projetos já licenciados, a PETROBRAS prevê em seu Plano de Negócios e Gestão a partir 2017 a

realização de DPs nas seguintes áreas: Iara Horst; NE Tupi; Iara NW; Carcará; Entorno de Iara; Júpiter; Franco Leste; Florim.

Cada um dos projetos acima, prevê um FPSO de porte semelhante àquelas dos demais projetos do Polo Pré-sal da Bacia de Santos. Estudos de avaliação exploratória ainda estão em andamento para determinar o potencial desses campos e, por ora, ainda não é possível indicar a quantidade de poços produtores e/ou injetores, bem como o número de linhas de escoamento de hidrocarbonetos que serão lançadas.”

Considera-se a complementação insuficiente e, portanto, reitera-se a solicitação.

Resposta/Esclarecimentos: Está em condução pela Petrobras a elaboração de estudos de avaliação exploratória de forma a definir o potencial de produção de novos campos do PPSBS. A partir de 2017 esta prevista a realização de DPs nas seguintes áreas: Iara Horst, NE Tupi, Iara NW, Carcará, Entorno de Iara, Júpiter, Franco Leste e Florim. Conforme apresentado no item II.2.2.2, uma estimativa de volumes de produção e exportação de DPs em estudo pode ser vista na **Tabela II.2.4.20-1** a seguir.

Tabela II.2.4.20-1 – Produção e exportação de gás (m³/d)

Produção e exportação de gás (m³/d)

	2014		2015		2016		2017		2018		2019	
	Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação	Produção	Exportação
DPs em estudo (volumes estimados)	-	-	-	-	-	-	74.888	-	3.299.994	327.997	15.987.640	4.162.632

Do volume total de gás produzido, parte será utilizada como combustível por cada FPSO, parte será injetada no reservatório e parte será escoada pela malha de gasodutos. Uma vez que o pico da produção de gás do ETAPA 2 ocorrerá em 2019, o escoamento dos projetos DP em estudo ocorrerá utilizando a capacidade liberada na malha a partir do decaimento das curvas de produção de gás dos projetos já em operação ou em implantação.

A malha de gasodutos é composta pelos Programas Rota 1 (já em operação), Rota 2 (em implantação e partida em 2016) e Rota 3 (partida em 2017). Caso haja

postergação na data de partida da Rota 3, será necessária a reinjeção adicional do gás produzido em reservatório, a qual é limitada por restrições de cada projeto específico, conforme apresentado no item II.2.2.2. Desta forma, caso não seja possível reinjetar e escoar todo o gás produzido, será necessária a postergação de projetos, de forma que a exportação possa ser realizada quando houver maior decaimento das curvas de gás produzido.

II.2.4.21 – OPERAÇÕES E INFRAESTRUTURA DE APOIO

II.2.4.21.1 – OPERAÇÕES DE APOIO

Foram apresentadas tabelas com o detalhamento das informações sobre a utilização das embarcações de apoio na fase de instalação dos TLDs/SPA e DPs, incluindo: tipo da embarcação, número de embarcações por atividade, número de viagens durante o período de atividade, frequência média de deslocamento e tempo médio de permanência da área.

Pelas tabelas apresentadas para fase de instalação (“Tabelas II.2.4.21.1-1 e II.2.4.21.1-2”) não fica claro se o número de viagens se refere a viagens totais ou viagens por embarcação. Em ambos os casos, os valores totais parecem diferir das estimativas apresentadas na Revisão 00 do EIA, onde para a fase de instalação dos SPA/TLDs e DPs havia sido estimado um total de 76 e 969 viagens, respectivamente. Solicita-se o devido esclarecimento.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS revisou as **Tabela II.2.4.21.1-1** e **Tabela II.2.4.21.1-2** e estão reapresentadas no item II.2.4.9 - Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas

Em relação às rotas e tempo de deslocamento até as bases de apoio, a resposta afirma que está prevista a utilização dos portos do Rio de Janeiro e de Niterói – BANIT, “cujas as atividades serão incrementadas a partir do início das atividades de instalação dos empreendimentos do PROJETO ETAPA 2”. O tempo

de navegação estimado entre o Polo e estas bases é de 13-14 horas. A resposta indica, ainda, que: “Esporadicamente poderão também ser utilizados os portos de Itaguaí, Angra dos Reis, São Sebastião e Santos, sobretudo para instalação dos gasodutos, cuja localização será definida pelas empresas vendedoras do processo de licitação”.

Para a fase de operação foi informado que tipos de embarcações serão utilizados (UT 4000, LH 2500 e PSV 3000/4500), sendo indicado que “como forma de otimização da utilização destas embarcações, estas atendem a Bacia de Santos como um todo, sem que haja distinção entre as atividades de perfuração e produção. Em relação a utilização de uma base de apoio, estas utilizam prioritariamente o Porto do Rio de Janeiro por esta ser a rota mais curta com infraestrutura mais próxima, dos empreendimentos da Bacia de Santos”.

Foi apresentada uma tabela (“Tabela II.2.4.21.1-3”) com a estimativa do número de embarcações e de viagens mostrando o aumento gradativo até 2018. Os dados apontam para um aumento de 50% no número de embarcações nestes 4 anos (de 34 em 2014 para 51 em 2018), mas de 500% no número de viagens médias por ano (de 291 em 2014 para 1830 em 2018), o que nos parece discrepante. Solicitam-se, portanto, esclarecimentos.

Observa-se que estes dados apontam para a necessidade de uma avaliação mais aprofundada dos impactos na região da Baía de Guanabara onde se encontram as bases de apoio previstas para receberem este acréscimo, bem como o monitoramento do tráfego de embarcações de apoio às atividades realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

II.2.4.21.2 – INFRAESTRUTURA DE APOIO

Foi apresentada lista de refinarias; terminais de recebimento, armazenamento e distribuição de óleo; unidades de recebimento, tratamento e distribuição de gás natural; estaleiros navais; áreas de apoio logístico e principais sedes administrativas localizados na Área de Estudo com previsão de serem utilizados pelos empreendimentos do Projeto Etapa 2 e mesmo aqueles cuja utilização não esteja prevista.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS revisou as **Tabela II.2.4.21.1-1** e **Tabela II.2.4.21.1-2**, inclusive reformatando-a para um melhor entendimento das solicitações desta coordenação. Assim, agora é possível consultar diretamente estimativas do número de embarcações a serem utilizadas nas atividades de instalação, o número total de viagens e a periodicidade média de viagens, a duração média da atividade e o tempo da utilização das embarcações. Em relação à diferença entre os valores totais estimados, isto se deve ao fato de que, no total de viagens apresentado na Revisão 00 do EIA, equivocadamente não foi considerada a instalação de todos os poços previstos, mas somente as atividades até a primeira interligação ao FPSO, isto é, o 1º óleo.

II.2.4.21.2.1 – BASES DE APOIO AÉREA

A Petrobras confirmou que as bases de apoio aéreo previstas para utilização pelo Projeto Etapa 2 serão o Aeroporto de Cabo Frio e o Aeroporto de Jacarepaguá, indicando que, esporadicamente, poderá utilizar o Aeroporto de Itanhaém e, emergencialmente, o Aeroporto de Ubatuba e a Base Aérea de Santos.

Considerando resposta apresentada à sua manifestação, a Secretaria de Meio Ambiente da Prefeitura de São Sebastião informa que o heliporto na 12ª Delegacia de Capitania dos Portos de São Sebastião também poderá ser utilizado esporadicamente; questiona-se o porque de não ter sido mencionado e considerado neste critério na definição da área de estudo. Adicionalmente, reitera-se questionamento não respondido da Secretaria sobre a necessidade de investimentos nesta instalação.

Resposta/Esclarecimentos: Reiteramos a informação de que Jacarepaguá e Cabo Frio são as Bases de atendimento ao PPSBS e que, nos últimos dois anos, voos oriundos de outras instalações correspondem a menos de 1%. No caso específico da 12ª Delegacia de Capitania dos Portos de São Sebastião, não existe qualquer programação ou intenção de uso corrente desta facilidade no transporte

de pessoal para os FPSOs no polo Pre-sal da Bacia de Santos. Assim, o município de São Sebastião faz sim parte da área de estudo, mas por outros critérios, dentre os quais destaco o Terminal Aquaviário de São Sebastião.

Em relação à novos investimentos, a Petrobras informa que no seu Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 , não está previsto qualquer investimento próprio em instalações aeroportuárias

Com relação ao aeroporto de Ubatuba, em atenção a questionamento específico apresentado no Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras reiterou que até o presente momento o mesmo “não foi utilizado como Base de Apoio Aérea do Pré-Sal, e que este somente será utilizado em caso emergencial”, de modo que “não estão previstos estudos para melhorias para o aeroporto de Ubatuba ou arredores”.

Em relação ao Aeroporto do Guarujá, foi informado que o processo de outorga para a construção deste aeroporto foi cancelado pela Petrobras junto ao órgão regulador e que “desconhece a tramitação de eventual novo processo de licenciamento para este empreendimento”. Foi também indicado que não está prevista a utilização do Aeroporto de Santos Dumont nas atividades do Projeto Etapa 2.

O Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA havia solicitado que fossem apresentados dados sobre o tráfego mensal de helicópteros/aeronaves por aeroporto realizado nos últimos dois anos nos projetos já em execução no Pré-sal, estimativas de tráfego por aeroporto ao longo da Etapa 2 e a capacidade total e disponível de cada aeroporto (incluindo informações sobre a existência de projetos de ampliação).

Na resposta a Petrobras alegou que “devido a otimização da utilização dos helicópteros que prestam serviço à empresa, estes podem atender tanto as Unidade Marítimas de Perfuração como de Produção que estejam atuando na Bacia de Santos ou Bacia de Campos”, apresentando dados sobre o tráfego mensal de helicópteros oriundos dos Aeroportos de Jacarepaguá e Cabo Frio no período de dezembro/2012 a maio/2014 e indicando que “considerando como base o mês de maio de 2014, 19% dos atendimentos do Aeroporto de

Jacarepaguá foram para as Unidades de Produção do Polo Pré-sal”, ou seja, cerca de 92 voos (de um total de 485).

Foram confirmadas as estimativas de que durante a operação dos SPA/TLDs serão necessárias, em média, três viagens por semana, enquanto para os DPs serão necessárias de quatro a cinco viagens por semana; de modo que, quando todas as unidades estiverem instaladas, isto representará um acréscimo de 260 voos por mês (considerando apenas os DPs).

Foi informado, ainda, que a capacidade anual do Aeroporto de Jacarepaguá é de 75.000 passageiros e do Aeroporto de Cabo Frio é de 150.000 passageiros, em relação ao serviço contratado pela PETROBRAS estes encontram-se em torno de 80% da capacidade instalada contratada.

Observa-se que, assumindo que estes 80% da “capacidade instalada contratada” correspondem, segundo os dados apresentados para o período de janeiro a maio de 2014, a cerca de 1000 voos/mês, a demanda adicional de 260 voos ultrapassará o limite desta “capacidade instalada contratada” (mesmo sem considerar o acréscimo decorrente de outros projetos que venham a ser implementados na região das Bacias de Campos e Santos).

Neste sentido, a resposta informa que: “Para o crescimento futuro da demanda existem estudos para a ampliação do atendimento a partir de 2016, aeroportos operacionais na costa do Rio de Janeiro entre a Cidade de Cabo Frio e a do Rio de Janeiro. O atendimento ao Pré-sal seria a partir de qualquer uma destas bases novas ou pelo remanejamento das já em operação.”.

Solicita-se que sejam discutidas as alternativas a serem utilizadas para atendimento à demanda gerada pela Etapa 2 do Pré-sal diante do cenário previsto de saturação da capacidade instalada contratada nos aeroportos de Jacarepaguá e Cabo Frio a partir de 2016; considerando ainda as incertezas relacionadas a utilização de novas bases entre Cabo Frio e Rio de Janeiro.

Resposta/Esclarecimentos: A partir do próximo ano e conforme o aumento da demanda, a Petrobras pretende abrir processos licitatórios para a contratação de lotes de 100 mil pax/ano. A ideia é promover uma concorrência do tipo operacional, onde os proponentes devem trazer as suas soluções completas

(arrendamento, investimento, autorizações etc) no atendimento às unidades do PPSBS, por 5 anos. Poderão participar facilidades já existentes ou projetos, desde que estejam na faixa que vai de Itaguaí até Cabo Frio. É possível inclusive que as atuais bases aumentem a sua participação, como é o caso especialmente de Cabo Frio, onde existe capacidade de atendimento e espaço para construção e ampliação das instalações atuais.

Neste sentido, registra-se questionamento da Secretaria Municipal do Ambiente da Prefeitura Municipal de Maricá (Ofício nº 94/2014, de 18.06.2014), sobre o fato do município não ter sido incluindo como área de influência pelo critério de contar com base de apoio aéreo, “desconsiderando (...) o aeroporto da cidade, em negociação avançada com a Petrobras”. Assim, solicitou esta correção e que fossem reavaliados os impactos a que o município e as Unidades de Conservação da região estariam submetidos. Portanto, a Petrobras deve esclarecer se pretende utilizar o Aeroporto de Maricá e, em caso positivo, efetuar todos os ajustes e complementações necessários.

Resposta/Esclarecimentos: A Petrobras não mantém qualquer negociação com a prefeitura da cidade de Maricá, que, com a facilidade ali existente, pode perfeitamente participar do processo licitatório supracitado. Não existe portanto qualquer garantia de utilização daquele aeroporto no presente momento.

II.2.4.21.2.2 – BASES DE APOIO MARÍTIMO

A resposta se limitou a abordar o questionamento relativo aos Planos de Área nas regiões das bases de apoio marítimo e terminais – analisada mais adiante –, sem qualquer menção às demais solicitações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA que, portanto, são reiteradas na íntegra:

“O EIA indicou os portos de Santos (SP), São Sebastião (SP), Rio de Janeiro (RJ) e Angra dos Reis (RJ), destacando que a PETROBRAS também “pretende implantar uma Base de Apoio Portuária no município de Itaguaí (RJ), cujo projeto encontra-se em fase de desenvolvimento conceitual.”. (EIA, II.2, p. 324/328)

Cabe destacar que a Base de Apoio Portuária em Itaguaí (RJ) permitirá o uso mais intensivo da Baía de Sepetiba pela empresa, proporcionando acesso direto, através do Arco Metropolitano do Rio de Janeiro, a diversas outras estruturas da empresa que estão associadas à Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás, como a REDUC em Duque de Caxias (RJ) e o COMPERJ em Itaboraí (RJ).

A empresa deve informar esta Coordenação Geral, prontamente, tão logo o protocolo de requerimento de Licença Prévia (LP) para a Base de Apoio Portuária em Itaguaí (RJ) seja encaminhado para o órgão ambiental responsável pelo processo de licenciamento ambiental.

Além disto, nota-se que apenas para o Porto do Rio de Janeiro foi informada a existência de uma Licença de Operação vigente. Assim, a empresa também deve informar qual a situação do licenciamento ambiental dos portos de Santos (SP), São Sebastião (SP) e Angra dos Reis (RJ), informando, também, se existem processos em tramitação na área ambiental requerendo a ampliação destes portos ou de terminais que fazem parte de sua APO (Área do Porto Organizado). Acompanhando estes esclarecimentos deve ser encaminhada a cópia da LO nº IN 016166 emitida pelo Instituto Estadual do Ambiente (INEA) para o Porto do Rio de Janeiro (RJ) e das outras licenças/autorizações existentes para garantir a adequada operação dos demais portos, bem como uma listagem com os números dos processos administrativos em tramitação que se referem ao licenciamento ambiental da ampliação de portos/terminais que serão utilizados pela empresa.

Neste sentido, cabe destacar que no subitem “II.5.3.1.8 – Distribuição espacial das atividades do Etapa 2”, a empresa afirmou que “...para os empreendimentos integrantes da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 2, além da utilização das bases de apoio já existentes, para as quais não são esperadas adequações e/ou ampliações, está em fase de estudo pela PETROBRAS uma Base de Apoio Portuária no município de Itaguaí...”. (EIA, II.5, 101/1202)

No item “II.2.4.21.2.1 – Bases de Apoio Aérea”, o EIA informa que o Aeroporto de Cabo Frio “possui um acordo operacional com o Porto do Forno, localizado a 7 km (no município de Arraial do Cabo) para a constituição de uma plataforma logística de apoio às atividades de exploração e produção de petróleo

e gás natural no sul da Bacia de Campos e no norte da Bacia de Santos.”. (EIA, II.2, p.309/328)

Em função disto, esta Coordenação Geral gostaria que a PETROBRAS se pronunciasse sobre a possibilidade de também utilizar as instalações do Porto do Forno, em Arraial do Cabo (RJ), para apoio marítimo as suas atividades no Polo Pré-sal da Bacia de Santos. Aproveita-se para solicitar um posicionamento sobre a eventual utilização do Terminal Alfandegário de Imbetiba, em Macaé (RJ), para apoiar estas atividades, considerando que o mesmo vem sendo utilizado como base de apoio marítimo para as atividades previstas para a Etapa 1 do Polo Pré-sal (Processo IBAMA nº 02022.002287/09).”

Resposta/Esclarecimentos: Conforme mencionado em Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/IBAMA 000190/2014 (pág. 92) e reiterado em Audiências Públicas, ainda que vislumbrássemos à época da elaboração do EIA (REV_00) a possibilidade de utilização de algumas instalações portuárias ou localidades como bases de apoio, a PETROBRAS concentrou o atendimento às unidades do Pré-Sal na Baía de Guanabara e mantém seu posicionamento de promover todos os incrementos necessários nesta mesma região.

Assim, cumpre esclarecer:

- (a) O mencionado projeto em fase conceitual para a implantação de uma base em Itaguaí foi descontinuado e não existe qualquer recurso alocado a esta iniciativa no Plano de Negócios e Gestão da Petrobras, horizonte 2014-2018;
- (b) O mesmo se aplica para instalações portuárias em São Sebastião, Angra dos Reis e Arraial do Cabo. Estes portos são utilizados para insumos de perfuração ou completção (lama, cimento etc), mas não para apoio operacional às unidades do ETAPA 2. Isto posto, reiteramos que não existe qualquer investimento previsto ou mesmo perspectiva de utilização destas instalações;
- (c) Quanto à cidade de Santos, conforme mencionado em Carta E&P-PRESAL 0087/2014 enviada à CGPEG em 01/08/2014, a PETROBRAS confirma a existência de processo licitatório para a contratação de dois berços de atracação no Porto de Santos, porém esclarece que estas facilidades serão

utilizadas para o atendimento de plataformas e sondas mais ao sul da Bacia de Santos, isto é, Pólo Merluza e Pólo Sul , todas do Pós –Sal;

Retornando à resposta referente ao estágio de desenvolvimento dos Planos de Área nas regiões das bases de apoio marítimo e terminais e sobre os procedimentos que orientarão os coordenadores das ações de resposta em caso de cenários de vazamentos de óleo envolvendo navios e operação dos terminais, foram apresentados os seguintes esclarecimentos:

“... o atendimento aos incidentes de vazamento de óleo gerados durante operações de carregamento, descarregamento e navegação dos navios aliviadores e operação dos terminais já está previsto no Plano de Emergência para Vazamento de Óleo da Área Geográfica da Bacia de Santos (PEVO-BS) e nos Planos de Emergência Individual (PEI) dos terminais. A resposta a vazamento de óleo nos terminais está prevista nos PEI de cada unidade. Os recursos existentes nos Centros de Resposta a Emergência (CRE) são suficientes para atender a área formada pelo somatório dos resultados das modelagens realizadas para cada terminal, que podem ser complementados com a estrutura dos Centros de Defesa Ambiental (CDA) e suas Bases Avançadas (BAV).

Os vazamentos de óleo durante o carregamento do navio aliviador respeita as mesmas premissas e tempos apresentados no PEVO-BS, já que estes estão nas proximidades das unidades marítimas. O atendimento a incidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação, de acordo com o determinado pela MARPOL, é composto pelo KIT SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan) e pelo P&I Club.

O KIT SOPEP destina-se à utilização em incidentes na área física do navio e tem sua composição definida pela sociedade classificadora, com base no estabelecido pela MARPOL. Em atendimentos que extrapolem a área física da embarcação.

Em atendimentos que extrapolem a área física da embarcação, o P&I Club é acionado para a disponibilização de equipes e equipamentos necessários de acordo com o ocorrido.”

Com relação a estes esclarecimentos, ressalta-se que é incorreta a afirmação de que incidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação dos navios aliviadores estejam previstos no PEVO-BS ou nos PEIs dos terminais. No entanto, depreende-se desta afirmação que há o compromisso da Petrobras em acionar os recursos do PEVO-BS nestes casos. Solicita-se, portanto a confirmação deste entendimento.

Resposta/Esclarecimentos: O atendimento às operações de carregamento e descarregamento já estão previstos nos Planos de Emergência para Vazamento de Óleo da Área Geográfica da Bacia de Santos (PEVO-BS) e dos Planos de Emergência Individual (PEI) dos terminais, mas concordamos com a afirmação do IBAMA de que os cenários de incidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação dos navios aliviadores não estão previstos no PEVO-BS ou nos PEIs dos terminais.

O atendimento a incidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação, de acordo com o determinado pela MARPOL, é composto pelo KIT SOPEP (Ship Oil Pollution Emergency Plan) e pelo P&I Club, mas também está correto o entendimento do IBAMA de que, em caso de necessidade, os recursos dos Centros de Defesa Ambiental (CDA) e suas Bases Avançadas (BAV) serão acionados de forma complementar.

Ainda com relação a estes esclarecimentos, solicitam-se informações mais detalhadas sobre os procedimentos previstos e equipamentos disponíveis no âmbito do P&I Club para atendimento a acidentes de vazamento de óleo gerados durante a navegação dos navios aliviadores entre o Polo Pré-sal e os principais terminais recebedores do óleo (TEBAR, Madre de Deus, TEBIG).

Resposta/Esclarecimentos: O seguro P&I - Protection and Indemnity (Proteção e Indenização) é um seguro de cobertura de aspectos relativos à responsabilidade civil dos transportadores marítimos. Se ocorrer um acidente de poluição com vazamento de óleo para o meio-ambiente requerendo a utilização de equipamentos de combate, emprego de pessoal técnico especializado, realização de perícias e testes químicos, além do pagamento de somas

indenizadoras e custas judiciais, toda despesa de qualquer natureza decorrente do acidente que resultou em poluição está coberta e será paga pelo clube de P&I do armador, com respaldo em uma decisão conjunta do Grupo Internacional de Clubes de P&I, que estabeleceu a franquia zero para este tipo de ocorrência.

Exemplificando o seu tipo de atuação e a importância da existência destas organizações, podemos afirmar que nenhum navio-tanque, por mais moderno e bem equipado que possa ser, estará habilitado a exercer suas atividades comerciais sem pertencer a um clube de P&I. A certificação que é exigida pelas autoridades portuárias para permitir a entrada, saída e operação dos navios em cada porto somente é fornecida pela Autoridade Marítima local (DPC no caso brasileiro) mediante a apresentação de um documento fornecido por um Clube de P&I declarando que o referido navio está coberto. Esse documento, o chamado de Blue Card, atesta que aquele navio tem a sua cobertura de responsabilidade civil garantida por um Clube de P&I, em acordo ao artigo sétimo das Convenções Internacionais de Responsabilidade Civil de Poluição por Óleo de 1969 (CLC 69) e 1992 (CLC 92), assumindo assim os riscos de sua operação.

Os Clubes de P&I não dispõem de equipamentos, pessoal e outros recursos necessários ao combate de uma eventual poluição no mar, mas avalizam a contratação pelo armador de empresas internacionais especializadas em operações de contenção, recolhimento e limpeza, autorizando a contratação de recursos compatíveis com a magnitude do evento. Como exemplo, podemos citar a contratação de recursos humanos e materiais adicionais da Oil Spill Response Limited (OSRL).

O limite de cobertura geral dos clubes do grupo internacional é de US\$ 4,25 Bilhões de dólares norte americanos por evento, excetuando-se a cobertura de poluição por óleo, que é limitada a US\$ 1,0 Bilhão de dólares americanos por evento.

A resposta também apresenta informações a respeito dos Planos de Área indicando que: “No que diz respeito ao estágio de desenvolvimento dos Planos de Área dos Complexos Portuários que recebem o óleo produzido da Bacia de Santos, principalmente os de São Sebastião, Angra dos Reis e Madre de Deus, a

PETROBRAS possui representantes participando das discussões para a elaboração destes Planos de Área. De acordo com informações levantadas durante as últimas reuniões realizadas, os referidos Planos de Área encontram-se no seguinte estágio:

– Plano de Área do Porto Organizado de São Sebastião - PA/POSS (compreende o complexo portuário de São Sebastião) – (...) o Regimento Interno e o Plano de Área assinados pelos representantes oficiais do Comitê já são considerados válidos, estando à coordenação sob a responsabilidade da Companhia Docas de São Sebastião;

– Plano de Área da Baía de Aratu (compreende o complexo portuário de Madre de Deus) – (...) o Plano de Área dessa região encontra-se em estruturação. Durante a referida reunião foi informado que serão formados dois grupos de trabalho: um para elaboração do Regimento Interno e outro para levantamento dos recursos disponíveis para combate a emergências. Esse Comitê de Área será coordenado pela Capitania dos Portos;

– Plano de Área da Baía de Ilha Grande (compreende o complexo portuário de Angra dos Reis) – Não existe até o momento nenhuma iniciativa ou registro referente à elaboração do Plano de Área desta região. Cabe ao órgão ambiental competente coordenar a elaboração deste Plano, articulando-se com as instituições públicas e privadas envolvidas.

Vale ressaltar que os PEIs desses três complexos portuários já foram aprovados pelo órgão ambiental competente, considerando o dimensionamento dos recursos de acordo com os cenários acidentais levantados.

No caso do PEI do Terminal Aquaviário de São Sebastião, como o Plano de Área já está validado pelo Comitê, o PEI informa que caso sejam necessários recursos adicionais aos já dimensionados e existentes, que o PA/POSS será acionado.

No caso dos terminais de Madre de Deus e Angra dos Reis, assim que os Planos de Área destas regiões forem aprovados, os PEIs dos Terminais serão revisados de forma a considerá-los na sua estrutura de resposta.”

Com base nas Audiências Públicas realizadas e nas manifestações recebidas, o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA apresentou

solicitações adicionais a este item, que, conforme indicado a seguir, em sua maioria não foram atendidas.

Na resposta, a Petrobras reiterou a informação apresentada nas Audiências Públicas de que as embarcações de apoio “utilizam prioritariamente o Porto do Rio de Janeiro por esta ser a rota mais curta com infraestrutura mais próxima, dos empreendimentos da Bacia de Santos” e apresentou tabelas com informações sobre o tipo e número de embarcações “que realizaram atividades de apoio às Unidades Marítimas de perfuração e produção na Bacia de Santos entre 2012 e 2013” sem, contudo, fazer referência às bases de apoio utilizadas por estas embarcações.

Estas informações não atendem ao solicitado, que visava a qualificação da discussão a respeito da utilização das bases de apoio (aspecto central nas Audiências Públicas realizadas e documentos recebidos) e confirmação da afirmação da empresa nas Audiências Públicas de que praticamente “100%” das embarcações utilizarão a Baía de Guanabara (Portos do Rio e Niterói). Desta forma, reitera-se a solicitação de sejam apresentadas tabelas quantificando o trânsito de embarcações até as diferentes bases de apoio realizado nos últimos dois anos nos projetos já em execução no Pré-sal e estimativas de tráfego por porto (número e tipo de embarcações) ao longo dos anos de desenvolvimento da Etapa 2.

Resposta/Esclarecimentos: Esclarecemos que, conforme mencionado nas Audiências Públicas, todas as embarcações relacionadas na **Tabela II.2.421.2.2-1** da Resposta ao Parecer Técnico CGPEG /DILIC/IBAMA nº 260/2014 operaram a partir dos portos da Baía de Guanabara, na proporção aproximada de 90% no Porto do Rio de Janeiro e 10% da Base de Niterói

Com relação à informação apresentada nas Audiências Públicas de que seriam necessários 13-14 berços nas Bases de Apoio Marítimo à Etapa 2 do Pré-sal, a resposta indicou que “O número de berços informado durante as Audiências Públicas vem a ser um ideal de logística considerando principalmente a flexibilidade operacional e diversificação de riscos (portos privados e públicos),

porém, para cálculos de volume, a necessidade de berços é menor. Em termos dedicados, hoje o Porto do Rio de Janeiro possui 6 berços e o Porto de Niterói 1. Existe a previsão de contratação de 2 berços para o porto do Rio de Janeiro.”

Esta resposta também não atendeu ao solicitado, uma vez que, além de apresentar uma enorme discrepância com relação à informação anteriormente apresentada – 13-14 berços x 2 novos berços – não deixa claro como apenas estes dois novos berços suprirão o acréscimo de 50% no número de embarcações utilizadas e de 500% no número de viagens, nem apresenta uma discussão das incertezas envolvidas.

A resposta também não atendeu à solicitação de que fosse “informado o número total de berços disponíveis por base apoio (incluindo projetos em implantação), independentemente da previsão de utilização neste momento”.

Reitera-se, portanto, o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA, no sentido de que seja esclarecido como os dois novos berços previstos atenderão o acréscimo da demanda decorrente da Etapa 2, considerando a discrepância em relação à informação anterior de que seriam necessários 13-14 berços e “explicitando-se as incertezas envolvidas”. Reitera-se, também, a solicitação de que sejam informados “o número total de berços disponíveis por base apoio” independentemente da previsão de utilização neste momento, ou seja, o número total de berços disponíveis nos portos com previsão de utilização regular – Portos do Rio de Janeiro e Niterói – e nos portos cuja utilização é indicada como esporádica (Santos, São Sebastião, Angra dos Reis e Itaguaí), devendo ser também informados eventuais projetos de ampliação no número de berços disponíveis.

Resposta/Esclarecimentos: Inicialmente cumpre reforçar que não existe previsão de investimento PETROBRAS em bases de apoio. Assim todo crescimento em número de berços ocorrerá mediante contratação de instalações disponíveis à época da necessidade.

Quanto à disponibilidade atual de berços, efetivamente dispomos de 5 (cinco) unidades, todos no Cais São Cristóvão. A informação difere ligeiramente da anterior, posto que o contrato em Niterói acabou no mês de Agosto/14 e um berço

não é dedicado. Além disso confirmamos a existência de negociações em curso para a contratação imediata de mais 2 (dois) berços.

Enquanto projeção de futuro, a partir de 2016 e conforme a necessidade, pretende-se contratar mais 2 (dois) berços privados e outros 4 (quatro) no Cais Gamboa. Portanto, todos na Baía de Guanabara.

Este vem a ser o racional daquelas 13 unidades mencionadas, mas cumpre reforçar que não se trata exclusivamente de atender incremento de volume, mas sim dotar a operação logística da flexibilidade necessária à atividade.

Quanto a um suposto acréscimo de 500% no número de viagens. Julgamos que as legendas utilizadas na Tabela II.2.4.21.1-3 induziram a um mal entendimento da mesma. Pretendia-se indicar na colunas “Número de viagens médias por ano” os incrementos, deltas, e não valores absolutos, conforme indicado no título da tabela: “(...) mostrando o aumento gradativo até 2018”. Na sequência, aproveitamos não só para corrigir estes títulos, como também atualizar como os valores consonantes com a revisão do planejamento da Companhia.

Tabela II.2.4.21.2.2-1. **Embarcações de Apoio**

Tipo de embarcação	2014			2015			2016		
	Número de embarcações para atender ao PPSBS	Viagens por ano	Δ Viagens por ano	Número de embarcações para atender ao PPSBS	Viagens por ano	Δ Viagens por ano	Nº de embarcações para atender ao PPSBS	Viagens por ano	Δ Viagens por ano
PSVs	24	1577	-	29	1743	166	34	2335	592
LHs	6	75	-	7	75	0	7	110	35
UTs	4	587	-	5	700	113	6	987	287

Tipo de embarcação	2017			2018		
	Nº de embarcações para atender ao PPSBS	Viagens por ano	Δ Viagens por ano	Nº de embarcações para atender ao PPSBS	Viagens por ano	Δ Viagens por ano
PSVs	34	2734	399	34	2717	-17
LHs	7	135	25	7	161	26
UTs	6	1145	158	6	1191	46

Observa-se portanto um aumento maior no número de viagens quando comparado ao incremento nas embarcações, o que só será possível com uma quantidade maior de berços, isto é, maior flexibilidade para carregamento simultâneo das mesmas.

Sobre a possibilidade de utilização de Itaguaí/RJ na Baía de Sepetiba como base de apoio marítimo, a resposta informa simplesmente que “este projeto encontra-se em fase de desenvolvimento conceitual, sem previsão de implantação” sem atender, portanto, aos questionamentos do Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA, que, desta forma, são reiterados na íntegra: “Foi informado ainda [nas Audiências Públicas] que a Base de Apoio Portuária que a Petrobras pretende implantar no município de Itaguaí (RJ) não estará disponível, pelo menos, até 2018. Solicita-se a confirmação desta previsão, bem como que sejam apresentadas informações sobre a disponibilidade de outras bases – existentes ou em implantação – na Baía de Sepetiba que possam ser utilizadas pela Petrobras antes deste prazo (2018). Solicita-se também que, caso a empresa já utilize bases na Baía de Sepetiba no âmbito de outros empreendimentos, esta utilização seja caracterizada e quantificada (número de berços, número e tipo de embarcações, número de viagens, etc.).” (grifo nosso)

Observa-se, neste sentido, que Itaguaí permanece sendo indicado como base de apoio esporádico, informação esta que deverá ser qualificada.

Resposta/Esclarecimentos: Reiteramos a informação de que não existe a intenção de utilizar Itaguaí ou qualquer outra instalação na Baía de Sepetiba.

Com relação às informações solicitadas sobre São Sebastião, indicada como uma base de apoio “esporádica”, foi informado na resposta que:

- “a estrutura hoje disponível no Terminal Aquaviário de São Sebastião (TASSE), no que diz respeito a equipamentos e mão-de-obra, é suficiente para atender ao recebimento do óleo produzido pelos SPA/TLDs e DPs do Projeto Etapa 2 e, por esta razão, não será necessário aumentar o volume de captação de água para suprir tais empreendimentos.”

- “o Porto de São Sebastião possui Programa de Monitoramento de Águas e Sedimentos, que é realizado em malha amostral específica para esta região e cujos dados são monitorados por empresa contratada pelo referido Porto”.

- “não há previsão de envio dos resíduos sólidos gerados pelos empreendimentos do Etapa 2 para o Porto de São Sebastião”.

- “Atualmente a principal base de apoio para atendimento às emergências médicas offshore para a Unidade de Operações da Bacia de Santos (UO-BS) é o Aeroporto de Jacarepaguá, no Rio de Janeiro.”, indicando, no entanto, que o atendimento também pode ser realizado através dos aeroportos de Cabo Frio ou, no caso “de Unidades Marítimas mais ao Sul da UO-BS ou na UO-SUL”, de Navegantes/SC.

Registra-se, ainda, questionamento da Secretaria Municipal do Ambiente da Prefeitura Municipal de Maricá (Ofício nº 94/2014, de 18.06.2014), sobre o fato do município não ter sido incluindo como área de influência pelo critério de contar com base de apoio marítimo, “desconsiderando (...) o Terminal Portuário de Jaconé”. Neste sentido, solicitou esta correção e que fossem reavaliados os impactos a que o município e as Unidades de Conservação da região estariam submetidos, especialmente em relação à utilização desta base, mas também aqueles decorrentes de eventuais acidentes nas plataformas e no transporte por navios aliviadores. Portanto, a Petrobras deve esclarecer se pretende utilizar o Terminal Portuário de Jaconé e, em caso positivo, efetuar todos os ajustes e complementações necessários.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS reitera informação veiculada em Audiência Pública de que não tem qualquer participação em empreendimento portuário de Jaconé, não estando este município considerado nas suas projeções de base de apoio logístico.

Esclarece que o Terminal Aquaviário de São Sebastião (TASSE) não é uma base de apoio logístico para nenhum tipo de unidade de produção offshore.

II.2.4.21.2.3 – OPERAÇÕES DE BARCOS DE APOIO NA BACIA DE SANTOS

Neste item, a resposta encaminhada pela empresa não apresenta um posicionamento sobre a utilização de outras bases de apoio além daquelas citadas no EIA. De acordo com as informações apresentadas pela empresa para outros itens, há um entendimento de que a empresa somente utilizará o Porto do Rio de Janeiro como base de apoio marítimo para o desembarque de resíduos.

Portanto, solicita-se que seja confirmado este entendimento, reiterando que: “(...) nos relatórios de implementação do Projeto de Controle da Poluição na Região 3, que abrange o norte da Bacia de Santos, incluindo os campos e blocos do Polo Pré-sal, referente aos anos de 2012 e 2013, foi informado o desembarque de resíduos nos seguintes portos/bases de apoio: Rio de Janeiro (RJ) São Sebastião (SP), Itajaí (SC), Terminal Alfandegário de Imbetiba – Macaé (RJ), Porto do Forno – Arraial do Cabo (RJ), Cia Portuária de Vila Velha (ES), Brasflex tubos Flexíveis (ES); Cia Docas do Espírito Santo (ES).

Considerando a informação de que as embarcações podem abastecer/suprir mais de um empreendimento, a empresa deve se posicionar com relação a utilização, no âmbito das atividades ora licenciadas, de outras bases de apoio além das citadas no EIA. Especificamente com referência aquelas listadas acima, as quais já vem sendo utilizadas como opção logística pela empresa para empreendimentos localizados em regiões próximas ao projeto Etapa 2.”

Conforme o Parecer Técnico nº190/2014 CGPEG/IBAMA, tais bases são sistematicamente informadas nos relatórios de atividades realizadas na Bacia de Santos encaminhados para a CGPEG. A resposta às solicitações deste item foi bastante confusa, não atendendo a solicitada revisão de metodologia para estimativa do número de embarcações de apoio a serem utilizadas no pico das atividades do Etapa 2. Novamente torna-se evidente que aspectos fundamentais da atividade (movimentação de embarcações e utilização de bases de apoio) e consequente interação com a zona costeira não são bem representados nas informações apresentadas no EIA, uma vez que as projeções de intensificação das atividades não são coerentes com a realidade retratada nos relatórios referentes a outros empreendimentos existentes na Bacia de Santos atualmente.

Em decorrência, há a necessidade premente de contar com um projeto de monitoramento dos deslocamentos realizados por todas as embarcações que prestam apoio às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, possibilitando a quantificação da atuação das embarcações em cada rota utilizada, bem como as bases de apoio efetivamente envolvidas no âmbito de cada empreendimento e sua real intensidade de uso, de maneira a qualificar o “o uso esporádico” e as demandas frequentes. As informações provenientes deste monitoramento também são fundamentais para a avaliação de empreendimentos futuros na região.

Resposta/Esclarecimentos: Inicialmente é importante esclarecer que a embarcação que leva os suprimentos e a mesma que recolhe os resíduos. Considerando que todas as embarcações de apoio logístico às unidades do ETAPA 2 partem e partirão da Baía de Guanabara, os resíduos destas unidades serão igualmente descarregados nesta região.

Seguindo este mesmo raciocínio, portos como São Sebastião, Itajaí, Forno e os demais mencionados podem sim aparecer nos relatórios de PCP, mas como o destino natural para o desembarque de resíduos de unidades de perfuração e/ou de outros pólos diferentes do PPSBS.

II.2.4.23 – MÃO DE OBRA – INSTALAÇÃO E OPERAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

A resposta informou que: “os 3.640 postos diretos de trabalho referem-se a todas as atividades do Projeto Etapa 2 onde dos quais 1.769 estão relacionados a fase de operação, cujo preenchimento dos posto poderá ser por concurso ou mobilização ou contratação direta no caso de UEPs afretadas”, de modo que ainda não está claro “se a maioria desses postos absorverá mão de obra já contratada para outros empreendimentos”. Reitera-se, portanto a necessidade de esclarecimentos neste sentido, que quantifiquem o percentual esperado de

mobilização de mão de obra de outros empreendimentos em relação às novas contratações, sejam diretas ou por concurso.

A fim de permitir uma avaliação mais embasada dos impactos sobre a infraestrutura urbana dos municípios da Área de Influência, o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA solicitou informações mais qualificadas sobre onde os postos de trabalho serão gerados.

A resposta informou que: “Os embarques poderão ocorrer nas bases aéreas informadas no EIA do Etapa 2, que são os Aeroportos de Jacarepaguá e Cabo Frio” e reiterou “não ser possível essa previsão [de onde os postos de trabalho serão gerados], tendo-se em vista que o local de moradia da força de trabalho nem sempre coincide com o município onde ocorrem os embarques”.

