

# **Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3**

**Resposta a Parecer Técnico nº 320/2018-  
COPROD/CGMAC/DILIC**

**II.2 Caracterização da Atividade  
III. Considerações Gerais**

Revisão 00

Janeiro/2019



**E&P**



---

## ÍNDICE GERAL

INTRODUÇÃO .....	4
ESCLARECIMENTOS .....	5

---

## INTRODUÇÃO

Em 05 de dezembro de 2018 recebemos o Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, no qual é apresentada a análise da Revisão 00 do Estudo de Impacto Ambiental para a “Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 3”.

O presente documento apresenta os esclarecimentos para os itens II.2 Caracterização da Atividade e III. Considerações Gerais.

As respostas decorrentes do item II.6.2 Modelagem da Dispersão de Óleo e da Dispersão de Efluentes serão disponibilizadas em documento específico tão logo sejam concluídas.

## ESCLARECIMENTOS

Visando facilitar a leitura do documento, os trechos do Parecer Técnico nº 320/2018-COPROD/CGMAC/DILIC onde há questionamentos são transcritos em azul e as respectivas respostas, em preto.

### **ESCLARECIMENTO 01:**

#### *II.2 – Caracterização da Atividade*

##### *II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto*

*(...)*

*A PETROBRAS confirmou que, no escopo da Etapa 3, os projetos na área de Libra – Piloto de Longa Duração de Libra, DP de Libra 2 NW e DP de Libra 3 NW – não preveem gasoduto para exportação do grande volume de gás produzido – até 30 MM m<sup>3</sup>/dia, considerando os 3 (três) projetos –, sendo o gás consumido ou totalmente reinjetado. A empresa esclareceu que, caso os “estudos preliminares avaliando alternativas de exportação parcial do gás à luz das normas concebidas pela ANP (...) apresentem viabilidade técnica e econômica, poderão dar origem a outros projetos que serão objetos de novos processos de licenciamento”.*

*Solicita-se que sejam apresentadas as alternativas já avaliadas pela empresa, acompanhadas de discussão sobre fatores limitantes a sua implementação já desde o início da produção desses projetos, bem como sobre as condições necessárias para sua implementação futura.*

**Resposta/esclarecimentos:** O caso base atualmente proposto para o Plano de Desenvolvimento de Mero, bloco de Libra, apresenta, em função das características do reservatório, um crescimento significativo da Razão Gás/Óleo (RGO) ao longo do período de produção do campo, o que faz com que as unidades de produção fiquem “topadas” por gás durante praticamente toda a vida produtiva dos projetos.

Desta forma, caso esse comportamento seja confirmado, além da estratégia de reinjeção total de gás como a alternativa base para compor o plano de

desenvolvimento atual, a Petrobras ainda não descartou totalmente a oportunidade de gerenciamento do gás por meio da exportação parcial com escoamento via gasoduto.

Nessa alternativa, busca-se investigar comparativamente a estratégia de drenagem com o método de injeção WAG (*water alternating gas*) sem e com a exportação de gás. A estratégia de exportação do gás traz a desvantagem de reduzir a reposição de volumes nos reservatórios sob a forma de gás miscível (eventual aumento na capacidade de injeção de água poderia amenizar o problema, mas com perdas na eficiência de deslocamento global).

Ressalta-se que a avaliação da alternativa de exportação parcial de gás está diretamente relacionada à variabilidade do mercado em relação aos preços de transporte e comercialização do gás, que atualmente não se mostram competitivos. Para o cenário atual, a melhor alternativa para valoração do gás em Mero é a reinjeção do gás produzido para recuperação de óleo, através de WAG ou mesmo manutenção de pressão, dado o alto impacto da miscibilidade do gás em altas produções de óleo e altas concentrações de CO<sub>2</sub>.

Vale ressaltar que o cenário de exportação total de gás em cada FPSO foi desconsiderado anteriormente porque o gás reinjetado com teor mais alto de CO<sub>2</sub> faria com que o gás hidrocarboneto disponível para exportação fosse gradativamente reduzido a zero em pouco mais de dez anos de produção, situação que levaria inclusive à falta de gás combustível para geração de energia na plataforma.

Destaca-se, ainda, que os volumes de gás passíveis de oferta ao mercado são de apenas 3,5 milhões Sm<sup>3</sup>/d, limitados pela alta concentração de CO<sub>2</sub> no óleo e gás de Mero, além do consumo interno na geração de energia das UEPs.