Atendendo à solicitação do referido parecer técnico com vistas à qualificação desta informação foi apresentada tabela sobre os “Municípios de moradia dos trabalhadores em regime de embarque” nas Unidades Marítimas de Produção do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos em operação, com dados sobre 657 trabalhadores. Uma segunda tabela apresenta os países de origem de 133 trabalhadores estrangeiros.

Os dados apresentados apontam municípios de moradia em 15 estados brasileiros, com destaque para os Estados do Rio de Janeiro (451 trabalhadores ou 69%) e São Paulo (97 trabalhadores ou 15%). Segundo esses dados, os municípios com maior número de moradias de trabalhadores são: Macaé/RJ com 173 (26%), Rio de Janeiro/RJ com 83 (13%) e Santos/SP com 73 (11%). Considerando os questionamentos surgidos nas Audiências Públicas de Paraty/RJ e São Sebastião/SP, registra-se, ainda, a ausência de trabalhadores com moradia nos municípios do Litoral Norte de São Paulo e de um único trabalhador com moradia em Paraty/RJ, enquanto Angra dos Reis/RJ é indicado como município de moradia de 11 trabalhadores.

Considerando o número de trabalhadores envolvidos, parece-nos que os dados referem-se somente aos trabalhadores na fase de operação. Solicita-se que este entendimento seja esclarecido e, caso confirmado, que sejam apresentadas informações equivalentes sobre a mão-de-obra utilizada na fase de instalação dos projetos do pré-sal já em operação.

Resposta/Esclarecimentos: O entendimento está correto, isto é, as tabelas da Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 260/2014 referem-se à atividade de operação. Quanto ao resgate de informações relativas às tripulações das embarcações mobilizadas na instalação das unidades do Pré-Sal já em operação, isto não parece viável com a precisão devida. No entanto, compreendendo o propósito de tal solicitação, fizemos o levantamento nas tripulações das embarcações que estão hoje programadas para a instalação da primeira unidade do ETAPA 2, o FPSO Cidade de Ilhabela. Neste caso, verifica-se que, para os PLSVs, 85% são estrangeiros com residências fora do país, enquanto para os AHTSs, cerca de 50% moram no estado do Rio de Janeiro e os demais estão espalhados por outros estados da Federação. Entendemos que esta informação corrobora para desmistificar a expectativa de mobilização de mão-de-obra tal que fosse capaz de impactar os municípios da Área de Influência.

II.4 – ÁREA DE ESTUDO

II.4.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS

A análise realizada no Parecer Técnico nº 190/2014 CGPEG/IBAMA destacou que os critérios utilizados para a definição do grau de significância dos fatores ambientais não foram apresentados, tendo sido solicitado à empresa “apresentar claramente os critérios utilizados nesta classificação”. No documento ora em análise, a empresa coloca que “Os critérios utilizados na classificação do grau de significância dos fatores ambientais foram distribuídos equitativamente em função dos valores de somatório identificados nos quadros II.4.1-1 e II.4.1-2”, com posterior ponderação sobre a quantidade de critérios e categorias de grau de significância.

Tal resposta é claramente insuficiente e não atende minimamente ao solicitado por esta Coordenação Geral. Entretanto, visitando novamente os referidos Quadros apresentados na Rev. 00 do EIA da atividade, e tendo em vista as ponderações apresentadas pela empresa, verifica-se que foram utilizados os critérios para definição da área de estudo elencados no Termo de Referência da

atividade para identificar os fatores ambientais relacionados a cada um desses critérios, sendo atribuído o valor “1” (um) aos fatores de alguma forma relacionados aos critérios. O grau de significância de cada fator deriva da relação desses com os critérios apontados.

Considerando esclarecida a questão dos critérios utilizados para a definição do grau de significância dos fatores ambientais, é possível fazer a análise técnica da classificação. Para os meios físico e biótico percebe-se que para o critério “Área onde ocorrerão atividades (rotas manobras, fundeio etc.) de todas as embarcações e aeronaves que viabilização do empreendimento”, foi considerada a relação apenas com o fator “ecossistemas costeiros/Unidades de Conservação”. Salvo melhor compreensão da metodologia, entende-se que as embarcações têm relação com a água (pois trafegam pelo mar), assim como as aeronaves têm relação com o ar. Dessa forma, as correções e alterações pertinentes deverão ser realizadas.

Resposta/Esclarecimentos: Cabe esclarecer que na Resposta ao Parecer Técnico nº 190/2014 CGPEG/IBAMA, o **Quadro II.4.2-1** considerou o fator ambiental “AR” para o critério “Área onde ocorrerão atividades (rotas manobras, fundeio etc.) de todas as embarcações e aeronaves que viabilização do empreendimento”. No entanto, esse mesmo quadro é apresentado abaixo, considerando também o fator água para esse mesmo critério.

Quadro II.4.2-1 – Classificação do grau de significância dos fatores ambientais para os meios físico e biótico, com base nos critérios para definição de área de estudo.

Critérios	Fator ambiental - Meio físico			Fator ambiental - Meio biótico	
	Sedimento	Água	Ar	Biota marinha	Ecosistemas Costeiros/ Unidades de Conservação
Área onde serão instalados os empreendimentos, incluindo área de segurança em torno das unidades de produção, dos equipamentos submarinos e da diretriz de cada duto que compõe o sistema de escoamento marítimo.	1	1	1 ¹	1	0
Área sujeita aos impactos decorrentes do descarte de efluentes (determinação baseada em modelagem)	0	1	0	1	0
Área onde ocorrerão atividades (rotas manobras, fundeio etc.) de todas as embarcações e aeronaves que viabilização do empreendimento.	0	1	1 ²	1 ³	1
Somatório	1	3	2	3	1
Classificação do grau de significância	Significativo	Muito significativo	Muito significativo	Muito significativo	Significativo

Legenda:

¹ considera ruído e queima de gás

² considera ruído de embarcações e aeronaves

³ considera possibilidade de colisão e ruídos sobre a biota marinha

0	Pouco Significativo
1	Significativo
2, 3	Muito Significativo

Além disso, e de forma mais grave, verifica-se que a empresa alterou a escala de grau de significância apresentada no EIA original. Naquela versão, o grau de significância dos fatores cujo somatório foi “0” (zero), foi considerado “pouco significativo”; os de somatório “1” (um), “significativo”; e aqueles de somatório “2” (dois), “muito significativo”. Na Revisão ora em análise a escala é tal qual segue: “0” (zero), “pouco significativo”; “1, 2” (um, dois), “significativo”; e “3” (três), “muito significativo”. Destaca-se que no documento original, um fator teve grau de significância zero, dois foram “significativos” e dois “muito significativos”. Na Revisão, são quatro fatores com grau de significância “significativo” e apenas um “muito significativo”, graças a alteração feita na escala. Caso a escala fosse mantida, o resultado seria: dois fatores com grau de significância “significativo” e três “muito significativo”.

Solicita-se que a empresa retorne à escala de grau de significância original, ou apresente justificativas técnicas plausíveis para a alteração realizada, que parece simplesmente adequar a metodologia de modo a apresentar um quadro mais favorável.

Resposta/Esclarecimentos: Conforme apresentado acima no **Quadro II.4.2-1** a escala de grau de significância foi retomada ao que fora apresentado na Revisão 00 do EIA.

II.4.1 – ÁREA DE ESTUDO DO MEIO SOCIOECONÔMICO

A PETROBRAS informa que devido aos questionamentos relacionados à utilização dos critérios que definem a Área de Estudo do Meio Socioeconômico, a resposta optou por rever e rerepresentar na íntegra o item II.4.3. Os critérios redefinidos foram informados no “Quadro II.4.3-1”:

- Bases de Apoio Aéreo: Cabo Frio (RJ) e Rio de Janeiro (RJ)
- Bases de Apoio Marítimo: Rio de Janeiro (RJ) e Niterói (RJ), Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), São Sebastião (SP) e Santos (SP)
- Bases administrativas (Escritórios): Rio de Janeiro (RJ) e Santos (SP)
- Bases Aéreas de Apoio esporádico: Itanhaém (SP)

- *Bases Marítimas de Apoio esporádico: Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), São Sebastião (SP) e Santos (SP)*
- *Unidades receptoras de gás: Macaé (RJ), Itaboraí (RJ) e Caraguatatuba (SP)*
- *Municípios cuja infraestrutura, serviços e equipamentos urbanos sejam diretamente demandados: Cabo Frio (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Niterói (RJ), São Sebastião (SP), Caraguatatuba (SP) e Santos (SP)*
- *Interdependência socioeconômica: Cabo Frio (RJ), Araruama (RJ), Saquarema (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Itaguaí (RJ), Mangaratiba (RJ), Paraty (RJ), Ubatuba (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Guarujá (SP), Cubatão (SP), São Vicente (SP), Praia Grande (SP), Bertioga (SP), Peruíbe (SP), Itanhaém (SP), Mongaguá (SP).*
- *Possíveis beneficiários de Royalties pelo critério de municípios confrontantes às áreas de produção: Saquarema (RJ), Araruama (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Mangaratiba (RJ) e Ilhabela (SP)*
- *Interferência com a Pesca Artesanal, Aquicultura, Turismo e demais atividades econômicas e recreativas e Unidades de Conservação: Cabo Frio (RJ), Saquarema (RJ), Araruama (RJ), Maricá (RJ), Niterói (RJ), Baía de Guanabara (RJ), Rio de Janeiro (RJ), Itaguaí (RJ), Baía de Sepetiba (RJ), Mangaratiba (RJ), Angra dos Reis (RJ), Baía da Ilha Grande (RJ), Paraty (RJ), Ubatuba (SP), Caraguatatuba (SP), São Sebastião (SP), Ilhabela (SP), Guarujá (SP), Santos (SP), São Vicente (SP), Praia Grande (SP), Cubatão (SP) e Bertioga (SP)*
- *Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo (possíveis vazamentos): Cananéia (SP), Guaraqueçaba (PR), Paranaguá (PR), Matinhos (PR), Guaratuba (PR), Itapoã (SC) e São Francisco do Sul (SC)*

Além disso foram apresentados esclarecimentos aos questionamentos feitos no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA:

- *Com relação a solicitação de que fosse esclarecido o porquê de Caraguatatuba não constar como base de apoio administrativa, foi informado que Caraguatatuba foi inserida na Área de Estudo com base no critério “Municípios que possuem instalações que darão apoio às atividades do empreendimento e sistemas associados” em função de contar com a UTGCA, reiterando que os*

escritórios que servirão de apoio para as atividades do Projeto Etapa 2 serão exclusivamente aqueles localizados nos municípios do Rio de Janeiro e Santos.

– Os municípios de Itaboraí e Macaé foram integrados devido a destinação do gás produzido no Polo Pré-Sal para o Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro – COMPERJ e Terminal Terrestre de Cabiúnas – TECAB, pelos gasodutos Rota 3 e Rota 2, respectivamente. Assim, esses municípios mencionados passam a fazer parte da área de estudo pelo critério de “Municípios que possuem instalações que darão apoio às atividades do empreendimento e sistemas associados”. Considerando a passagem do Gasoduto Rota 3 por Maricá, este município deve ser identificado na área de estudo também por este critério.

Resposta/Esclarecimento: Conforme apresentado no **Anexo II.4.3-1** da presente resposta ao parecer, o município de Maricá passa a integrar a Área de Estudo pelo critério solicitado. Ressalta-se que o Desenho II.4.3-1 não sofreu alterações, pois o município de Maricá já integrava a área de estudo. Desse modo, os arquivos abertos referentes a esse desenho não serão rerepresentados, permanecendo válidos aqueles encaminhados quando da Resposta ao PT 190/2014.

– Conforme solicitado foi incluída na revisão do item II.5.3.13 – Caracterização da Atividade Pesqueira uma breve descrição das demais comunidades pesqueiras da Baía do Paranaguá (PR) e do litoral catarinense, entre São Francisco do Sul (SC) e Florianópolis (SC).

– O município de Cubatão passou a ser inserido na área de estudo também pelo critério de Interferência com a Pesca Artesanal e/ou Turismo, devido à existência de comunidades pesqueiras que atuam no estuário de Santos e que são diretamente afetadas pelo aumento do número de embarcações que utilizam os diversos terminais existentes.

– Itanhaém foi confirmado como Base Aérea de apoio esporádico;

– Sobre a inserção de Arraial do Cabo e Macaé em função da possibilidade de utilização do Porto de Forno (Arraial do Cabo) e do Terminal Alfandegário de Imbetiba (Macaé) como bases apoio para recebimento dos resíduos gerados pelo

projeto Etapa 2, a empresa informou que “está previsto o encaminhamento dos resíduos produzidos pelo Projeto Etapa 2 para o Porto do Rio de Janeiro”.

Com relação às Bases de Apoio, considerando tratar-se de uma previsão, que pode ser alterada durante a realização do empreendimento (plano temporal de 20 – 30 anos), novamente mostra-se importante o acompanhamento, com base em dados reais de localização e movimentação de embarcações/aeronaves, de forma verificar a concretização das previsões estabelecidas durante o processo de licenciamento. Este monitoramento também suprirá as informações de necessárias para um embasamento mais sólido para discussão de outros empreendimentos a serem desenvolvidos na região.

II.5 – DIAGNÓSTICO AMBIENTAL

A) PLANOS E PROGRAMAS AMBIENTAIS

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

Diante desta resposta, a Secretaria de Meio Ambiente de São Sebastião, sugere que o IBAMA estabeleça diretriz que preveja formas adicionais de apoio e participação da Petrobras no processo de construção do P2R2-LN, visando:

“(1) eventual apoio financeiro ou material, por meio de disponibilização de uma pequena parte de recursos de seu CDA, para constituição de uma base de apoio na região do Litoral Norte Paulista, para atendimento a emergências ambientais; (2) apoio em ações de capacitação profissional, mediante a cessão de recursos humanos, ou vagas para membros do P2R2-LN em atividades de treinamento e capacitação; (3) apoio financeiro na aquisição (ou cessão) de materiais e equipamentos necessários às ações de combate a emergências pelo P2R2-LN; (4) e apoio financeiro ou material na instalação de uma rede de

comunicação para enfrentamento a emergências ambientais com produtos químicos perigosos no Litoral Norte Paulista”

Adicionalmente, o documento indica que parte destas medidas poderiam “ser realizadas mediante o simples compartilhamento de recursos que a empresa detém, como, por exemplo, treinamentos e capacitações técnicas. Neste caso específico, bastaria ao empreendedor oferecer algumas vagas para membros do P2R2-LN”, o que seria “passível de negociação entre seus representantes e a coordenação do P2R2-LN”.

Solicita-se, portanto, manifestação objetiva da Petrobras quanto às possibilidades de apoio ao P2R2-LN.

A partir de uma manifestação do Comitê de Bacias Hidrográficas do Litoral Norte (CBH-LN), o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA solicitou que fosse avaliada a relação do empreendimento com o Zoneamento Ecológico e Econômico do Litoral Norte e o Plano de Bacias Hidrográficas do Litoral Norte, o Relatório de Situação dos Recursos Hídricos do Litoral Norte e a Região metropolitana do Vale do Paraíba e Litoral Norte. A resposta indicou que estas questões foram abordadas na revisão do item "II.5.3.1.6 – Políticas Públicas: instrumentos para gestão do uso e ocupação do solo".

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS informa que já existe no Litoral Norte de São Paulo uma base para atendimento a emergências ambientais decorrentes das atividades da companhia.

Quanto às discussões relativas ao apoio para capacitação profissional, apoio financeiro, apoio material e compartilhamento de recursos, estas deverão ser desenvolvidas no âmbito das reuniões do P2R2 conforme princípios e diretrizes - e seguindo a estrutura organizacional – constantes no Decreto Federal 5.098/2004 que o criou.

II.5.1 – MEIO FÍSICO

II.5.1.2 – OCEANOGRAFIA

Hidrografia

O Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA questionou o fato da caracterização da hidrografia da Plataforma Continental, apresentada no estudo, ter sido feita com base em dois estudos distintos, sendo que um possui apenas informações de verão e o outro apenas informações de inverno; além disto foi questionado o fato destes estudos não estarem nas tabelas com as fontes de dados nem de existirem informações no texto sobre a coleta dos mesmos.

Em resposta a empresa informou que: “Estas fontes não foram incluídas na Tabela inicial, pois não foram utilizados os dados, somente as Figuras. Dados coletados sobre a Plataforma Continental Sudeste são escassos e estas duas fontes trabalharam somente com dados coletados.”

Destaca-se que como estas figuras foram as fontes de informações utilizadas para caracterizar a hidrografia da plataforma continental da região de estudo, elas devem necessariamente ser incluídas na tabela de fontes de dados, e informações sobre a coleta destes dados, bem como os períodos considerados nas análises, devem ser prestadas.

Ressalta-se que embora a empresa afirme que os dados coletados sobre a Plataforma Continental Sudeste sejam escassos, diversos projetos e estudos já foram realizados na região. Apenas a título de exemplo, dados oceanográficos para a região podem ser solicitados ao Banco Nacional de Dados Oceanográficos – BNDO, gerenciado pelo Centro de Hidrografia da Marinha, Marinha do Brasil, que tem cadastrado em sua base de informações dados oceanográficos oriundos das comissões realizadas por navios da Marinha Brasileira e Mercante, pela comunidade científica nacional e por navios estrangeiros em águas sob jurisdição brasileira. Estas informações podem ser consultadas em: <http://www.mar.mil.br/dhn/chm/oceanografia/bndo.html>. Dados e informações podem ser adquiridas também diretamente de projetos oceanográficos, como por

exemplo os projetos da Aliança Regional para a Oceanografia no Atlântico Sudoeste Superior e Tropical – OCEATLAN, que podem ser consultados em: <http://oceatlan.org/>.

Conforme o solicitado, as figuras com as seções horizontais de temperatura e salinidade da plataforma Continental foram rerepresentadas com exceção da figura da seção horizontal de temperatura a 200 m de profundidade. Esta figura deve ser apresentada.

As figuras com as seções horizontais de temperatura, salinidade e densidade das regiões de talude e oceano profundo também foram rerepresentadas conforme o solicitado. Solicita-se que as figuras que apresentam as distribuições horizontais de média anual e de verão de densidade a 2000 m de profundidade sejam revisadas uma vez que apresentam informações divergentes das apresentadas no EIA e da tabela que mostra a variação vertical da densidade. Destaca-se que estas figuras apresentadas na resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA apresentam seção de densidade a 2000 m de profundidade com valores inferiores à da camada acima apresentada, de 1000 m de profundidade.

Ainda em referência os parâmetros temperatura e salinidade da água do mar, foi solicitado a inclusão na caracterização oceanográfica de dados coletados pela Petrobras na Bacia de Santos. Em resposta foram apresentados os dados coletados em 2002 pela Petrobras na área adjacente ao Bloco BS-500, porém é necessário que esta fonte de dados seja incluída na tabela contendo o resumo das fontes dos dados utilizados na caracterização, e que informações sobre esta coleta estejam presentes no texto do Estudo.

Resposta/Esclarecimento: Abaixo é rerepresentada a **Tabela II.5.1.2-1** de fonte de dados atualizada com as informações solicitadas por este Parecer Técnico.

Tabela II.5.1.2- 2 - Dados utilizados na caracterização oceanográfica da área de estudo.

Parâmetro	Fonte	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Amostragem		Abrangência temporal
		Lat (°S)	Lon (°W)	Intervalo	Profundidade (m)	
Correntes	WOCE ¹ - BW333 (1179 m)	27,90	46,70	2 h	230, 475, 680 e 885 m	03/01/1991 - 26/11/1992
	WOCE ¹ - BM334 (2187 m)	28,00	46,30		230, 470, 870, 1370 e 2140 m	
	PETROBRAS – BS500 (500 m)	24,39	43,95	1 h	6, 9, 11, 14, 16, 19, 21, 24, 26, 29, 31, 33, 36, 38, 41, 43, 46, 49, 51 e 55 m	13/06/2008 - 11/02/2009
	Pereira (2009)	25,80 e 23,20	44,30 e 41,00	ADCP em navio: 50 m, 100 m, 150 m e 200 m		22/09/2003 - 29/09/2003
	Belo (2011)	25,729	42,830	1 h	52, 102, 152, 202, 252, 302, 352, 800, 1200, 1600, 2000 e 2195 m	03/2008 – 04/2010
	Lumpkin & Garraffo (2005).	30,00 e 22,00	50,00 e 40,00	Derivadores - Climatologia mensal		1990 - 2004
Temperatura e Salinidade	Rezende (2003)	30,00 e 21,5	49,00 e 39,00	Seções horizontais climatológicas – 0, 20, 50 , 100, 200 m e fundo.		Verão
	Castro & Miranda (1998)	28,30 e 22,30	49,00 e 40,00	Seção horizontal		Inverno

Parâmetro	Fonte	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Amostragem		Abrangência temporal
		Lat (°S)	Lon (°W)	Intervalo	Profundidade (m)	
				climatológica – 0 m		
	Andrade (2013)	30,00 e 24,00	48,00 e 43,50	Seção horizontal – 0, 25, 50 e 100 m		Inverno - 1982
	WOA09 ²	27,00 a 23,00	42,71	Radial Climatológica		Anual Verão Inverno
	WOA09 ²	29,00 a 23,00	50,00 e 40,00	Seções horizontais climatológicas – 0 m, 20 m, 50m, 100 m, 200 m, 500 m, 1000 m e 2000 m.		Anual Verão Inverno
	WOCE ¹ (535 m)	27,82	47,03	Perfil vertical único		12/1992
	WOCE ¹ (758 m)	27,86	46,85			
	WOCE ¹ (1257 m)	27,91	46,66			
	WOCE ¹ (1699 m)	27,95	46,49			
	WOCE ¹ (2226 m)	27,99	46,31			
	PETROBRAS/HABTEC (2003); PETROBRAS/HABTEC (2004)	25,825 25,781 25,582 25,434 25,296 25,329 25,356	43,445 43,186 43,064 43,075 42,844 42,761 42,552	Perfis verticais – superfície ao fundo		10/2002

Parâmetro	Fonte	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Amostragem		Abrangência temporal
		Lat (°S)	Lon (°W)	Inter valo	Profundidade (m)	
		25,186	42,563			
		24,938	42,645			
		24,971	42,838			
		25,064	43,042			
		25,026	43,191			
		25,125	43,450			
		25,130	43,682			
		25,439	43,841			
		25,676	43,819			
		25,819	43,720			
		25,935	43,770			
		25,886	43,853			
		25,974	43,941			
		25,908	44,067			
		25,478	44,045			
		25,604	44,101			
		25,456	44,260			
		25,825	44,282			
		26,415	43,935			
		26,376	44,073			
		26,360	44,233			
		25,974	44,349			

Parâmetro	Fonte	Coordenadas (SIRGAS 2000)		Amostragem		Abrangência temporal
		Lat (°S)	Lon (°W)	Inter valo	Profundidade (m)	
		25,770	44,431			
Nível do mar	GLOSS ³ – Ilha Fiscal	22,90	43,17		1 h	02/1963 – 11/2007
Ondas	Wave Watch III - NOAA ⁴	24,00	42,00		3 h	01/1997 – 12/2009

¹ - WOCE: World Ocean Circulation Experiment (WOCE). Dados disponíveis em <http://woce.nodc.noaa.gov/>

² - WOA09: World Ocean Atlas 2009. Dados disponíveis em http://www.nodc.noaa.gov/OC5/WOA09/pr_woa09.html

³ - GLOSS: Global Sea Level Observing System. Dados disponíveis em <http://www.goosbrasil.org/en/products/gloss.php>.

⁴ - Wave Watch III NOAA. Dados disponíveis em <http://polar.ncep.noaa.gov/waves/ensemble/download.shtml>

Conforme o solicitado, as figuras com as seções horizontais de temperatura e salinidade da plataforma Continental foram reapresentadas com exceção da figura da seção horizontal de temperatura a 200 m de profundidade. Esta figura deve ser apresentada.

Resposta/Esclarecimento: Abaixo é apresentada a figura da seção horizontal de temperatura a 200 m de profundidade.

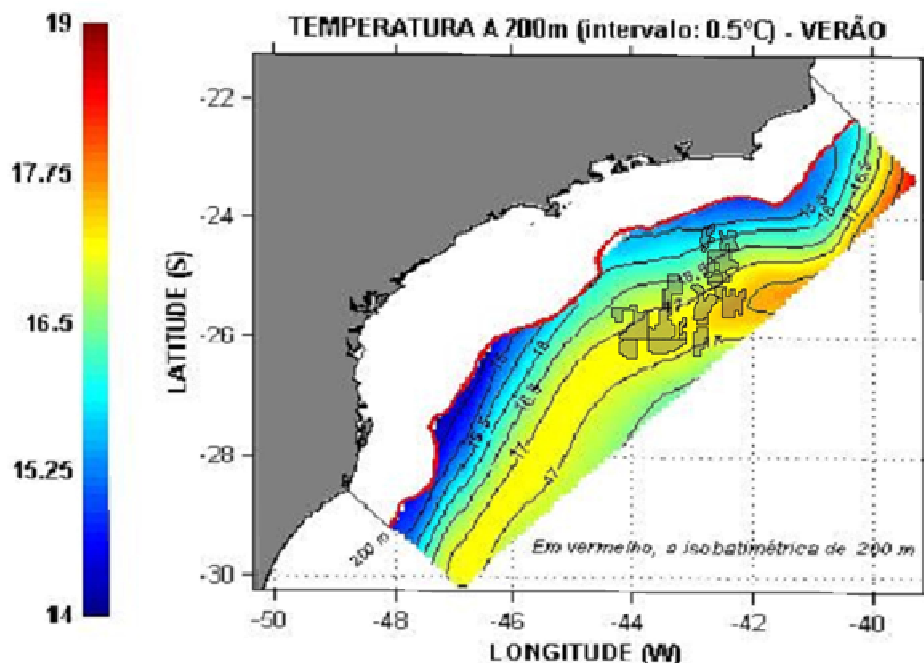


Figura II.5.1.2 - 1 – Seção horizontal de temperatura, em 200 m de profundidade, para o verão. Os blocos do Pré-Sal estão representados pela área hachurada.

Fonte: adaptado de Rezende (2003).

As figuras com as seções horizontais de temperatura, salinidade e densidade das regiões de talude e oceano profundo também foram reapresentadas conforme o solicitado. Solicita-se que as figuras que apresentam as distribuições horizontais de média anual e de verão de densidade a 2000 m de profundidade sejam revisadas uma vez que apresentam informações divergentes das apresentadas no EIA e da tabela que mostra a variação vertical da densidade. Destaca-se que estas figuras apresentadas na resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014

CGPEG/IBAMA apresentam seção de densidade a 2000 m de profundidade com valores inferiores à da camada acima apresentada, de 1000 m de profundidade.

Resposta/Esclarecimento: As figuras referentes às distribuições horizontais de média anual e de verão de densidade a 2000 m de profundidade apresentadas na resposta ao Parecer Técnico nº190/2014 estavam erradas e por isso estão reapresentadas a seguir:

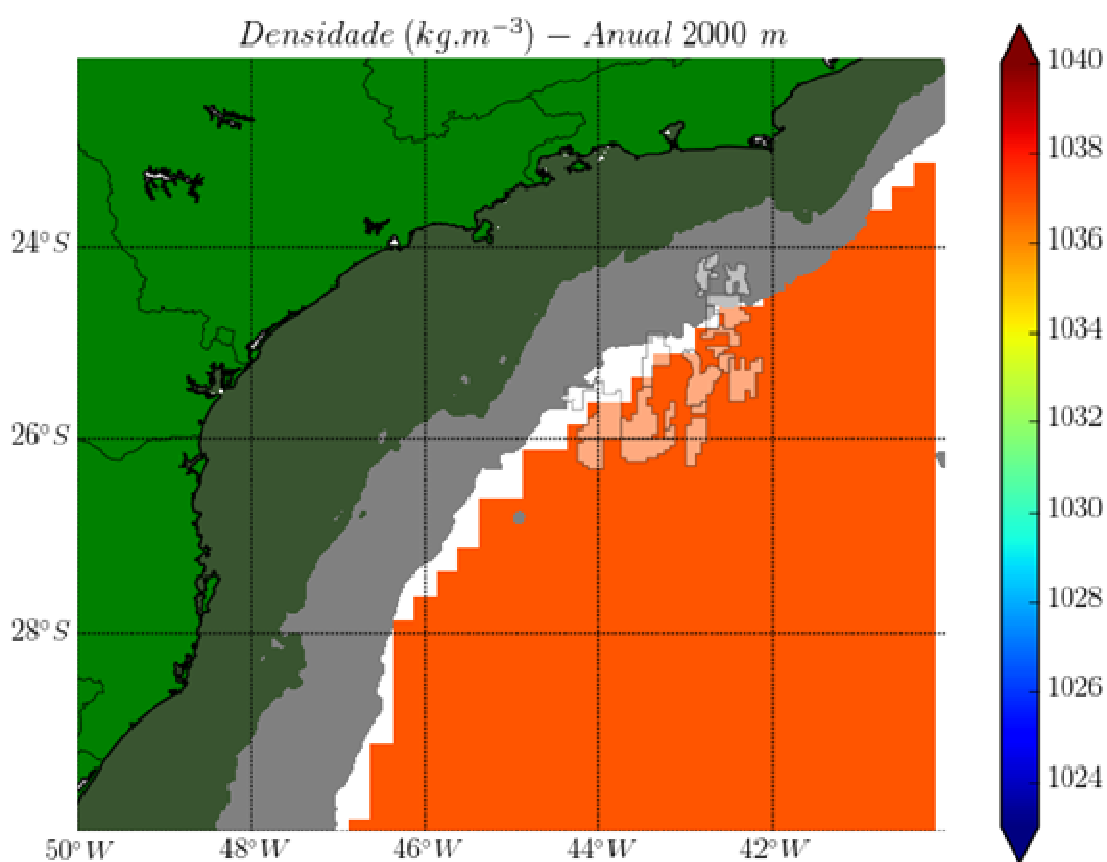


Figura II.5.1.2- 2 – Distribuição horizontal média de densidade para o TC e OP da área de estudo, média anual, em 2000 m de profundidade. A área em verde escuro representa a PC e a cinza, regiões com profundidades inferiores àquelas que estão sendo demonstradas em cada painel.

Fonte de dados: WOA09 (2013).

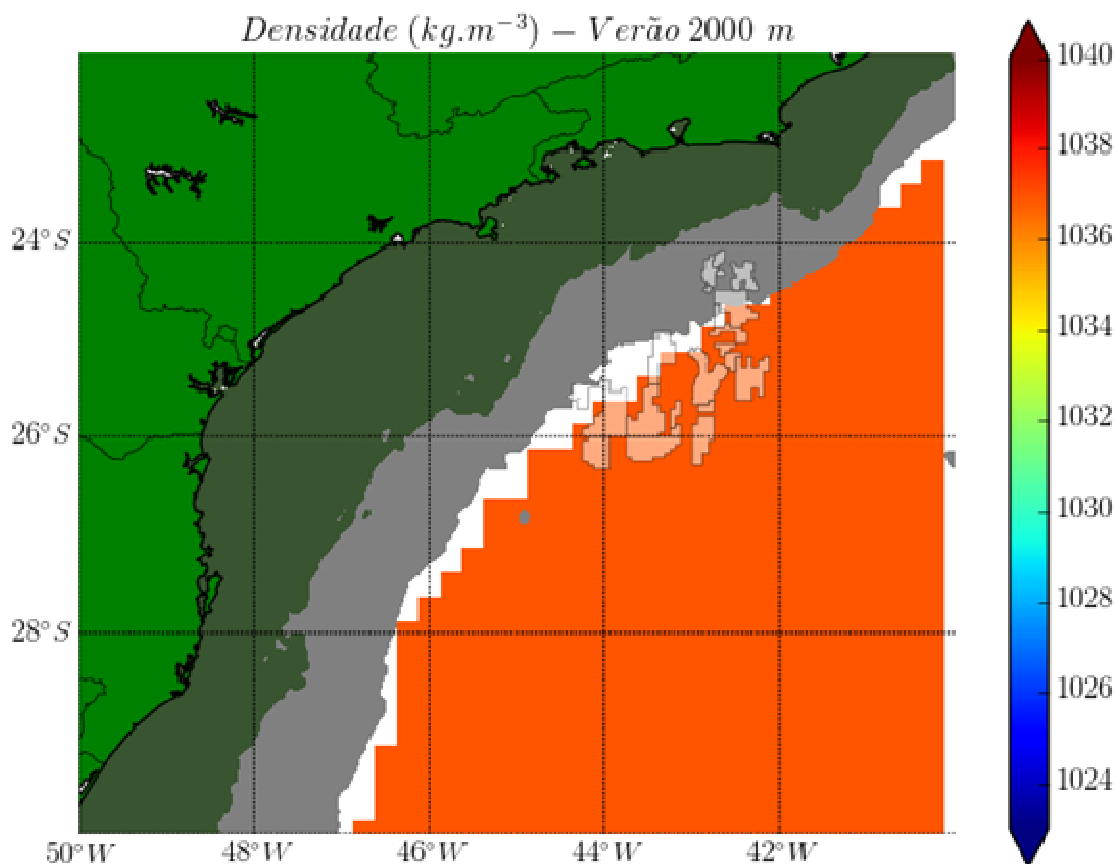


Figura II.5.1.2- 3 – Distribuição horizontal média de densidade para o TC e OP da área de estudo, média de verão em 2000 m de profundidade. A área em verde escuro representa a PC e a cinza, regiões com profundidades inferiores àquelas que estão sendo demonstradas em cada painel.

Fonte de dados: WOA09 (2013).

Ainda em referência os parâmetros temperatura e salinidade da água do mar, foi solicitado a inclusão na caracterização oceanográfica de dados coletados pela Petrobras na Bacia de Santos. Em resposta foram apresentados os dados coletados em 2002 pela Petrobras na área adjacente ao Bloco BS-500, porém é necessário que esta fonte de dados seja incluída na tabela contendo o resumo das fontes dos dados utilizados na caracterização, e que informações sobre esta coleta estejam presentes no texto do Estudo.

Resposta/Esclarecimentos: A tabela com as fontes de dados foi atualizada e reapresentada neste documento conforme observado na **Tabela II.5.1.2- 1**.

Correntes

O Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA questionou o fato da fonte de dados para as informações de correntes obtidas por derivadores não constar na tabela referente às fontes de dados utilizados na caracterização. Em resposta foi informado que a fonte não foi referenciada pois foram utilizadas apenas figuras dos dados de correntes. Novamente esta Coordenação informa que as fontes de informações utilizadas para caracterizar a oceanografia região devem ser elencadas na “Tabela II.5.1.2-1” do EIA, que contém as fontes de dados utilizadas para esta finalidade. Esta solicitação também se aplica ao estudo de Pereira (2009) e Belo (2011), que devem constar na tabela mencionada, uma vez que estes estudos foram utilizados como fonte de informações para caracterizar o regime de correntes na plataforma continental e no oceano profundo, respectivamente.

Resposta/Esclarecimento: A tabela com as fontes de dados foi atualizada e reapresentada neste documento conforme observado na **Tabela II.5.1.2- 1**.

II.5.1.3 – QUALIDADE DA ÁGUA E SEDIMENTOS

A PETROBRAS apresentou dados sobre a distribuição de fenóis na Bacia de Santos. As figuras fazem referência ao mesmo estudo utilizado no diagnóstico apresentado na Revisão 00 do EIA (MMA/PETROBRAS/AS/PEG 2002) – que, no entanto, não mencionou fenóis – por outro lado, o texto associado faz referência à PETROBRAS/OCEANSATPEG, 2005. Solicita-se, portanto que seja esclarecida a origem dos dados apresentados.

Com relação ao elemento arsênio a empresa reiterou que “não existem dados referentes à distribuição do elemento arsênio ao longo da Bacia de Santos”.

Observa-se, entretanto, que projetos de monitoramento ambiental das atividades de perfuração e produção da própria Petrobras devem ter gerado

dados sobre a concentração de arsênio no sedimento em diferentes áreas da Bacia de Santos e, portanto, podem fornecer informações sobre sua distribuição. Reitera-se, portanto, a solicitação de complementação do diagnóstico através da consolidação dos dados sobre o elemento arsênio disponíveis nos diferentes projetos de monitoramento ambiental da empresa.

Foram apresentados os quadros solicitados, sintetizando os valores de cada parâmetro analisado, de acordo com a profundidade estudada, em comparação com os valores de referência, quando existentes. Este quadro incluiu o georreferenciamento das estações de coleta das amostras de água e sedimento.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS informa que os dados de fenôis utilizados para caracterização da qualidade da água no Anexo II.5.1.3-A da resposta ao Parecer Técnico 0190/2014 CGPEG/IBAMA são oriundos de MMA/PETROBRAS/AS/PEG 2002, conforme referência apresentada nas figuras.

A empresa esclarece ainda que em nenhum dos Projetos de Monitoramento Ambiental desenvolvidos pela mesma na Bacia de Santos é realizada a análise de arsênio no sedimento, sejam estes projetos atrelados as condicionantes de sistemas de produção ou da atividade de perfuração. A empresa reforça ainda que todos estes projetos são desenvolvidos conforme escopo aprovado pela CGPEG. Desta forma, não há dados a serem incluídos para complementação do diagnóstico ambiental previamente apresentado.

II.5.1.4 – GEOLOGIA E GEOMORFOLOGIA

A) CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA E GEOMORFOLÓGICA REGIONAL

Sistemas Petrolíferos

Mesmo considerando a plasticidade e capacidade de “distribuição de deformações” segundo as propriedades reológicas dos evaporitos do “Sal”, solicita-se que seja informado se existe possibilidade de propagação destas deformações, para os possíveis reservatórios do Pós-Sal que estejam localizados em posição “favorável” para tais deformações.

Resposta/Esclarecimento: A deformação da camada de sal dá-se durante o tempo geológico, é uma deformação lenta. Os fatores que influenciam na deformação do sal são: inclinação da rampa na qual o sal está depositado, o contexto estrutural da bacia e o peso de sedimentos que esta sobreposto a esta camada. Uma "propagação de deformações" para possíveis reservatórios do pós-sal, pode ter acontecido no tempo geológico, mas nesse momento não é observável.

Deformações da camada de sal, que podem transmitir a deformação a reservatórios do pós-sal devido a produção de petróleo, foram abordados nos estudos de geomecânica, os quais contaram com simulação numérica do escoamento multifásico de fluidos em meios porosos para diferentes cenários, ensaios mecânicos de laboratórios em rochas coletadas de testemunhos da seção pré-sal e para as rochas capeadoras, sendo a caracterização de tensões obtidas em testes de campo (leak off test - LOT e microfraturamento) e perfis dos poços (densidade, imagem). Os limites de pressão de injeção de água ou gás foram definidos considerando análises geomecânicas das rocha reservatório e capeadoras. Finalizando, estes estudos demonstraram que não há indicativos que a produção comprometa a integridade das rochas capeadoras, não comprometendo portanto, possíveis reservatórios pós-sal.

Faciologia e Fisiografia

Em relação à figura 10 (página 153/462), solicita-se que seja rerepresentada, pois a figura originalmente enviada a esta Coordenação Geral é ilegível.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS rerepresenta a figura 10 de acordo com as solicitações desta Coordenação, no **Anexo II.5.1.4-1**.

C) ESTUDO DE DINÂMICA SEDIMENTAR LOCAL

Nas páginas 176 e 177/462 a empresa nega a ocorrência de marcas onduladas em águas profundas. A empresa afirma que “o leito marinho da área onde serão implantados os projetos da Etapa 2 do Polo Pré-Sal é afetado por correntes de baixa velocidade capazes de remobilizar apenas sedimentos com equivalência hidráulica de silte e argila...”. Em verdade a equivalência hidráulica estabelece, muito claramente representada no clássico Diagrama Hjulström, conhecido de qualquer estudante de geologia, que areias finas a muito finas incoerentes são equivalentes, na energia hidrodinâmica, de mobilização para transporte, a sedimentos lamosos. A ação de correntes como, por exemplo, correntes de contorno, pode originar estruturas erosivas no entorno de equipamentos localizados no leito oceânico, na região e no domínio batimétrico do empreendimento, na medida que desloque sedimentos arenosos. Não é compreensível a negação por parte da empresa da existência de correntes em águas profundas ou mesmo no domínio da plataforma continental. Solicitam-se esclarecimentos. É importante que se saiba que estruturas de leito podem ser criadas, dissipadas ou migrarem em função da energia hidrodinâmica e direção de correntes marinhas.

Resposta/Esclarecimento: A empresa não nega a ocorrência de marcas onduladas em águas profundas (área de empreendimento do projeto polo pré-sal - profundidades variando entre -1700 e -2200 m), apenas interpreta como sendo “*mud waves*”, pois os diversos testemunhos geológicos da região apresentam ocorrência de lama hemipelágica (argila e silte) nos seus primeiros metros. Ademais, as correntes próximas ao fundo marinho (em torno de 5m acima do fundo do mar) apresentam velocidades predominantes fixadas no intervalo de 0-10 cm/s, o que confere ao fundo formas de leito deposicionais e não erosivas.

II.5.2 – MEIO BIÓTICO

II.5.2.1 – UNIDADES DE CONSERVAÇÃO

A resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA esclareceu que “apenas as UCs que se enquadram, simultaneamente, nos três critérios supracitados [UCs costeiras e oceânicas; aquelas categorizadas no SNUC, exceto as RPPNs; e as que estão incluídas nos raios de 10 km delimitados no entorno das bases de apoio (aéreas e marítimas) e rotas marítimas] foram descritas no diagnóstico no meio biótico”.

Com base neste argumento, acrescentou unicamente a descrição do Parque Natural Municipal de São Gonçalo (em decorrência da inclusão de Niterói como base de apoio marítimo), desconsiderando a solicitação de que fossem descritas a APA da Baía de Paraty/Paraty-Mirim/Saco do Mamanguá, a ARIE Ilhas Queimada Grande e Queimada Pequena e as ESECs de Tupiniquins e Tupinambás, bem como outras UCs que se enquadrassem nesses critérios separadamente.

Observa-se que o Termo de Referência indica que: “Para a totalidade da Área de Estudo, o diagnóstico deverá apresentar as seguintes informações:

A) Identificar as unidades de conservação existentes na Área de Estudo, descrevendo: sua localização, objetivos de criação, histórico, usos permitidos de acordo com a categoria correspondente (disposto na Lei 9.985/2000) e com o Plano de Manejo, existência de conselho de gestão ...”

Considerando o grande número de UCs identificadas no EIA (163), o Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA não apresentou objeções à utilização de critérios para que se tratasse com mais profundidade um subconjunto dessas UCs mais sujeito aos impactos e riscos da atividade. No entanto, discorda-se que os critérios propostos devam ser considerados simultaneamente, uma vez que isto faria com que não fossem descritas algumas das unidades de conservação marinhas e costeiras mais vulneráveis, como aquelas explicitamente mencionadas nos Pareceres Técnicos nº 0190/2014 e nº 260/2014 CGPEG/IBAMA. Desta forma, reitera-se a solicitação de que sejam descritas

todas as unidades de conservação da Área de Estudo que se enquadrem em, pelo menos, um dos critérios propostos.

Resposta/Esclarecimento: O **Anexo II.5.2.1-1** traz a descrição das Unidades de Conservação conforme solicitado.

II.5.2.3.2 – AVES MARINHAS

Diante dos diversos problemas apontados no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA o item foi inteiramente revisado e reapresentado.

De forma geral, as solicitações do referido parecer técnico foram atendidas. No entanto, a revisão do mapa que mostra com a espacialização dos sítios de nidificação de aves marinhas (“Figura II.5.2.3.2-13”) se limitou a incluir uma listagem de 14 espécies que nidificam na área de estudo, sem discriminar “quais espécies predominam em cada área”. Reitera-se, portanto, a solicitação de que o mapa seja revisto de modo a incluir a representação desta informação.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS reapresenta o mapa de acordo com as solicitações desta Coordenação, no **Anexo II.5.2.3.2-1**.

II.5.3 – MEIO SOCIOECONÔMICO

II.5.3.1.6 – POLÍTICAS PÚBLICAS: INSTRUMENTOS PARA GESTÃO DO USO E OCUPAÇÃO DO SOLO

Com base nas considerações dos Pareceres Técnicos nº 0190/2014 e 0260/2014 CGPEG/IBAMA, o item foi revisto e reapresentado.

Com relação às respostas apresentadas a este item, registra-se manifestação da Secretaria Municipal de Meio Ambiente de São Sebastião:

“Em primeiro lugar, não é correta a informação (...) de que o ZEE-LN Zoneamento Ecológico Econômico do Litoral Norte, (ou ZEEC, como a ele se

refere o Instituto Pólis) está sendo contestado. Conforme dispõe a legislação que trata o assunto, o ZEE é passível de revisão a cada 10 (dez) anos. O ZEE-LN é regulado pelo decreto Estadual nº 49.215, de 12 de dezembro 2004. Portanto, completará seu décimo ano de existência e daí encontrar-se ativo o Grupo de Gerenciamento Costeiro do Litoral Norte – GERCO-LN, instituição colegiada responsável pela condução das discussões de revisão em curso. Reitera-se: não há qualquer demanda administrativa ou judicial que se oponha aos trabalhos do GERCO-LN.

Em segundo lugar, também não é correta a informação de que o Plano Diretor de São Sebastião está sendo contestado. O Projeto de Lei nº 001/2014, que regulamenta este instrumento, foi desenvolvido entre o ano de 2011 e o princípio do ano de 2014. O Projeto de Lei se encontra em tramitação na Câmara Municipal, no presente momento.”

Ainda, sobre o Projeto de Lei Complementar nº /2008 mencionado na Rev. 00 do EIA (p. 73/1202), a manifestação indica que:

“... o projeto de lei complementar a que se refere não chegou a ser aprovado pela Câmara Municipal, tendo em vista que foi encaminhado pelo Poder Executivo Municipal em princípio do mês de novembro de 2008, não havendo tempo hábil para que a Câmara Municipal, cujo mandato dos Vereadores se encerrava em dezembro daquele mesmo ano, apreciasse e aprovasse o mesmo. Conseqüentemente, no princípio do ano de 2009, quando os novos representantes dos Poderes Executivo e Legislativo Municipais tomaram posse, os vereadores recém-empossados devolveram o projeto de lei não apreciado ao Executivo.

Portanto a informação [apresentada no EIA] não somente está errada, como também se trata de assunto ultrapassado, evidenciando total falta de cuidado do empreendedor em utilizar uma fonte de informação que não devidamente validada.

(...) Considerando que o EIA é um documento integrante de um processo oficial público, a informação acima, nas mãos de pessoas mal intencionadas podem gerar problemas consideráveis de desgaste político à administração pública municipal.

Portanto, vemos com grande preocupação outros órgãos e instituições se manifestando pela adoção de dados, indicadores e análises produzidas pelo Instituto Pólis, pois ao menos no tocante a este município, podemos afirmar que não aprovamos, nem ratificamos os estudos que esta organização produziu.

Também vemos com preocupação a informação dada pelo empreendedor de que pretende celebrar convênio com esta organização, conferindo ao mesmo o papel de gestor desse projeto de “Observatório Litoral Sustentável”, e no qual deposita tantas esperanças para o cumprimento das exigências quanto Plano de Monitoramento Socioeconômico”.

Solicita-se, portanto, que a Petrobras retifique as incorreções identificadas e se manifeste com relação aos pontos levantados.

Resposta/Esclarecimento: Esclarece-se que conforme transcrito abaixo, o texto apresentado na página 201/462 da Resposta ao Parecer Técnico 190/2014 diz que:

“...A análise da situação torna-se ainda mais complexa caso se tenha em vista que as propostas elaboradas por algumas prefeituras para os Planos Diretores, assim como propostas de ZEEC, encontram-se sob contestação, como no caso do Litoral Norte do estado de São Paulo ou dos Planos Diretores de Paraty, Maricá e São Sebastião, conforme apontado no item II.5.3.1.6 “Políticas Públicas: instrumentos para gestão do uso e ocupação do solo” da Rev. 0 do EIA/RIMA do ETAPA 2, na resposta ao item II.5.3.1.3 “Evolução dos padrões de ocupação” e no “Relatório regional do Diagnóstico Urbano Socioambiental do litoral de São Paulo” elaborado pelo Instituto Pólis (INSTITUTO PÓLIS, 2013).” (grifo nosso)

Cabe esclarecer que o termo contestação, foi utilizado com o significado de discussão/debate, o que corrobora com o texto apresentado na pagina 261/462 da resposta ao Parecer Técnico 190/2014 que diz:

“O Zoneamento Ecológico Costeiro (ZEE) do setor Litoral Norte regulamentado pelo Decreto Estadual nº 49.215/04 está em processo de

revisão pelo Grupo Setorial de Coordenação do Gerenciamento Costeiro – Biênio 2013-2015. Além disso, no dia 25 de março de 2013 o ZEE do setor Baixada Santista foi regulamentado pelo Decreto Estadual nº 58.996.”

Adicionalmente, cabe esclarecer que a Lei Complementar nº /2008 mencionado na Rev. 00 do EIA, deixa de ser considerada nesse estudo de impacto ambiental.

II.5.3.14 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE PESQUEIRA INDUSTRIAL

A Caracterização da Atividade Pesqueira Industrial foi reapresentada no “Anexo II.5.3.14-A” da Resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, conforme solicitação desta Coordenação Geral. Foram acrescentadas informações sobre as frotas atuantes na área de estudo, com base em levantamento de dados primários junto a entidades de classe representantes da pesca industrial em vários estados. Assim, mesmo considerando a carência e dificuldade de acesso a dados sistematizados sobre a frota industrial atuante na área, acredita-se que a abordagem adotada no diagnóstico ambiental está mais adequada para avaliar os impactos do empreendimento.

A própria empresa destacou que: “... sem um estudo mais aprofundado junto a estas entidades representantes da pesca industrial e sem o desenvolvimento de um projeto de pesquisa que defina cientificamente estas áreas, não é possível trazer informações muito precisas quanto ao georreferenciamento destas informações e, portanto, este levantamento de dado primário, apesar de fundamental para identificar as áreas de atuação das embarcações destas entidades, não permitiu a elaboração de um mapa com estas características.”

E, logo em seguida, afirmou que: “Esta deficiência de dados deverá ser minimamente suprida através da apresentação dos documentos especificamente elaborados para atender a necessidade deste estudo de impacto ambiental. Estes documentos foram produzidos pelo Ministério da

Pesca e Aquicultura (MPA) e pelo Projeto Albatroz (patrocinado pela PETROBRAS)”.

Porém, a apresentação de dados do Programa Nacional de Rastreamento de Embarcações Pesqueiras por Satélite – PREPS (Ministério da Pesca e Aquicultura) e do Projeto Albatroz foi extremamente superficial e sem nenhuma análise mais aprofundada sobre a sobreposição com as atividades desenvolvidas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Neste sentido, entende-se que a empresa já desenvolve o “Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos”, que deverá apresentar mapas com as áreas de atuação das frotas industriais de Santa Catarina, Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro. Obviamente, os dados do PREPS e do Projeto Albatroz devem ser analisados pelas equipes responsáveis pela execução deste projeto, subsidiando as análises que serão apresentadas em seu relatório final. Com relação às demais frotas atuantes na área de estudo, a Petrobras deve se comprometer, desde já, a desenvolver um projeto de pesquisa específico para elaboração destes mapas, caso estas não estejam incluídas no “Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos”.

Contudo, na resposta ao Parecer Técnico nº 260/2014 CGPEG/IBAMA, a Petrobras afirmou que:

“(…) indagou junto ao MPA a possibilidade do fornecimento de um levantamento com os dados das embarcações que utilizam a Bacia de Santos como área de pesca, principalmente na região de localização dos campos e rotas das embarcações de apoio do empreendimento. O MPA concordou com a solicitação e prontamente iniciou o estudo, assim que concluído será encaminhado a CGPEG.

Outra fonte que trará informações sobre a pesca industrial é o levantamento de dados realizado pelo Projeto Albatroz patrocinado pela PETROBRAS que há anos coleta informações junto a embarcações da pesca do atum monitoradas pelo projeto. Da mesma forma que o MPA, o Projeto Albatroz prontamente se prontificou em fornecer tais informações que, tão logo estejam a disposição, também serão encaminhadas ao IBAMA.”

Assim, em resposta ao presente parecer técnico, esta Coordenação Geral aguarda o envio destas informações ou, minimamente, uma previsão de quando as mesmas serão encaminhadas pela Petrobras.

Resposta/Esclarecimento: Conforme destacado acima, a PETROBRAS empreendeu esforços para obter acesso a dados primários de fontes públicas (MPA) e privadas (INSTITUTO ALBATROZ) para atender as solicitações constantes nos pareceres técnicos supracitados. A partir de então, todos os esforços por levantamentos de dados primários e secundários, bem como pela análise e interpretação integrada das informações estão sendo concentradas no âmbito do Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos- PCSPA. Ressalta-se que os produtos e entregas definidas neste projeto atendem integralmente às especificações descritas no Termo de Referência emitido por esta Coordenação e, assim, tenderão a responder plenamente às lacunas do conhecimento e às necessidades para fins de caracterização e diagnóstico da pesca industrial e também artesanal.

Disto isso, esclarecemos que o Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos se materializa como o 'projeto de pesquisa' referenciado na resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA. Conforme já manifestado pela equipe técnica desta Coordenação que acompanha o PCSPA, quando concluído e validado pelos diferentes públicos de interesse do projeto, os produtos e resultados deverão ser utilizados como referência única para os futuros Estudos de Impacto. Para isso, todos os requisitos técnicos, os requisitos de qualidade e de execução deverão ser plenamente atendidos e cancelados pela sociedade.

II.6 – IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

ANEXO II.6.2-1 – MODELAGEM TRANSPORTE E DISPERSÃO DE ÓLEO NO MAR

O Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA fez uma série de solicitações quanto à apresentação dos resultados das modelagens. Apesar de se referirem a diferentes partes/etapas das modelagens, alguns problemas foram encontrados em mais de uma resposta ou se referem a questões gerais da modelagem, assim tais problemas serão apontados antes de se iniciar a análise do conteúdo das respostas apresentadas pela empresa.

No que se refere à solicitação da apresentação em meio digital dos mapas com os resultados das modelagens para os relatórios de dispersão de óleo, foram enviados mapas em meio digital porém não foram seguidas as orientações nem do Termo de Referência CGPEG/IBAMA/DILIC nº 02/2013 (item A.3. Especificações para mapas impressos – papel) nem do documento “DIRETRIZES GERAIS PARA ELABORAÇÃO E ENTREGA DE MAPAS E DADOS GEORREFERENCIADOS” citado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA e disponível na página do Licenciamento de Petróleo e Gás no site do Ibama. Assim os mapas digitais não puderam ser analisados. Na reunião de 5.8.2014 a CGPEG solicitou que os mapas fossem apresentados conforme consta no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA. No documento enviado em complementação à resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA foram enviados apenas os mapas dos resultados probabilísticos do relatório apresentado no “Anexo II.6.2-1 – Modelagem Transporte e Dispersão de Óleo no Mar”, de acordo com o solicitado. Desta forma, ainda se faz necessário o envio dos mapas dos resultados determinísticos deste relatório de modelagem, e também dos resultados das simulações apresentadas no “Anexo II.6.3.3-1 – Modelagem de Transporte de óleo no mar”.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**.

Outra solicitação geral do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA foi a de que todos os mapas apresentassem contornos de batimetria. Apesar da maioria das figuras de mapas estarem com os contornos, algumas não apresentaram tais referências, como por exemplo as Figuras 54, 88, 116 e 125. Desta forma para a apresentação do relatório de modelagem consolidado todas as figuras que representem mapas devem necessariamente conter contornos batimétricos.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**.

Novos gráficos contendo os resultados das simulações foram solicitados. Em muitos dos gráficos apresentados os rótulos se encontram em inglês, como por exemplo os gráficos apresentados das Figuras 250 à 401. Conforme consta no Item 1.5 – APRESENTAÇÃO DO EIA/RIMA do Termo de Referência CGPEG/IBAMA/DILIC nº 02/2013, “O EIA deverá ser apresentado integralmente na língua portuguesa.”. Assim, solicita-se que seja feita revisão dos gráficos apresentados e a apresentação dos mesmos em língua portuguesa.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**.

Além disto, as nomenclaturas dos cenários simulados apresentadas nos documentos em análise são diferentes da nomenclatura utilizada no EIA. Desta forma toda a nomenclatura do relatório de modelagem deve seguir o primeiro documento apresentado pela empresa, o EIA Rev.00.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**.

II.1 – DADOS DE ENTRADA

No tocante às solicitações referentes aos dados de entrada, a empresa apresentou os mapas da grade e os contornos de terra conforme o solicitado.

Conforme solicitação do Termo de Referência CGPEG/IBAMA/DILIC nº 02/2013 reiterada no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, foram apresentadas tabelas contendo valores e identificação das constantes e parâmetros físicos e numéricos utilizados no de transporte e de dispersão de óleo OILMAP.

Na tabela referente ao processo de espalhamento do óleo foram informados os volumes das partículas e o número de partículas usadas para representar a superfície da mancha.

Especificamente na resposta da empresa à solicitação desta GCPEG de justificativa para a definição de quantidade, diâmetro e volume de uma partícula, foi informado que a definição do número de partículas “inicia-se no cenário de pior caso” e que pela experiência da equipe responsável pela modelagem foi adotado o número de 1.440 partículas para o cenário de pior caso, e que para os outros volumes de derrame adotou-se redução de, aproximadamente, 45% e 70% no número de partículas do valor do cenário de pior caso, para o volume de derrame de médio e pequeno portes, respectivamente. Assim a definição dos volumes das partículas é feita a partir do volume do derrame e do número de partículas.

Este cálculo gerou valores de volumes de partículas muito discrepantes dependendo do produto vazado, como o mostrado na Tabela 8 – Constantes e parâmetros físicos utilizados no OILMAP para resolver o processo de espalhamento. Para vazamentos de 200 m³ foi empregado volume de 25 m³ para derrames de óleo diesel e 0,25 m³ para derrames de óleo cru, ou seja, uma partícula de óleo diesel foi considerada

100 vezes maior que uma partícula de óleo cru. Para vazamentos de pior caso também foram gerados discrepantes volumes de partículas. Para diesel o volume da partícula para vazamentos de pior caso foi de 1,04 m³, para óleo cru

nos pontos S-01, S-04, S-09 (“Anexo II.6.3.3-1 – Modelagem de Transporte de óleo no mar”) o volume utilizado foi de 2,5 m³ e para o pior caso dos pontos P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7 e P8 (“Anexo II.6.2-1 – Modelagem Transporte e Dispersão de Óleo no Mar”) volume utilizado foi de 277,8 m³.

É necessário que a empresa explique, quais as implicações da adoção de volumes de partículas tão diferentes, principalmente a adoção de volumes de partículas tão grandes, inclusive superiores aos volumes totais de outros derrames simulados (como é o que ocorre com o volume da partícula de óleo cru do modelo de derrame de óleo referente à produção dos DPs que equivale a 277 m³, ou seja superior a volumes totais de derrames de pequeno e médio portes); quais as limitações do modelo para adotar maior número de partículas com a finalidade de possibilitar o uso de volumes de partículas mais coerentes; e qual o valor máximo de partículas adotado pelo modelo.

Destaca-se que a preocupação desta CGPEG não é somente quanto ao volume de óleo que chega na costa, mas também nos preocupa como a deriva do óleo com estas partículas grandes e de reduzido número, são resolvidas pelo modelo. Além da chegada do óleo na costa, todo o processo de deriva e intemperização do óleo calculados pelo modelo aparentemente sofrem interferência das características das partículas que compõe a mancha, sejam elas o número, o volume ou o diâmetro destas partículas. Para embasar a resposta a este questionamento é preciso que a empresa mostre quais seriam as variações nos resultados finais de deriva de óleo adotando-se um número maior de partículas e por consequência volumes menores destas partículas.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**.

No que se refere à tabela que mostra as constantes e parâmetros utilizados para resolver o processo de interação do óleo com a linha de costa, questiona-se o fato da empresa não ter informado a capacidade de absorção para um determinado tipo de costa (Mh_i) e a espessura máxima do óleo que pode ser depositada na costa (t_i). Questiona-se a ausência de informações já

que a empresa informou que usou cinco classificações de costa diferentes para definir os contornos de terra na grade land-water. Estas informações devem necessariamente ser prestadas.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**.

Conforme solicitado, foram listadas limitações do modelo OILMAP, dentre elas podemos citar a utilização de só um valor de temperatura, não variando nem no tempo nem no espaço; ser apenas bidimensional; não utilizar dados de onda como entrada. Destacamos que na listagem apresentada de limitações a empresa não descreveu todas as limitações de capacidade do modelo.

No questionamento específico quanto às limitações do OILMAP quanto à utilização de informações advindas da modelagem hidrodinâmica, por exemplo, a empresa informou que a capacidade de armazenamento dos dados e o tempo de processamento são as principais limitações do modelo, e que atualmente a Tetra Tech utiliza o modelo OSCAR que possui uma capacidade de processamento superior ao OILMAP.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**.

II.1.1 – CAMPOS DE CORRENTE

Em resposta aos questionamentos referentes ao campo de correntes utilizado na modelagem de óleo, provenientes da base hidrodinâmica criada pela REMO, a empresa apresentou histogramas direcionais de correntes sazonais, tabelas de ocorrência conjunta de intensidade e direção de correntes para verão e inverno, diagramas stickplot das médias diárias de correntes e rosas mensais de correntes, para os pontos de risco P1, P3 e P8 para o ano de 2004 (ano utilizado na modelagem de óleo). Embora solicitado no Parecer

Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA mapas que mostrem os campos de correntes superficiais não foram apresentados. Solicita-se novamente a apresentação de tais mapas.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1.**

No que se refere à sazonalidade adotada na modelagem de óleo, a empresa informou que os períodos de três meses “foram selecionados por representar padrões típicos da circulação de ventos em escala regional, ou seja, de forma a manter a coerência da sazonalidade em toda a área do domínio da modelagem”. A CGPEG entende que o uso da sazonalidade da circulação de ventos em escala regional permite ter uma abrangência espacial superior a abrangência dada pelos padrões da circulação de correntes.

Porém o que se questionou no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA foi a não utilização de todo o período disponível na modelagem hidrodinâmica para as simulações na modelagem de óleo. Entende-se que usando todo o período disponível da base hidrodinâmica toda a variabilidade da sazonalidade do domínio da modelagem seria contemplada. Além do já exposto no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, a própria empresa apresentou nas rosas de correntes mensais, que o padrão de circulação de correntes pode ter variabilidade significativa nos meses que não foram utilizados na modelagem de óleo.

Por exemplo, para o ponto P1, no qual a análise dos períodos sazonais só apresenta registro de intensidade de correntes superiores a 0,7 cm/s no período de inverno, a análise das rosas mensais de correntes possibilitou visualizar que os meses de Abril e Novembro apresentaram as maiores frequências de velocidades superiores a 0,7 cm/s. Desta forma, a utilização de apenas três meses como períodos característicos da sazonalidade pode excluir informações relevantes para a dinâmica da região. Além disso, como a base hidrodinâmica é composta por um maior período do que o utilizado na modelagem de óleo, esta CGPEG entende que um resultado abrangendo toda a

variabilidade ambiental disponível seria a melhor forma de realizar as simulações de trajetória e de dispersão do óleo no ambiente, consequentemente possibilitando definir melhor as estratégias de combate a um derrame de óleo no mar.

Ainda referindo-se à sazonalidade adotada no modelo de óleo, a empresa apresentou resultados de “testes realizados com o modelo OSCAR considerando os mesmos parâmetros das simulações realizadas com OILMAP (600 simulações; passo de tempo de 60 minutos) e também os resultados do OSCAR simulados com 1.000 simulações para os 2 períodos de 5 meses conforme o solicitado.”

A análise destes testes possibilitou verificar que os resultados feitos com 1000 simulações considerando 5 meses, apresentam melhor definição das áreas com probabilidade de presença de óleo se comparados aos resultados apresentados no EIA. É nítido o refinamento das informações geradas. A abrangência geral das áreas com probabilidade de presença de óleo foi muito similar em ambos os casos, assim como o já citado anteriormente, não vemos prejuízo em utilizar 600 simulações com período sazonal de 3 meses para o licenciamento prévio do empreendimento. Mas é inegável que os resultados gerados com 1000 simulações e 5 meses apresentam um padrão mais bem definido de probabilidade de presença de óleo no mar.

Entretanto, mesmo reconhecendo a melhoria das informações geradas com simulações que utilizaram todo o período disponível na base hidrodinâmica, como não será necessário refazer as modelagens probabilísticas com um número maior de simulações para a análise da viabilidade ambiental do empreendimento, entendemos que não haveria ganhos a esta etapa do processo de licenciamento solicitar que as modelagens fossem refeitas com toda o período disponível na base hidrodinâmica (sazonalidade de 5 meses).

Destacamos que a própria empresa informou que “o número de 1.000 simulações para a janela de tempo de 5 meses corresponde proporcionalmente a 600 simulações para 3 meses” e que existe modelo de óleo que é capaz de fazer tal processamento e em tempo computacional menor que o requerido na confecção da modelagem apresentada na primeira versão EIA do

empreendimento.

Diante de todo o exposto anteriormente, considerando que é necessária a realização de novas modelagens para a confecção do Plano de Emergência Individual (PEI) de cada unidade e visando obter informações de modelagens mais refinadas para a etapa de planejamento a um eventual combate a derrame de óleo no mar, para a confecção do PEI de cada um dos DPs a empresa deverá realizar modelagem de derrame de óleo para a efetiva localização da unidade contemplando todo o período sazonal da base hidrodinâmica, ou seja, utilizando cinco meses para cada período sazonal, e cada cenário probabilístico deve ser composto por um conjunto de 1000 simulações. Destaca-se que as caracterizações oceanográfica e meteorológica, apresentadas no EIA Rev. 00 e no documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, evidenciaram que a adoção de sazonalidade de três meses de verão e três de inverno, acaba por excluir eventos importantes de regimes de ventos, marés, ondas e correntes, assim a utilização de todo o período disponível na base hidrodinâmica é essencial para a confecção de simulações de trajetória e intemperismo de óleo no mar que reflitam da melhor forma possível toda a variabilidade ambiental da região do empreendimento.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1.**

Ressalta-se que mesmo a empresa afirmando que: “Para qualquer posição de FPSO sempre haverá um dos vértices do polígono que está mais perto da costa e, portanto, utilizar os vértices do polígono como pontos de risco produz resultados mais críticos do que utilizar os pontos do FPSOs”. Esta Coordenação entende que tal afirmação pode ser aceita para analisar a viabilidade geral de um empreendimento com as características do Pré-Sal Etapa 2, porém os PEIs devem ser feitos com base no local da unidade que atenderá e não em ponto genérico, pois não se trata de julgar ser mais conservativo ou não, mas sim estar o mais próximo possível das condições ambientais que podem estar presentes em um eventual caso de derrame de

óleo no mar.

Destacamos que a própria empresa na página 332/420 do documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA afirmou que: "...a deriva do óleo na região depende fortemente da localização do ponto de risco".

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1.

II.1.2 – CAMPOS DE VENTOS

No intuito de compreender melhor todos os dados de entrada no estudo de modelagem em questão, foi solicitado que a empresa apresentasse informações de temperatura, salinidade e densidade da água do mar, ondas, e correntes de maré. A empresa informou que o campo de correntes gerado pelo modelo hidrodinâmico incorpora todos os processos associados a marés, gradiente de densidade, descargas fluviais, ventos e variações de pressão atmosférica. Já a temperatura ambiente usada é constante e não foi informada a fonte deste dado. Foi informado também que salinidade e densidade não são valores de entrada definidos pelo usuário.

No tocante ao campo de ondas foi informado que processos associados ao campo de ondas são considerados no cálculo do entranhamento do óleo na coluna d'água. Destaca-se que uma das limitações informadas pela empresa é a de que o OILMAP "não utiliza dados de onda como entrada; o modelo OILMAP calcula, internamente, os parâmetros de onda (altura significativa e período) necessários para as simulações de derrame de óleo, baseado no Shore Protection Manual (CERC, 1984)."

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1.

II.1.4 – CARACTERÍSTICAS DOS PRODUTOS UTILIZADOS

No que se refere às características dos produtos utilizados, a empresa apresentou tabelas com as características dos óleos e informação da curva PEV.

Destacamos que para as modelagens para a confecção do PEI de cada unidade as simulações devem ser desenvolvidas usando exclusivamente as características do óleo de cada DP.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**

III – RESULTADOS DA MODELAGEM DE DERRAME DE ÓLEO

Foi solicitado que a empresa considerasse também para as simulações determinísticas críticas os cenários que apresentassem os maiores volumes de óleo na costa. Em resposta foi apresentada Tabela 44 contendo resumo dos cenários determinísticos de maiores volumes de óleo na costa. Inicialmente solicitamos que a empresa revise e corrija a legenda da tabela visto que deve ficar claro ao leitor que se trata do primeiro município de toque e menor tempo para chegar a esta localidade para cenários de maior volume final de óleo na costa e não para os cenários de primeiro toque considerando todas as simulações realizadas.

A análise da referida tabela gerou dúvidas quanto ao método utilizado para extrair as informações apresentadas, uma vez que esta tabela apresenta informações muito conflitantes com os resultados das modelagens apresentadas no EIA, especificamente com as Tabelas III-1, III-2, III-3, III-9 e III-10, (páginas III 2/172, III-3/172, III-4/172, III-92/172, III-93/172 do Relatório de Modelagem apresentado no EIA Rev.00). De forma geral, foram encontrados na Tabela 44 cenários com toque de óleo na costa que no EIA não possuíam toque na costa; volumes nos cenários críticos que consideram os maiores volumes de

óleo na costa que apresentaram menores volumes finais do que os apresentados no EIA; e cenários com menor tempo de toque de óleo na costa que os apresentados no EIA onde foram considerados como críticos os menores tempo de toque de óleo na costa. A seguir serão citados apenas algumas informações para exemplificar tais conflitos.

Na citada Tabela 44 os cenários de vazamento de 8 m³, período de verão, para os pontos de risco P1, P3, P4 e P8 apresentaram toque de óleo na costa, porém estes mesmos cenários, pelo relatório de modelagem apresentado no EIA não possuíam toque de óleo na costa. Outras informações conflitantes são as apresentadas para os cenários do ponto de risco P8, pela Tabela 44 o volume máximo de óleo na costa para vazamento de 200 m³ no verão é de 5,7 m³, porém no EIA há a informação de que o volume total que chega na costa para a simulação crítica de menor tempo de toque de óleo na costa é de 114 m³. Nos resultados para o mesmo ponto P8, foi considerado na Tabela 44 que o cenário crítico de maior volume de óleo na costa para vazamento de 8 m³ no inverno geraria um volume final de 0,4 m³ de óleo na costa, porém no EIA, considerando o menor tempo de chegada de óleo na costa o volume final para o mesmo cenário foi de 2,75 m³. No que se refere ao tempo de toque, também foi possível notar informações discordantes. Para os vazamentos de pior caso, no verão, dos pontos P1, P2, P3 e P7 o menor tempo de toque de óleo para os cenários determinísticos críticos considerando o menor tempo de toque (apresentado no EIA) foram respectivamente 375 h, 502 h, 419 h e 439 h, porém para as simulações que consideram como críticos os maiores volumes de óleo na costa, os tempos de toque dos mesmos pontos foram menores e respectivamente 358 h, 481 h, 405 h e 416 h. Adicionalmente salientamos que para o cenário de vazamento de 200 m³ no verão para o P4, consta que o volume final de óleo na costa é de 0,0 m³, entretanto a Figura 174, que mostra a trajetória de óleo, evidencia que houve toque de óleo na costa. Assim, com todas estas informações discrepantes entendeu-se que ou as simulações críticas de menor tempo de toque de óleo, apresentadas no EIA, foram feitas de forma incorreta, ou as simulações críticas de maior volume final de óleo na costa, apresentadas no documento em resposta ao Parecer Técnico nº

0190/2014 CGPEG/IBAMA, foram feitas de forma incorreta. Como já citado anteriormente, como tais questionamentos se correlacionam com a análise do resto do EIA a CGPEG solicitou à Petrobras reunião para apontar estes e outros problemas. Assim em 5.8.2014 foi realizada reunião para tratar do assunto, Ata de Reunião nº 065/2014 – CGPEG/DILIC/IBAMA. Nesta reunião a CGPEG solicitou esclarecimentos, correção e que a empresa mostrasse claramente quais foram os erros e quais os métodos usados para corrigi-los. Assim, no documento em complementação a resposta do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA foram apresentados os seguintes esclarecimentos.

Foi informado que: “... por ocasião da execução dos cenários determinísticos referentes ao maior volume de óleo na costa, em atendimento ao solicitado no PT 190/2014, foi cometido um erro sistemático onde foram simulados 7 cenários (todos de 8 m³) dentre os 30 que não indicava toque na costa. De forma inesperada, as 7 simulações determinísticas realizadas, equivocadamente, para estes derrames de 8 m³, indicaram toque de óleo na costa”.

A empresa informou que, a partir de diversos testes, apresentados apenas em meio digital na forma de animações, inferiu-se que o modo probabilístico do OILMAP utiliza o limite de corte de espessura de 40 nm para acompanhar a trajetória da mancha de óleo, o que não ocorreria no modo determinístico que permitiria espessuras inferiores a estas. Desta forma os toques observados nas simulações de 8 m³ de óleo em cenários que previamente não se observava toque seriam decorrentes de partículas com massa desprezível de óleo. Além disto, foi informado que foram identificados erros de digitação e incoerências nas datas e nos tempos de primeiro toque na costa para os cenários apresentados na Tabela 44 da resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA.

Primeiramente ressalta-se que a empresa, ao contrário do solicitado em reunião, não mostrou especificamente quais foram os erros de digitação e incoerências nas datas e nos tempos do primeiro toque na costa, nem quais foram as fontes destes erros, tampouco a explicação de como foram feitas as correções destes erros.

Outro ponto importante de ressaltar é o de que como os arquivos com as informações de variação de espessura ao longo da simulação estão com informações de espessura na unidade de medida milímetros e apenas com três casas decimais fica impossível saber em qual momento da simulação o limite de 40nm foi atingido, e conseqüentemente passou a não ser considerado pelo modelo.

Como exemplo, podemos citar o cenário determinístico crítico de menor tempo de toque na costa para o ponto P8 no inverno considerando o derrame de 8 m³ de óleo. Neste cenário o óleo atinge a costa em 156 horas de simulação, o arquivo de espessura indica 0,000 mm de espessura, e o balanço de massa indica 3,390 m³ de volume em superfície e 1,093 na costa para o mesmo momento. Deste simples exemplo pode-se destacar que os arquivos de espessuras apresentados não auxiliam na análise por estarem em unidade de medida não condizente com a unidade considerada pelo modelo, e que no EIA a informação de menor tempo está errada uma vez que em 136 horas já havia ocorrido toque de óleo na costa com o volume de 0,006 m³.

Diante do exposto, a CGPEG considerou que as explicações não foram suficientes para esclarecer os problemas encontrados na Tabela 44 e solicitou nova reunião para tratar destas questões com a Petrobras e a consultora responsável pela modelagem, Tetra Tech, o que ocorreu no dia 19.8.2014, Ata de Reunião nº 070/2014 – CGPEG/DILIC/IBAMA.

Quanto a natureza dos erros cometidos as empresas declararam que estes eram diversos e não poderiam determinar especificamente quais foram as causas. Ao perceber sua magnitude desconsideraram as informações apresentadas na Tabela 44 da resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA e reelaboraram novamente a tabela a partir de novas simulações determinísticas definidas a partir dos resultados das simulações probabilísticas apresentadas na Rev. 00 do EIA, o que não ficou claro em sua resposta, gerando dúvidas quanto ao que era apresentado.

Em relação aos cenários de 8 m³ nos quais não se observava toque de óleo na costa a empresa manteve seu entendimento prévio de que o toque era representado por partículas com massa inexpressiva de óleo, e que a escolha

de rodar estas hipóteses foi decorrente de algum equívoco uma vez que as simulações probabilísticas não consideravam toque de óleo. Uma vez que isto foi esclarecido a Petrobras declarou que considera sem efeito as informações prestadas em resposta à “Solicitação/Questionamento 22” (cenários determinísticos críticos que consideram o maior volume de óleo na costa) apresentadas no documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, e informou que apresentaria errata de forma a deixar isto claro.

Ademais foi informado que a apresentação das unidades com casas decimais insuficientes é uma limitação do modelo que não permite a alteração da unidade destes valores, que a visualização e importação de seus resultados se limita a 3 casas decimais. Outra característica do modelo é a de que as figuras só podem ser importadas na língua padrão do programa, e a alteração deve ser feita através de pós-processamento das imagens obtidas.

Assim, solicita-se que empresa descreva claramente as limitações do OILMAP quando à representação e à apresentação, nos gráficos e arquivos de saída, das escalas de grandeza resolvidas pelo modelo.

No documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, após a apresentação da Tabela 44, foram apresentadas, para cada um destes cenários, figuras contendo mapas com trajetória da mancha, gráficos de balanço de massa, gráficos com as variações de viscosidade e espessura da mancha de óleo ao longo de todo o tempo simulado.

Estas figuras corroboram com o exposto no parágrafo anterior, evidenciando que cenários que não tinham nenhuma probabilidade de toque na costa pelo EIA e que na resposta apresentam toque na costa; além disso em alguns casos é possível verificar que manchas de óleo simuladas em momentos iniciais muito semelhantes aos simulados no EIA apresentam trajetórias diferentes das trajetórias mostradas no EIA. A Figura 206, por exemplo, mostra que o para o cenário de vazamento de 8 m³ de óleo a partir do ponto P8 no inverno, iniciado em 7.8.2004 às 21 horas, tem como um dos resultados a chegada de óleo no município de Iguape-SP, estado este que não possui nenhuma possibilidade de toque de óleo avaliado pelo EIA para cenários de vazamento de 8 m³ de óleo a partir do ponto P8 no período de inverno.

Ressalta-se que no EIA a Figura III 101 mostra que, para o mesmo ponto com o mesmo volume de vazamento no mesmo dia, porém algumas horas antes, o óleo toca na costa apenas nas Ilhas Maricás – Maricá-RJ e a mancha sequer se estende para a região do litoral sul do estado do Rio de Janeiro. Outro exemplo é o dos cenários de P2 com 8 m³ de vazamento no período de verão. Na Resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA é possível visualizar toque em grande parte do estado de Santa Catarina, já no EIA a Figura III-2 mostra que há probabilidade de presença de óleo apenas em regiões mais profundas, longe da costa.

Como citado anteriormente, a Petrobras declarou na reunião de 19.8.2014 que as informações referentes aos cenários determinísticos críticos de maior volume de óleo na costa, apresentados no primeiro documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA são inválidas. Portanto estas inconsistências nas figuras também foram consideradas inválidas.

No documento “Revisão Parcial da Resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA – Modelagem de Dispersão de Óleo” a Petrobras apresentou tabelas e figuras contendo os cenários determinísticos críticos de maior volume de óleo na costa, conforme o solicitado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA. Destas novas informações destaca-se apenas que a empresa deverá uniformizar a nomenclatura dos cenários com a nomenclatura apresentada no EIA e que todos os gráficos e mapas devem estar com as informações em língua portuguesa.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**.

Conforme o solicitado, foram apresentados mapas de condições meteorológica e oceanográficas para os momentos iniciais de todas as simulações determinísticas de condições mais frequentes, com exceção dos mapas referentes aos cenários do ponto P8, estes devem ser apresentados.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1.

Foi solicitada a apresentação de mapas de condições meteorológica e oceanográficas para os momentos iniciais de todas as simulações determinísticas de condições mais frequentes. A empresa apresentou tais mapas exceto para o ponto P8. Para os mapas apresentados foram encontradas divergências de informações. Por exemplo, para os Pontos P1, P6 e P7 no inverno as simulações se iniciaram na mesma data e horário, 23/6/2004 – 00:00 h, porém os mapas das condições iniciais do ponto P1 é completamente diferente dos pontos P6 e P7. Solicita-se esclarecimentos, que os mapas sejam corrigidos e reapresentados com informações de data e hora.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1.

Foi solicitado por esta Coordenação que fossem apresentados para as simulações determinísticas além dos gráficos de balanço de massa, gráficos de variação da espessura, do volume total emulsificado e da viscosidade com o tempo. Para atender a esta solicitação foram apresentados gráficos de variação da espessura e da viscosidade do óleo ao longo das simulações determinísticas. Não foram apresentados gráficos com a variação do volume emulsionado pois, de acordo com a empresa, o “OILMAP não disponibiliza resultados para o volume total emulsificado”. Destaca-se que a empresa deve revisar os gráficos e apresentar todas as legendas em português.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1.