**ESCLARECIMENTO 02:***II.2.1.6 – Cronograma Preliminar*

*Considerando que os DP de Sururu e DP de Búzios 6 haviam tido sua instalação postergada de 2021/2022 para 2027, o Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC apontou que “tal previsão, além de descaracterizar tais projetos como parte de uma mesma etapa de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, implica incertezas tanto de projeto, como da própria avaliação ambiental”, indicando que os projetos deveriam “ser excluídos do escopo da Etapa 3 e incluídos, caso se confirmem, em um futuro processo de licenciamento”. Conforme indicado no item II.2.1, a PETROBRAS informou a possibilidade de antecipação da instalação desses DP e ratificou a intenção de mantê-los no escopo da Etapa 3. Diante da argumentação da empresa, acata-se a manutenção destes DP no escopo da Etapa 3, porém ressalta-se que, caso em momento posterior se evidencie que esta antecipação não irá se concretizar, poderá ser impossibilitada a emissão de LI para estes DP no âmbito deste processo de licenciamento.*

**Resposta/esclarecimentos:** A Petrobras está ciente.

**ESCLARECIMENTO 03:***II.2.1.6 – Cronograma Preliminar*

*(...)*

*Com a exclusão do SPA de Búzios 5, o primeiro projeto de curta duração passou a ser o SPA de Sururu 3, cujo início de instalação está previsto para junho de 2019. Com exceção do SPA de Sururu 3, todos os demais projetos de curta duração foram bastante postergados e serão retomados somente em 2022, com conclusão prevista para 2025. Observa-se que, assim como mencionado para os DP, uma excessiva postergação destes projetos, considerando a data da emissão da Licença Prévia, poderá impossibilitar a emissão de LI/LO para os mesmos no âmbito deste processo de licenciamento.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A Petrobras está ciente.

**ESCLARECIMENTO 04:**

*II.2.1.6 – Cronograma Preliminar*

*(...)*

*Assim, segundo os cronogramas revisados (Anexo II.2-1), estão previstos:*

*– 10 (dez) projetos de curta duração (TLD/SPA/Piloto de Curta Duração), o primeiro (SPA de Sururu 3) realizado em 2019/2020 e os demais realizados de forma sequencial, em um período de cerca de 3 (três) anos (entre meados de 2022 e meados de 2025), com até 3 (três) atividades simultâneas.*

*– 12 (doze) projetos de longa duração (DP/Piloto de Longa Duração), com início das atividades de instalação no segundo semestre de 2019 e da operação do primeiro DP – DP de Atapu 1 – em abril de 2020. A previsão de entrada em operação, de acordo com o cronograma apresentado, seria de mais 5 (cinco) FPSO em 2021, 2 (dois) FPSO em 2022, 2 (dois) FPSO em 2023 e 2 (dois) FPSO em 2024. A previsão de duração da produção se estende até pelo menos 2058 (DP de Sururu).*

*Solicita-se que eventuais alterações neste cronograma sejam informadas na resposta ao presente parecer técnico.*

**Resposta/esclarecimentos:** A atualização do cronograma preliminar é apresentada no Anexo I.

**ESCLARECIMENTO 05:**

*II.2.4.2.2.1 – FPSO Replicante*

*Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás*

*Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi esclarecido que:*

*“A capacidade de cada compressor de injeção é 5.200.000 Sm<sup>3</sup>/d. A reinjeção da corrente de CO<sub>2</sub> passa por dois sistemas de compressão, nomeados de Compressor de CO<sub>2</sub> e Compressor de Injeção.*

*A planta foi concebida com diferentes modos de operação, um deles o modo de reinjeção total do gás produzido, nesse caso, retirando de operação as membranas de CO<sub>2</sub> e o Compressor de CO<sub>2</sub>.*

*Para esse modo de operação a configuração do compressor de injeção é de 2x100%. Para o modo exportação total do gás tratado, os compressores de CO<sub>2</sub> foram dimensionados para a condição normal de operação com a configuração 2x100%. Para mitigar riscos de aumento do teor de CO<sub>2</sub> associada à capacidade plena de processamento de gás, os compressores de CO<sub>2</sub> foram projetados para trabalharem em paralelo, ou seja, ambos em operação. Nessa condição de operação, no caso de falha em um desses compressores, duas medidas poderão ser tomadas: redução da capacidade de processamento de gás ou alterar o modo de operação para o modo de reinjeção total do gás. ”*