Destaca-se que embora tenha sido solicitado que as informações dos balanços de massa, das variações de espessura e de viscosidade fossem também apresentadas em quadros, a empresa por julgar inviável a manipulação

de todos os dados gerados não confeccionou os quadros; e como alternativa enviou os arquivos dos resultados de todo o período para cada cenário determinístico crítico simulado. No intuito de entender melhor os valores dos gráficos de variação da espessura da mancha de óleo, foi feita consulta aos arquivos em formato .txt contendo tais informações, porém os arquivos contendo as variações de espessura não possuíam nenhuma referência, rótulo ou indicativo de unidade de medidas usadas. Assim na reunião entre a CGPEG e a Petrobras em 05.08.2014, a falta de orientações para a leitura dos arquivos .txt foi explicitada e foi solicitada apresentação de orientações (pelo menos contendo rótulos, legendas e unidades de medida) para a leitura de todos os arquivos .txt apresentados, os de balanço de massa, variação de espessura e de viscosidade. No documento em complementação ao documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA foi enviado arquivo com as orientações solicitadas. Como o já citado neste parecer, a espessura nos arquivos .txt foi apresentada em milímetros, e não em metros como consta nos gráficos. Assim os gráficos de variação de espessura devem ser revisados

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**

Ainda em referência às informações de balanço de massa e de variação de espessura, é necessário que sejam apresentados os arquivos .txt para as simulações determinísticas críticas de maior volume final de óleo na costa.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**

Apesar de terem sido solicitadas animações das simulações determinísticas (críticas e de condições meteorológicas e oceanográficas mais frequentes) para todo o período simulado contendo indicação de data e horário, além dos vetores de ventos e correntes; a empresa só apresentou animações para as simulações determinísticas mais frequentes para os pontos P1 verão,

P7 inverno ou verão , S04 verão e S09 inverno; e animações das simulações determinísticas críticas de menor tempo de toque para os cenários de pior caso dos pontos P1 verão, P8 verão, S01 verão e S09 inverno. O arquivo que teoricamente apresentaria a animação do cenário determinístico crítico mais frequente do ponto P7 no inverno, aparentemente apresenta problemas. A animação começa datada de 06/03/2004 às 12 horas (data completamente divergente das informações apresentadas no EIA) e após algum tempo sem referência de passagem de tempo, passa para a data de 07/02/2004. Ou seja, o início da simulação não é coerente com as informações apresentadas no EIA e o nome do arquivo enviado está equivocado, uma vez que as datas são referentes ao verão e não ao inverno como consta no nome do arquivo.

No documento em complementação a resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA outras animações foram encaminhadas, porém ainda faltam animações a serem apresentadas.

Assim, reitera-se a solicitação da apresentação das animações de todas as simulações determinísticas.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**

III.1 – SIMULAÇÕES PROBABILÍSTICAS

No Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA foi solicitado que a empresa discorresse sobre as limitações dos resultados dos modelos especificamente em referência a não chegada do óleo na costa mesmo existindo presença de óleo em regiões rasas.

Em resposta a empresa informou apenas que tal comportamento se deve à localização dos pontos de risco modelados, que existe grande variabilidade da deriva do óleo em função da localização do ponto de risco. Não descrevendo possíveis limitações dos modelos hidrodinâmico e de deriva de óleo. Assim, esta Coordenação reitera a solicitação de que a empresa discorra sobre as limitações dos resultados do modelo, considerando os processos

meteorológicos e hidrodinâmicos conhecidos que podem não ter sido representados nas bases utilizadas, de forma a permitir que se infira a confiabilidade destes resultados.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1

Em reunião com a Petrobras em 5.8.2014, foi informado que os resultados das simulações probabilísticas têm como saída um arquivo resumo, com todas as informações de entrada e saída de cada simulação. Solicita-se que tal resumo seja encaminhado à CGPEG.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1

III.2 – SIMULAÇÕES DETERMINÍSTICAS CRÍTICAS

Mesmo a empresa informando que o OILMAP é bidimensional e que por este motivo não calcula a trajetória do óleo em coluna d'água; solicita-se que a empresa discorra sobre os possíveis destinos do óleo após ser entranhado. Por exemplo, se é possível que o óleo siga trajetória em subsuperfície similar à trajetória da superfície podendo atingir os sedimentos de regiões mais rasas.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1

Já com relação aos gráficos de balanço de massa que apresentavam apenas 90% do óleo derramado, a empresa reapresentou os gráficos contendo os 100% dos óleos derramados no balanço de massa. Porém não apresentou nenhuma justificativa para o erro apresentado, nem como o problema foi resolvido. Assim a simples apresentação dos gráficos contendo 100% do óleo

derramado não são suficientes para entender qual o motivo se ter originalmente apenas 90% do óleo na modelagem apresentada no EIA Rev.00. Novamente solicita-se esclarecimentos sobre este erro e que a empresa mostre como foi feita a correção, se foi apenas mudança na escala do gráfico ou se as simulações foram refeitas para nova confecção de balanço de massa. Caso as simulações tenham sido refeitas, é necessário que todas as informações, mapas e gráficos sejam reapresentados. Caso tenha sido apenas mudança no gráfico a empresa deve esclarecer como tais manipulações interferem ou não nos resultados já apresentados.

Como o já citado anteriormente, é necessário que empresa revise e corrija seus gráficos, pois as figuras se referem aos gráficos de balanço de massa e não gráficos de variação de viscosidade com o tempo.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1

ANEXO D – MODELAGEM DE DERRAME DE DIESEL MARÍTIMO A PARTIR DO GASODUTO LULA NORTE – FRANCO NORDESTE

A empresa justificou no documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA a escolha do ponto de risco, do produto derramado e do volume de pior caso, conforme o solicitado.

Foram apresentados os mapas e gráficos solicitados, porém assim como para os mapas e gráficos apresentados para a modelagem de óleo apresentada para os derrames considerando o afundamento das unidades é necessário que todas as legendas sejam apresentadas em português e que todos os mapas possuam cotas batimétricas.

Além disto, alguns gráficos de balanço de massa também não apresentavam, ao final do período simulado, 100% do óleo derramado.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1

Ressaltamos que as questões referentes aos arquivos .txt dos resultados determinísticos, apresentação de mapas digitais, ao número de partículas, o volume destas partículas e conseqüentemente as variações de espessura das manchas de óleo para o “Anexo II.6.2-1 – Modelagem Transporte e Dispersão de Óleo no Mar”, também se aplicam à Modelagem de Derrame de Diesel Marítimo a Partir do Gasoduto Lula Norte – Franco Nordeste.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do **Anexo II.6.2-1**

ANEXO II.6.2-2 – MODELAGEM DE DESCARTE DE EFLUENTES A PARTIR DOS FPSO

De acordo com a solicitação do PT 190/2014 a Petrobras deverá refazer as simulações de descarte de efluentes utilizando a mesma base hidrodinâmica utilizada para simular a trajetória de derrame de óleo no mar apresentada no “Anexo II.6.2-1 – Modelagem Transporte e Dispersão de Óleo no Mar”, EIA Rev.00.

Em reunião realizada em 22.5.2014 entre a CGPEG/IBAMA e a Petrobras (Ata de Reunião nº 043/2014 – CGPEG/DILIC/IBAMA), foi externado pela Petrobras que alguns testes e ajustes deveriam ser realizados na base hidrodinâmica para que esta possa ser utilizada em simulações de subsuperfície, que é o caso das modelagens de descarte e dispersão de efluentes. Assim a Petrobras propôs e a CGPEG/IBAMA concordou que as novas modelagens de efluentes poderiam ser apresentadas para a etapa de solicitação de LO de cada um dos DPs.

No documento em resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA específico sobre modelagem, a Petrobras reafirmou que novas modelagens de descarte de efluentes serão refeitas e todas as considerações feitas no Parecer Técnico serão adotadas, inclusive a de serem modelados

campo próximo e campo afastado para as modelagens de água produzida e de efluentes da URS, com acompanhamento da pluma até a distância mínima de 600 m da fonte e até que a pluma alcance diluição de 10.000 vezes, sem considerar nenhum fator ambiental, no caso da água produzida.

Para as modelagens da trajetória da pluma de água produzida, destaca-se que a não adoção de um critério ambiental fixo se deve ao fato de que como as unidades de produção do Etapa 2 do Pré-Sal ainda não produzirem nem óleo nem água produzida, não se pode afirmar qual será a toxicidade do efluente. Apesar de no EIA a Petrobras usar como base os valores de toxicidade do FPSO Brasil (CENO de 0,39%), destacamos que a empresa possui várias unidades com produção e descarte de água produzida, sendo algumas destas com efluentes mais tóxicos que o apresentado no EIA, como por exemplo o efluente da unidade P-53 com CENO de 0,008% (1º semestre de 2012). Assim, dependendo das características dos efluentes níveis de toxicidade consideráveis podem alcançar a região de campo afastado da pluma.

Destaca-se ainda que foi informado na resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA que “foram utilizados os dados do FPSO Brasil, que na época da elaboração do Etapa-2 consistia em fonte segura de informações disponíveis”. Tal afirmação coloca em dúvida todos os dados de água produzida das outras unidades e enviadas ao IBAMA.

Diante de todo o exposto, a CGPEG entende que a avaliação dos impactos do lançamento dos efluentes da unidade (água produzida e efluente da URS) só poderão ser avaliados após a apresentação das novas modelagens, e que como existem várias unidades com maiores toxicidades de efluentes, se faz necessário modelar também o campo afastado das plumas.

Foi solicitado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA que a empresa justificasse a escolha dos modelos adotados, as premissas e limitações dos mesmos. Tais informações foram prestadas.

Caso a empresa utilize outros modelos para as simulações de descartes de efluentes das unidades de produção é necessário que a escolha, as premissas e limitações destes modelos sejam descritas.

Como a análise dos resultados das modelagens de efluentes mostraram

que pode haver plumas que ultrapassem 100 m de profundidade é necessário que a profundidade ambiente considerada em todas as simulações seja de no mínimo 1.000m.

Ressalta-se que também deverão ser realizadas simulações para o efluente de lavagem da URS. Esclarecemos que os resultados das modelagens de campo afastado devem ser apresentados, no mínimo, até a distância de 600 m da fonte de descarte do efluente. Caso a pluma alcance esta distância com

diluição inferior a 10.000 vezes, a pluma deverá ser monitorada até alcançar tal diluição, assim a posição do alcance da diluição de 10.000 vezes deve ser apresentada. Caso a pluma alcance a diluição de 10.000 vezes antes de alcançar os 600 m de distância da fonte, os resultados só necessitam ser apresentados até a distância de 600 m.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1.

ANEXO II.6.3.3-1 – MODELAGEM DE TRANSPORTE DE ÓLEO NO MAR

A empresa informou que houve um erro de digitação na confecção do EIA e que o volume de pior caso é na realidade 36.000 m³ e não 3.600 m³. Assim, solicitamos que a empresa informe com qual valor foram simulados os derrames de pior caso, caso não tenha sido feito com 36.000 m³ as simulações devem ser refeitas.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1

Todas as observações sobre mapas, mapas digitais, arquivos .txt, características das partículas (notadamente número e volume de partículas) feitos para o “Anexo II.6.2-1 – Modelagem Transporte e Dispersão de Óleo no Mar”, também se aplicam ao “Anexo II.6.3.3-1 – Modelagem de Transporte de óleo no mar”.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha resposta por meio do Anexo II.6.2-1

II.6.3 – ANÁLISE DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

II.6.3.1 – MEIO FÍSICO E BIÓTICO

A) IMPACTOS EFETIVOS

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

A reavaliação considerou o impacto nas três etapas do empreendimento (instalação, operação e desativação).

Observa-se que, sem qualquer justificativa, a revisão retirou toda menção aos gasodutos, o que havia levado à classificação do impacto como de longa duração, permanente e irreversível na Revisão 00 do EIA: “Ressalta-se que os gasodutos não serão removidos do assoalho marinho e, portanto, este impacto é de longa duração, permanente e irreversível.” (p. 47/344). Ressalta-se, neste sentido, que o Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA já havia indicado que “a alteração (...) ao menos para parte das estruturas, será irreversível”, o que não foi levado em consideração na revisão.

Resposta/Esclarecimento: No atendimento ao Parecer Técnico nº 0190/2014 os gasodutos foram considerados no Impacto 1, conforme descrito no item d. Descrição do Impacto Ambiental nas páginas 54 e 55. Na área das estruturas submarinas são contemplados todos os gasodutos previstos no ETAPA 2.

II) Instalação e desativação das estruturas submarinas/ assentamento de gasodutos, a área máxima individual destas estruturas submarinas varia da ordem

de 43 a 84 km², e a área somada de todas as estruturas submarinas chega a aproximadamente 746 km².”

A revisão confirma (p. 56/466 do Anexo II.6-A) que há “grandes áreas modificadas no caso da instalação dos equipamentos”, mas, logo em seguida, conclui, inexplicavelmente, que “este impacto pode ser classificado como sendo de baixa magnitude pois a alteração na qualidade do fator ambiental sedimento será pouco perceptível através de medições tradicionais” (grifos nossos).

Considerando que a interferência trata da alteração da morfologia de fundo decorrente das instalações submarinas dos 13 DPs que totalizam 746,7 km² e que estas instalações são, sim, perceptíveis e mensuráveis através dos métodos usualmente utilizados para gerenciamento dos obstáculos submarinos, entende-se que o que esteja em discussão seja o quanto estas alterações comprometem a função do fator ambiental nesta região (e não na Bacia de Santos como um todo); ou seja, se trata-se de um impacto de média – como havia sido classificado na Revisão 00 do EIA – ou de alta magnitude, como já havia sido questionado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA. Observa-se, neste sentido, que esta função do fator ambiental está também relacionada aos mencionados impactos induzidos sobre as comunidades bentônicas (impacto 12).

Na ausência de uma adequada discussão do impacto que atendesse aos questionamentos do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, assume-se a classificação originalmente proposta na Revisão 00 do EIA – que leva em consideração também os gasodutos – modificada no que diz respeito à magnitude – de média para alta – em decorrência dos pontos levantados no referido parecer e não refutados pela resposta apresentada.

Desta forma este impacto é considerado: efetivo/operacional, negativo, direto, de incidência imediata, de abrangência regional, de longa duração, permanente, irreversível, pontual, indutor, de alta magnitude e de média importância; cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Resposta/Esclarecimentos: Para uma adequada discussão sobre este impacto é importante tecer breves considerações sobre as características dos equipamentos e do arranjo submarino definido para os empreendimentos, bem como sobre as características oceanográficas, fisiográficas e geomorfológica das áreas de implantação dos mesmos. Características estas detalhadas nos Capítulos II.2 Caracterização a Atividade e II.5.1.4 Geologia e Geomorgologia da Revisão 00 do EIA. Sobre os equipamentos submarinos é importante considerar que todos os equipamentos, exceto pelos sistemas de ancoragem ou mais especificamente pelas estacas torpedos, serão simplesmente assentados sobre o assoalho oceânico. Em relação ao arranjo submarino, deve-se considerar que por questões técnicas, ambientais e de projeto; todos os arranjos concebidos foram precedidos de levantamentos geotécnicos e geofísicos de alta resolução e de estudos de *geohazards* sendo os mesmos aportados ao EIA para subsidiar tanto o diagnóstico ambiental quanto a análise de impactos.

No tocante as características ambientais é importante evocar a fisiografia do Pólo Pré-sal da Bacia de Santos, o qual se assenta sobre a porção distal do talude inferior e principalmente sobre o Platô de São Paulo. Nas áreas onde os equipamentos serão assentados os estudos e resultados evidenciaram uma grande uniformidade geomorfológica e sedimentar sem expressões topográficas significativas e a completa ausência de áreas de relevante interesse ecológico como bancos de corais e/ou comunidades quimiossintetizantes. Os resultados também indicaram uma estabilidade da dinâmica sedimentar, tipicamente de oceano profundo, evidenciado pela ausência de estruturas indicativas de transporte por correntes de fundo.

Tomando como referência acima, depreende-se que as intervenções das instalações dos equipamento na morfologia são muito pouco significativas restringindo-se a movimentações de sedimentos bastante localizadas e perceptíveis somente na imediata adjacência dos mesmos. Diversas evidências da baixa ressuspensão de sedimento e dos tipos de modificações morfológicas que a instalação de equipamentos submarinos promovem no seu entorno já foram apresentadas a esta Coordenação, tanto em licenciamentos do próprio Pólo Pré-Sal quanto de outros empreendimentos da Bacia de Santos como a instalação do Gasoduto Uruguá-Mexilhão. Ao considerarmos as características geomorfológicas

e fisiográficas das áreas de instalação, depreende-se que as alterações serão pontuais, de longa duração, permanente, irreversível efetivo/operacional, negativo, direto, indutor e, de incidência imediata, média sensibilidade, assim como se altera a classificação deste impacto como de média magnitude e média importância.

Como medida preventiva foi indicada a utilização de “sonares de varredura lateral, batimetrias multifeixe, perfis sísmicos e imageamento por meio de veículos autônomo submarino (AUV) para verificar a presença ou não de feições de fundo que poderiam ser alteradas em relação ao empreendimento”. Esta medida foi considerada como de média eficácia.

Discorda-se desta classificação, uma vez que as medidas propostas não terão nenhum efeito na redução da área a ser alterada pela presença das estruturas submarinas e, portanto, de acordo com a definição apresentada, deveriam ser consideradas de baixa eficácia na mitigação do impacto.

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

Alegando a pequena importância do impacto, a revisão não identifica “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento”. No entanto, diante das considerações acima, reitera-se a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”. Ressalta-se que

estes indicadores poderiam ser definidos a partir dos dados obtidos com as medidas associadas propostas.

Resposta/Esclarecimento: Em relação a proposição de parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento deste impacto, a despeito da desobrigação de apresentação dos mesmos pela avaliação ratificada acima, a PETROBRAS esclarece todos os estudos preliminares realizados são as efetivas medidas de prevenção de impactos, na medida em que subsidia a elaboração de projetos de arranjos submarinos otimizados, mais eficientes e seguros, tanto do ponto de vista da integridade das instalações quanto da garantia de se evitar a interferência com ambientes ecologicamente relevantes. Por fim, argumenta-se que os requisitos de projeto e os procedimentos técnicos e operacionais para a instalação dos equipamentos submarinos, dentre os quais destacam-se o imageamento das operações e os documentos de “As-Built” das instalações poderão fornecer os indicadores necessários para a avaliação conclusivas destes impactos. Mas por se tratarem de medidas de acompanhamento e controle não se prestam a minizar os impactos.

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

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

Solicita-se que seja informado como será efetivada a implantação deste tipo controle junto às embarcações contratadas, e também o monitoramento para verificar o efetivo cumprimento da medida na área de abrangência geográfica na qual ela é proposta.

Com relação à legislação relacionada, observa-se que além da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11 e MARPOL 73/78 (Decreto Legislativo nº 499/2009), este tema é também abrangido pela Lei nº 9.966/2000 (Art. 16) e Resolução CONAMA nº 430/2011.

Resposta/Esclarecimento: Para a implantação do controle do descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares dentro dos limites propostos, as empresas prestadoras de serviço afretadoras das embarcações utilizadas na instalação dos sistemas submarinos e no transporte de insumos, equipamentos e resíduos, que venham a utilizar o Porto de Santos, serão instruídas ao atendimento da proposição da Petrobras quanto à proibição do lançamento de resíduos alimentares e efluentes sanitários antes de 15 milhas náuticas da costa.

Quanto ao monitoramento e controle, para os resíduos alimentares este controle é realizado através do Livro de Registro do Lixo, onde são preenchidas a cada descarga de resíduos alimentares as informações de data e hora da descarga, volume dos resíduos orgânicos descartados e posição do navio (latitude e longitude), conforme estabelecido no Anexo V da Convenção Marpol 73/78 (Decreto Legislativo nº 499/2009).

Para os efluentes sanitários a Petrobras estabelecerá um controle semelhante, instruindo as embarcações a registrarem a cada descarte de efluentes sanitários as informações de data e hora da descarga, volume descartado e posição do navio (latitude e longitude).

O monitoramento para verificar o efetivo cumprimento da medida na área de abrangência geográfica na qual ela é proposta, será realizado através da análise crítica pela Petrobras dos registros dos descartes de efluentes sanitários e resíduos orgânicos com as respectivas coordenadas de descartes.

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

Atendendo à orientação do Termo de Referência, o Impacto 5 da Revisão 00 do EIA foi subdividido de modo a fazer referência a apenas uma ação

geradora. Assim, o impacto da alteração da qualidade da água por descartes de efluentes da unidade de remoção de sulfatos é tratado no impacto 7.

Em relação às considerações elencadas no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, que chamou atenção para as elevadas vazões envolvidas e uma carga de óleo, que mesmo que lançada dentro dos limites permitidos pela Resolução CONAMA 393/2007, pode atingir 4,36 toneladas de óleos e graxas por dia, a resposta se limitou a indicar que “a classificação do atributo magnitude ponderou que não se espera uma alteração perceptível no fator ambiental água, uma vez que, considerou o resultado das modelagens que demonstram que a diluição ocorre no campo próximo”. Com base nesta argumentação a classificação da magnitude do impacto não foi alterada em relação à Revisão 00 do EIA, sendo ratificada como baixa.

O fato das modelagens indicarem a diluição do efluente no campo próximo não significa que não existam alterações perceptíveis na qualidade da água. Ao contrário, assume-se que o entorno das unidades de produção (no limite da zona de mistura estabelecida em 500 m) podem, sim, apresentar alterações na qualidade da água. Além disso, acompanhamentos feitos pela CGPEG têm evidenciado a formação de manchas oleosas associadas ao descarte de água produzida de outras unidades de produção da própria Petrobras (ex.: P-52, P-53) que chegam a afetar áreas ainda superiores.

Nota-se que a própria discussão apresentada reconhece esta alteração ao indicar que “assim que cessada a ação geradora [ao final da produção dos campos], o fator ambiental água tende a retornar aos níveis de qualidade anteriores” e “como o descarte de água produzida será contínuo, as características físico-químicas da água do mar não conseguirão restabelecer suas características anteriores antes que o próximo lançamento seja realizado”.

Uma vez que as alterações são perceptíveis, inclusive visualmente, entende-se que o que esteja em discussão seja o quanto estas alterações comprometem a função do fator ambiental nesta região; ou seja, se trata-se de um impacto de média ou de alta magnitude. Observa-se, neste sentido, que esta função ambiental está diretamente relacionada aos mencionados impactos induzidos sobre as comunidades planctônicas e nectônicas.

Na ausência de uma adequada discussão do impacto que levasse em consideração os pontos levantados pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, assume-se, conservativamente, que o mesmo é de alta magnitude e, portanto, de média importância, cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS entende que este impacto possui magnitude média, posto que com base nos resultados advindos da modelagem, o descarte de água produzida causará alteração perceptível na qualidade da água, contudo será efetivado sem ultrapassar os parâmetros legais da legislação aplicável. A classificação da importância se manterá média, conforme proposto pelo IBAMA no presente parecer.

Podemos observar ainda, que a carga poluidora somente atingirá o valor máximo de 4,36 t/dia, em 2037 quando haverá a simultaneidade na operação de todos os empreendimentos do ETAPA 2. E que o valor médio diário referente a carga poluidora de todos os empreendimentos é de 2,42 t/dia, conforme apresentado na **Figura II.6.3.1-1**.

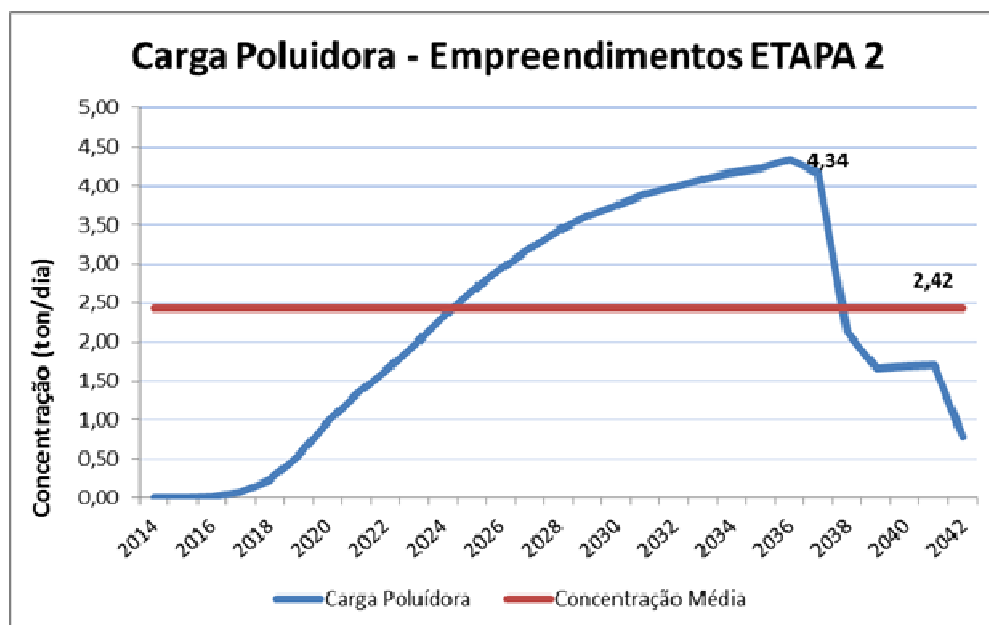


Figura II.6.3.1-1 – Carga Poluidora - Empreendimentos ETAPA 2

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

Conforme indicado no impacto 6, atendendo à orientação do Termo de Referência, o Impacto 5 da Revisão 00 do EIA foi subdividido de modo a fazer referência a apenas uma ação geradora. A classificação da magnitude do impacto não foi alterada em relação à Revisão 00 do EIA, sendo ratificada como baixa.

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

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS está ciente a atenderá a solicitação.

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

Atendendo à orientação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 6 da Revisão 00 do EIA foi subdividido de modo a tratar separadamente o potencial poluidor das emissões – tratado neste impacto 8 – e a contribuição para o efeito estufa – tratado no impacto 9.

O impacto foi reavaliado, passando a ser classificado para as fases de operação e desativação dos DPs como: operacional, negativo, direto, de incidência imediata, de abrangência regional, de duração média, temporário, reversível, contínuo, cumulativo, sinérgico com o Impacto 9, de média magnitude e média importância.

A classificação para os SPA/TLD difere em relação à duração (imediate), magnitude (baixa) e importância (pequena). Para justificar a classificação como

de baixa magnitude, a resposta aponta que “as taxas de emissão [são] relativamente mais baixas comparadas às dos DPs em fase de operação”.

Uma vez que a discussão não fez nenhuma distinção entre os efeitos das diferentes substâncias emitidas (NOx, CO, SOx, MP), tal afirmação não se sustenta nos dados apresentados sobre as taxas de emissão (Tabelas II.6.3.1-1 e II.6.3.1-15). Considerando a operação normal, os DP emitem mais NOx, por outro lado os SPA/TLD emitem mais CO e MP, principalmente em decorrência de queimas mais elevadas na tocha. Entende-se, dessa forma, que ambos devam ser considerados como de média magnitude, cabendo à Petrobras, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS concorda com a reavaliação da magnitude do impacto, passando o atributo a ser considerado como média. A alteração será realizada também na Matriz de Impacto.

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

Conforme indicado no impacto 8, atendendo à orientação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 6 da Revisão 00 do EIA foi subdividido de modo a tratar separadamente o potencial poluidor das emissões – tratado no impacto 8 – e a contribuição para o efeito estufa – tratado nesse impacto 9.

Na reavaliação desse impacto foi informado sobre “o tempo que o CO2 pode permanecer na atmosfera – podendo ainda ser avaliado como permanente e irreversível. Considerando o caráter global dos efeitos a abrangência espacial é avaliada como suprarregional. Dado o potencial de se acumular no tempo e no espaço com as emissões de outras atividades antrópicas, tal impacto foi avaliado como cumulativo e sinérgico.”

Assim, o impacto passou a ser classificado para a fase de operação dos DPs como: operacional, negativo, direto, de incidência imediata, de abrangência

suprarregional, de duração longa, temporário, irreversível, contínuo, cumulativo, sinérgico com o Impacto 8

Nota-se que, considerando a própria discussão apresentada, esta classificação é válida para as emissões de CO₂ de forma geral, não se justificando uma classificação distinta destes atributos para as emissões de CO₂ previstas para as outras fases (instalação, desativação) e para os SPA/TLD. Observa-se, neste sentido, que o Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA já havia indicado que: “apesar dos TLD/SPA serem atividades de teste de curta duração (4 – 6 meses), ressalta-se que a emissão de gases é significativa, com impactos de caráter permanente pelo acúmulo de forma irreversível na atmosfera.”.

O impacto foi avaliado como de baixa magnitude e, considerando alta sensibilidade do fator ambiental, de média importância.

A fim de justificar a classificação da magnitude, a resposta indica que “Num pior cenário hipotético, todos os empreendimentos da Etapa 2 do Pré-Sal emitiriam, juntos, no máximo 10 milhões de toneladas de CO₂eq anualmente, o que representaria 0,5% das emissões de GEE do Brasil projetadas para 2020 [segundo a resposta “Atualmente as emissões de gases de efeitos estufa (GEE) no Brasil são da ordem de 1,2 bilhão de toneladas de CO₂eq (MCT, 2013), tendo sido projetadas em quase 2 bilhões de toneladas de CO₂eq em 2020”]. Espera-se, desse modo, que a contribuição negativa dessas emissões de GEE para as alterações futuras na qualidade do clima seja pouco perceptível”.

A estes argumentos contrapõe-se a seguinte consideração do parecer técnico elaborado pelo Escritório Regional do IBAMA em Caraguatatuba/SP (PAR. 02548.000012/2014-96 ESREG CARAGUATATUBA/SP/IBAMA de 29.7.2014): “Estima-se o lançamento de aproximadamente 3.093 Gg de CO₂/ano nos Projetos Integrados do Etapa I. Esse volume é equivalente a 25,32% do total de emissões de CO₂ de todos os processos industriais paulistas, de acordo com os dados do Primeiro Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo (CETESB,2011). As emissões dos projetos do Etapa II contabilizam outros 8.910 Gg de CO₂eq/ano, ou seja, o correspondente a mais de 43% das emissões industriais paulistas (...) sem levar

em consideração (...) a movimentação de navios de apoio ou as emissões das fases de comissionamento e desativação dos poços.” (Em negrito: retificação feita pelo ESREG após a emissão do parecer). Assim, “as emissões de CO2 associadas à produção de gás e óleo no Polo Pré-sal seriam proporcionais a instalação de um novo polo industrial paulista em alto mar”.

Entende-se, desta forma, que considerar o impacto como de baixa magnitude subestima a contribuição do empreendimento para a emissão de gases de efeito estufa 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 1 do pré-sal, e, conseqüentemente, de grande importância; cabendo à Petrobras, caso discorde deste entendimento, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Registra-se que, atendendo ao solicitado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, a resposta indicou que “As plataformas são projetadas com redundância (operacional ou de equipamentos) nos seus sistemas de compressão de gás natural e de CO2 (para a condição normal de projeto) de modo a mitigar imprevistos com implicações na queima de gás em tocha e emissões atmosféricas”.

Entre as medidas associadas foi acrescida a previsão de que: “As emissões de GEE oriundas dos TLDs/SPAs, assim como de queimas extraordinárias nos projetos de DP, serão compensadas a partir de aportes financeiros junto ao Fundo Amazônia do BNDES, conforme tem sido usualmente praticado em situações similares.”

Neste sentido, observa-se que, embora a compensação de emissões de GEE através do Fundo Amazônia seja uma opção factível; seria interessante, conforme já indicado à Petrobras em outras ocasiões, que a empresa buscasse outras alternativas que permitissem um acompanhamento mais direto dos projetos de compensação de emissões e um maior vínculo com a área de influência da atividade licenciada.

Observa-se, ainda, que a matriz de impactos permanece incorreta ao indicar a reinjeção como medida mitigadora para esse impacto nos SPA/TLDs.

Resposta/Esclarecimento: Em atendimento a este parecer, a classificação do referido impacto foi alterada para “alta magnitude” e, conseqüentemente, de “grande importância”. A matriz de impactos será corrigida.

A PETROBRAS, contudo, se reserva no direito de registrar a sua discordância deste entendimento uma vez que a consideração do parecer técnico pelo Escritório Regional do IBAMA de Caraguatatuba (ESREG) reflete, a nosso ver, uma leitura equivocada da questão, pois está focado no aspecto ambiental (contribuição para as emissões de gases de efeito estufa) e não no impacto ambiental (contribuição para o efeito estufa).

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

Vale ressaltar que as atividades de produção no âmbito do ETAPA-2 prevêm como medidas preventivas e mitigadoras a remoção e reinjeção do CO₂ de volta ao reservatório e a otimização do comissionamento das plataformas, o que contribuirá significativamente para a minimização das emissões de GEE. Complementarmente, cumpre também esclarecer que as atividades de E&P da Petrobras apresentam boa performance em relação à indústria de óleo e gás mundial, a partir das ações de redução de queima de gás em tocha. Finalmente as emissões previstas para o Pré-Sal estão consideradas no Plano Decenal de Energia - PDE, utilizado como Plano Setorial de Mitigação e Adaptação do setor de energia no âmbito do Plano Nacional de Mudanças Climáticas.

Na Matriz de impactos será excluída, a medida reinjeção de CO₂, para mitigação deste impacto decorrente dos SPA/TLDs.

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

Atendendo à orientação do Termo de Referência, o Impacto 7 da Revisão 00 do EIA foi subdividido de modo a fazer referência a apenas uma ação geradora. Assim, o impacto da perda de habitat devido à instalação das estruturas submarinas é tratado no impacto 12.

Conforme solicitado pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, a classificação de alguns atributos foi revista; assim o impacto passou a ser considerado de média duração e contínuo para os DP's. Observa-se, no entanto, que, considerando a permanência das estacas-torpedo no fundo marinho mesmo após a desativação da atividade, a alteração é de longa duração, permanente e irreversível.

O impacto foi classificado como sendo de média magnitude “pois espera-se que a alteração comprometa a população local, mesmo que temporariamente”. Nem o comprometimento, nem a recuperação da população foram adequadamente discutidos.

Independentemente da discussão insuficiente, observa-se que apesar da afirmação mencionar o comprometimento de uma população, a própria discussão do impacto se refere ao comprometimento da “comunidade bentônica” e, portanto, segundo o critério proposto, a magnitude desse impacto é alta.

Resposta/Esclarecimento: A perda de habitat bentônico é um impacto induzido pela alteração geomorfológica e fisiográfica decorrente da instalação do conjunto de equipamentos submarinos que serão instalados sobre o assoalho submarino. De acordo com o exposto na análise do impacto 1 e em referência ao subitem II.5.1.4 – Geologia e geomorfologia bem e ao item II.5.2 – Meio Biótico fica evidente que o ambiente bentônico na região dos empreendimentos da ETAPA 2 do Pré-sal é caracterizado por uma grande homogeneidade fisiográfica, faciológica e geomorfológica. A análise do impacto 1 evidencia que os efeitos das instalação dos equipamentos são bastante localizados e percebidos apenas nas adjacências imediatas dos mesmos. O efeito indutor para a perda de habitats

deve ser considerado ainda mais restrito, pois a inviabilidade para o desenvolvimento do modo de vida bentônico de fundo inconsolidado só concretiza para as áreas efetivamente ocupadas pelos equipamentos, ou seja, para as áreas de contato dos equipamentos com o assoalho marinho. O efeito da ancoragem no assoalho oceânico para a perda de habitat pode ser considerado operacional, direto, negativo e com o tempo de incidência imediata. Considerando que as âncoras não serão retiradas após a desativação e o tempo de recuperação esperado o impacto foi reclassificado como de longa duração. A abrangência é local para todas as ancoragens, ou seja, a perda de habitat se dá apenas na área de cravamento das estacas e zonas de corrida das linhas até que elas deixem o fundo. Mas como o arranjo submarino dos sistemas de ancoragem no caso do DPs ultrapassa um raio de 5 km é necessária menção a abrangência Regional.

Em relação aos SPA/TLDs, como a atividade tem duração de até 6 meses, este impacto foi classificado como sendo de duração **imediate** pois não ultrapassa 5 anos, tanto na fase de implantação quanto na fase de operação. Para todas as atividades ancoradas, a duração deve ser classificada como **imediate**. Após a ancoragem, espera-se uma reestruturação da comunidade bentônica, que tende rapidamente a recolonizar o substrato nas imediações dessas estruturas. Exatamente sobre a âncora será necessário aguardar acontecer o recobrimento sedimentar e considerar que a movimentação das amarras deverá inviabilizar a recolonização sobre a âncora. Assim, este impacto foi considerado como **temporário**; **irreversível** e **contínuo** para todas as atividades avaliadas. Este impacto é **indutor** do impacto 22 “alteração na estrutura da comunidade bentônica” e **sinérgico** com o impacto 12 “perda de habitat bentônico devido à instalação e desativação das estruturas submarinas/assentamentos dos gasodutos”.

Considerando que a perda de habitat deverá abranger uma área bastante reduzida o impacto foi classificado como sendo de **média magnitude**, pois se espera que as alterações afetem o ambiente bentônico no nível de indivíduos ou, conservadoramente, apenas populações localizadas e temporariamente. Como o fator ambiental afetado é de baixa sensibilidade, a importância desse impacto foi classificada como **média importância**

A reposta afirma que “Este impacto não apresenta parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento”, o que é improcedente, haja vista a sabida existência de metodologias para o monitoramento de comunidades bentônicas. Reitera-se, portanto, a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Resposta/Esclarecimento: Em relação a proposição de medidas e indicadores de minimização de impactos a PETROBRAS ratifica que as medidas preventivas de levantamentos de dados geotécnicos, geofísicos e sedimentares são o que há de mais efetivo para a tal fim. Ratifica também que não há como se propor parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento. Isto porque não se está avaliando aqui o efeito **direto e indutor** sobre as alterações na estrutura das comunidades bentônicas, o que será feito na análise do impacto 22. A perda de habitats pode ser bem quantificada por meio do cálculo direto das áreas ocupadas pelos equipamentos. E o EIA apresenta estes valores calculados de forma bastante conservadora quando estabelece polígonos envolventes sobre os arranjos submarinos e indica as áreas totais ocupadas por estes para indicar os valores das perdas esperadas.

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

Como indicado no impacto 11, atendendo à orientação do Termo de Referência, o Impacto 7 da Revisão 00 do EIA foi subdividido de modo a tratar diferentes ações geradoras separadamente.

Conforme solicitado pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, a classificação de alguns atributos foi revista; assim o impacto passou a ser

considerado de média duração e contínuo para os DPs e de longa duração, permanente e irreversível para os gasodutos.

Este impacto foi também classificado como sendo de média magnitude “pois espera-se que a alteração comprometa a população local, mesmo que temporariamente”. Assim como para o impacto anterior, nem o comprometimento, nem a recuperação da população foram adequadamente discutidos.

Assim, independentemente da discussão insuficiente, observa-se, novamente, que apesar da afirmação mencionar o comprometimento de uma população, a própria discussão do impacto se refere ao comprometimento da “comunidade bentônica” e, portanto, segundo o critério proposto a magnitude desse impacto é alta.

A resposta afirma que “Este impacto não apresenta parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento”, o que é impropriedade, haja vista a sabida existência de metodologias para o monitoramento de comunidades bentônicas. Reitera-se, portanto, a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Resposta/Esclarecimento: A despeito da separação dos impactos 11 e 12 é importante reconhecer que o fato gerador, ou seja, a instalação/desinstalação de equipamentos submarinos na sua totalidade e tipos apresenta os mesmos efeitos para o ambiente bentônico que é a perda de habitat devido a ocupação de área pelos equipamentos submarinos, gasodutos, linhas e sistemas de ancoragem. Logo este impacto é **cumulativo** com o impacto 11, uma vez que a perda de habitat da comunidade bentônica também ocorrerá pela instalação/ desinstalação dos sistemas de ancoragem.

Assim, a argumentação apresentada para o impacto 11 acima é novamente evocada e aplicada na análise deste impacto. Aqui há de se considerar os efeitos da desinstalação dos equipamentos. Entretanto, ao considerarmos que uma parte significativa das estruturas como os gasodutos e as âncoras não serão recuperadas ou desinstaladas, e que a desinstalação dos demais equipamentos

como linhas e árvores de natal geram um efeito inverso, que é o ganho de habitats, o fato gerador da instalação dos equipamentos é priorizado nesta análise.

O efeito das estruturas fixadas no assoalho oceânico para a perda de habitat bentônico pode ser considerado **operacional, direto e negativo**; ocorrendo de forma **imediate**, abrangendo a comunidade bentônica **local** no caso das atividades de SPA/TLDs e **regional** para as atividades de DPs e gasodutos, uma vez que ultrapassam um raio de 5 km.

Em relação aos SPA/TLDs, como a atividade tem duração de até 6 meses, este impacto foi classificado como sendo de duração **imediate** pois não ultrapassa 5 anos, tanto na fase de implantação quanto na fase de operação.

Para as atividades de DPs, a duração foi classificada como **média** na fase de implantação uma vez que as atividades possuem previsão de operarem por até 27 anos.

Após a instalação/desinstalação das estruturas submarinas não é esperado quaisquer alterações ou mesmo em alterações nas estruturas nos parâmetros ecológicos das comunidades do entorno que tendem rapidamente a recolonizar o substrato nas imediações dessas estruturas. Assim, este impacto foi considerado como **temporário; reversível e contínuo**. Quanto aos gasodutos, como estes não serão removidos, o impacto foi classificado como sendo de **longa duração, permanente e irreversível**.