*Observa-se, considerando que parte das unidades de produção ainda não foi definida e a experiência com outros projetos do Polo Pré-sal, que a PETROBRAS deverá prever redundância dos equipamentos críticos ao controle das emissões.*

**Resposta/esclarecimento:** A partir de 2012, a Petrobras passou a ter como Filosofia de Projeto a prática de adotar em seus projetos a redundância nos compressores, para a condição normal de projeto, inclusive para o compressor de baixa pressão - Unidade de Recuperação de Vapor (URV). Para os FPSOs Replicantes estarão disponíveis compressores-URV reserva em estoque.

Corrigindo a informação dada em resposta ao parecer 23/2018, a capacidade de cada compressor de injeção das unidades Replicantes é de 6.000.000 Sm<sup>3</sup>/d.

**ESCLARECIMENTO 06:***II.2.4 – Descrição das Atividades**II.2.4.2.2.1 – FPSO Replicante**Sistema de drenagem*

*Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS confirmou que não há previsão de que o efluente residual gerado em drenagem aberta, classificada ou não, seja direcionado à planta do processo. Caso a empresa, há qualquer tempo, compreenda que esta manobra será necessária, é imprescindível a emissão de uma anuência prévia da Coordenação de Produção, devendo a mesma ser requerida com a devida antecedência e acompanhada das justificativas e informações técnicas relevantes para uma tomada de decisão.*

**Resposta/Esclarecimentos:**

A Petrobras está ciente. Esclarece-se que o óleo sobrenadante observado no tanque de drenagem ou no tanque de slop terá como destinação final o reprocessamento na planta de produção ou será direcionado para os tanques de carga.

**ESCLARECIMENTO 07:***II.2.4.2.2.1 – FPSO Teórico*

*Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi esclarecido que:*

*“A reinjeção da corrente de CO<sub>2</sub> passa por dois sistemas de compressão, nomeados de Compressor de CO<sub>2</sub> e Compressor de Injeção. A planta foi concebida com diferentes modos de operação, um deles o modo de reinjeção total do gás produzido, nesse caso, retirando de operação as membranas de CO<sub>2</sub> e o Compressor de CO<sub>2</sub>. Para esse modo de operação a configuração do compressor de injeção é de 2x100%. Para o modo exportação total do gás tratado, os compressores de CO<sub>2</sub> foram dimensionados para a condição normal de operação com a configuração 2x100%. Para mitigar riscos de aumento do teor de CO<sub>2</sub> associada à capacidade plena de processamento de gás, os compressores de CO<sub>2</sub>*

foram projetados para trabalharem em paralelo, ou seja, ambos em operação. Nessa condição de operação, no caso de falha em um desses compressores, duas medidas poderão ser tomadas: redução da capacidade de processamento de gás ou alterar o modo de operação para o modo de reinjeção total do gás. ”

Contudo, não foi informada a capacidade de reinjeção. Reitera-se, portanto, a solicitação.

Observa-se que, considerando que parte das unidades de produção ainda não foi definida e considerando a experiência com outros projetos do Polo Pré-sal, a PETROBRAS deverá prever redundância dos equipamentos críticos ao controle das emissões.

**Resposta/esclarecimento:** A Petrobras informa que nas unidades de produção ainda não definidas será prevista redundância dos equipamentos críticos ao controle de emissões.

Em relação à capacidade de reinjeção das unidades de produção, a Tabela 1 apresenta a capacidade dos compressores já definidos de alguns projetos e uma previsão preliminar da capacidade dos demais projetos que ainda estão em estudo.

Tabela 1– Capacidade dos compressores de injeção

Projeto DP	Configuração Compressor de Injeção		Capacidade Compressor de Injeção Sm <sup>3</sup> /d		Observação
	Número	%	Capacidade Compressor de Injeção Sm <sup>3</sup> /d	Capacidade de Injeção Sm <sup>3</sup> /d	
DP de Lula Sul 3	2	100%	6.000.000	6.000.000	Em estudo
DP de Lula Oeste	2	100%	6.000.000	6.000.000	Em estudo
DP de Sururu	2	100%	6.000.000	6.000.000	Em estudo
DP de Atapu 1	2	100%	6.000.000	6.000.000	Definido
DP de Atapu 2	2	100%	6.000.000	6.000.000	Em estudo
DP de Búzios 5	2	100%	6.000.000	6.000.000	Definido
DP de Búzios 6	2	100%	6.000.000	6.000.000	Em estudo
DP de Itapu	2	100%	6.000.000	6.000.000	Em estudo
DP de Sépia	2	100%	6.000.000	6.000.000	Definido
Piloto de Júpiter	2	100%	4.000.000	4.000.000	Em estudo

Projeto DP	Configuração Compressor de Injeção		Capacidade Compressor de Injeção Sm <sup>3</sup> /d		Observação
	Número	%	Capacidade Compressor de Injeção Sm <sup>3</sup> /d	Capacidade de Injeção Sm <sup>3</sup> /d	
Piloto de Libra (Mero)	3	50%	6.000.000	12.000.000	Definido
DP de Libra 2 (Mero 2)	3	50%	6.000.000	12.000.000	Definido
DP de Libra 3NW (Mero 3)	3	50%	6.000.000	12.000.000	Em estudo

### **ESCLARECIMENTO 08:**

#### *Sistema de Geração de Energia*

O EIA Rev00 havia informado que: “O sistema de geração principal será composto por grupos geradores acionados por turbinas do tipo bicombustível (gás ou diesel), sendo um conjunto em reserva (stand by)”; afirmando que: “A demanda elétrica máxima dos turbogeradores será para todos os FPSOs inferior a 100 MW, em atendimento à Resolução CONAMA nº 382/2006”.

O Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC ressaltou que: “Na descrição do sistema não foram informadas a quantidade e capacidade dos geradores que compõe o conjunto. Contudo, no Quadro II.2.4.2.2-1, que apresenta as “Características Gerais do FPSO Teórico”, foi indicado que as unidades contarão com 5 (cinco) turbo-geradores de 25 MW. Esta configuração e capacidade 25% superior àquela definida para os FPSOs Replicantes sugerem que as unidades chegarão a operar muito próximo aos 100MW ou mesmo acima deste limite”; e solicitou “um detalhamento da demanda energética da unidade em condição média e de pico demonstrando que tal limite não será ultrapassado.”

Na resposta ao parecer, a empresa informa que “a PETROBRAS apresentará, no momento do requerimento da licença de instalação, um detalhamento de cada FPSO demonstrando que a demanda em condição média e de pico não ultrapassarão 100 MW. Por se tratar de um FPSO Teórico, não há um detalhamento específico.”

Observa-se que Resolução CONAMA nº 382/2006 não impede que a geração de energia seja superior à 100 MW, mas estabelece condições para que esta

ocorra. Assim, diante da ausência do detalhamento solicitado, reitera-se o entendimento de que a configuração proposta indica que as “unidades chegarão a operar muito próximo aos 100MW ou mesmo acima deste limite”, de modo que nesses FPSO deverá ser prevista a instalação dos equipamentos necessários ao controle e monitoramento das emissões conforme determinado pela referida Resolução, o que deverá ser devidamente comprovado por ocasião do requerimento de Licença de Instalação.

**Resposta/esclarecimento:** Caso se verifique a necessidade de operação de um FPSO com potência elétrica acima de 100 MW, a Petrobras está ciente da previsão de instalação dos equipamentos necessários ao controle e monitoramento das emissões conforme o disposto na Resolução CONAMA nº382/2006, e apresentará as informações necessárias por ocasião do requerimento da Licença de Instalação.

#### **ESCLARECIMENTO 09:**

##### *II.2.4.5 – Infraestrutura de Apoio*

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

##### *II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo*

*Conforme indicado no Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, com base no 3º Relatório Anual do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos (PMTE-BS), em 2016 as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói (Baía de Guanabara) responderam por 92,77% das atracações de embarcações de apoio às atividades da PETROBRAS na bacia de Santos (4.257 atracações), assim como, por 93,49% dos dias de fundeio das embarcações monitoradas nos terminais portuários.*

*Em relação às complementações solicitadas pelo referido parecer, a PETROBRAS esclareceu que:*

*“Sobre a movimentação de cargas na área portuária do Rio de Janeiro e Niterói, a referência utilizada na época de elaboração do EIA são as estatísticas de 2014 apresentadas pela Companhia Docas do Rio de Janeiro. ”*