Considerando que a perda de habitat deverá abranger uma área bastante reduzida o impacto foi classificado como sendo de **média magnitude**, pois se espera que as alterações afetem o ambiente bentônico no nível de indivíduos ou, conservadoramente, apenas populações localizadas e temporariamente. Como o fator ambiental afetado é de baixa sensibilidade, a importância desse impacto foi classificada como **média importância**.

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

Ao passar a se referir à comunidade nectônica, a discussão do impacto agrupou a ictiofauna, aos quelônios e cetáceos, já abordados na Rev. 00. Conforme indicado anteriormente, ao agrupar ainda mais os fatores ambientais, a revisão não só contraria as orientações do Termo de Referência, reforçadas pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, como também traz prejuízos à discussão e classificação do impacto, uma vez que este incide de forma diferenciada nos diferentes grupos.

Desta forma a discussão, apesar da mudança de título do impacto, não incluiu outros grupos pertencentes ao nécton, não apresentou separadamente os impactos nos grupos de quelônios e cetáceos e não aprofundou a discussão além daquilo que havia sido apresentado no EIA – Rev. 00.

Como solicitado pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, a classificação de alguns atributos foi revista; assim o impacto passou a ser considerado de abrangência regional, magnitude média e importância grande.

Ao ser classificado como de média magnitude, assume-se, a partir dos critérios utilizados, um comprometimento de populações. Este comprometimento, no entanto, não foi adequadamente discutido. Solicita-se, portanto, a devida complementação.

Não foram identificadas medidas para mitigação deste impacto, sendo indicado, no entanto, que o programa de caracterização dos níveis de ruído na área das atividades do Projeto Etapa 2 “deverá fornecer subsídios para validar ou não a avaliação da importância prevista para este impacto na fase de operação dos DPs”.

Resposta/Esclarecimentos: Conforme solicitado no Parecer Técnico nº 0190/2014, a magnitude desse impacto foi reavaliada e definida como média, assim como já havia sido avaliado no EIA/RIMA do Pré-sal ETAPA 2.

Sinais acústicos (úteis) são utilizados em uma grande quantidade de usos, como comunicação de informações; classificação de alvos; medição de distâncias, profundidades, ângulos, velocidades, correntezas e obstáculos; imageamento.

Estas utilizações são frequentemente usadas tanto por mamíferos marinhos como em aplicações humanas, e algumas (posicionamento, imageamento e comunicação acústicos) são absolutamente indispensáveis nas operações de exploração de óleo e gás no mar.

A atividade marítima de transporte e industrial vêm aumentando significativamente, em especial a produção oceânica submarina de óleo e gás, e em consequência há o aumento de unidades flutuantes de perfuração, produção e apoio, bem como o aumento de equipamentos submarinos de produção, como equipamentos de cabeça de poços, manifolds, equipamentos de bombeio e processamento submarino, dutos e risers. Há também intensa operação submarina de instalação, inspeção e intervenção, utilizando ferramentas e veículos de controle remoto ou autônomos.

A atividade industrial de superfície e submarina e o trânsito de embarcações causam a emissão de sinais acústicos involuntários e indesejados (ruído) ou interferentes (de outros sistemas acústicos).

Em relação aos mamíferos marinhos, é conhecida a sua capacidade de adaptação à exposição a elevados níveis de ruído, porém, pouco ainda se conhece acerca da exposição crônica dos cetáceos a este agente estressor, e como este estresse pode afetar as populações em longo prazo (TYACK, 2008).

A comunicação acústica e o comportamento social destacam-se dentre todas as características variáveis exibidas pelos cetáceos, pois abrangem diversos níveis de variação, de indivíduos a populações (TYACK, 1999). Cada espécie apresenta um sistema próprio bem definido de comunicação sonora, que procura se adequar funcionalmente às necessidades específicas de trocas de informações e às exigências de propagação impostas pelo ambiente onde vive (TYACK & MILLER, 2003). A variabilidade do repertório acústico de uma espécie reflete o estado comportamental, as relações sociais, a estrutura da população e a heterogeneidade ambiental dentro de sua área de distribuição (NORRIS et al., 1994). Segundo NORRIS & DOHL (1988), a produção sonora associa-se ainda com atividades de forrageamento ou àquelas que exijam movimentos sincronizados.

De forma geral, os impactos causados por atividades antrópicas (Ruídos) são interpretados como existentes quando as populações afetadas apresentam uma ou mais das seguintes características na presença de determinadas fontes potenciais de impacto:

(1) Mudança temporária ou abandono da área de ocorrência principal (habitats críticos) durante ou depois da implementação de uma determinada atividade;

(2) Alterações dos padrões comportamentais:

a. tempo e profundidade de mergulho

b. movimentos e rotas migratórias.

(3) Redução populacional, ou seja, determinação de tendências negativas em séries temporais de estimativas de densidade ou em parâmetros biológicos (sobrevivência, reprodução);

(4) Alterações dos sinais acústicos

a. mudanças na modulação de frequência com alteração na faixa de frequência de sinais acústicos buscando faixas de menor ruído (compensação do efeito de mascaramento);

b. alteração da intensidade considerada normal de emissão dos sinais acústicos (Efeito Lombard). Os animais utilizam esse recurso para tentar sobrepor o efeito de mascaramento;

c. aumento/diminuição da duração de sinais acústicos ou da taxa de emissão destes.

(5) Alteração no estado de saúde do animais, incluindo mudanças em níveis de estresse.

Neste sentido, considerando-se que:

- a definição de magnitude média adotada no presente EIA/RIMA é: quando a alteração compromete a população, podendo ser através de distúrbios comportamentais, de crescimento, reprodução, abundância, entre outros.

- o princípio de precaução, pois como o conhecimento da distribuição, abundância e comportamento de cetáceos na região é baixo,

Admitiu-se que o potencial do impacto é elevado e que o grupo dos Cetáceos representa um forte indicador de avaliação deste impacto. Desta forma foi proposto como medida mitigadora uma avaliação integrada do relacionamento

entre ruídos e possíveis alterações comportamentais deste grupo no âmbito do Projeto de Monitoramento de ruídos integrado ao Projeto de Monitoramento de Cetáceos, ambos apresentados na resposta ao PT 190/14.

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

Em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 10 da Revisão 00 do EIA foi subdividido de modo a tratar separadamente as diferentes ações geradoras (descarte de água produzida e descarte do efluente da unidade de remoção de sulfato) e fatores ambientais (comunidade planctônica e comunidade nectônica). Também em atenção ao referido parecer técnico, o impacto passou a ser classificado como direto.

Foi ratificada a classificação do impacto como de baixa magnitude, sob a alegação de que “o que pode causar interferência na comunidade planctônica está relacionado à sua característica e não ao seu volume. Desde que os efluentes sejam tratados e lançados ao mar (corpo receptor), enquadrados de acordo com a legislação vigente, não se prevê grandes modificações na comunidade planctônica.”

Discorda-se da justificativa apresentada, uma vez que o volume descartado é determinante tanto na carga de poluentes, como no alcance da pluma. Assim, como indicado no impacto 6, mesmo que lançada dentro dos limites permitidos pela Resolução CONAMA 393/2007, o descarte dos projetos da Etapa 2 podem representar uma carga de 4,36 toneladas de óleos e graxas por dia e, devido a constatada formação de manchas oleosas associadas ao descarte, afetar áreas superiores às indicadas pelas modelagens apresentadas baseadas unicamente na diluição assumida para o efluente.

Nota-se que a própria discussão apresentada aponta para possíveis impactos não considerados na avaliação:

“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 associada 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 de 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 zooplanctônicos (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 estágios embrionário e pós-embrionário de peixes (PATIN, 1999). (...)

Ressalta-se que 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 contaminantes descartados pelos FP(W)SOs.”

Além disso, ressalta-se que o empreendimento durará cerca de 30 anos e haverá um efeito cumulativo e sinérgico em virtude do lançamento de efluentes de todos os FPSO.

Na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se, conservativamente, a possibilidade de comprometimento da comunidade planctônica na região e, portanto, que o impacto é de alta magnitude; cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Resposta/Esclarecimento: Importante destacar que, relativamente a informação de que a carga poluidora poderá atingir 4,36 t/dia, este evento poderá, acontecer, todavia, se caracterizará como valor máximo diário durante toda a duração de todos os empreendimentos do ETAPA 2 em produção simultaneamente e, em 2037, como demonstrado no gráfico apresentado na resposta ao impacto 6. Sendo que o valor médio diário alcançado pela carga poluidora durante a operação dos empreendimentos do ETAPA 2 desde o início da produção é de 2,42 t/dia.

O tratamento da água produzida visa essencialmente à diminuição do teor de óleos e graxas, utilizando-se para isso um sistema de tratamento que inclui separadores de água e óleo, sistemas de tratamento químico e flotadores.

Após o término do descarte de água produzida, as condições naturais da massa d'água serão restabelecidas devido às características do descarte e ao contexto hidrodinâmico local, que favorecem a rápida diluição do efluente, otimizando o restabelecimento das condições anteriores ao descarte, o que caracteriza este impacto como temporário e reversível.

O lançamento momentâneo e agudo da água produzida pode levar a alterações diretas e de curto prazo nas características químicas naturais da água; mas este efeito, em função do volume, das características hidrodinâmicas da área, da capacidade de diluição e do tempo de exposição das comunidades bióticas, foi identificado como de baixa magnitude e de pequena importância na ETAPA 1 do Pré-sal. No entanto, conforme solicitado pelo IBAMA no Parecer nº 373/14, considerando que o empreendimento terá duração de cerca de 30 anos e haverá um efeito cumulativo e sinérgico em virtude do lançamento de efluentes de todos os FPSOs, assume-se, conservativamente, a possibilidade de comprometimento da comunidade planctônica na região e, portanto, **reavalia-se o impacto como sendo de alta magnitude e alta importância**. A matriz de impactos será corrigida.

Alegando que “a característica dos efluentes de não conferir efeito adverso à biota aquática significativa após o descarte, dispensa o monitoramento deste impacto em relação às comunidades bióticas”, não foram propostos indicadores.

Diante das considerações acima, reitera-se a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Resposta/Esclarecimento: O Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA) proposto para o ETAPA 2 prevê o monitoramento do corpo receptor, através da avaliação dos compartimentos água e plâncton, além da caracterização físico-química e ecotoxicológica da água produzida, e a caracterização físico-química e ecotoxicológica do óleo produzido. Foi elaborado com base nos impactos identificados e apresentados na seção II.6 do EIA e nas medidas de mitigação recomendadas na seção II.7.

Tendo em conta a filosofia do PROMABI-BS, de um monitoramento executado de forma regional e integrada, com foco em empreendimentos representativos dos impactos ambientais no meio físico e biótico passíveis de ocorrerem na Bacia de Santos, o PMA proposto prevê a execução do monitoramento da qualidade do corpo receptor e biota planctônica associada em uma das unidades de produção com geração de água produzida do ETAPA 2, a operar no Desenvolvimento da Produção (DP) de Franco 1. Esta unidade, somada as demais unidades de operação ligadas a outros empreendimentos e monitoradas atualmente no Polo Pré-Sal, totalizarão 5 unidades monitoradas, o que representa 30% das unidades a operar em DPs (aquelas com geração de água produzida) no Polo Pré-Sal quando da total implementação do ETAPA 2.

É importante destacar que a unidade a operar no DP de Franco 1 foi selecionada como representativa considerando-se os seguintes critérios: (I) localização das unidades, de modo que haja cobertura homogênea da área pelas unidades monitoradas, tanto dos empreendimentos em licenciamento no presente estudo, quanto dos empreendimentos já licenciados na região; (II) profundidade de instalação da unidade, de modo que as unidades monitoradas estejam distribuídas em áreas rasas e profundas; (III) condições de descarte (curva de geração de água produzida), priorizando-se as unidades com maiores vazões, e; (IV) tempo de duração das atividades das unidades, dando-se preferência às unidades que operarão por maior período.

A Figura II.7.1.1-1 do PMA apresenta a disposição de todas as unidades de produção a operar em DPs no Polo Pré-Sal quando todos os empreendimentos incluídos na ETAPA 2 do Pré-sal estiverem em operação. Pode-se observar também a localização das 5 unidades de produção selecionadas para o monitoramento da qualidade do corpo receptor e biota planctônica associada (Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas da Bacia de Santos – PMPR-BS).

Será realizada a caracterização das comunidades planctônicas (fito, ictio e zôo) presentes no entorno da unidade, quando da coleta das amostras do compartimento água, para fins de integração com as informações provenientes do sensoriamento remoto e demais informações oceanográficas, no âmbito da abordagem regional da Bacia de Santos.

Complementarmente, nas demais 12 unidades de produção que operarão nos DPs do Pré-Sal (Figura II.7.1.1-1), será executado o Projeto de Monitoramento do Corpo Receptor a 500 m das Plataformas que descartam água produzida na Bacia de Santos (PM-500-BS). Este monitoramento visa o atendimento a Resolução CONAMA nº 393, de 08 de agosto de 2007, que estipula que as águas fora da zona de mistura de 500 m ao redor do ponto de descarte de efluentes devem, necessariamente, ser consideradas como Águas Salinas de Classe 1, conforme definição constante na Resolução CONAMA nº 357, de 17 de março de 2005.

Os indicadores ambientais são: composição, taxonômica, frequência de ocorrência, riqueza, diversidade, equitabilidade e densidade. Análises uni e multivariadas serão aplicadas aos dados, visando a compreensão da variabilidade e da estrutura do compartimento planctônico.

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

Conforme indicado anteriormente, em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 10 da Revisão 00 do EIA foi subdividido de modo a tratar separadamente as diferentes ações

geradoras (descarte de água produzida e descarte do efluente da unidade de remoção de sulfato) e fatores ambientais (comunidade planctônica e comunidade nectônica). Também em atenção ao referido parecer técnico, foram reconhecidos os efeitos diretos e indiretos (devido a alterações na comunidade planctônica) sobre o nécton.

Assim como para o impacto 16, foi ratificada a classificação do impacto como de baixa magnitude “devido à grande capacidade de diluição do corpo receptor, que faz com que a pluma de efluentes seja submetida a um efetivo processo de diluição e por consequência baixa alteração na comunidade planctônica”. No entanto, a avaliação, apesar de reconhecer os efeitos diretos do descarte da água produzida, não discutiu esses efeitos sobre o nécton – especialmente sobre a avifauna – decorrentes da formação de mancha de óleo no ponto de descarte da água produzida, como explicitamente indicado pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA.

Na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se que a magnitude deste impacto é, no mínimo, média e, conseqüentemente, trata-se, a princípio, de um impacto de grande importância; cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS concorda 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. A PETROBRAS desconhece estudos relacionados a quelônios, aves marinhas e cetáceos. Devido a alta sensibilidade do fator ambiental, conseqüentemente este impacto foi classificado como sendo de alta importância.

Deve-se ressaltar que, de acordo com NEFF (2002), NEFF *et al* (2006), NEFF *et al* (2011), NRC (2006) e OOC (1997), não ocorre processo de biomagnificação, ou seja, transferência de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos através da cadeia trófica. Isso porque esses compostos são rapidamente

metabolizados no fígado e recebem grupamentos químicos polares que facilitam a excreção dos compostos HPA pelas vias de excreção de cada grupo que interaje com os organismos residentes nas plataformas.

Em relação à ictiofauna, deve-se considerar os resultados obtidos no Projeto de Bioacumulação concluído no ano de 2012. Foram conduzidos experimentos de biomonitoramento passivo peixes de hábitos recifais em 3 plataformas em águas profundas na Bacia de Campos. As plataformas foram: P-40 e P-19 (ambas com descarte de água produzida em superfície) e P-25 (área de referência, sem descarte de água produzida):.

Na Bacia de Campos, tanto o biomonitoramento ativo, como passivo através da pesca da espécie *Caranx crysos*, foram capazes de revelar a influência do descarte da água produzida no entorno das plataformas, monitorando-se a bioacumulação de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos. Nesse caso, a plataforma age como um recife artificial, onde algumas espécies de peixes de fato residem em função da relativa abundância de alimento e abrigo, considerando-se o entorno oligotrófico. Houve predomínio de HPAs de menor peso molecular (2 a 3 anéis), além de homólogos alquilados associados a fontes petrogênicas.

Portanto, na Bacia de Campos é possível concluir que embora haja uma fonte petrogênia indicada pela bioacumulação de HPA de baixo peso molecular e respectivos compostos homólogos alquilados em uma das espécies de peixes devido aos descartes da água produzida esses níveis são considerados baixos se comparados a de outras áreas com forte influência antropogênica. Também é importante ressaltar que há uma rápida diluição do efluente, ou seja, da água produzida, logo após o lançamento no ambiente marinho.

Foram coletados quinze indivíduos de cada uma das espécies *Caranx crysos* e *Tylonosurus acus* junto a cada uma das plataformas citadas. No tecido muscular desses organismos foram analisados HPA e elementos traço. Dessas análises químicas, estatística e interpretações dos resultados, chegou-se às seguintes conclusões:

- o Para ambas as espécies de peixes a predominância foi de HPA de 2 a 3 anéis, o que é um indício de fonte petrogênica;

- A espécie de peixe *C. crysos* apresentou concentrações de HPA maiores do que *T. acus* nas plataformas com descarte (P-19 e P-40) e foi observada uma alta variabilidade dos resultados. Isso já era esperado uma vez que cada indivíduo apresenta grande variabilidade de bioacumulação de contaminantes. Resultados de contaminantes no ambiente e particularmente na biota sempre apresentam alta variabilidade de resultados;
- O biomonitoramento passivo revelou a influência dos descartes das plataformas para a espécie de peixe *Caranx crysos*. Para a espécie *Tylosurus acus* não foram observadas diferenças estatísticas entre as plataformas com e sem descarte de água produzida. Esses diferentes resultados de bioacumulação foram atribuídos às formas distintas de distribuição das camadas de tecido adiposo em cada uma das espécies;

Os níveis de HPA nas amostras de tecido muscular de peixe foram mais baixos do que nos moluscos bivalves, com diferença de uma ordem de grandeza. As baixas concentrações nos tecidos musculares dos peixes são esperadas, pois esses organismos são capazes de metabolizar e excretar compostos orgânicos, tais como os HPAs. Esse resultado também foi obtido nos estudos de bioacumulação realizados nas plataformas situadas no Golfo do México.

As concentrações de todos os elementos traço foram muito baixas, sendo que vanádio e chumbo não apresentaram dados quantificados para tratamento estatístico. As diferenças estatísticas observadas para os elementos traço foram devido à baixa dispersão dos resultados, ou seja, todas as concentrações de bioacumulação de elementos traço observadas foram muito baixas e provenientes de níveis de background do ambiente. Observam-se indícios que ambas as espécies de peixes não são bons biomonitores para elementos traço, pois o organismo não é capaz de discernir entre concentrações próximas.

Em função das baixas concentrações de HPAs e elementos traço e da elevada salinidade na água do mar é extremamente difícil detectar estes compostos por análise direta de amostras de água. Para possibilitar a avaliação da qualidade da água do mar na Bacia de Campos foram testados os dispositivos SPMD e DGT, que são integradores de contaminantes orgânicos (HPAs) e

inorgânicos (elementos traço), respectivamente. Foram instaladas membranas semipermeáveis (SPMD) para determinação de HPAs nas plataformas P-40, P-19 e P-25. As DGTs para determinação de elementos traço na fração lábil da coluna d'água foram testadas nas plataformas P-25 e P-19. Foram obtidos os seguintes resultados:

- o As concentrações de HPAs encontradas para a água do mar no entorno das 3 plataformas estão abaixo dos limites do CONAMA 430 para águas.
- o Não foi encontrada relação entre as concentrações dos elementos traço na água produzida e na água do mar no entorno da P-19;
- o Os dispositivos de SPMD e DGT podem também ser utilizados como técnicas de varredura, avaliando a qualidade da água do mar (níveis de HPAs e elementos traço) e acusando qualquer potencial de alteração no sistema, passível de afetar a biota;

Conforme indicado anteriormente, no caso desta reavaliação, pelo menos a avifauna deverá ser considerada separadamente.

Resposta/Esclarecimento: Conforme solicitado, segue a avaliação da ação geradora “Descarte de água produzida” sobre a avifauna, o qual foi incluído na Matriz de Impacto com a numeração 28. Destaca-se que, essa solicitação não havia sido feita anteriormente para os empreendimentos licenciados no Pré-Sal.

Impacto 28 - Interferência na avifauna devido ao descarte de água produzida

a. Aspecto ambiental gerador de impacto:

VIII) Descarte de água produzida.

b. Sensibilidade do fator ambiental afetado

De acordo com o item II.5.2 – Meio Biótico, na área de estudo são observadas espécies ameaçadas de aves marinhas, especialmente albatroz,

pardelas e petréis (Ordem Procellariiformes). Dessa maneira, a avifauna possui alta sensibilidade. Os Procellariiformes estão entre as aves marinhas mais oceânicas, raramente se aproximando da terra, exceto para a reprodução. Diversas espécies, notadamente albatrozes, pardelas e petréis gigantes, realizam amplos movimentos migratórios e longas viagens, para a alimentação, que cobrem milhares de quilômetros.

c. Como o aspecto interfere no fator ambiental:

O descarte de água produzida pode em situações específicas alterar a qualidade da água, com formação de filme de óleo (iridescência) em campo próximo da pluma de dispersão desse efluente, podendo ocasionar contaminação em as aves marinhas. No caso de uma contaminação crônica, estas aves podem perder a impermeabilização total ou parcial de suas penas, ocasionando quadros de hipotermia.

d. Descrição do Impacto Ambiental:

O lançamento da água de produção ocorre apenas para os DPs e em fase de operação. Conforme descrito no impacto 6 “Alteração da qualidade da água por descarte de água produzida”, as alterações provocadas no corpo receptor ficam confinadas ao redor das UEPs.

Trata-se de um descarte de uma água que possui hidrocarbonetos, elementos traço e outros compostos orgânicos que, apesar de estarem enquadrados na Legislação, podem formar filme de óleo (iridescência) em campo próximo da pluma de dispersão desse efluente, podendo ocasionar contaminação em as aves marinhas. Segundo FRASER et al. (2006), a formação de iridescência em decorrência do descarte de água produzida pode estar relacionada às características do corpo receptor, taxa e profundidade do descarte, e às características da água produzida como temperatura, quantidade de sólidos, tipos de hidrocarbonetos, tamanho da gota de óleo e a presença de certos tipos de metais como ferro. Apesar do descarte ser contínuo, não se sabe se a iridescência também é formada continuamente, em parte porque ela pode estar

presente e não estar visível. Os mesmos autores consideram que o tratamento da água produzida em instalações offshore remove grande parte do óleo livre antes do descarte, mas não remove as formas dispersas e dissolvidas.

A suscetibilidade das aves marinhas aos hidrocarbonetos de petróleo depende de comportamentos espécie-específico que influenciam na exposição, combinados com a temperatura da água ambiente (FRASER et al., 2006). Observações a partir de cruzeiros indicaram que espécies de aves que mergulham, como os albatrozes, são significativamente mais sensíveis à poluição por óleo do que as espécies que não mergulham.

Considerando os resultados da modelagem, observa-se que a duração do impacto é curta, pois a pluma é submetida a efetivo processo de diluição. Portanto, esse impacto pode ser classificado como operacional, negativo, indireto/direto, imediato, de abrangência local, com duração média e frequência contínua, com permanência temporária e irreversível.

Foi classificado também como sendo cumulativo, pois o fator ambiental avifauna poderá ser afetado por outro(s) impacto(s), e, induzido pelo impacto de alteração da qualidade da água pelo descarte de água produzida.

Apesar da grande capacidade de diluição do corpo receptor, que faz com que a pluma de efluentes seja submetida a um efetivo processo de diluição e o impacto do descarte da água produzida na avifauna foi classificado como média magnitude e, devido a alta sensibilidade do fator ambiental, conseqüentemente este impacto foi classificado como sendo de alta importância.

Desta maneira, o **Quadro II.6.3.1-53** classifica este impacto.

Quadro II.6.3.1-53 - Classificação do impacto Interferência na avifauna pelo descarte de água produzida para os 13 DPs.

Impacto 28	Atributos	Fases da Atividade		
		Instalação	Operação	Desativação
Interferência na avifauna pelo descarte água produzida para os 13 DPs	Classe	Ausente	Operacional	Ausente
	Natureza		Negativo	
	Forma de incidência		Direto	
	Tempo de incidência		Imediata	
	Abrangência espacial		Local	

Impacto 28	Atributos	Fases da Atividade		
		Instalação	Operação	Desativação
	Duração		Média	
	Permanência		Temporária	
	Reversibilidade		Irreversível	
	Cumulatividade		Cumulativo, Induzido	
	Frequência		Contínuo	
	Magnitude		Média	
	Importância		Grande	

e. Medidas Associadas:

O Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos será realizado entre Laguna/SC e Maricá/RJ. No escopo de projeto está previstas a reabilitação de aves arribadas e oleadas, assim como a identificação da *causa mortis* das carcaças recolhidas. Também está prevista análise de *fingerprint* de todos os animais oleados atendidos pelo PMP-BS, o que poderá permitir a identificação da fonte de contaminação.

f. Identificação dos parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento:

Considerando-se a inexecuabilidade de realização de estudos de bioacumulação em organismos neotônicos, exceto em peixes, e que está prevista a análise de HPA e de biomarcadores em mamíferos marinhos, quelônios e aves marinhas atendidos pelo Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS), entendemos que há indicadores e/ou parâmetros que poderão ser utilizados para monitoramento do impacto. Também está prevista análise de *fingerprint* de todos os animais oleados atendidos pelo PMP-BS, o que poderá permitir a identificação da fonte de contaminação.

O Projeto Executivo do PMP-BS está em desenvolvimento e será protocolado no IBAMA até 31/10/2014, contendo o detalhamento do que está previsto em termos de análise de contaminantes.

g. Legislação diretamente relacionada ao impacto, assim como Planos e Programas Governamentais:

- Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Albatrozes e Petréis
- Projeto Nacional de Monitoramento do PINGUIM-DE-MAGALHÃES (Spheniscus magellanicus)

Alegando que “a característica dos efluentes de não conferir efeito adverso à biota aquática significativa após o descarte, dispensa o monitoramento deste impacto em relação às comunidades bióticas”, não foram propostos indicadores. Diante das considerações acima, reitera-se a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Resposta/Esclarecimento: Devido a dificuldade em realizar estudos de bioacumulação em organismos nectônicos, exceto em peixes, e que está prevista a análise de HPA e de biomarcadores em mamíferos marinhos, quelônios e aves marinhas atendidos pelo Projeto de Monitoramento de Praias da Bacia de Santos (PMP-BS), entendemos que há indicadores e/ou parâmetros que poderão ser utilizados para monitoramento do impacto. Ressalta-se no entanto, que será difícil correlacionar os resultados obtidos com as atividades desenvolvidas no Pólo Pré-sal, já que esses organismos são migratórios e podem ser contaminados em outras áreas onde também são desenvolvidas atividades de E&P. O Projeto Executivo do PMP-BS está em desenvolvimento e será protocolado no IBAMA até 31/10/2014, contendo o detalhamento do que está previsto em termos de análise de contaminantes.

Vale ressaltar que no Brasil, existem várias evidências de que os cetáceos apresentam variados níveis de contaminantes (DORNELES et al., 2008; LAILSON-BRITO et al., 2010, 2012). Assim, o monitoramento das concentrações desses contaminantes e a determinação do efeito que eles possam ter sobre as populações de cetáceos são importantes para avaliar tendências temporais na

presença e nas consequências das atividades antrópicas (REINJDERS et al., 2009).

Na revisão 01 do Projeto de Monitoramento de Cetáceos encaminhada na resposta ao Parecer nº 190/2014, foi proposta a coleta de biópsias oportunistas de tecido quando cetáceos se aproximarem da proa do navio para realizar comportamento de *bowriding*. A coleta de biópsias será realizada com qualquer espécie para a qual amostras possam ser obtidas. O tipo de análise a ser realizada e a qualidade dos resultados vai depender do número de amostras obtidas para cada espécie e, portanto estudos mais completos tendem a ocorrer para espécies mais abundantes ou para aquelas cuja coleta de material biológico seja mais facilmente obtida.

As biópsias serão coletadas durante cruzeiros de avistagem e atividades de marcação utilizando balestras com flechas especialmente desenhadas para penetrar a pele e a camada de gordura dos cetáceos e retirar uma amostra cilíndrica desses tecidos. Essas amostras serão fracionadas e acondicionadas em meios específicos para os diferentes tipos de análises desejadas. Por exemplo, amostras para estudos genéticos serão acondicionadas numa solução de álcool 70%, enquanto aquelas destinadas a estudos de contaminantes serão congeladas. O fracionamento das biópsias é necessário para garantir o uso múltiplo e também para guardar parte delas em um arquivo de tecidos para estudos futuros.

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

Conforme indicado anteriormente, em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 10 da Revisão 00 do EIA foi subdividido de modo a tratar separadamente as diferentes ações geradoras (descarte de água produzida e descarte do efluente da unidade de remoção de sulfato) e fatores ambientais (comunidade planctônica e comunidade nectônica). Também em atenção ao referido parecer técnico, o impacto passou a ser classificado como direto.

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

Resposta PETROBRAS: Este impacto será reavaliado em função da modelagem da limpeza das membranas da URS e apresentado antes da Licença de Operação de cada DP.

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

Conforme indicado no impacto 19, em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 11 da Revisão 00 do EIA foi subdividido para tratar separadamente as comunidades planctônica e nectônica.

O impacto foi classificado como de média importância. Deste modo, está incorreta a afirmação de que: “Este impacto não apresenta nem parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento visto que este impacto foi classificado como sendo de pequena importância.”. Reitera-se, portanto, a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Não foi identificada nenhuma legislação diretamente relacionada ao impacto, contudo este tema é abrangido pela Lei nº 9.966/2000 (Art. 16), Resolução CONAMA nº 430/2011, MARPOL 73/78 (Decreto Legislativo nº 499/2009), bem como a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

Resposta/Esclarecimento: Com relação à alteração da qualidade da água e à alteração das comunidades planctônicas e nectônicas devido aos descartes de efluentes sanitários e resíduos alimentares, pode-se afirmar que as modificações físico-químicas provocadas no corpo receptor serão indistinguíveis do background devido à alta capacidade de diluição do corpo receptor e a hidrodinâmica característica da região, não acarretando, portanto, em danos às comunidades biológicas. Assim, não se justifica a proposição de medidas de monitoramento ambiental para este impacto, considerando-se que estas seriam inócuas e ineficazes e que os efluentes a serem lançados obedecerão aos limites preconizados pela legislação, medida que minimiza o impacto.

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

Em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o impacto passou a se referir somente ao nécton – e não mais ao plâncton – e foi classificado como efetivo/operacional e direto. Por outro lado, passou a tratar do nécton de forma mais ampla, passando a se referir não somente à ictiofauna e cefalópode, mas também aos cetáceos, quelônios e avifauna.

Assim, a resposta acaba por abordar mais superficialmente os impactos sobre cada um dos componentes do nécton. Especialmente no caso da avifauna (que na revisão 00 do EIA havia sido tratada em separado no impacto 15), este agrupamento faz com que não tenha sido atendida a solicitação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA de uma discussão mais aprofundada dos possíveis efeitos para se justificar a classificação da magnitude. Ao contrário, a resposta ratifica a classificação da magnitude como baixa sem qualquer justificativa.

Desta forma, solicita-se a avaliação em separado do impacto da luminosidade sobre a avifauna que deverá considerar as observações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA sobre o “Impacto 15 - Perturbação da Avifauna” da Revisão 00 do EIA. Este impacto deverá ser numerado a partir da última numeração utilizada a fim de não alterar mais uma

vez a numeração dos impactos, o que dificultaria a análise da resposta a ser apresentada.

Resposta/Esclarecimento: Plataformas de petróleo, assim como outras grandes estruturas que tenham algum tipo de iluminação, como torres de aeroportos, faróis de navegação, entre outros, apresentam um efeito atrator sobre as aves migratórias, incluindo as aves marinhas (TASKER, 1986; BAIRD, 1990). As plataformas de petróleo parecem servir como abrigo e fonte indireta de alimento, uma vez que suas estruturas submersas agem como recifes artificiais, concentrando cardumes de peixes e crustáceos. Esse efeito de atração tem sido observado e descrito há décadas, e até então, não se acreditava causar danos às aves. Recentemente, alguns autores têm descrito possíveis efeitos negativos da associação entre aves marinhas e plataformas de petróleo (WIESE et al., 2001; FRASER et al., 2006). Algumas espécies que apresentam hábitos noturnos tendem a voar na direção das plataformas, atraídas pelas fontes luminosas (luzes e chamas formadas na queima dos gases), e impactos causados pelas colisões ou pelo contato com as chamas já foram descritos (WIESE et al., 2001).

De fato, os efeitos negativos decorrentes da atração das plataformas de petróleo sobre as aves marinhas ainda precisam ser mais bem compreendidos, pois as informações disponíveis se baseiam apenas em registros descritivos, sem análises quantitativas (WIESE *et al.*, 2001).

Este fator ambiental foi desmembrado do Impacto 21 conforme solicitado e foi inserido na matriz como o Impacto 27- Perturbação na avifauna pela luminosidade do DP e Impacto 26 - Perturbação na avifauna pela luminosidade para o SPA/TLD. Este é classificado como **operacional; negativo; direto; imediato e local**, uma vez que seus efeitos se restringem às áreas das plataformas e seu entorno imediato. É **temporário**, visto que está vinculado ao período de operação das estruturas utilizadas na atividade; além de **reversível** e de **média duração**. Por promover alterações apenas em nível de indivíduo, é considerado um impacto de **baixa magnitude**. E, finalmente, apesar de se tratar de um impacto localizado, causador de mudanças pontuais no meio biótico, é

classificado como de **média importância** devido à sensibilidade do grupo afetado.

Com relação aos demais componentes do nécton, na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se que a magnitude deste impacto é, no mínimo, média e, conseqüentemente, trata-se, a princípio, de um impacto de grande importância; cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

A reposta afirma que: “Este impacto não apresenta parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento visto que este impacto foi classificado como sendo de média importância.”. Além da justificativa ser insuficiente, é im procedente a afirmação de que não existam parâmetros ou indicadores para monitoramento do impacto. Reitera-se, portanto, a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Resposta/Esclarecimento: O efeito da luminosidade da unidade marítima e das embarcações de apoio durante a noite funcionaria mais como um local de atração de organismos com fototactismo positivo, como lulas, alguns peixes e quelônios marinhos, que seriam atraídos pela luz e ficariam mais susceptíveis a ataques de predadores. Embora se aceite esse efeito para lulas e algumas espécies de peixes, suas conseqüências nas populações são consideradas insignificantes (RÉ, 1984; RODRIGUES, 2002).

Salienta-se que a iluminação dos FPSOs estará posicionada para iluminar especialmente o convés, o que, conseqüentemente, resultará em uma mitigação desse efeito e seu respectivo impacto.

Parâmetros e indicadores para o monitoramento deste impacto estão estabelecidos no âmbito do Projeto de Monitoramento de Cetáceos, a saber:

- (1) Mudança temporária ou abandono da área de ocorrência principal (habitats críticos) durante ou depois da implementação de uma determinada atividade;
- (2) Alterações dos padrões comportamentais, em especial os relacionados movimentos e rotas migratórias.
- (3) Redução populacional, ou seja, determinação de tendências negativas em series temporais de estimativas de densidade ou em parâmetros biológicos (sobrevivência, reprodução).

Impacto 22 – Alteração na estrutura da comunidade bentônica pela presença do FPSO e equipamentos submarinos (impacto 13 na Rev. 00 do EIA)

O Quadro referente ao impacto dos DPs e estruturas submarinas foi corrigido, passando a indicar o impacto como direto. Foi informado que “No caso dos 15 trechos de gasodutos, o impacto é a perda de habitat e este impacto já foi avaliado anteriormente”. No entanto, é importante destacar que nas áreas onde serão assentados os gasodutos, ambos os impactos ocorrem, ou seja, a perda de habitat bentônico, bem como a alteração na estrutura da comunidade bentônica pela presença dos gasodutos, que vai interferir também na estrutura da comunidade biótica ao longo dos gasodutos. Deste modo, conforme indicado na Revisão 00 do EIA, “para os 15 trechos de gasodutos (...) este impacto perdura ao longo da vida útil, visto que ele não será removido após o término da operação” devendo o impacto ser classificado como “de longa duração, permanente e irreversível”.

No caso da operação dos DPs o impacto foi classificado como sendo de média magnitude. No entanto, a própria discussão do impacto se refere ao comprometimento da “comunidade bentônica” e, portanto, segundo o critério proposto a magnitude desse impacto é alta.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS mantém a classificação para este impacto, sendo de média magnitude e média importância, fundamentando-se na análise integrada dos impactos 11, 12 e 22.

Entende-se que a ocupação do assoalho oceânico pelos equipamentos submarinos, sistema de ancoragem, linhas e gasodutos é inexpressiva em termos de área, que esta se dá numa província geomorfológica, faciológica e sedimentar bastante homogêneas, que a condição de ocupação e colonização das áreas favorece a manutenção dos parâmetros ecológicos reinantes; é intuitivo concluir que este impacto seja de baixa a média magnitude e pequena a média importância. Assim o impacto permanece como de baixa a média magnitude e de pequena a média importância

A resposta afirma que: “Este impacto não apresenta parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento visto que este impacto foi classificado como sendo de pequena/ média importância.”. Além da justificativa ser insuficiente, é im procedente a afirmação de que não existam parâmetros ou indicadores para monitoramento do impacto. Reitera-se, portanto, a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Resposta/Esclarecimento: Devido às características faciológicas da região onde haverá instalações, às características específicas deste impacto, à profundidade da lâmina d'água nos locais de instalação e às restrições operacionais e de segurança para a coleta de amostras no entorno destas estruturas, não foi considerada a execução de um projeto de monitoramento para o compartimento sedimento no PMA proposto. Esta análise é corroborada pelo histórico das avaliações de impactos desenvolvidas nos estudos de impacto para os licenciamentos do Polo Pré-Sal, onde destacamos o licenciamento dos 4 TLD's (Processo IBAMA nº 02022.002619/08) e da ETAPA 1 do Pré-sal (Processo

IBAMA nº 02022.002287/09) pela semelhança empreendimentos não houve a proposição de medidas de monitoramento e controle no ETAPA 2.

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

Atendendo à solicitação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, foi avaliado o impacto da presença do FPSO e equipamentos submarinos sobre o nécton.

Por outro lado, o impacto passou a se referir também à avifauna, que havia sido considerada em separado no impacto 15 da revisão 00 do EIA. Conforme indicado anteriormente, ao agrupar diferentes fatores ambientais a resposta acaba por abordar mais superficialmente os impactos sobre cada um dos componentes. Especialmente no caso da avifauna (que na revisão 00 do EIA havia sido tratada em separado no impacto 15), este agrupamento faz com que não tenha sido atendida a solicitação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA de uma discussão mais aprofundada dos possíveis efeitos para se justificar a classificação da magnitude.

Desta forma, solicita-se a avaliação em separado do impacto da presença do FPSO sobre a avifauna que deverá considerar as observações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA sobre o “Impacto 15 – Perturbação da Avifauna” da Revisão 00 do EIA. Este impacto deverá ser numerado a partir da última numeração utilizada a fim de não alterar mais uma vez a numeração dos impactos, o que dificultaria a análise da resposta a ser apresentada.

Resposta/Esclarecimento: Este fator ambiental foi desmembrado do Impacto 23 conforme solicitado e foi inserido na matriz como o Impacto 29- Perturbação na avifauna pela presença do FPSO para o DP e Impacto 26 - Perturbação na avifauna pela presença do FPSO para o SPA/TLD. Segue a descrição do impacto ambiental:

Plataformas de petróleo, assim como outras grandes estruturas apresentam um efeito atrator sobre as aves migratórias, incluindo as aves marinhas (TASKER, 1986; BAIRD, 1990). As plataformas de petróleo parecem servir como abrigo e fonte indireta de alimento, uma vez que suas estruturas submersas e/ou casco agem como recifes artificiais, concentrando cardumes de peixes e crustáceos. Esse efeito de atração tem sido observado e descrito há décadas, e até então, não se acreditava causar danos às aves. Recentemente, alguns autores têm descrito possíveis efeitos negativos da associação entre aves marinhas e plataformas de petróleo (WIESE *et al.*, 2001; FRASER *et al.*, 2006).

De fato, os possíveis efeitos negativos decorrentes da atração das plataformas de petróleo sobre as aves marinhas ainda precisam ser mais bem compreendidos, pois as informações disponíveis se baseiam apenas em registros descritivos, sem análises quantitativas (WIESE *et al.*, 2001).

Este é classificado como **operacional; negativo; direto; imediato e local**, uma vez que seus efeitos se restringem às áreas das plataformas e seu entorno imediato. É **permanente**, visto que está vinculado ao período de operação das estruturas utilizadas na atividade; além de **reversível** e de **longa duração**. Por promover alterações apenas em nível de indivíduo, é considerado um impacto de **baixa magnitude**. E, finalmente, apesar de se tratar de um impacto localizado, causador de mudanças pontuais no meio biótico, é classificado como de **média importância** devido à sensibilidade do grupo afetado.

Com relação aos demais componentes do nécton, na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se que a magnitude deste impacto é, no mínimo, média e, conseqüentemente, trata-se, a princípio, de um impacto de grande importância; cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Valem também para este impacto as observações referentes aos gasodutos apontadas no impacto anterior.

A resposta afirma que “Este impacto não apresenta parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento visto que o impacto foi classificado como de média importância.”. Além da justificativa ser

insuficiente, é improcedente a afirmação de que não existam parâmetros ou indicadores para monitoramento do impacto. Reitera-se, portanto, a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Resposta/Esclarecimento: Conforme solicitado pela CGPEG, a classificação foi revisada e considerada de média magnitude e grande importância.

Cabe salientar que resultados do Projeto Mamíferos e Quelônios Marinhos, realizado através de convênio entre PETROBRAS, Projeto Baleia Jubarte e Projeto TAMAR, não indicaram a exclusão de cetáceos e quelônios das áreas de produção e perfuração da região da Bacia de Campos, local onde existe a maior concentração de plataformas de petróleo na costa brasileira (CENPES/TAMAR, 2005).

O efeito de atratividade da unidade marítima se baseia no aumento de oferta de alimentos em função da concentração de organismos marinhos ao redor da mesma.

Neste sentido, a Petrobras entende que o grupo dos Cetáceos representam um forte indicador de avaliação deste impacto. Desta forma foi proposto como medida mitigadora uma avaliação integrada do relacionamento entre a atratividade exercida pelos FPSOs e possíveis alterações comportamentais deste grupo no âmbito do Projeto de Monitoramento de Cetáceos, apresentados na resposta ao PT CGEPEG 190/14.

Os indicadores para o monitoramento deste *impacto* estão estabelecidos também no âmbito do Projeto de Monitoramento de Cetáceos, a saber:

1. Mudança temporária ou abandono da área de ocorrência principal (habitats críticos) durante ou depois da implementação de uma determinada atividade;
2. Alterações dos padrões comportamentais:
 - a. tempo e profundidade de mergulho

b. movimentos e rotas migratórias.

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

Atendendo à solicitação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 14 da Revisão 00 do EIA foi subdividido para tratar separadamente as ações geradoras trânsito de embarcações de apoio e presença do FPSO (abordada no impacto 25). Também em atenção ao referido parecer técnico, este impacto foi classificado como operacional e teve sua frequência classificada como intermitente.

Indicando que “a sensibilidade é intrínseca ao fator ambiental”, o Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA havia solicitado a reavaliação da sensibilidade. Esta reavaliação foi feita, de modo que a classificação da sensibilidade do fator ambiental bentos foi alterada de alta (na Revisão 00 do EIA) para baixa. No entanto, como justificativa para esta classificação foi indicado que “o fator ambiental bentos possui baixa densidade na área de ancoragem, instalação de estruturas submarinas e assentamentos de gasodutos. Desta maneira, o bentos presente na área das atividades do Projeto Etapa 2, pode ser considerado de baixa sensibilidade”, o que é improcedente, uma vez que o impacto da introdução de espécies exóticas pelas embarcações de apoio não se sente exclusivamente na área onde ocorrerá a instalação de equipamentos submarinos, mas também, e principalmente, na região das bases de apoio. Além disso, considerando a descrição do próprio impacto que cita a “alteração na estrutura da comunidade biótica marinha”, vários fatores ambientais serão afetados por esse impacto, e não somente o bentos.

Desta forma, assume-se que a sensibilidade é alta, o que faz com que o impacto seja considerado como de grande importância; cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Com relação às medidas associadas ao impacto, o Parecer Técnico nº

0190/2014 CGPEG/IBAMA havia solicitado “a atualização das informações, principalmente com relação ao termo de cooperação com o IEAPM, ao JIP e aos resultados do Grupo de Trabalho, com encaminhamento do respectivo relatório final. Além disso, considerando que as normativas da IMO não são ainda mandatórias, mas recomendatórias, solicita-se que a PETROBRAS esclareça as medidas que efetivamente pretende implementar”

Na resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA foram apresentadas as seguintes informações (não incorporadas à revisão do item II.6.3):

– Com relação ao Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) intitulado “Redução de Impactos Diretos aos Ecossistemas Marinhos – RIMAR”, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa da PETROBRAS – CENPES, que tem um subprojeto dedicado a questão da bioinvasão por bioincrustação marinha, foi informado que “o termo de cooperação científica-tecnológica com o Instituto de Estudos do Mar Almirante Paulo Moreira (IEAPM), da Marinha do Brasil, foi assinado em dezembro de 2013, iniciado efetivamente em janeiro de 2014 e, atualmente, em fase de contratação de equipe de banco de dados e montagem de logística e infraestrutura necessárias.”

– Com relação à proposta de JIP (Joint Industry Project) específico para encapsulamento de estruturas marítimas, a Petrobras informou que “o desenvolvimento da proposta de JIP é uma ação de médio prazo e, portanto, ainda não se concretizou”.

– Com relação ao Grupo de Trabalho de Prevenção de Bioinvasão, a resposta informou que “suas tarefas foram encerradas e a emissão do Relatório Final aguarda a conclusão de avaliação em nível gerencial, a qual envolve diversos setores internos da Petrobras”.

– Com relação à implementação das recomendações da IMO, a resposta não teceu qualquer consideração. Reitera-se, portanto, a solicitação do referido parecer técnico: “considerando que as normativas da IMO não são ainda mandatórias, mas recomendatórias, solicita-se que a PETROBRAS esclareça as medidas que efetivamente pretende implementar” dentre aquelas propostas no documento de caráter recomendatório da IMO “Diretrizes para o

Controle e Gestão de Bioincrustação de Navios para Minimizar a Introdução de Espécies Exóticas Invasoras”.

Portanto, ratificando o entendimento apresentado no Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, estas ações ainda não apresentaram resultados que possam ser considerados como medidas preventivas de “média eficácia” no controle da bioinvasão, conforme indicado no “Quadro II.6.3.1-67”.

Sobre eventuais indicadores a resposta novamente menciona simplesmente que “não há”, o que é im procedente. Reitera-se, portanto, a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Resposta/Esclarecimento: Em atendimento a este parecer, a classificação da importância do referido impacto foi alterada para “grande”, reconsiderando a sensibilidade do fator ambiental como “média”, por entendermos que as áreas onde se localizam as bases de apoio já se encontram bastante antropizadas em função do expressivo uso e ocupação do espaço marítimo, de suas margens e bacias hidrográficas associadas.

Com relação as normativas da IMO, conforme mencionado neste questionamento, as “Diretrizes para o Controle e Gestão de Bioincrustação de Navios para Minimizar a Introdução de Espécies Exóticas Invasoras” tem caráter de aplicação voluntária pelos diversos países estando ainda em processo de avaliação da viabilidade operacional de sua implementação e dos impactos na indústria naval e de infraestrutura associada como um todo.

Como qualquer outra normativa da IMO, a Marinha do Brasil avalia a pertinência de sua internalização e, caso positivo, emite normas da autoridade marítima aplicáveis a todos os setores navais.

Não cabe, portanto, a uma única empresa adotar integralmente normas internacionais para a navegação, especialmente, em se tratando de um documento cuja viabilidade de implementação está em estudo, conforme já exposto.

A Petrobras participa ativamente das discussões junto à IMO contribuindo para que, no futuro, quando tais diretrizes venham a se tornar mandatórias, seu conteúdo seja de alta qualidade técnica.

Dentre os aspectos previstos nas diretrizes da IMO, a Petrobras informa que implementará sistemas antiincrustantes nas embarcações de apoio, compreendendo sistemas de prevenção de crescimento marinho nas tubulações e caixas de mar, a aplicação de tintas antiincrustantes livres de estanho e de alta *performance* nos cascos, além da realização de inspeções e docagens periódicas, conforme estabelecido pela Autoridade Marítima em suas NORMAMs aplicáveis (NORMAM-01/DPC e NORMAM-23/DPC). Salienta-se que Petrobras já exige existência de "casco limpo" nas embarcações de apoio, o que é verificado na inspeção inicial das embarcações.

Considerando que tais medidas acima expostas asseguram a minimização do risco de bioinvasão por bioincrustação oriundos das atividades das embarcações, entendemos ser razoável que possam ser classificadas como de alta eficácia.

A partir destas medidas, propõe-se um indicador relacionado ao “número de realização de inspeções e docagens e de (re)aplicação das tintas antiincrustantes”.

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

Conforme indicado no impacto 24, atendendo à solicitação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 14 da Revisão 00 do EIA foi subdividido para tratar separadamente as ações geradoras trânsito de embarcações de apoio e presença do FPSO; sendo válidas as mesmas considerações e solicitações do impacto anterior.

Observa-se, entretanto, que para esta ação geradora a Petrobras indicou as seguintes medidas preventivas complementares:

“– pintura com tinta anti-incrustante dos cascos das FPSOs em construção;

– *limpeza dos cascos dos FPSOs recém-construídos, que necessitem de deslocamento entre biorregiões da costa brasileira;*

– *exigência de que os cascos dos FPSOs oriundos do exterior cheguem apenas com microincrustação (casco limpo) ao Brasil.”*

Da forma como a informação de que os cascos dos FPSO em construção seriam pintados com tinta anti-incrustante foi apresentada na resposta em análise e nas Audiências Públicas realizadas depreende-se que se trata de uma especificidade do presente projeto e não de uma medida usualmente utilizada. Solicita-se, portanto, a confirmação deste entendimento, bem como esclarecimentos sobre a utilização de tinta anti-incrustante nas unidades de produção da Petrobras de forma geral.

Adicionalmente, considerando que as unidades de operação previstas para o presente projeto encontram-se em diferentes etapas de construção e em diferentes localidades, solicita-se a confirmação de que todas receberão pintura com tinta anti-incrustante ou, se não todas, quais.

Resposta/Esclarecimento: Em atendimento a este parecer, a classificação da importância do referido impacto foi alterada para “grande”, reconsiderando a sensibilidade do fator ambiental como “alta”.

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

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

A partir destas medidas, propõe-se como indicadores o “número de unidades onde será aplicada tinta-antiincrustante” e “percentual de cascos limpos oriundos do exterior”.

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

Ao tratar da comunidade nectônica, a discussão do impacto passou a se referir também à avifauna, além de quelônios e cetáceos, já abordados na Revisão 00. Conforme indicado anteriormente, ao agrupar ainda mais os fatores ambientais, a revisão não só contraria as orientações do Termo de Referência, reforçadas pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, como também traz prejuízos à discussão e classificação do impacto, uma vez que este incide de forma diferenciada nos diferentes grupos.

Em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, este impacto teve a classificação de vários atributos revista, sendo classificado como: operacional, permanente, irreversível, cumulativo, intermitente, de média magnitude e grande importância. Reitera-se, no entanto, o entendimento de que, por ser um impacto que perdura por toda a vida útil das atividades de DPs, sua duração não deveria ser classificada como imediata, mas, assim como em outros impactos, como, ao menos, média.

Para justificar a classificação proposta para a magnitude, foi indicado que “Caso ocorra esse impacto, espera que seja apesar de afetar um organismo, este pode indiretamente acarretar em impactos na população uma vez que a colisão poderá causar além de efeito letal, efeitos subletais como distúrbios comportamentais, de crescimento, reprodução.”. Além da frase parecer truncada, o que prejudica sua compreensão, observa-se que, conforme entendimento anteriormente registrado, (item II.6.1), um impacto que comprometa uma população não pode ser considerado como de média magnitude, principalmente neste caso que envolve espécies ameaçadas.

Assim, na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se que a magnitude deste impacto é alta; cabendo à Petrobras, caso discorde

desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Resposta/Esclarecimento: A duração do impacto foi alterada para média, conforme solicitado no Parecer nº 373/14.

Em relação à magnitude, essa avaliação de impacto adotou os conceitos de níveis ecológicos apresentados por Begon (2006). Segundo esse autor, o meio ambiente pode ser agrupado ecologicamente nos seguintes níveis hierárquicos: o próprio indivíduo ou organismo; a população, que é constituída de organismos da mesma espécie; e a comunidade, composta por certo número de populações de diferentes espécies. Assim a magnitude dos impactos foi classificada como:

- Baixa: quando a alteração compromete organismos individualmente (distúrbios metabólicos e fisiológicos, anomalias morfológicas, inibição de mitose, entre outros), sem afetar a população de forma relevante;
- Média: quando a alteração compromete a população (distúrbios comportamentais, de crescimento, reprodução, abundância, entre outros); e
- Alta: quando a alteração ocorre em estrutura e funções, comprometendo comunidades.

Como podem ocorrer distúrbios comportamentais no cetáceos e quelônios em decorrência da intensificação do tráfego marítimo, considera-se a classificação média adequada. Esclarece-se que a sensibilidade considera o status de conservação de espécie, e nesse caso a classifica como sendo alta, o que pode levar a importância para alta, mas não afeta a magnitude, a qual pode ser baixa, média ou grande conforme critérios estabelecidos no estudo. Como na região de implantação do empreendimento há a ocorrência de espécies ameaçadas, raras ou endêmicas, a sensibilidade foi considerada alta resultando em um impacto de alta importância.

Observa-se que nas páginas 47 e 48/125 do Parecer nº 373/14 o IBAMA solicita que os critérios propostos para avaliação da magnitude sejam alterados apenas em futuros estudos como transcrito a seguir: *“Apesar dos critérios propostos tornarem mais objetiva a classificação e permitirem, assim, uma análise crítica da avaliação de impactos apresentada; considera-se que os mesmos ainda são bastante simplistas, de modo que, para futuras avaliações de impacto a*

serem eventualmente conduzidas pela empresa, sugere-se a revisão ou o aprimoramento destes critérios.”

Como medida mitigadora associada é indicada a redução das velocidades e desvio da rota das embarcações quando avistados cetáceos e quelônios marinhos. Com relação aos indicadores, a resposta indica que o projeto de monitoramento de cetáceos “trará dados quantitativos de espécies presentes na região o que possibilitará validar ou não a previsão desse impacto”.

Considerando que entre os fatores de risco associados a possibilidade de colisões citados no estudo, a sobreposição entre áreas com grande densidade de organismos e intenso tráfego de embarcações é um dos preponderantes; entende-se que, além destas medidas, se evidencia a necessidade de dimensionamento da intensidade de trânsito de embarcações entre os empreendimentos marítimos de Exploração e Produção de petróleo e as bases de apoio em terra, com base em informações e registros reais das operações das embarcações. A partir dos resultados provenientes deste dimensionamento será possível verificar as áreas de maior intensidade de uso pelas embarcações e correlacionar estes com áreas de ocorrência de populações de mamíferos e quelônios e também rotas migratórias.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS conta com sistemas de monitoramento da frota capazes de rastrear as embarcações que atuam na Bacia de Santos. São combinadas tecnologias de rastreamento diferentes (satelital e terrestre) de forma a minimizar a possibilidade de áreas sem monitoramento. Isto se justifica devido a grande extensão desta Bacia. Como sistemas satelitais são utilizados o Inmarsat C e o Inmarsat D+. Já como sistema terrestre utiliza-se o AIS (Automatic Identification System). Combinadas, essas tecnologias transmitem a localização, velocidade e rumo das embarcações. Todas as informações são recebidas, processadas, armazenadas e disponibilizadas através de Sistemas de Informação Geográfica. A partir dos dados de registro pretérito e em tempo real, seguindo orientação do Parecer Técnico CGPEG/IBAMA Nº373/2014, a Petrobras

irá realizar o “... dimensionamento da intensidade de trânsito de embarcações entre os empreendimentos marítimos de Exploração e Produção de petróleo e as bases de apoio em terra...”. De posse do mapeamento das áreas e rotas de maior densidade de embarcações serão realizados cruzamentos espaciais com as áreas de ocorrência de populações de mamíferos, quelônios e também rotas migratórias, de forma a orientar a navegação e minimizar a possibilidade de colisão. Propõe-se a inclusão desse mapeamento nos relatórios anuais do Projeto de Monitoramento de Cetáceos.

A) Impactos Potenciais

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

Em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o impacto passou a ser classificado como direto.

Com relação às considerações do parecer técnico, a resposta se limitou a repetir a discussão anteriormente apresentada, indicando que: “Conforme apresentado na descrição da ação geradora e da própria avaliação de impactos, o volume de produtos químicos transportados pelas embarcações que prestarão apoio às atividades do Projeto Etapa 2, são inferiores aos volumes simulados. Desta maneira, a utilização de tais simulações como referência para se prever o comportamento dos produtos químicos em caso de possíveis acidentes é extremamente conservadora e, portanto, as plumas ficariam mais restritas ainda ao redor das embarcações. Para este impacto foi avaliado o pior cenário, ou seja, o produto químico com o maior potencial tóxico que seria o biocida, conforme descrito na ação geradora. Frente ao exposto, os atributos abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude e importância, se mantém”.

Esta argumentação ignora a observação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA de que: “No caso de ocorrer em regiões próximas ao litoral em ambientes sensíveis fora ou dentro unidades de conservação, os impactos podem ser de alta magnitude”, bem como a solicitação de que os

atributos fossem “reclassificados incluindo sua variação mínima a máxima”.

Na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se que, a depender da região atingida, a sensibilidade do fator ambiental água pode ser alta, assim como a magnitude, de modo que o impacto pode ser de até grande importância; cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Alegando a pequena importância do impacto, não foram identificadas medidas associadas, nem “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento”. No entanto, considerando que o impacto pode ser de até grande importância, estas medidas e indicadores deverão ser apresentados.

Resposta/Esclarecimento: No caso de vazamentos acidentais de produtos químicos, o impacto na qualidade da água estará associado às características do produto quanto a sua capacidade de dispersão, o que permitirá avaliar a extensão e a duração e/ou persistência desse produto no meio ambiente marinho. Nesse contexto, será necessário avaliar seu comportamento quanto à evaporação, processos de redução de volume do produto que impactará o meio ambiente, e as suas frações flutuante e dissolvida.

Reiteramos que na descrição da ação geradora e da própria avaliação de impactos e na resposta ao Parecer Técnico nº190/2014, o volume de produtos químicos transportados pelas embarcações que prestarão apoio às atividades do Projeto ETAPA 2, são inferiores aos volumes simulados. Desta maneira, a utilização de tais simulações como referência para se prever o comportamento dos produtos químicos em caso de possíveis acidentes é extremamente conservadora e, portanto, as plumas ficariam mais restritas ainda ao redor das embarcações. Para este impacto foi avaliado o pior cenário, ou seja, o produto químico com o maior potencial tóxico que seria o biocida, conforme descrito na ação geradora. Frente ao exposto e considerando, principalmente, a tipologia dos produtos transportados e a capacidade do ambiente de dispersar os pequenos volumes que acidentalmente possam ser derramados, os atributos abrangência

espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude e importância, devem ser mantidos.

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

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

Atendendo à solicitação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 18 da Revisão 00 do EIA foi subdividido para tratar separadamente as comunidades planctônica e nectônica (considerada no impacto 29). Também em atenção ao referido parecer técnico, este impacto foi classificado como direto.

Assim como para o impacto 27, a discussão e a avaliação do impacto ignoram o Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA que havia indicado que “os atributos deverão ser reclassificados incluindo sua variação mínima a máxima, pois os impactos ambientais dependerão das características dos produtos químicos e do local do acidente, portanto, os atributos deverão ser reclassificados de acordo com a possível variação: abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude, importância.”. Ao contrário, a nova discussão suprime frases incluídas na Revisão 00 do EIA onde esta dependência era explicitada, tais como: “No entanto, ressalta-se que o impacto estará associado com as características do produto e do ambiente onde ocorreu o vazamento.”

Assim, na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se que, a depender da região atingida, a sensibilidade do fator ambiental pode ser até alta, assim como, a depender do comprometimento da comunidade planctônica, também a magnitude pode ser alta, de modo que o impacto pode

ser de até grande importância; cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Alegando a pequena importância do impacto, não foram identificadas medidas associadas, nem “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento”. No entanto, considerando que o impacto pode ser de até grande importância, estas medidas e indicadores deverão ser apresentados.

Resposta/Esclarecimento: No caso de vazamentos acidentais de produtos químicos, o impacto na qualidade da água e consequente alteração da comunidade planctônica estarão associados às características do produto quanto a sua capacidade de dispersão, o que permitirá avaliar a extensão e a duração e/ou persistência desse produto no meio ambiente marinho. Nesse contexto, será necessário avaliar seu comportamento quanto à evaporação, processos de redução de volume do produto que impactará o meio ambiente, e as suas frações flutuante e dissolvida.

Reiteramos que na descrição da ação geradora e da própria avaliação de impactos e na resposta ao PT CGEPEG/IBAMA 190/2014, o volume de produtos químicos transportados pelas embarcações que prestarão apoio às atividades do Projeto ETAPA 2, são inferiores aos volumes simulados. Desta maneira, a utilização de tais simulações como referência para se prever o comportamento dos produtos químicos em caso de possíveis acidentes é extremamente conservadora e, portanto, as plumas ficariam mais restritas ainda ao redor das embarcações. Para este impacto foi avaliado o pior cenário, ou seja, o produto químico com o maior potencial tóxico que seria o biocida, conforme descrito na ação geradora. Frente ao exposto e considerando, principalmente, a tipologia dos produtos transportados e a capacidade do ambiente de dispersar os pequenos volumes que acidentalmente possam ser derramados, os atributos abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude e importância, devem ser mantidos.

As características do vazamento, distância da costa, ecossistema impactado, extensão da área atingida, tempo de exposição, ações de limpeza

realizadas, época do ano, entre outros, irão influenciar no impacto, sendo assim, caso ocorra para cada vazamento serão propostos parâmetros e/ou indicadores.

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

Conforme indicado no impacto 28, atendendo à solicitação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o Impacto 18 da Revisão 00 do EIA foi subdividido para tratar separadamente as comunidades planctônica (considerada no impacto 29) e nectônica, que, por sua vez passou a se referir, além da ictiofauna, também a quelônios, cetáceos e avifauna. Também em atenção ao referido parecer técnico, este impacto foi classificado como direto.

Assim como para os impactos 27 e 28, a discussão e a avaliação do impacto ignoram as considerações e solicitações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA.

Assim, na ausência de uma discussão mais bem embasada, assume-se que, a depender do comprometimento das populações e comunidade nectônicas, a magnitude do impacto pode ser alta, de modo que, considerando a alta sensibilidade, o impacto pode ser de até grande importância; cabendo à Petrobras, caso discorde desta classificação, apresentar nova avaliação do impacto devidamente justificada.

Alegando a média importância do impacto, não foram identificadas medidas associadas, nem “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento”. Além da justificativa ser insuficiente, entende-se que, como o impacto pode ser de até grande importância, estas medidas e indicadores deverão ser apresentados.

Resposta/Esclarecimento: No caso de vazamentos acidentais de produtos químicos, os impactos relacionados ao Nécton estarão diretamente associados às características do produto quanto a sua capacidade de dispersão, o que permitirá avaliar a extensão e a duração e/ou persistência desse produto no meio ambiente marinho. Nesse contexto, será necessário avaliar seu comportamento quanto à

evaporação, processos de redução de volume do produto que impactará o meio ambiente, e as suas frações flutuante e dissolvida.

Reiteramos que na descrição da ação geradora e da própria avaliação de impactos e na resposta ao PT CGPEG/IBAMA 190/2014, o volume de produtos químicos transportados pelas embarcações que prestarão apoio às atividades do Projeto ETAPA 2, são inferiores aos volumes simulados. Desta maneira, a utilização de tais simulações como referência para se prever o comportamento dos produtos químicos em caso de possíveis acidentes é extremamente conservadora e, portanto, as plumas ficariam mais restritas ainda ao redor das embarcações. Para este impacto foi avaliado o pior cenário, ou seja, o produto químico com o maior potencial tóxico que seria o biocida, conforme descrito na ação geradora. Frente ao exposto e considerando, principalmente, a tipologia dos produtos transportados e a capacidade do ambiente de dispersar os pequenos volumes que acidentalmente possam ser derramados, os atributos abrangência espacial, duração, permanência, reversibilidade, magnitude e importância, devem ser mantidos.

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

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

Atendendo à solicitação do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, a classificação da magnitude foi reavaliada para os componentes do meio biótico. Assim, o impacto passou a ser considerado como de alta magnitude para manguezais (impacto 31), costões rochosos (32), praias arenosas (33), comunidades nectônicas (35) e avifauna (36).

Com relação ao impacto sobre comunidades planctônicas (34) – que

passou a ser classificado como direto, a discussão indica que “Nas fases de instalação e desativação os volumes de óleo passíveis de atingirem o mar são menores. Assim, este impacto é classificado como sendo de média magnitude.”. Contudo, a magnitude do impacto para a fase de operação foi também classificada como média, sem que fosse apresentada qualquer argumentação neste sentido.

Não foram identificadas medidas associadas para o impacto de vazamentos sobre a comunidade nectônica e avifauna; o que é improcedente, uma vez que o Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo (PEVO) – citado como medida associada para outros componentes do meio biótico – também prevê medidas para proteção à fauna em caso de vazamentos acidentais.

Sobre eventuais indicadores a resposta, de forma geral, menciona simplesmente que: “Não foram identificados parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o seu monitoramento”, sem apresentar qualquer justificativa. Reitera-se, portanto, a necessidade de que sejam identificados “parâmetros ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto” e de que “a não identificação de parâmetros ou indicadores deve ser devidamente contextualizada e justificada”.

Ainda com relação aos impactos devidos a vazamentos de óleo, o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA havia solicitado a Petrobras apresentasse esclarecimentos a questionamento feito pelo Comitê da Bacia Hidrográfica da Baixada Santista (CBH BS) sobre os impactos ambientais potenciais que poderiam ser causados nas praias, manguezais e outros ecossistemas costeiros dos 9 (nove) municípios que compõem o CBH BS.

A resposta da Petrobras se limitou a indicar que: “A avaliação de impacto do meio físico e biótico utiliza metodologia que avalia os ecossistemas costeiros em si, não fazendo parte do escopo a avaliação pontual de cada uma das praias e manguezais de cada um dos municípios que compõe o CBH BS. Cabe destacar que as medidas de contenção/proteção de áreas vulneráveis estão previstas nos planos emergenciais da Petrobras.”

O fato da metodologia utilizada avaliar os ecossistemas costeiros de forma geral, não exige a Petrobras de prestar os esclarecimentos solicitados,

que têm fundamento em uma preocupação legítima do CBH-BS, que considerou insuficiente a forma como as informações estavam apresentadas no EIA. Reitera-se, portanto, a solicitação para que a Petrobras aprofunde a discussão sobre os impactos potenciais sobre os ecossistemas costeiros dos municípios que compõem o CBH-BS, buscando caracterizar de forma “clara e inequívoca” em que situações estes ecossistemas poderiam ser atingidos e os impactos previstos e medidas que seriam tomadas tendo em vista as particularidades da região.

Resposta/Esclarecimento: A presente avaliação de impactos foi realizada considerando diferentes impactos sobre os diferentes ecossistemas: praias, manguezais e outros. A probabilidade de toque de óleo nos diferentes ecossistemas incluindo aqueles que compõem a CBH-BS, estão apresentados no Cap. II.10 – AGR. Como pode ser observado na modelagem de óleo realizada, considerando o pior cenário que é o afundamento do FPSO e vazamento de todo o seu inventário, a probabilidade do óleo atingir os ecossistemas da Baixada Santista é de no máximo 15%. Mesmo assim, as medidas contidas no PEVO (Plano e Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Santos) são consideradas suficientes para atender possíveis demandas caso ocorra um incidente deste porte.

Dos 9 municípios que fazem compõem a CBH-BS (São Vicente, Santos, Cubatão, Guarujá, Bertioga, Praia Grande, Mongaguá, Itanhaém e Peruíbe), 8 deles (exceção para Cubatão) tiveram descritas as probabilidades de ocorrência de óleo de seus ecossistemas costeiros (praias arenosas, costões rochosos e manguezais) descritos no cap. II.10 – AGR.

Dos dez índices de Sensibilidade do Litoral apenas os de número 5 e 7 não estão presentes ao longo da extensão dos municípios que compõe a Bacia Hidrográfica da Baixada Santista. Na região em questão existe predominância do ISL 1 e 3 (**Figura II.6.3.1-1**), sendo que as áreas que possuem ISL elevados como 8, 9 e 10 não estão expostas diretamente na linha de costa, mas abrigadas no interior das regiões estuarinas de Peruíbe, Itanhaém, Santos, São Vicente, Guarujá e Bertioga. Tendo em vista que estuários são ambientes mais fechados,

pois se trata da transição entre mar e rio, as estratégias de proteção são mais facilmente aplicadas, utilizando-se para isso a aplicação de barreiras de contenção fechando essas entradas.

As praias destes municípios possuem probabilidade máxima de toque de 8% (no município de Peruíbe em período de inverno em vazamentos provenientes do ponto P8). Para as praias de Bertioga a probabilidade máxima de toque é de 1%, Guarujá 4%, Santos 1%, São Vicente 2%, Praia Grande, Mongaguá e Itanhaém 6%. O **Quadro II.6.3.1-1** detalha as porcentagens de toque nas praias destes municípios de acordo com a sazonalidade e locais de vazamento.

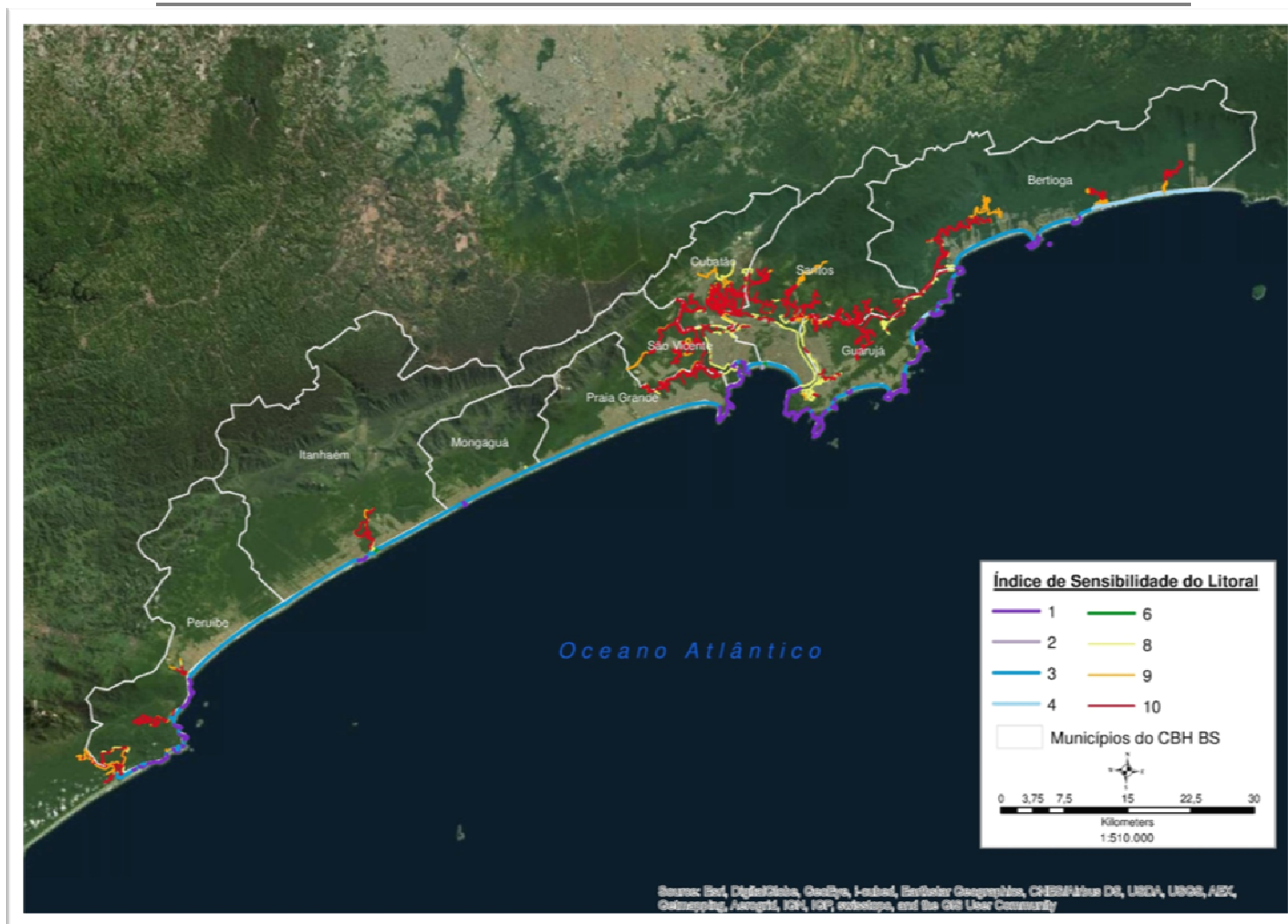


Figura II.6.3.1-1 - Índice de Sensibilidade Litorânea nos municípios da área de influência do CBH BS

Para os costões rochosos (ISLs 1 e 2) a probabilidade máxima de toque modelada foi de 15 % para a Ilha da Queimada Grande em Peruíbe, em período de inverno em vazamentos provenientes do ponto P8. Em Bertioga a probabilidade máxima de óleo nos costões rochosos foi de 2%, Guarujá 5%, São Vicente 1%, Praia Grande 3%, Mongaguá 6% e Itanhaém 5%. O **Quadro II.6.3.1-2** detalha as porcentagens de toque nos costões rochosos destes municípios de acordo com a sazonalidade e locais de vazamento.

Já para os manguezais (ISL 10) as máximas probabilidades nos municípios afetados são de 1% em Bertioga, Guarujá e São Vicente, 6% em Itanhaém e 8% em Peruíbe. O **Quadro II.6.3.1-3** detalha as porcentagens de toque nos manguezais destes municípios de acordo com a sazonalidade e locais de vazamento.

No Plano de Emergência da unidade são considerados os tempos necessários aos deslocamentos em terra, partindo dos CDAs (Centros de Defesa Ambiental) e BAVs (Bases Avançadas) bem como os tempos de cruzeiro das embarcações *offshore* dedicadas a contenção e recolhimento. Destaca-se que para a região do Bacia Hidrográfica da Baixada Santista o tempo mínimo de toque de óleo na costa modelado é de aproximadamente 240 h (10 dias) em período de inverno, em vazamentos provenientes do ponto P7. Tempo este suficiente para a adequada mobilização de recursos para proteção das áreas vulneráveis, fauna e locais de relevância socioeconômica.

Quando avaliados os riscos associados a estes ecossistemas, destaca-se que para a fase de instalação dos gasodutos da ETAPA 2 do Pré-sal estes são nulos. Já para a fase de operação dos DPs, as praias possuem Índice de Tolerabilidade máximo de 1,26%, os costões rochosos 2,20% e os manguezais 4,42%. Índices de Tolerabilidade abaixo de 10% indicam baixa significância para os riscos calculados, ou seja, de acordo com as características do empreendimento e do levantamento histórico dos acidentes na indústria de petróleo, a probabilidade da ocorrência de um acidente que atinja estes ecossistemas é muito baixa quando comparada ao tempo de recuperação destes. Neste estudo as praias arenosas e costões rochosos tiveram seu tempo de recuperação estimado em 10 anos, enquanto que para os manguezais 35 anos.

De qualquer forma, ainda que as medidas de resposta à emergência previstas no PEVO-BS não pudessem evitar que um vazamento de óleo atingisse os ecossistemas costeiros da Baixada Santistas, os impactos estariam relacionados à alterações da qualidade do ambiente físico e biológico, e a forma de avaliação estaria relacionada, conforme já abordado, aos parâmetros e indicadores no caso de vazamento de óleo em praias arenosas, costões rochosos e manguezais.

Quadro II.6.3.1-1 – Probabilidade de toque de óleo nas praias dos municípios que compõem o Comitê da Bacia Hidrográfica da Baixada Santista.

Estado / Cidade	Local	ISL	INVERNO					VERÃO												
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
SP	Bertioga	Guaratuba	3,4,9,10	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Riviera de São Lourenço	1,3	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Indaiá	1,3	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Enseada	3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guarujá	Pedra Branca	1,3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Preta	1,3	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Camburi	1,3	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pinheiro	1,3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Iporanga	1,3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		São Pedro	1,4	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pereque	1,4,8,9	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pernambuco	1,3	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Edem	1,3	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Enseada	1,3	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pitangueiras	1,3	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Asturias	1,3	-	-	-	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Tombo	1,3	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Monduba	1,3	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guaiúba	1,3	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Santos	Embaré	3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Boqueirão	3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Gonzaga	3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Itararé	3,6	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
São Vicente	São Vicente	1,3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Parapuã	1,3	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Estado / Cidade	Local	ISL	INVERNO					VERÃO												
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
	Itaquanduva	1,3	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Praia Grande	Boqueirão	3	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guilhermina	3	-	-	-	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Aviação	3	-	-	-	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Vila Caiçara	3	-	-	-	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
	Balneário Flórida	3	-	-	-	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
	Solemar	3	-	-	-	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
	São Paulo	3	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Mongaguá	Vera Cruz	3	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2
	Grande	3				6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2
	Agenor de Campos	3	-	-	-	5	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
	Flórida Mirim	3	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Itanhaém	Campos Eliseos	3	-	-	-	5	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
	Vendemar	3	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
	Suarão	3	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	2
	Grande	3	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3
	Sonho	3,8,9,10	-	-	-	6	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3
	Cibratel I	3	-	-	-	6	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3
	Cibratel II	3	-	-	1	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	2	3
	Santa Julia	3	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	2	3
	Gaivotas	3	-	-	-	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	2	3
Peruíbe	Poema Anchieta	3	-	-	1	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	3
	Convento	3	-	-	1	7	6	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	1	3	4
	Tapirema	3	-	-	1	7	6	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	1	3	4
	Arabebe	3	-	-	1	6	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	4
	Oasis	3	-	-	1	7	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	4
	Arpoador	3	-	-	1	7	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	4
	Orla dos Coqueiros	3	-	-	-	7	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	4	4
	Canto	3,8,9,10	-	-	-	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	2	4	4

Estado / Cidade	Local	ISL	INVERNO						VERÃO													
			P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5		P7		P8	
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200
	Guaraú	3,9,10	-	-	-	7	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	2	4	4		
	Guarauzinho	3,9,10	-	-	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	2	4	4		
	Arpoador	3	-	-	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	3	4	4		
	Parnapuã	3	-	-	1	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	4	4	5		
	Brava	3	-	-	1	7	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	5	4	5		
	Juquiá	3,8	-	-	1	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	4	4	5		
	Deserta	3	-	-	1	7	6	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	4	4	5		
	Caramborê	3	-	-	1	7	6	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	5	4	5		
	Barra do Una	3,8,9,10	-	1	1	8	7	-	1	-	-	1	1	-	-	-	2	5	4	5		

Quadro II.6.3.1-2 – Probabilidade de toque de óleo nos costões rochosos dos municípios que compõem o Comitê da Bacia Hidrográfica de Baixada Santista.

Estado / Cidade	Local	ISL	INVERNO						VERÃO														
			P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8			
			VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	
Bertioga	M. São Lourenço	1	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Pt. Enseada	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SP	Guarujá	Pt. Armação	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Preta	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Camburi	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Iporanga	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Pt. Iporanga	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Pereque Açú	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Andorinhas	1	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Grossa	1	-	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Santo Amaro	1	-	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pitangueiras	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Galhetas	1	-	-	-	-	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Monduba	1	-	-	-	-	2	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I da Moela	1	-	-	1	-	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Guaiúba	1	-	-	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Embaré	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
São Vicente	Itararé	1	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Estado / Cidade	Local	ISL	INVERNO						VERÃO												
			P1		P7		P8		P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8	
			VPC	200	VPC	8	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC
	São Vicente	1	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Parnapuã	1	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Itaquitanduva	1	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Praia Grande	Boqueirão	1	-	-	-	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mongaguá	Agenor de Campos	1	-	-	-	-	5	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2
Itanhaém	Cibratel I	1	-	-	-	-	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3
Peruíbe	Canto	1	-	-	-	-	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	2	3	4
	Prainha	1	-	1	-	-	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	3	3	4
	I. Queimada Grande	1	1	4	7	-	10	15	-	-	-	-	1	1	-	-	-	3	5	5	7
	I. Queimada Pequena	1	-	1	1	-	8	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	4	4	4
	I. Peruibe	1	-	-	-	-	8	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	5	4	5
	I. Guarau	1	-	-	1	-	8	7	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	5	3	4
	Guarauzinho	1	-	-	1	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	4	3	4
	Arpoador	1	-	-	1	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	4	4	4
	Brava	1	-	-	1	-	7	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	4	4	4
	Juquiá	1	-	-	1	-	8	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	4	4	5
	Deserta	1	-	-	1	-	7	6	-	1	-	-	1	1	-	-	-	2	4	4	5
Caramborê	1	-	-	1	-	6	6	-	1	-	-	1	1	-	-	-	2	5	4	5	

Quadro II.6.3.1-3 – Probabilidade de toque de óleo nos manguezais dos municípios que compõem o Comitê da Bacia Hidrográfica de Baixada Santista.