*“... em toda a Bacia de Santos, a Petrobras representou 14,93% do uso das áreas de fundeio e 15,34% das atracações contabilizadas [em 2016]. (...) a maior participação da empresa foi verificada nos portos do Rio de Janeiro e Niterói, com 30,52% dos fundeios e 34,74% das atracações. ”*

*“... conforme dados obtidos pelo Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações na Bacia do Espírito Santo (PMTE-ES), (...) a participação da Petrobras na utilização do Porto de Vitória [568 atracações e 1176 fundeios], em 2016, é inferior a 14,88% do número total de atracações e inferior a 16,96% do total de dias de fundeio. ”*

*Com relação a esta última informação, solicita-se que seja esclarecido qual percentual deste uso corresponde a atividades relacionadas ao pré-sal da bacia de Santos.*

**Resposta/esclarecimento:**

A metodologia aprovada e empregada nas análises do PMTE considera um recorte espacial que contempla a área da Bacia acrescida de uma faixa de 18 km de largura ao redor da mesma. Esta faixa complementar não expande, de modo algum, a área de análise, sendo empregada com o objetivo único e específico de verificar o efetivo trânsito das embarcações através dos limites da Bacia.

Uma vez definido o recorte espacial, faz-se a seleção dos dados de interesse na base de dados da empresa que contempla os registros históricos de localização das embarcações a serviço da Petrobras. Este tratamento prévio dos dados resulta na seleção dos registros localizados dentro da área de interesse do projeto, por exemplo, a Bacia de Santos, no caso do PMTE-BS, ou a Bacia do Espírito Santo, no caso do PMTE-ES.

A partir desta etapa, todas as análises são realizadas considerando-se o conjunto dos dados específicos de cada projeto. Assim, a continuidade do trânsito das embarcações entre diferentes Bacias é indicada, conforme também consta

definido no detalhamento metodológico dos projetos aprovados, pela identificação dos limites intersectados pelo trânsito das embarcações, tais como limite norte, limite sul ou limite leste da Bacia em questão, não havendo, portanto, nos resultados do PMTE-ES, informações a respeito de onde provém as embarcações que utilizaram o porto de Vitória anteriormente a entrada das mesmas na Bacia do Espírito Santo, nem nos resultados do PMTE-BS, informações dos portos utilizados pelas embarcações que atravessaram seus limites deixando a Bacia de Santos.

Visando atender à solicitação expressa acima, foi realizada uma análise complementar a partir dos resultados já gerados para o ano de 2016 pelo PMTE executado em ambas as Bacias. Assim, a partir dos trajetos navegados pelas embarcações na Bacia de Santos, foram selecionados aqueles que intersectaram o polígono do Pré-Sal e o limite norte desta mesma Bacia.

Este conjunto de dados foi tratado a fim de se obter a listagem das embarcações responsáveis pelos registros. Análise semelhante foi realizada a partir dos trajetos navegados na Bacia do Espírito Santo, sendo selecionados os trajetos que intersectaram o limite sul da Bacia e a área do Porto de Vitória, sendo posteriormente obtida a listagem das embarcações responsáveis pelos trajetos. O conjunto de dados foi novamente tratado, sendo reduzido ao total de registros relativos às embarcações que estiveram presentes em ambas as áreas. Na sequência foi realizada a análise temporal dos registros remanescentes de ambos os conjuntos, onde se obteve que, das 568 atracações contabilizadas para as embarcações a serviço da Petrobras no Porto de Vitória em 2016, um total máximo de 120 atracações (21,13%) foram oriundas do Pré-Sal da Bacia de Santos. Este valor encontra-se sobrestimado, na medida em que desconsidera o trajeto das embarcações no interior a Bacia de Campos.

### **ESCLARECIMENTO 12:**

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

*“Analisando o histórico das operações de alívio realizadas pela PETROBRAS no âmbito dos empreendimentos localizados no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos”,*

a resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC confirmou o uso dos terminais: Terminal Almirante Soares Dutra – TEDUT (Tramandaí/RS, por vezes identificado como Osório/RS), Terminal São Francisco do Sul – TEFran (São Francisco do Sul/SC), Terminal Almirante Barroso – TEBAR (São Sebastião/SP), Terminal Maximiano da Fonseca – TEBIG (Angra dos Reis/RJ), Terminal Almirante Tamandaré (Rio de Janeiro/RJ, por vezes identificado como Ilha D'Água), Terminal Madre de Deus – TEMADRE (Madre de Deus/BA) e Terminal Suape (Ipojuca/PE).