Estado/Cidades	Locais	ISL	INVERNO					VERÃO													
			P1		P7		P8	P1		P2		P3		P4		P5	P7		P8		
			VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	200	VPC	VPC	200	VPC	200	VPC	
SP	Bertioga	Guaratuba	8,9,10	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pt. Armação	8,9,10	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guarujá	Embaré	8,9,10	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	São Vicente	São Vicente	8,9,10	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Itanhaém	Sonho	8,9,10	-	-	-	6	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	3	
	Peruíbe	Orla dos Coqueiros	8,9,10	-	-	-	7	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	1	3	4
		Guaraú	8,9,10	-	-	-	7	7	-	-	-	-	1	1	-	-	-	1	1	3	4
		Barra do Uma	8,9,10	-	1	1	8	7	-	1	-	-	1	1	-	-	-	2	4	4	5
Icapara		8,9,10	-	1	1	7	6	-	1	-	-	1	2	-	-	-	5	6	1	2	

Resumo dos Impactos Efetivos e potenciais nos meios físicos e bióticos

As alterações ao resumo anteriormente apresentado foram mínimas e não trouxeram nenhuma melhoria ao item. No entanto, a resposta remete ao prognóstico ambiental (item II.9 do EIA) como forma de atender aos pontos levantados pelo Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA.

As Matrizes de interação (“**Quadros II.6.3.1-83 a 85**”) apresentam erros tanto na numeração das ações geradoras, como na atribuição dos impactos aos fatores ambientais. Solicita-se, portanto, sua revisão e reapresentação.

Também as matrizes de impacto apresentam alguns erros na classificação dos atributos e deverão ser revisadas considerando, ainda, a análise do presente parecer técnico.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS encaminha as matrizes de impacto dos meios físico e biótico por meio do **Anexo II.6.3.1-1**.

II.6.3.2 – Meio Socioeconômico

Em cada uma das ações geradoras foram agregados demais fatores ambientais impactados, conforme problematização do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 190/2014. Entretanto, na ação geradora “demanda/aquisição de bens e serviços” o texto continua não fazendo menção à exigência de conteúdo nacional nem relacionando os aspectos relevantes da distribuição espacial das atividades necessárias ao desenvolvimento da Etapa 2 – com esclarecimentos sobre seus limites, abrangência e apontamento das consequências ambientais correspondentes, como o potencial de indução a ocupação de áreas sensíveis e protegidas (principalmente manguezais e áreas remanescentes da Mata Atlântica) para construção/ampliação de terminais, portos e estaleiros; demanda maior por água e energia; pressão sobre os sistemas viários e infraestrutura dos municípios que podem abrigar indústrias associadas à construção/montagem/manutenção de máquinas, equipamentos, navios, peças, entre outros. Mas foi registrado: “De forma direta, para a realização das atividades do Projeto Etapa 2, insumos e serviços deverão ser adquiridos, tais

como equipamentos diversos, peças, produtos químicos, alimentos, incluindo aquisição, distribuição e armazenamento desses. Também está inserida nessa ação geradora a compra de insumos e a contratação de serviços terceirizados para o planejamento, instalação, manutenção, operação e desativação das atividades que compõem o projeto”.

Como este aspecto ambiental “Demanda/aquisição de bens e serviços” tem caráter suprarregional, os esclarecimentos são importantes para: i) informar à sociedade que outras localidades são passíveis de receberem impactos positivos e negativos de média a alta magnitude da cadeia de petróleo e gás em função das necessidades da produção da Etapa 2 do Pré-sal; ii) esclarecer que a ação geradora “demanda/aquisição de bens e serviços” não necessariamente coincide com a área de estudo delimitada para o projeto em epígrafe; iii) alertar para a importância da Avaliação Ambiental Estratégica e outros mecanismos de planejamento, como instrumentos necessários para o enfrentamento das implicações ambientais da implementação de políticas, planos, programas e projetos setoriais de desenvolvimento; e iv) divulgar a necessidade de consideração das questões estratégicas relacionadas às propostas de localização dos futuros projetos. Todos estes pontos podem ser sistematizados no Programa de Comunicação Social como uma ação de mitigação da geração de expectativas, servindo ainda para orientar ou divulgar a capacitação técnica necessária para atendimento da demanda.

Em relação à primeira observação de caráter geral do item "II.6.3.2 – Meio Socioeconômico" no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 190/2014, reiteramos a necessidade de consideração da importância da propaganda corporativa da empresa dentre os fatores de potencialização do impacto da geração de expectativas. Além disso, esta Coordenação entende que a publicidade Corporativa em âmbito nacional ou internacional é prerrogativa da PETROBRAS, mas insiste que o PCS e o PEA, quando for o caso, precisam e podem ter mecanismos para esclarecer às populações afetadas sobre os limites e real abrangência dos projetos, o que poderia minimizar aspectos negativos que a propaganda corporativa possa gerar nos municípios em função da geração de expectativas.

Na lista de ações geradoras de impactos sobre o meio socioeconômico, foi acrescentada a previsão das ações geradoras “geração de resíduos oleosos” e “presença dos FPSOs”. Na segunda, foi apresentado a pesca industrial como fator impactado. Entendemos que o item “geração de resíduos oleosos”, não deve vir dissociado da geração de resíduos de maneira geral, que inclui perigosos, não perigosos, oleosos, comuns, recicláveis, entre outros. Essa foi inclusive a sugestão feita no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 190/2014 e que, portanto, não foi seguida. Da mesma maneira, o Parecer que analisou o EIA indicou que a ação “geração de resíduos” pode impactar o fator “infraestrutura de serviços essenciais”, o que acabou não aparecendo – nem sendo justificada a ausência - na lista de fatores impactados por essa ação geradora.

Nas informações complementares encaminhadas pela PETROBRAS foi mencionado que para a avaliação de impactos relacionados à socioeconomia, manteve-se o agrupamento de duas ou mais ações geradoras interferindo em mais de um fator ambiental, pois diferentemente dos meios físico e biótico, as relações humanas e a inter-relação dos impactos dificultam essa dissociação. Como argumentação para essa decisão foi esclarecido que a avaliação de impactos para o meio socioeconômico, caso fosse dissociada em uma única ação geradora incidindo em um único fator ambiental, como sugere o Parecer Técnico, perderia a relação que existe entre os impactos. Esclarecemos que o Parecer Técnico não sugeriu esta abordagem. Ao contrário, o PT foi claro ao solicitar a consideração de diversos fatores em relação a variados aspectos, justamente porque os impactos socioeconômicos são intrinsecamente sinérgicos e cumulativos e seus efeitos em conjunto repercutem sobre o meio natural, os modos de vida e meios materiais de existência. Por outro lado, esta Coordenação Geral entende que na descrição de cada impacto ambiental deve ser discutido como as diversas ações geradoras impactam os fatores ambientais indicados. Da mesma forma, deve-se avaliar a sensibilidade de todos fatores ambientais impactados por determinadas ações geradoras e que para a avaliação da importância do impacto seja considerado o fator ambiental com mais sensibilidade.

Anteriormente, haviam sido identificados 13 (treze) impactos operacionais no meio socioeconômico e agora, com a rerepresentação do estudo, esse número

passou para 17 (dezesete), provenientes de 8 (oito) diferentes ações geradoras. As alterações que ocorreram foram: o impacto “manutenção e geração de emprego e renda” foi subdividido em “manutenção de empregos e geração de empregos diretos” e “geração de empregos indiretos e de empregos-renda”; inserção do impacto “pressão sobre a infraestrutura de disposição final de resíduos”; subdivisão do impacto “interferência com atividade pesqueira” em “interferência com a atividade pesqueira artesanal pelo trânsito das embarcações de apoio”, “interferência com a atividade pesqueira industrial pelo trânsito das embarcações de apoio” e “interferência com a atividade pesqueira industrial pela presença dos FPSOs”.

Sobre os impactos potenciais no meio socioeconômico, anteriormente haviam sido identificados 5 (cinco) impactos e esse número passou para 6 (seis). A mudança que ocorreu foi a inserção do impacto “interferência com a pesca industrial pelo vazamento de óleo”.

Outra consideração de ordem geral a ser feita refere-se a não consideração dos municípios de Macaé e Itaboraí na avaliação de impactos ambientais sobre o meio socioeconômico. Esses municípios foram inseridos na área de estudo por sediarem empreendimentos associados à produção e escoamento no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, quais sejam, gasodutos Rota 2 (da área do Pré-sal para o Terminal Terrestre de Cabiúnas em Macaé) e Rota 3 (para o COMPERJ em Itaboraí), respectivamente. É evidente que a inserção desses municípios na área de estudo, além da apresentação de seu diagnóstico socioeconômico, deveria resultar na avaliação dos impactos que se manifestam nessas localidades e, neste caso, na inserção dos mesmos na área de influência do empreendimento, conforme pode ser entendido nos seguintes trechos do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA:

“Esta Coordenação Geral aproveita para destacar que tem o entendimento de que Macaé, no estado do Rio de Janeiro, independentemente desta utilização do Terminal Alfandegário de Imbetiba, já deveria fazer parte da área de estudo, considerando a existência do Terminal de Cabiúnas, estrutura diretamente associada ao desenvolvimento do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, assim como a Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA). Salienta-se,

ainda, que apesar do Gasoduto Rota 2, que interliga o Polo Pré-sal da Bacia de Santos ao Terminal de Cabiúnas, estar sendo submetido a um processo de licenciamento ambiental específico (Processo IBAMA nº 02022.001184/10), neste não está sendo considerado o impacto dos royalties e participações especiais gerados pelas operações no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. E, ainda, o recorte da influência de um projeto deve obedecer a critérios ambientais e não processuais.

Efetuada estas considerações acerca da área de estudo para o meio socioeconômico, ainda cabe registrar que as alterações determinadas no presente parecer técnico devem se refletir em todos os itens do EIA para os quais forem necessárias complementações, sobretudo, na avaliação de impacto ambiental e definição da área de influência”.

“Ressalta-se aqui, ainda, a pertinência da inserção apresentada do município de Caraguatatuba, que até então vinha sendo desconsiderado no recorte de influência das demais análises, em flagrante desatenção à estrutura de escoamento e tratamento de gás ali existente e ao aumento da arrecadação de royalties correspondente. Neste sentido, a chegada dos gasodutos de exportação do gás da Etapa 2 e as unidades de tratamento correspondentes, (Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro – COMPERJ e Terminal de Cabiúnas – TECAB) devem ser consideradas em relação aos municípios de Macaé e Itaboraí”.

Em resposta ao Parecer, a PETROBRAS apresentou o diagnóstico dos municípios de Macaé e Itaboraí, mas não abordou esses municípios na AIA e tampouco os considerou na Área de Influência da atividade.

Dessa forma, solicitamos que sejam explicitados os impactos socioambientais que podem incidir sobre esses municípios, especialmente aqueles relacionados ao desenvolvimento da Etapa 2, ao pagamento de royalties e ao uso e ocupação do solo, que são relacionados. Ressalta-se que não é o caso de se fazer uma avaliação refinada de todos os impactos provocados por esses gasodutos, os quais estão sendo avaliados em seus processos de licenciamento específicos, mas problematizar as questões importantes associadas à produção do gás do Pré-sal que deve escoar por essas estruturas. Importa para estes municípios entender: i) que é em função da produção do Pré-sal (por enquanto Etapa 2) que

empreendimentos associados de significativo impacto ambiental estão sendo instalados ou ampliados nos territórios; e ii) que a renda composta por compensações financeiras pode ter incremento em função da instalação destas estruturas associadas e da quantidade de óleo e gás aportada.

Resposta/Esclarecimento: A PETROBRAS esclarece que conforme solicitado pelo presente parecer, além dos municípios de Macaé e Itaboraí também o município de Maricá foi considerado na área de estudo pelo critério IV: Unidades Receptoras de gás / Município de entrada do gasoduto em terra. Desse modo, as considerações abaixo aplicam-se aos 3 municípios ora citados.

Os impactos que podem estar associados ao fato desses municípios receberem gás do Polo Pré-sal (ETAPA 2) estão ligados à instalação ou ampliação de unidades de tratamento ou sistema de transporte de gás (gasodutos), o que implica em avaliações relacionadas a uso e ocupação do solo nesses municípios, por exemplo. Além disso, o pagamento de *royalties* a esses municípios pode ser alterado (ampliado) em função desse gás oriundo do Polo Pré-Sal. No entanto, ressalta-se que a descrição e a quantificação desses impactos é considerada nos estudos específicos de cada um desses empreendimentos (UTGCA, Rota 2 e Rota 3), por isso não se apresentam impactos referentes a esses municípios no EIA do Projeto ETAPA 2. Assim, no presente estudo (Projeto ETAPA 2) esses impactos são contemplados no item II.9 (Prognóstico), no qual é apresentado estudo de cumulatividade entre os empreendimentos.

Impacto 1) Geração de expectativas

A descrição do impacto deixa claro que se refere às expectativas criadas tanto com relação à geração de emprego e renda, aumento no preço da terra e dos imóveis, possibilidade de governos municipais receberem royalties e participações, mas também relacionada à possibilidade de acidentes envolvendo vazamentos de óleo. Por isso mesmo o título do impacto é a geração de expectativas de maneira ampla. Entretanto, no quadro que classifica esse impacto

segundo diversos atributos e fases da atividade, o título que consta é “geração de expectativas quanto a novos negócios”, o que limita o significado desse impacto e altera sua avaliação. Um reflexo disso é que, no mesmo quadro, o impacto só está previsto para ocorrer na fase de planejamento e implantação do empreendimento, não havendo referência e avaliação sobre a geração de expectativas relacionadas à operação normal da atividade e ao risco de acidentes e vazamentos de óleo. Esta Coordenação Geral entende que a geração de expectativa associada ao risco existe e pode ser considerada de alta magnitude e grande importância, conforme pôde ser constatado nas audiências públicas realizadas tanto nos municípios da área de influência, como nos municípios da área de estudo e sujeitos ao risco.

Um desdobramento dessa avaliação é que na formulação e implementação de medidas mitigadoras, devem ser previstas ações que enfrentem a questão das expectativas dos municípios sobre o risco de acidentes envolvendo vazamento de óleo e sua preparação para resposta, no caso de ocorrência de acidente. Na análise do Projeto de Comunicação Social, o Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 190/2014 demandou que no projeto também devem ser incluídas regiões que, apesar de não terem sido incluídas na área de influência dos empreendimentos, apresentam uma elevada percepção de estarem sujeitas aos riscos de um eventual vazamento de óleo.

Em relação à valorização ou desvalorização de terras o estudo informa que “No caso do empreendimento em licenciamento não há a previsão da instalação de novas infraestruturas que poderiam ser vetores de degradação e desvalorização de áreas urbanas”. Entretanto, conforme já mencionado este empreendimento em licenciamento é bastante indutor e demanda para o seu desenvolvimento a instalação/ampliação de estruturas associadas ou de apoio indireto. Portanto, a minimização dos aspectos negativos da geração de expectativa passa necessariamente por este reconhecimento.

Há ainda o componente muito valorizado no estudo referente à Geração de empregos indiretos e de empregos-renda, classificado como de grande importância. Neste sentido, a lógica difundida em relação ao grande potencial de geração de empregos indiretos (e relacionados ao efeito-renda), principalmente nos municípios que comportam instalações de apoio é segundo o estudo:

“amplificado quando se leva em conta que as atividades relacionadas à cadeia de petróleo e gás necessitam da aquisição de insumos de produção tais como peças e equipamentos diversos, produtos químicos, alimentos, hospedagem e contratação de serviços terceirizados”.

Além disso na revisão do Item sobre Uso e Ocupação do Solo e na resposta sobre a distribuição espacial das atividades da Etapa 2 foram mencionados: a instalação/ampliação do Porto de Itaguaí; a possível instalação em Maricá do Terminal da Ponta Negra, conhecido como “Porto de Jaconé”, mencionado sempre pela imprensa como porto do Pré-Sal; o próprio polo petroquímico em implantação no município de Itaboraí, que ainda não tem uma estrutura consolidada; a possibilidade de instalação de novos dutos e terminais da Petrobras no território do espelho d'água da baía da Guanabara; o Terminal Portuário de Macaé, proposto como um terminal logístico com o objetivo de atender demandas de suprimentos da cadeia de Petróleo e Gás; a ampliação do Porto de Santos, com possibilidade de implantação de terminais em municípios adjacentes, além de adequação no sistema viário; a ampliação e readequação de plantas das Unidades de Tratamento de Gás de Caraguatatuba e Macaé; a implantação da Carteira de Diesel da Refinaria Presidente Bernardes – RPBC, em Cubatão; a implantação no Guarujá do Centro de Tecnologia e Construção Offshore, voltado às atividades imprescindíveis à construção, instalação e operação de gasodutos e equipamentos submarinos; a ampliação do porto de São Sebastião e do píer do TEBAR, que acompanhados da duplicação da rodovia dos Tamoios e do complexo viário do Contorno Sul entre Caraguatatuba e São Sebastião geram a expectativa de adensamento urbano nos dois municípios. Segundo o estudo: “Com projetos de ampliação do Porto de São Sebastião e do píer do TEBAR é provável que as atividades relacionadas à cadeia produtiva de petróleo e gás no município sejam intensificadas. A ampliação do uso industrial de parte do território tem gerado aumento de ocupação em assentamentos precários, principalmente em bairros contíguos ao TEBAR, o que por sua vez pode vir a gerar pressão sobre as outras formas de ocupação do solo, principalmente aquelas dedicadas à cobertura de vegetação nativa” (“Anexo II.5.3.1.3-A Evolução dos Padrões de Ocupação”, p. 21/22).

Deve ainda ser esclarecido o que significa o seguinte texto: “Como forma de se posicionar no mercado muitos investimentos são antecipados. Não há previsão da utilização pelo empreendimento de algumas iniciativas que já podem ser vistas nas áreas que servirão de base de apoio para as atividades do empreendimento”. A explicação deve indicar exemplos destas iniciativas.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS esclarece que uma das características dos empreendimentos de E&P é o potencial do seu efeito de indução de novos investimentos e negócios por meio da demanda de bens e serviços nos mais variados segmentos.

O mercado também conhece essas características e vê a oportunidade de realização de investimentos, seja pela demanda esperada do empreendimento de E&P ou ainda pela demanda dos novos negócios que serão desenvolvidos na área.

O significado do texto *“Como forma de se posicionar no mercado muitos investimentos são antecipados. Não há previsão da utilização pelo empreendimento de algumas iniciativas que já podem ser vistas nas áreas que servirão de base de apoio para as atividades do empreendimento”* pode também ser parcialmente esclarecido por outro trecho apresentado no mesmo Anexo II.6-A - Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais (pág 296) da resposta do PAR 190/14.

“A possibilidade de um novo ambiente de negócio, com oportunidades para novos empreendimentos e prestação de serviços é o foco na criação de expectativas na classe empresarial e nos pequenos empreendedores. Estima-se que sua ocorrência seja mais relevante para os municípios que possuem bases de apoio ao empreendimento, já que, dada sua atividade, essa parcela da população têm maior conhecimento sobre os cenários futuros de dinamização econômica”.

Quanto às iniciativas pública/privada, ressaltamos que o mapa representado pela Figura 1 do Anexo II.5.3.1.8-A da resposta do PAR 190/14 apresenta tanto as iniciativas com previsão de utilização pelo ETAPA 2, mesmo que esporádica, quanto as que não tem previsão de utilização pelo ETAPA 2. A **Figura 1** pode ser

vista no **Anexo II.6.3.2-2**. Outros exemplos podem ser encontradas na página 96 do item II.2.4.21.2 – Infra estrutura de Apoio.

Impacto 5) Expansão das áreas de ocupação desordenada

Para este impacto foi considerada também como ação geradora a demanda/aquisição de bens e serviços, além da divulgação institucional do empreendimento e demanda por mão de obra, que já haviam sido consideradas anteriormente. O impacto foi considerado de magnitude baixa e média importância, o que, sem a consideração das questões explicitadas neste parecer, precisa ser revisto.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS concorda e informa que o impacto relativo à expansão das áreas de ocupação desordenada passa a ser considerado de média magnitude, e conseqüentemente de alta importância.

(...)

Ainda com relação a este impacto, o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA havia solicitado que fossem apresentados esclarecimentos a questionamento feitos pelo MPE-SP (Ofício nº 1.612/13-GAEMA-BS) decorrentes da preocupação com a influência da Etapa 2 do Pré-Sal no crescimento populacional dos municípios do litoral paulista.

A resposta da Petrobras se limitou a indicar que “entende que tais questionamentos poderão ser respondidos por meio do Projeto Plataforma da Sustentabilidade”.

Entende-se, no entanto, que a implementação do projeto não exige a empresa consultora responsável pelo EIA de prestar os esclarecimentos solicitados, que visam a uma melhor compreensão dos impactos socioeconômicos do empreendimento. Reitera-se, portanto, o questionamento:

“Conforme manifestação do MPE-SP, apresentada nos questionamentos 57 a 59 do Ofício nº1.612/13-GAEMA-BS de 04.12.2013, a revisão deverá indicar claramente e considerar na avaliação do impacto: “Qual a projeção quantitativa da implantação de núcleos habitacionais prevista [nos municípios da área de estudo] seja de padrão popular ou não”; se é previsto o “aumento da implantação de moradias de padrão subnormal (precárias)” em cada município da área de estudo em decorrência do crescimento populacional influenciado pela Etapa 2; que medidas estão previstas “em caso de ocorrência de invasões para implantação de Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2 moradias precárias”; e “as possibilidades de aumento da vulnerabilidade urbana com a implantação das atividades de exploração do petróleo”.

Resposta/Esclarecimentos: As considerações da empresa consultora são apresentadas no **Anexo II.6.3.2-3**.

A revisão dos impactos 6) Pressão sobre os serviços essenciais; 8) Aumento da especulação imobiliária; 9) Aumento do custo de vida; 11) Dinamização da economia local e regional, cujas problematizações no Parecer Técnico nº 190 foram centradas em múltiplas ações geradoras, seguiram a mesma abordagem e estão sujeitas às mesmas medidas de monitoramento, controle e mitigação. Neste sentido foi adequadamente ressaltado que a dinamização econômica incide de formas distintas nos diferentes grupos sociais e econômicos, com consequências socioambientais não inteiramente positivas nem para o meio ambiente nem para todos os grupos populacionais. O estudo registrou: “Os diagnósticos participativos no âmbito da construção dos Programas de Educação Ambiental ocorridos na região de estudo demonstram, por exemplo, a ausência de instâncias de controle social dos recursos orçamentários da gestão pública – aí incluídos os royalties, o descontentamento dos grupos sociais mais vulneráveis com a falta de cursos de capacitação que os habilite a serem incorporados no quadro funcional dos grandes empreendimentos que se estabelecem nos seus municípios, a pressão sofrida por estes mesmos grupos vulneráveis – com destaque para comunidades que ocupam territórios tradicionais – em função de disputas pelo uso e ocupação dos espaços marítimos e terrestres”.

Ainda com relação a este impacto, o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA havia solicitado fossem apresentados esclarecimentos a

questionamento feitos pelo MPE-SP (Ofício nº 1.612/13-GAEMA-BS) decorrentes da preocupação com a capacidade dos serviços públicos de lidarem com um eventual aumento de demanda decorrente da Etapa 2 do Pré-Sal.

A resposta da Petrobras não abordou diretamente o questionamento feito. Reitera-se, portanto, a necessidade de que a empresa consultora responsável pelo EIA apresente os esclarecimentos solicitados, que visam a uma melhor compreensão dos impactos socioeconômicos do empreendimento:

“Conforme solicitação do MPE-SP, apresentada nos questionamentos 55 e 56 do Ofício nº 1.612/13-GAEMA-BS de 04.12.2013, a revisão também deverá indicar claramente se “Considerando a porcentagem de crescimento populacional prevista, os serviços públicos disponíveis de atendimento médico hospitalar, de ensino, rede de transporte público, etc. no município de Santos e demais municípios da área de influência da atividade de exploração petrolífera na região da Bacia de Santos são suficientes” e “Em caso da sobrecarga dos serviços públicos quais os programas previstos para atender a demanda”. Observa-se que, apesar de ser uma solicitação do MPE do Estado de São Paulo, as informações deverão contemplar a área de estudo como um todo.”

Resposta/Esclarecimentos: As considerações da empresa consultora são apresentadas no **Anexo II.6.3.2-3**.

Impacto 7) Pressão sobre a infraestrutura de disposição final de resíduos

Com relação ao item g) Legislação diretamente relacionada ao impacto, a empresa não identificou nenhum aspecto legal associado a este impacto, contudo este tema é abrangido pela Lei nº 12.305/10 (Política Nacional de Resíduos Sólidos) e o Decreto nº 7.404/10 que a regulamenta; pelas resoluções CONAMA nº 316/2002, nº 362/2005, além da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

Resposta/Esclarecimentos: O item g) Legislação diretamente relacionada ao impacto, assim como Planos e Programas Governamentais é revisado conforme texto a seguir:

Lei nº 12.305/10

(Política Nacional de Resíduos Sólidos)

Decreto nº 7.404/10

Resolução CONAMA nº 316/2002,

Resolução nº 362/2005,

Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

Impacto 10) Interferência com a atividade pesqueira artesanal pelo trânsito das embarcações de apoio

Em atenção às considerações do Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, o fator ambiental “atividade pesqueira artesanal” foi revisto e passou a ser considerado como de alta sensibilidade, considerando-se: “A característica da pesca artesanal, somada as pressões exercidas pelas diversas interferências das demais atividades econômicas, esportivas e de lazer desenvolvidas nas águas costeiras e abrigadas, mais detalhadas no diagnóstico deste estudo...”.

Este impacto teve a classificação de vários atributos revista, sendo classificado como: operacional, negativo, de incidência direta e imediata, regional, com duração imediata/média, temporário, reversível, contínuo, cumulativo, de baixa magnitude e média importância.

Não há acordo com a reversibilidade do impacto após o “cessar das viagens das embarcações de apoio”, pois não existe perspectiva de que “o fator ambiental afetado retorne a condição semelhante àquela que apresentava antes da incidência do impacto”. Entende-se que as pressões existentes sobre a atividade em função dos conflitos sobre o uso da zona costeira por um período de 25 anos pode inviabilizar a atividade pesqueira artesanal na região tornando

o impacto irreversível. Portanto, a empresa deve assumir esta classificação ou apresentar argumentos irrefutáveis que garantam a reversibilidade do impacto.

Resposta/Esclarecimentos: Segundo a Nota Técnica 10/2012 CGPEG/DILIC/IBAMA um impacto é reversível quando existe a possibilidade do fator ambiental afetado retornar às condições semelhantes as que apresentava antes da incidência do impacto, portanto neste critério não se avalia a possibilidade da sua duração torná-lo irreversível. Entretanto, considerando a cessação das viagens das embarcações de apoio, sobretudo para algumas áreas específicas (escala local) que habita o campo da suposição, sendo classificado o impacto como irreversível.

Na descrição do impacto, a empresa faz considerações bastante superficiais sobre o número de viagens destas embarcações, baseando-se em informações apresentadas no diagnóstico ambiental, para concluir que a magnitude do impacto “foi considerada baixa para todas as fases do empreendimento, uma vez que o número de viagens de embarcações de apoio previsto para este empreendimento é reduzido não atingindo sete viagens por dia no pico desta atividade”.

Mais uma vez, não se pode considerar esta classificação razoável. Na ausência de informações mais detalhadas sobre a dinâmica das embarcações pesqueiras e de uma caracterização detalhada da utilização das bases de apoio pelas embarcações a serviço da empresa, permitindo uma discussão mais profunda sobre os impactos provocados sobre a pesca artesanal, assume-se que a magnitude deste impacto é, no mínimo, média; cabendo a Petrobras, caso discorde desta classificação, complementar as informações do diagnóstico ambiental para permitir que a avaliação de impacto possa ser adequadamente justificada.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS entende que as argumentações apresentadas no diagnóstico ambiental, principalmente na resposta do Parecer Técnico 190/14, que reapresentou o item II.5.3.13 – Caracterização da Atividade Pesqueira Artesanal justificam adequadamente a classificação como de baixa magnitude. Considerando que a avaliação se baseou numa referencia quantitativa, ainda que estimada do número de viagens, e que estas evidenciaram um tráfego médio de menos de 7 embarcações por dia no contexto da Baía de Guanabara; entendemos que a classificação do impacto como de baixa intensidade é satisfatório, sobretudo quando se leva em consideração que este impacto está sendo avaliado regionalmente, ou seja para toda a área de influencia. No entanto, haja vista a discordância desta Coordenação com esta classificação e considerando que o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira da Bacia de Santos está empreendendo esforços para uma avaliação quantitativa da interferência e do impacto que o transito das embarcações tem sobre a atividade pesqueira - baseado no dimensionamento da intensidade de trânsito de embarcações entre os empreendimentos marítimos de Exploração e Produção de petróleo e as bases de apoio em terra e a correlação com as áreas de pesca - concordamos com a reclassificação do impacto como de média magnitude. Ressalvando que entende-se que isto deve ser aceitável apenas quando se considera uma escala local do impacto, notadamente onde o fator ambiental encontra-se nas proximidades das áreas de apoio marítimo.

Como medida mitigadora associada é indicada a execução do Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira e o Programa de Comunicação Social Regional. Com relação aos indicadores, a resposta indica: (i) “Quantidade de notificações nos canais de comunicações com a PETROBRAS, como o 0800, sobre interferências de embarcações de apoio na atividade pesqueira artesanal”; (ii) “Quantidade de material divulgacional distribuído no PMAP e PCSR”; e (iii) “Número de pescadores das regiões das bases de apoio marítimos do empreendimento atingidos pelos eventos do PCSR”.

Inicialmente, considera-se que o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira deve iniciar o monitoramento de pontos de desembarque na Baía de

Guanabara, imediatamente após a conclusão do “Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos”, quando esta medida mitigadora passará a ser efetiva. Por sua vez, o Programa de Comunicação Social Regional deve ter ações voltadas especificamente para discutir a interferência do trânsito de embarcações de apoio sobre a atividade pesqueira artesanal nas proximidades das bases de apoio.

O Programa de Educação Ambiental também pode ser considerado como uma medida mitigadora para este impacto, em função da necessidade dos projetos de educação ambiental desenvolverem questões relacionadas aos conflitos de uso nas zonas marítimas e costeira.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS concorda e acrescentará o Programa de Educação Ambiental como medida mitigadora deste impacto, porém os Projetos de Educação Ambiental propostos pela PETROBRAS, só poderão abordar questões relacionadas aos conflitos de uso nas zonas marítimas e costeiras, se este tema for identificado como prioritário para ação educativa nos grupos sociais diagnosticados participativamente, tornando-se a linha de ação destes projetos (Linha de Ação F – Apoio à discussão e ao estabelecimento de acordos para a gestão compartilhada das atividades na zona marítima). Em relação ao Monitoramento da Atividade Pesqueira a PETROBRAS retifica seu posicionamento e passa a referenciá-lo como uma medida de controle, haja vista que a sua execução não se presta a mitigar impactos. Sobre assunção de compromisso com uma ‘execução imediata’ do mesmo na Baía de Guanabara esclarecemos que o desenvolvimento e a proposta de projeto executivo está comprometido como escopo e entrega do Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos. E somente após a aprovação do projeto por esta Coordenação Geral é que será dado início e prosseguimento a execução do projeto na sua totalidade.

Impacto 12) Interferência com a atividade pesqueira industrial pela presença dos FPSOs

Na rerepresentação da avaliação de impactos, além de subdividir o impacto

de interferência com a atividade pesqueira (Impacto 8 no EIA – Rev. 00) em artesanal e industrial, a Petrobras optou por dividir a atividade pesqueira industrial em interferências relacionadas ao trânsito de embarcação de apoio e em interferência pela presença dos FPSOs.

O fator ambiental “atividade pesqueira industrial” foi classificado como de baixa sensibilidade, considerando-se as características apresentadas no diagnóstico ambiental. Avalia-se que esta classificação é razoável, em função da relativa autonomia e mobilidade da frota industrial atuante na Bacia de Santos.

Este impacto teve a classificação de vários atributos revista, sendo classificado como: operacional, negativo/positivo, de incidência direta e imediata, regional, com duração imediata/média, temporário, reversível, contínuo, cumulativo, de baixa magnitude e pequena importância.

Não há acordo com a natureza positiva do impacto sob o argumento de que “embarcações de pesca atuam em torno dos FPSOs deslocando-se diretamente para estes pontos”, considerando as restrições existentes à pesca que, inclusive, são consideradas para classificar a natureza negativa deste impacto. Solicita-se que seja assumida a natureza estritamente negativa deste impacto.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS concorda e informa que o impacto relativo à interferência com a atividade pesqueira industrial pela presença dos FPSOs passa a ser **classificado como de natureza negativa.**

(...)

Ainda em relação ao impactos sobre a pesca industrial, no Parecer Técnico nº 260/2014 CGPEG/IBAMA, foi solicitado que: “Conforme solicitado pelo MPE-SP, no questionamento 62 do Ofício nº 1.612/13-GAEMA-BS de 04.12.2013, a partir desta revisão, deverão ser indicadas “as medidas propostas para mitigar o impacto na atividade pesqueira comercial e industrial”. Observa-se que a eficácia dessas medidas deverá ser adequadamente discutida.”

Reitera-se que este questionamento objetivo do MPE-SP que não foi respondido pela empresa, lembrando que devem ser consideradas as questões

levantadas pelo presente parecer técnico.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS entende que quando indicou o Programa de Comunicação Social Regional (PCSR) e Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira (PMAP) como medida mitigadora para o impacto na pesca industrial respondeu o questionamento do MPE-SP quanto às medidas propostas. Quanto a eficácia destas medidas, o PCSR encontra-se em fase de análise por esta Coordenação Geral, e, portanto ainda não está implantado. O PMAP, por se tratar de uma medida de monitoramento e controle não possui um sistema de indicadores de eficácia de mitigação, o que não permite, nesta fase de desenvolvimento, realizar uma discussão adequada a este respeito. Por outro lado, o projeto gera um conjunto de informações que vem sendo utilizadas pela PETROBRAS para fazer a gestão ambiental de seus empreendimentos e suportar seus processos de licenciamento (o próprio Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA reconhece a suficiência das informações para fins de caracterização e diagnóstico para as áreas abrangidas pelo PMAP da Bacia de Santos). E seguramente estas informações se prestam para suportar a gestão pública da atividade pesqueira servindo assim como uma medida mitigadora. Importante ressaltar que a PETROBRAS concorda com a posição do órgão licenciador quando afirma que:

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

Impacto 13) Interferência nas atividades de turismo e lazer

(...)

Ainda com relação aos impactos sobre o meio socioeconômico, o Parecer Técnico nº 0260/2014 CGPEG/IBAMA havia solicitado que fossem apresentados esclarecimentos a questionamentos feitos pelo MPE-SP (Ofício nº 1.612/13-GAEMA-BS) decorrentes da preocupação com a influência da Etapa 2 do Pré-Sal no crescimento populacional dos municípios do litoral paulista.

A resposta da Petrobras se limitou a indicar que “entende que tais questionamentos poderão ser respondidos por meio do Projeto Plataforma da Sustentabilidade”.

Entende-se no entanto, que a implementação do projeto não exige a empresa consultora responsável pelo EIA de prestar os esclarecimentos solicitados, que visam a uma melhor compreensão dos impactos socioeconômicos do empreendimento. Reiteram-se, portanto, os questionamentos:

“O ofício cita (no questionamento 46) a Avaliação Ambiental Integrada – AAI elaborada pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo para o litoral norte, segundo a qual “os cenários previstos de números populacionais em face a novos projetos de infraestrutura apontam para a ordem de 367.000 habitantes em 2025 [total dos 4 (quatro) municípios do litoral norte: Ubatuba, Caraguatatuba, São Sebastião e Ilhabela], e considerando o Pré-sal, da ordem de 387.000 habitantes na mesma perspectiva [2025]”; em seguida solicita (nos questionamentos 46, 53 e 54) que seja:

– indicado e justificado tecnicamente “que obras e investimentos relacionados ao Pré-sal (Bacia de Santos) justificariam este incremento de 20.000 habitantes adicionais” nos municípios do litoral norte;

– indicada “a projeção do percentual de crescimento da população dos municípios da Baixada Santista e Vale do Ribeira em função das atividades do Pré-sal e demais explorações petrolíferas para o ano de 2025”, especificando-se “os índices de aumento populacional previstos por municípios dessas duas regiões”;

– especificada por município “a percentagem de aumento da população ativa.”

A Petrobras deverá apresentar os esclarecimentos solicitados, justificando as estimativas de crescimento populacional e da população ativa devido à influência da Etapa 2 do Pré-Sal para cada município da área de estudo (e não apenas do litoral paulista).”

Resposta/Esclarecimentos: As considerações da empresa consultora são apresentadas no **Anexo II.6.3.2-3**.

II.7 – MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS

II.7.4 – PROJETO DE MONITORAMENTO DE PRAIAS (PMP)

A proposta inicial do projeto foi inicialmente analisada no Parecer Técnico nº 0122/2014 CGPEG/IBAMA, de 19.03.2014, tendo sido solicitados ajustes e sua rerepresentação.

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

A Petrobras deverá apresentar as complementações solicitadas, a fim de superar as questões pendentes, visando atendimento ao prazo de até 31.10.2014 para apresentação do Projeto Executivo.

Resposta/Esclarecimentos: A Petrobras informa que os ajustes e complementações apontados no Parecer Técnico 343/14 serão enviados oportunamente, visando à apresentação do Projeto Executivo no prazo estabelecido.

II.7.5 – PROJETO DE MONITORAMENTO DA ATIVIDADE PESQUEIRA (PMAP)

O Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira vem sendo desenvolvido pelo Instituto de Pesca do Estado de São Paulo como condicionante específica de diversos empreendimentos da PETROBRAS na Bacia de Santos, sendo conduzido administrativamente através do Processo IBAMA nº 02022.001735/2013-51. Contudo, este projeto se restringe ao monitoramento do desembarque pesqueiro artesanal no litoral de São Paulo e nos municípios de Angra dos Reis e Paraty, no estado do Rio de Janeiro.

Porém, conforme já mencionado no presente parecer técnico, o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira deve iniciar o monitoramento de pontos de desembarque na Baía de Guanabara, imediatamente após a conclusão do “Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos”, quando deverá avaliar a importância de também iniciar o monitoramento da pesca industrial.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS tem o compromisso assumido no âmbito do processo de licenciamento do ETAPA 1 de expandir o Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira - PMAP para os demais estados limítrofes da Bacia de Santos. Esta expansão será feita com base em requisitos técnicos definidos conjuntamente pelas instituições executoras do Projeto de Caracterização Socioeconômica da Atividade de Pesca e Aquicultura na Bacia de Santos - PCSPA.

Sobre assunção de compromisso com uma ‘execução imediata’ do PMAP na Baía de Guanabara, esclarecemos que o desenvolvimento da proposta de projeto executivo está comprometido como escopo e entrega do PCSPA, e em conformidade com o planejamento aprovado, somente após a aprovação do projeto executivo por esta Coordenação é que será dado início à execução do mesmo.

II.7.9 – PROJETO DE EDUCAÇÃO AMBIENTAL DOS TRABALHADORES (PEAT)

A CGPEG continua aguardando a proposta revisada do PEAT, de acordo com orientações do Parecer Técnico 0190/2014. Portanto, reitera-se que: “O Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) a ser aplicado nas embarcações de apoio da “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos – Etapa 2” propõe, em seu “Módulo I”, palestras participativas envolvendo os temas: Política de SMS da PETROBRAS, Política de SMS da empresa contratada e o Empreendimento e o Meio Ambiente, sendo este o módulo de maior duração (2h30min).

Os projetos de responsabilidade social das empresas não devem ser abordados no âmbito das reuniões educativas do PEAT, pois são distintos das medidas mitigadoras exigidas pelo IBAMA, já que usualmente adotam referenciais metodológicos e diretrizes diferenciadas, assim como os Sistemas de Gestão Ambiental (SGA) com metodologias de adestramento e treinamento dos trabalhadores, sendo divergentes das diretrizes de educação ambiental preconizadas por esta Coordenação Geral.

Sendo assim, orienta-se a revisão dos conteúdos com a inclusão de temas como: Caracterização dos Ecossistemas Locais, Caracterização do Meio Socioeconômico, Aspectos e Impactos Socioambientais e Unidades de Conservação e Áreas Sensíveis da Região.”

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS informa que o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) foi revisado e apresenta-se no **Anexo II.7.9-1**

II.8 – ÁREA DE INFLUÊNCIA

II.8.1 – ÁREA DE INFLUÊNCIA DOS MEIOS FÍSICO E BIÓTICO

Não houve alterações nas Áreas de Influência dos Meios Físico e Biótico, que, considerando a presença, instalação e operação dos FPSOs, embarcações de apoio e gasodutos envolvidos no projeto, corresponde, segundo o “Quadro II.8.1-1” a:

– Área onde serão realizadas instalações: 84 km² (raio 5 km) de cada FPSO e 500 metros para cada lado da diretriz dos dutos.

– Área sujeita aos impactos decorrentes dos descartes de efluentes: raio de 100 m de cada FPSO, 100 m para cada lado das rotas de navegação e 100 m de raio nos pontos de desalagamento de cada duto.

– Áreas onde ocorrerão atividades de todas as embarcações de apoio: rotas, Área do Porto Organizado e área de fundeio.

No entanto, esta definição desconsidera informações apresentadas na Avaliação de Impactos (item II.6) que apontam para impactos que afetam áreas superiores às indicadas (talvez devido à questão anteriormente abordada referente aos critérios mínimos para definição da Área de Influência). São desconsiderados por exemplo: que os efeitos da ressuspensão de sedimentos (impactos 2 e 3) podem atingir, segundo a resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA, até 180 m do local de instalação; que “a alteração na qualidade do ar na fase de operação normal se restringe a poucas dezenas de quilômetros” ao redor das unidades de produção (impacto 8); que “o raio da ancoragem dos FPSOs responsáveis pelos DPs ultrapassam um raio de 5 km” (impacto 11); que “As atividades offshore, como os SPA/TLDs e DPs, nas fases de comissionamento e desativação geram ruídos (sons de baixa frequência e altos decibéis) que podem se propagar em um raio da ordem de centenas de quilômetros” (referente ao impacto 13, mas não explicitamente considerado na discussão do impacto); ou que “podem ser afetadas UCs localizadas num raio de até 10 km das rotas das embarcações de apoio”.

Solicita-se, portanto, que a área de influência referente aos meios físico e biótico seja reavaliada de forma a refletir a avaliação de impactos apresentada. Neste sentido, faz-se a ressalva de que os impactos acima referidos são apenas exemplos, não significando que sejam as únicas inconsistências existentes. A reavaliação deve considerar, ainda, os pontos levantados a análise do item II.6 apresentada no presente parecer técnico.

Resposta/Esclarecimentos: Seguem abaixo esclarecimentos sobre os questionamentos realizados:

Quanto aos impactos 2 e 3, onde é citada a possibilidade dos efeitos da ressuspensão do sedimento atingirem 180 metros de extensão, destaca-se que esse valor se encaixa no critério “Área onde serão realizadas instalações: 84 km² (raio 5 km) de cada FPSO e 500 metros para cada lado da diretriz dos dutos.”

Em relação ao impacto 8 referente à qualidade do ar, ressalta-se que o impacto afirma que os estudos de simulação de dispersão atmosférica já realizados para algumas plataformas de produção de grande porte localizadas em ambientes *offshore* da Bacia de Campos indicam que a alteração da qualidade do ar se restringe a poucas dezenas de quilômetros ao redor das plataformas. Como não se tem estudo de simulação da dispersão de poluentes específico para esse empreendimento, pode-se inferir que a área de 84 km² ao redor dos FPSOs seja suficiente para englobar esse impacto.

Em relação ao Impacto 11 - Perda de Habitat Bentônico pela ancoragem dos FPSOs esclarece-se que conforme apresentado na Tabela II.2.4.6.6-1 (Cap II.2 – Caracterização da Atividade) o maior raio de ancoragem dos FPSOs é de 3 km. Dessa forma, o raio de 5 km indicado como área de influência dos meios físico e biótico abrange o raio de ancoragem dos FPSOs.

Em relação ao Impacto 12 - Perda de Habitat Bentônico devido à instalação e desativação das estruturas submarinas/assentamento dos gasodutos esclarece-se que este impacto está incluído no raio de 5 km (84 km²), uma vez que a maioria das estruturas submarinas dos empreendimentos está localizada nesta área.

Vale ressaltar que conforme apresentado na descrição da Ação Geradora II (Instalação e desativação das estruturas submarinas/assentamento de gasodutos) do Capítulo II.6 do EIA, essa área é bastante conservadora, posto que foi considerada uma forma sólida, como se não houvessem espaços vazios entre as linhas.

Em relação ao Impacto 13 - Quanto à geração de ruídos, a bibliografia consultada para descrição da ação geradora indica que os sons de baixa frequência (nas fases de comissionamento e desativação) podem se propagar em um raio da ordem de centenas de quilômetros. No entanto, ressalta-se que conforme indicado no item f do impacto 13 (apresentado no anexo II.6-A da resposta ao parecer técnico 190/2014), no EIA do projeto ETAPA 2 é proposto programa de caracterização dos níveis de ruído na área das atividades desse empreendimento, o qual deverá fornecer subsídios para se validar ou não a avaliação da importância prevista para esse impacto na fase de operação dos empreendimentos.

Em relação às Unidades de Conservação, ao se avaliar os impactos dos empreendimentos do Projeto ETAPA 2 (Cap. II.6), foi observado que estes estariam restritos ao entorno das embarcações de apoio. Entretanto, de forma a ser mais conservador, passou-se a adotar um raio de 10 km ao redor das rotas das embarcações e além das áreas de porto e fundeio como área de influência dos meios físico e biótico. Segue abaixo o Quadro II.8.1-1 indicando a inclusão do raio de 10 km.

Quadro II.8.1-1 - Áreas de influência dos meios físico e biótico de acordo com os critérios estabelecidos pelo TR.

	Critérios			Área de Influência de acordo com critério mais conservador
	i) A área onde serão realizadas instalações	ii) A área sujeita aos impactos decorrentes dos descartes de efluentes	iii) As áreas onde ocorrerão atividades (rotas, manobras, fundeio, etc.) de todas as embarcações e aeronaves	
FPSOs	84 km ² (raio 5 km)	100 m de raio	-	Raio de 5 km
Embarcações de apoio	-	100 m de raio nas rotas	10 km de raio nas rotas, áreas de porto organizado e de fundeio	10 km de raio nas rotas, áreas de porto organizado e de fundeio
Gasodutos	500 m ao redor da diretriz	100 m raio nos pontos de desalagamento	-	500 m ao redor da diretriz

O **Anexo II.8-1** apresenta o desenho da área de influência dos meios físico e biótico indicando a inclusão do raio de 10 km.

II.8.2 – ÁREA DE INFLUÊNCIA DO MEIO SOCIOECONÔMICO

O “Quadro II.8.2-1” informou os critérios que foram utilizados para a definição da Área de Influência:

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

– Bases portuárias: Niterói (RJ) e Rio de Janeiro (RJ)

– Bases portuárias esporádicas: Itaguaí (RJ), Angra dos Reis (RJ), São Sebastião (SP) e Santos (SP)

– Bases Aéreas: Cabo Frio (RJ) e Rio de Janeiro (RJ)

– Bases Aéreas esporádicas: Itanhaém (SP)

Municípios cuja infraestrutura, serviços e equipamentos urbanos sejam diretamente demandados

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

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

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

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

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

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

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

Devem ser apresentadas quaisquer alterações na área de influência do meio socioeconômico em decorrência das solicitações presentes no presente parecer técnico, sobretudo, aquelas que alterem a área de estudo e a avaliação de impactos.

Resposta/Esclarecimento: Apesar das alterações ocorridas na área de estudo e na avaliação de impactos, não houve alteração na área de influência do meio socioeconômico.

II.9 – PROGNÓSTICO AMBIENTAL

O item, assim como o Anexo II.9.1 – Avaliação de Impactos Cumulativos e Sinérgicos, foram reapresentados, com pequenas alterações.

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

Na avaliação foram selecionados 49 empreendimentos que englobam os principais projetos (onshore e offshore) da Petrobras na Bacia de Santos, com exceção dos oleodutos de ligação do TEBAR às refinarias paulistas (OSBAT, OSPLAN e OSVAT). Solicitam-se esclarecimentos em relação à não-consideração destes dutos.

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

A avaliação apresenta limitações tais como:

- as deficiências e heterogeneidade dos EIA utilizados na avaliação;
- a carência de informações cruciais para uma análise focada nos componentes ambientais (recurso-cêntrica); carência esta, ao menos em parte, decorrente do fato de a avaliação ser efetuada dentro de um EIA, elaborado sob responsabilidade de um único empreendedor;
- apesar do método construído para a avaliação ser “bastante interessante, gerando uma série de correlações, nas escalas temporal e espacial, entre os projetos (...), esta abordagem lida mal com aspectos inevitavelmente subjetivos da questão socioambiental, gerando resultados duvidosos (por exemplo em relação a duração dos impactos no meio socioeconômico – ver quadro 21) e

conclusões rasas, que não geram reflexões sobre as características de uma fonte energética fóssil, bem mineral, fatalmente esgotável, atrelada ao mercado internacional instável e que pode se tornar um enclave econômico nos locais onde se instala.”

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

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

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

Entende-se, portanto, que a fim de superar estas limitações, em parte intrínsecas aos instrumentos utilizados pelo licenciamento ambiental, a Petrobras deve implementar ações no sentido de fomentar esta construção junto ao setor público e sociedade civil organizada, a exemplo de outras ações da empresa no âmbito de outros processos de licenciamento ambiental como a

citada Plataforma de Sustentabilidade.

Resposta/Esclarecimentos: Considerando que uma das premissas da Avaliação de Impactos Cumulativos e Sinérgicos foi a disponibilidade dos estudos ambientais (EIA-RIMA) para que os impactos pudessem ser avaliados e inseridos na análise, estes dutos não puderam ser incluídos no estudo apresentado para o Projeto ETAPA 2 pelo fato de estarem em operação há mais de 30 anos, não havendo estudos ambientais (EIA-RIMA, RAP, etc.) que pudessem subsidiar a elaboração da avaliação, que foi baseada unicamente na análise dos dados secundários fornecidos pelos estudos ambientais dos empreendimentos.

II.10 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO

II.10.4.2 – ANÁLISE DE VULNERABILIDADE E IDENTIFICAÇÃO DOS COMPONENTES COM VALOR AMBIENTAL

O tópico foi revisto de modo satisfatório, incluindo novas informações importantes para a discussão e embasamento na identificação de componentes com valor ambiental e seus respectivos tempos de recuperação. Entretanto não foram apresentados mapas que ilustram a área de ocorrência dos CVA Baleia-de-Bryde, Cachalote, Boto-cinza e Toninha sobrepostas às probabilidades de presença de óleo em caso de acidentes nos diversos pontos modelados para o período de inverno. Solicita-se que tais mapas sejam apresentados.

Resposta/Esclarecimentos: Os mapas solicitados são apresentados no Anexo II.10.4.2-1.

II.11 – PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL

Com relação ao Plano de Proteção à Fauna segue a análise das complementações apresentadas:

Identificação, mapeamento e diagnóstico atual das instituições e equipes existentes na região que lidam com atendimento à fauna silvestre a empresa apresentou, no “Anexo II.11-A”, o “Relatório de Visita aos Centros e Estruturas de Reabilitação de Fauna nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e São Paulo”.

Foram identificadas e mapeadas dez instituições:

- Centro de Recuperação de Animais Marinhos – CRAM/FURG (Rio Grande, RS);
- Centro de Reabilitação de Animais Marinhos – CERAM/UFRGS (Imbé, RS);
- Centro de Triagem de Animais Silvestres – CETAS Rio Vermelho (Florianópolis, SC);
- Centro de Reabilitação de Aves Marinhas – CRAM/UNIVALI (Penha, SC);
- Centro de Estudos do Mar – UFPR (Pontal do Paraná, PR);
- Centro de Triagem de Animais Silvestre – CETAS/UNIMONTE (São Vicente, SP);
- Centro de Pesquisas, Triagem e Recuperação de Animais Silvestres – CPTRAS/USP (Cubatão, SP);
- Instituto GREMAR (Guarujá, SP);
- Centro de Triagem de Animais Silvestres – CETAS/Fundação Animália (São Sebastião, SP);
- Centro de Reabilitação e Triagem de Animais Aquáticos – CRETA Argonauta (Ubatuba, SP).

As informações apresentadas foram satisfatórias para a região entre São Paulo e Rio Grande do Sul. Entretanto, considerando os diversos cenários de vazamento de óleo, o estado do Rio de Janeiro deve ser incluído como área de atendimento do PPAF-BS.

Solicitamos, portanto, a identificação, mapeamento e diagnóstico atual das instituições e equipes existentes no estado do Rio de Janeiro que lidam com atendimento à fauna silvestre.

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

Considerando os diversos cenários de vazamento de óleo, a área de atendimento do PPAF-BS deve se estender do Rio de Janeiro ao Rio Grande do Sul.

Em relação às instalações de atendimento à fauna impactada por óleo, a empresa apresentou a seguinte proposta:*

- Rio de Janeiro: nenhuma instalação apresentada.*
- São Paulo: 8 instalações no total; sendo 4 CDF, 1 UEF e 3 UMDF.*
- Paraná: 2 instalações no total; sendo 1 CDF e 1 UMDF.*
- Santa Catarina: 5 instalações no total; sendo 1 CDF, 3 UEF e 1 UMDF.*
- Rio Grande do Sul: 1 instalação no total, sendo 1 CDF.*

**Centro de Despetrolização de Fauna (CDF), Centro de Reabilitação de Fauna (CRF), Unidade de Estabilização de Fauna (UEF), Unidade Móvel de Despetrolização de Fauna (UMDF).*

Consideramos insuficiente a proposta apresentada, que exclui o estado do Rio de Janeiro e prevê apenas uma estrutura de atendimento à fauna no litoral sul do Rio Grande do Sul, reconhecido como uma das regiões mais ricas em aves aquáticas da América do Sul, e área crítica para diversas espécies migratórias. Solicitamos que a empresa apresente uma complementação da proposta, incluindo instalações de atendimento à fauna impactada por óleo no estado do Rio de Janeiro e no litoral norte do Rio Grande do Sul.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS identificou e mapeou 04 instituições que lidam com atendimento à fauna silvestre no Estado do Rio de Janeiro:

1- Universidade Estácio

Hospital Veterinário – Unidade Barra III.

Estrada Boca do Mato, 850. Bairro Vargem Pequena, Rio de Janeiro/RJ.

Contato: Dr. Jeferson Rocha Pires - Veterinário (jefveterinario@yahoo.com.br)

2- Instituto Boto Cinza

Rua Gastão de Carvalho, S/N, Bairro Itacuruçá, Mangaratiba/RJ Contato:

Leonardo Flach (flachleo@institutobotocinza.org)

3- Laboratório de Mamíferos Aquáticos e Bioindicadores (MAQUA), do Departamento de Oceanografia da UERJ.

Rua São Francisco Xavier, 524 - Bairro Maracanã, Rio de Janeiro/RJ.

Contato: Dr. José Lailson Brito Júnior (lailson@uerj.br)

4- Instituto Argonauta

Rua Guarani, Nº 835 - Bairro Itaguá, Ubatuba /SP.

Contato: Hugo Gallo Neto – Oceanógrafo (institutoargonauta@uol.com.br)

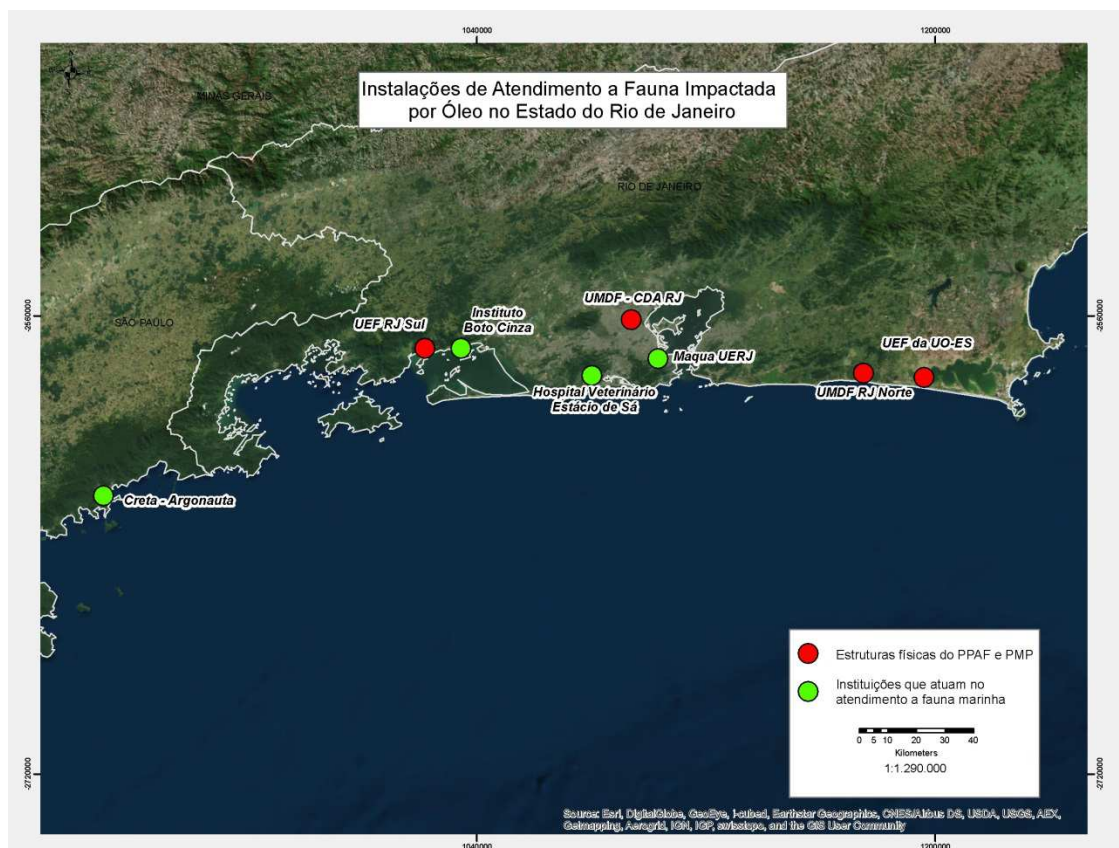


Figura 2.11-1 - Localização das instalações de atendimento a fauna impactada por óleo no Estado do Rio de Janeiro.

Em relação ao diagnóstico, há duas instituições que atuam na reabilitação: Instituto Argonauta e Hospital Veterinário da Universidade Estácio. Já foi realizada visita no Instituto Argonauta, conforme relatório “Relatório de Visita aos Centros e Estruturas de Reabilitação de Fauna nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e São Paulo” sendo que a participação desse centro de reabilitação já está contemplada no PEVO-BS. A PETROBRAS prevê visitar o Hospital Veterinário Universidade Estácio ainda no mês de Setembro/14 com vistas à realização de diagnóstico e avaliação quanto à possibilidade de inclusão da instituição no PEVO-BS.

Sobre o Instituto Boto Cinza e o MAQUA-UERJ, a PETROBRAS informa que estes realizam monitoramento de animais coletando dados de espécimes vivos ou mortos e encaminhando os animais que necessitam atendimento. Nesse sentido,

a PETROBRAS vem fazendo tratativas com essas instituições uma vez que são potenciais parceiras para implementação das ações do PMP-BS no estado do RJ.

Nesse sentido, e considerando a figura acima, nota-se a necessidade de estabelecimento de uma UEF no litoral Sul e uma UEF no litoral norte do Estado do RJ, além de uma UMDf também no Litoral Norte do RJ. A PETROBRAS vem considerando a possibilidade de integração do PMP-BS com o PMP-ES no sentido de compartilhar a UEF existente em Araruama.

Para o Litoral Norte do RS, avalia-se a possibilidade de serem iniciadas tratativas com o CERAM-UFRGS em Imbé-RS não para que componham a estrutura de resposta Tier 1 do PPAF/PEVO-BS, mas sim para que possam integrar as ações de manutenção e uso de uma UMDf adicional na região, uma vez que foi avaliada a necessidade de estrutura de despetrolização de fauna neste centro de reabilitação (“Relatório de Visita aos Centros e Estruturas de Reabilitação de Fauna nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e São Paulo”).

A ausência do CERAM-UFRGS nas ações de resposta do PEVO-BS justifica-se pelo fato dos cenários de vazamento preverem um tempo muito longo para a chegada do óleo próximo às regiões costeiras do litoral do RS e já haver instituição mobilizada para esse atendimento que é o CRAM-FURG.

De todo modo, a demanda por uma UMDf no Litoral Norte do RS, pode representar uma oportunidade de parceria entre o CERAM-URGS e a PETROBRAS para que a instituição tenha sanada a demanda por estrutura de despetrolização e, por outro lado, a PETROBRAS tenha garantida a disponibilidade da UMDf com manutenção e operação regular.

Nesse sentido, a PETROBRAS está trabalhando pela complementação das instalações de atendimento à fauna nos Estados do Rio Grande do Sul e Rio de Janeiro considerando a integração entre o PMP-BS e o PPAF/PEVO-BS, seja pelo advento de Centros de Reabilitação, de Unidades de Estabilização de Fauna, e de Unidades Móveis de Despetrolização de Fauna nessas regiões.

Não há informações sobre qual seria, após a readequação das estruturas propostas, a capacidade de atendimento dessas instalações na rotina diária e em

caso de ampliação necessária durante uma emergência. Também não foram informadas quais seriam as equipes disponíveis em cada instituição e sua função durante uma emergência. Dessa maneira, não há como avaliar qual seria a capacidade de atendimento da rede de atendimento à fauna do PPAF-BS. Solicitamos que a empresa apresente essas informações.

Resposta/Esclarecimentos: Considerando as informações geradas no “Relatório de Visita aos Centros e Estruturas de Reabilitação de Fauna nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e São Paulo”, vale a pena destacar algumas considerações:

a) Não foram identificadas estruturas com capacidade de atender cenários com 200 animais ou mais – Tíer 3. Porém, as expansões provisórias podem ser implementadas para esse tipo de situação. A maioria das instalações visitadas tem essa capacidade desde que fornecidos recursos logísticos para isso, conforme descrito e previsto no PPAF/PEVO-BS;

b) Todas as instalações visitadas frequentemente possuem animais em número flutuante na rotina diária, portanto a capacidade de atendimento das mesmas não pode ser avaliada em razão direta de seus espaços implementados. De todo modo, todas atendem pelo menos cenários até 20 animais - Tíer 1;

c) Para inserção dos centros visitadas à EOR do PEVO-BS nos cenários de fauna oleada Tíer 1, há necessidade de prover em maior ou menor grau adequações específicas e que incluam estrutura para despetrolização de fauna - área de lavado (com exceção do CRAM-FURG, GREMAR e ARGONAUTA, que já possuem).

Deste modo, a PETROBRAS informa que, uma vez realizada a readequação das estruturas propostas, a capacidade de atendimento dessas instalações será a mínima necessário ao atendimento de cenários Tíer 1, considerando inclusive a lida de rotina diária. Vale lembrar que boa parte das instalações consideradas possui área disponível para ampliações de campanha em casos de cenários Tíer 2, como pode ser constatado na tabela a seguir.

Tabela II.11-2 - Situação dos centros de reabilitação para atendimento de fauna oleada em cenários Tíer 1 e Tíer 2.

Centros de Reabilitação	Capacidade Tier I (até 20 animais)	Capacidade Tier II (até 21 a 200 animais)	Despetrolização de fauna (sala de lavabo)	Equipe técnica a ser disponibilizada para o PPAF/PEVO-BS
CRAM FURG	Sim Capacidade atual	Sim Capacidade atual	Sim Capacidade atual	1 veterinário
				2 oceanólogas
				3 biólogas
				Estagiários
				Tratadores
CETAS Rio Vermelho R3 Animal	Sim Após readequação	Não Mas possui área para expansão provisória em emergências	Sim Após readequação	3 médicos veterinários
				2 assistentes técnicos
				2 tratadores
CEM Paraná	Sim Capacidade atual	Não Mas possui área para expansão provisória em emergências	Sim Após readequação	3 médicos veterinários
				2 assistentes técnicos
				2 tratadores
UNIVILLE Joinville	Sim Após construção	A definir conforme local	Sim Após construção	3 médicos veterinários
				2 assistentes técnicos
				2 tratadores
IPEC Ilha Comprida/SP	Sim Após construção	A definir conforme local	Sim Após construção	3 médicos veterinários
				2 assistentes técnicos
				2 tratadores
GREMAR São Paulo	Sim Capacidade atual	Sim Capacidade atual	Sim Capacidade atual	3 médicos veterinários
				2 assistentes técnicos
				2 tratadores
CPTRAS USP	Sim Capacidade atual	Não Mas possui área para expansão provisória em emergências	Sim Capacidade atual	3 médicos veterinários
				2 assistentes técnicos
				2 tratadores
ARGONAUTA	Sim Capacidade atual	Não	Sim Capacidade atual	3 médicos veterinários
				2 assistentes técnicos
				2 tratadores
Hospital Veterinário da Universidade Estácio	A definir conforme diagnóstico	A definir conforme diagnóstico	A definir conforme diagnóstico	A definir conforme diagnóstico

Quanto às funções desempenhadas pelas equipes envolvidas no PPAF/PEVO-BS, seguem informações de acordo com a EOR do Grupo de Proteção à Fauna, Seção de Operações:

- a) FT – Centro de Reabilitação: Profissionais dos Centros de Reabilitação + equipe Aiuká;
- b) FT – Monitoramento: Monitores de Praia do PMP-BS + equipe Aiuká;
- c) FT – Captura: Monitores de Praia do PMP + equipe Aiuká;
- d) FT - Transporte: Equipes das Unidades de Estabilização de Fauna do PMP + equipe Aiuká;
- e) FT – Afugentamento: Monitores de Praia + equipe Aiuká;
- f) FT – Estabilização em Campo: Equipe das Unidades de Estabilização de Fauna do PMP + equipe Aiuká;

Para ocorrências de grandes proporções, (Tier 3 com presença de >200 animais afetados), além das equipes listadas acima, deverá ser avaliada a necessidade de mobilização de recursos internacionais e voluntários.

Em relação à capacitação da equipe, a empresa apresentou, através da “Resposta ao Parecer Técnico nº 0190/2014 CGPEG/IBAMA”, uma proposta de treinamento em manejo de fauna oleada e uma palestra sobre PEI/PEVO. Durante reunião realizada no dia 22.7.2014 (Ata de Reunião nº 057/20114) sobre o Plano de Proteção à Fauna, a CGPEG informou que considerava a proposta insuficiente, sendo necessária sua readequação, de forma a incluir noções gerais sobre emergência, sistema de comando de incidentes e treinamento especializado no manejo de fauna oleada. A proposta de capacitação foi reapresentada, através da correspondência E&P-PRESAL 0095/2014, incluindo três treinamentos temáticos: First Responder (noções gerais sobre emergência), Treinamento no Sistema de Comando de Incidentes e Atendimento à Fauna contaminada em emergências com vazamento de óleo.

O conteúdo programático dos treinamentos First Responder e Sistema de Comando de Incidentes foi considerado satisfatório. Entretanto, consideramos ser insuficiente uma capacitação com carga horária de 8 horas para abordar todos os procedimentos necessários para a proteção de fauna impactada por óleo, configurando apenas uma palestra com abordagem superficial do tema.

Conforme constatado pela própria empresa, o número de profissionais na região com experiência em manejo de fauna marinha é reduzido, não sendo aceitável descartá-los das equipes de emergência durante um vazamento de óleo. Dessa maneira, solicitamos que a empresa apresente uma complementação da capacitação sobre atendimento à fauna contaminada em emergências com vazamento de óleo, com abordagens mais especializadas, incluindo exercícios práticos, em módulos adequados às diversas atividades do Plano de Proteção à Fauna e conforme perfil de cada profissional. O programa deve incluir minimamente os módulos:

- Monitoramento e captura de fauna em ambiente offshore;
- Monitoramento e captura de fauna em ambiente costeiro;
- Afugentamento e dispersão
- Manejo de fauna em cativeiro;
- Manejo de carcaças;
- Procedimentos veterinários.

Informamos que as capacitações deverão ser disponibilizadas anualmente para a equipe, para fins de reciclagem de conhecimento e treinamento de novos integrantes.

Ressaltamos que as equipes do PPAF-BS somente serão consideradas como recurso efetivo após sua devida capacitação.

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

Considera-se satisfatório o cronograma apresentado para a adequação das instalações de atendimento à fauna impactada por óleo.

Entretanto, solicitamos que a empresa apresente cronograma de complementação da capacitação das equipes da rede de atendimento à fauna oleada, devendo o treinamento especializado ser realizado durante o primeiro semestre de 2015.

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS apresenta no **Anexo II.11-1** proposta de complementação da capacitação sobre atendimento à fauna

contaminada em emergências com vazamento de óleo elaborada pela empresa Aiuká Consultoria em Soluções Ambientais. A proposta em tela contempla a inclusão de abordagens especializadas, incluindo exercícios práticos e módulos adequados às diversas atividades do Plano de Proteção à Fauna de acordo com o perfil de cada grupo de profissionais envolvidos na EOR acima apresentada.

O novo cronograma será detalhado de forma a readequar a capacitação considerando o novo formato conforme Cronograma Geral apresentado de forma a garantir realização até o primeiro semestre de 2015 e, após, de forma continuada anualmente.

Tabela 2.11-3 – Cronograma Geral do Programa de Capacitação Continuada para Resposta a Fauna.

Cronograma Geral do Programa de Capacitação Continuada para Resposta a Fauna			
	2014	2015	
	2º Semestre	1º Semestre	2º Semestre
First Responder	07 a 09/10/14 21 a 23/10/14	-	Data a definir
Treinamento no Sistema de Comando de Incidentes	16/10/14 30/10/14	-	Data a definir
Capacitação das equipes envolvidas no atendimento à fauna contaminada, em caso de vazamentos de óleo PPAF - Proposta em anexo	-	Módulos I, II, III e IV	V, VI

II.12 – CONCLUSÃO

A resposta indicou que: “Embora os itens solicitados no presente parecer tenham sido revisados ou complementados, destaca-se que não há alterações significativas quanto à conclusão apresentada na Revisão 0 do EIA do Projeto Etapa 2.”.

Considerando os questionamentos apresentados no presente parecer técnico, solicita-se que a resposta venha acompanhada de nova manifestação a respeito da conclusão apresentada.

Resposta/Esclarecimentos: Embora os itens solicitados no presente parecer tenham sido revisados ou complementados, destaca-se que não há

alterações significativas quanto à conclusão apresentada na Revisão 00 do EIA do Projeto ETAPA 2 e na Resposta ao Parecer 190/2014.

Desse modo, acredita-se que o estudo de impacto ambiental e os presentes esclarecimentos e complementações subsidiem o CGPEG/IBAMA na avaliação da viabilidade ambiental do empreendimento em questão.

II.13 – BIBLIOGRAFIA

As referências citadas abaixo foram utilizadas na elaboração da resposta ao item II.6.3.1 Análise dos Impactos Ambientais do Meio Físico e Biótico.

FRASER, G.S., RUSSEL, J.& VON ZHAREN, W.M. 2006. Produced water from offshore oil and gas installations on the grands banks, Newfoundland and Labrador: are the potential effects to seabirds sufficiently know ? Marine Ornithology 34; 147-156 p.

NEFF, J.M. (2002). Bioaccumulation in marine organisms: effects of contaminants from oil well produced water. Elsevier, Oxford. 452 p.

NEFF, J.M., JOHNSEN, S., FROST, T.K., UTVIK, T.R., DURELL, G.S. (2006). Oil well produced water discharge to the North Sea. Part II: Comparison of deployed mussels (*Mytilus edulis*) and the DREAM model to predict ecological risk. Marine Environmental Research, 62, 224-246.

NEFF, J.; SAUER, T.C.; HART, A.D. (2011). Chapter 24- Bioaccumulation of Hydrocarbons from Produced Water Discharged to Offshore Waters of the US Gulf of Mexico. In: LEE, K. & NEFF, J. (Editors). Produced Water – Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies. Springer, New York, p.441-477.

NRC - National Research Council. 1985. Oil in the Sea: Inputs, Fates, and Effects. National Academy Press, 601.

OFFSHORE OPERATORS COMMITTEE, 1997a. Gulf of Mexico produced water bioaccumulation study. Definitive component. Technical report to the Offshore Operators Committee, New Orleans, LA, from Continental Shelf Associates, Jupiter, Fl. 279p.

II.16 - EQUIPE TÉCNICA

Equipe da PETROBRAS – E&P/PRESAL

Profissional	Andre Luis de Souza Alves Pinto
Registro no Conselho de Classe	CFQ: 03313259
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5990682
Responsável pela(s) Seção(ões)	Gerência SMS-CL/PRESAL
Assinatura	

Profissional	Cristine Louise Braun
Registro no Conselho de Classe	09600-3
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	226730
Responsável pela(s) Seção(ões)	
Assinatura	

Profissional	Fernanda Martins Hargreaves
Registro no Conselho de Classe	N/A
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	195173
Responsável pela(s) Seção(ões)	
Assinatura	

Profissional	Guilherme Nohra Senna
Registro no Conselho de Classe	SC096086-0
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa	4684665

Ambiental	
Responsável pela(s) Seção(ões)	
Assinatura	

Equipe da PETROBRAS – E&P-CORP/SMS

Profissional	Andrea Gallo Xavier
Registro no Conselho de Classe	NA
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	58617
Responsável pela(s) Seção(ões)	Modelagem e Análise de Riscos
Assinatura	

Equipe da PETROBRAS – UO-BS/SMS/MA

Profissional	Marcos Vincius de Mello
Registro no Conselho de Classe	023247/01-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	4948486
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.2.4.14; II.2.4.16; II.4; II.5.1.3; II.5.3; II.6.3; II.7; II.8; II.11; IV
Assinatura	

Profissional	Alessandra Maria da Silva
Registro no Conselho de Classe	8356-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	49236
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.6.3
Assinatura	

Profissional	Aline Abreu Neves
Registro no Conselho de Classe	5069020569
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5457375
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.6.3.1; IV (Fundação Florestal)

Assinatura	
-------------------	--

Profissional	André Scharlach Cabral
Registro no Conselho de Classe	43489/01-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	995497
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.6.3.3; II.11; II.5-A; IV (CETESB)
Assinatura	

Profissional	Barbara Prates Carpeggiani
Registro no Conselho de Classe	41439/03-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	641051
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.6.3.1; II.7.4
Assinatura	

Profissional	Caio Fernandez Brandão Rodrigues
Registro no Conselho de Classe	5063696225
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5843033
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.6.3.1
Assinatura	

Profissional	Carlos Alexandre Harding Miranda
Registro no Conselho de Classe	04489/01-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	324532
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.5.3.14; II.6.3.2
Assinatura	

Profissional	Carolina Rodrigues Bio Poletto
Registro no Conselho de Classe	047070/01-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	578511

Responsável pela(s) Seção(ões)	IV (Fundação Florestal)
Assinatura	

Profissional	Claudia Nakamura
Registro no Conselho de Classe	58741-9
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	6128379
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.4; II.8
Assinatura	

Profissional	Fernando Gonçalves de Almeida
Registro no Conselho de Classe	N/A
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	1543809
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.2.4.16; II.5.1.3; II.7.5
Assinatura	

Profissional	Francis Camilo Saliba
Registro no Conselho de Classe	N/A
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5840576
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.6.3.3; II.11; II.5-A
Assinatura	

Profissional	Julio César Ribeiro Filho
Registro no Conselho de Classe	67743
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	2747576
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.2.4.14
Assinatura	

Profissional	Lilian Thies
Registro no Conselho de Classe	5062129602
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	1792370
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.7.9
Assinatura	

Profissional	Natalia Costa de Lima
Registro no Conselho de Classe	260554183-5
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	6128849
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.2.4.14
Assinatura	

Profissional	Roberto Alegria de Almeida
Registro no Conselho de Classe	0600769375
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	174673
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.2.4.14
Assinatura	

Profissional	Perla Roberta Pignatta
Registro no Conselho de Classe	089042/01-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5813984
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.7.9
Assinatura	

Profissional	Stella Nivis de Lima Vivona
Registro no Conselho de Classe	120636
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	559011
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.6.3.1; II.6.3.2; IV (Fundação Florestal)
Assinatura	

Profissional	Tatiana do Amaral Nader
Registro no Conselho de Classe	N/A
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	298506
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.5.3; II.6.3.2
Assinatura	

Profissional	Vinicius Vendramini Cesário
Registro no Conselho de Classe	068837/01-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	6079265
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.6.3
Assinatura	

Profissional	Vitória Chaves
Registro no Conselho de Classe	N/A
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	4953341
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.2.4.16; II.5.1.3
Assinatura	

Equipe da Consultoria - Consultora Mineral Engenharia e Meio Ambiente

Profissional	Ricardo Magalhães Simonsen
Formação	Engenheiro de Minas
Registro no Conselho de Classe	CREA: 0601302291
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 40466

Profissional	Marcos Eduardo Zabini
Formação	Engenheiro de Minas
Registro no Conselho de Classe	CREA: 060099492
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 52857

Profissional	Helena Rennó Vianna Sebusiani
Formação	Engenheira Ambiental
Registro no Conselho de Classe	CREA: 5062867713
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 5224611
Responsável pela(s) Seção(ões)	Coordenação Geral da equipe de consultoria, II.4, II.5.2, II.5.3, II.6.3.1, II.6.3.2, II.8, II.10.4.2, II.12, II.13, II.14, II.16

Profissional	Adriana Silva Ibagy
Formação	Oceanógrafa, Mestre em Oceanografia Biológica
Registro no Conselho de Classe	---
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 298388
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.5.2.3.2

Profissional	Alexandre M. Gomes Costa
Formação	Estudante de Engenharia Sanitária e Ambiental
Registro no Conselho de Classe	----
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 5309184
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.5.2.1

Profissional	Clayton Peron Franco de Godoy
Formação	Doutor em Sociologia
Registro no Conselho de Classe	---
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 4881687
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.5.3.1.6, II.6.3.2

Profissional	Edson Gomes Martins Junior
Formação	Engenheiro Ambiental
Registro no Conselho de Classe	CREA: 5063843647
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 5152217
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.5.2.1

Profissional	Hélvio Prevelato Gregório
Formação	Oceanógrafo, Mestre e Doutorando em Oceanografia Física
Registro no Conselho de Classe	---
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 4352605
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.5.1.2

Profissional	João Carlos Milanelli
Formação	Biólogo, Mestre e Doutor em Oceanografia
Registro no Conselho de Classe	CRBio: 06373/01-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 579331
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.9

Profissional	Luciano M. Menna Barreto
Formação	Engenheiro Sanitarista e de Meio Ambiente
Registro no Conselho de Classe	CREA: 2014106412
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 6129690
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.5.2.1

Profissional	Márcia Regina Hodel
Formação	Analista em Geoprocessamento
Registro no Conselho de Classe	---
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 5494066
Responsável pela(s) Seção(ões)	Elaboração de mapas e figuras

Profissional	Raquel Argentino Santos
Formação	Bióloga, Mestre em Oceanografia Biológica
Registro no Conselho de Classe	CRBio: 35076/01-D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 1988130
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.6.3.1, II.8

Profissional	Samuel Silva Ferreira Santos
Formação	Técnico em Desenho
Registro no Conselho de Classe	---
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 5516881
Responsável pela(s) Seção(ões)	Elaboração de mapas e figuras

Profissional	Sarah Bariani Silveira
Formação	Analista Ambiental Jr.
Registro no Conselho de Classe	---
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	IBAMA: 5615295
Responsável pela(s) Seção(ões)	II.5.2.1, II.6.3.1, II.13, II.14, II.16

II.17 – RESPOSTAS ÀS MANIFESTAÇÕES PÚBLICAS

II.17.1 RESPOSTA À MANIFESTAÇÃO DA COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO (CETESB)

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS informa que a resposta a este item está apresentada no **Anexo II.17.1-1**.

II.17.2 RESPOSTA À MANIFESTAÇÃO DA FUNDAÇÃO FLORESTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO

Resposta/Esclarecimentos: A PETROBRAS informa que a resposta a este item está apresentada no **Anexo II.17.1-2**.