Foi apresentada tabela (Tabela 3) com dados sobre o número total de atracções nesses terminais em 2016, especificando as atracções de embarcações de apoio e alívio da própria PETROBRAS e as atracções totais de terceiros (sem especificar se de apoio ou alívio). A empresa alega que os dados do PMTE-BS não permitem a identificação dos navios aliviadores de terceiros, tampouco sua origem e empresa contratante.

Com relação ao “grande aumento, entre 2013 e 2016, no uso dos terminais da Baía de Guanabara (2.100% em número de atracções), São Sebastião (188,64%) e Angra dos Reis (8.800%) pelas atividades de alívio do óleo produzido pela PETROBRAS na Bacia de Santos”, a resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC esclarece que:

“Sobre o aumento do número de navios aliviadores que atendem às unidades da Bacia de Santos utilizando os terminais em tela, em consulta aos dados da Transpetro, verifica-se que isso não reflete em aumento do número de navios operados em cada terminal. Destaca-se que os terminais não houveram suas capacidades aumentadas no período em discussão e também não há previsão de aumento de sua capacidade. Portanto, esses terminais continuam operando com sua capacidade nominal, tendo inclusive obtido diminuição no número de operações com navios (...). Nesse sentido, trata-se claramente de aumento de navios oriundos da Bacia de Santos em detrimento da utilização dos mesmos terminais por navios oriundos de outras bacias de produção – o que dialoga com o aumento na curva de produção da Bacia de Santos – sem alteração nas rotinas das operações com navios nos terminais.” (grifo nosso).

*“Na Baía de Guanabara somente o Terminal de Ilha D’água opera com navios de transporte de óleo cru. Os demais terminais da Transpetro na Baía de Guanabara operam com regaseificação de GNL, carga/descarga de GLP, Butadieno e Propeno, não fazendo parte do escopo do questionamento. ”*

*O EIA Rev00 menciona que operações ship to ship poderão ocorrer nos Portos de Angra dos Reis/RJ e Vitória/ES. Na resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, a PETROBRAS acrescenta que:*

*“As operações de ship-to-ship no Terminal de Angra dos Reis, que se encontravam suspensas, estão autorizadas conforme Autorização Ambiental nº IN040106 emitida pelo INEA (...). O Ship-to-ship no Terminal de São Sebastião está autorizado conforme LO 68000263, versão 04, emitida pela CETESB em 23/03/2017. (...) Dessa forma, as operações Ship-to-ship podem ser realizadas tanto em Angra dos Reis como em São Sebastião, e a escolha do terminal depende basicamente do porte dos navios envolvidos, logística escolhida pelos armadores e donos das cargas, e disponibilidade dos píeres em cada Terminal. No Terminal de São Sebastião, de 2013 a 2017 foram realizadas somente duas operações desse tipo e uma operação em 2018 até o momento. ”*

*“A previsão de aumento ou diminuição do número de operações STS, como também em que escala ocorrerão, dependem de decisões logísticas da Petrobras que são impactadas pelo cenário mundial de produção de petróleo das empresas produtoras de óleo e de condições e demandas dos mercados consumidores internacionais, as quais a Transpetro não possui gestão e atua na condição de prestadora de serviço. ”*

*Estas informações não atendem plenamente às solicitações dos pareceres técnicos emitidos, não tendo sido apresentados os dados solicitados para o Terminal de São Sebastião, nem informadas as operações realizadas em outros terminais (cuja ocorrência, no entanto, é comprovada pela Figura 1).*

**Reitera-se, portanto, a solicitação de que sejam apresentados dados sobre as operações ship-to-ship ocorridas nos Terminais de São Sebastião, Angra dos Reis e Vitória – bem como outros terminais eventualmente utilizados – entre 2013 e 2018**

(nº de operações, volume de óleo transferido, percentual em relação ao nº de atracções total, origem e destino do óleo transferido).

Além disso, em que pesem as incertezas reportadas, reitera-se a necessidade de uma avaliação do incremento esperado nestas operações diante do aumento da produção no polo pré-sal a partir da entrada em operação dos projetos das Etapas 2 e 3.

**Resposta/esclarecimentos:** Em complementação às informações apresentadas na resposta ao Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, os dados referentes às operações ship-to-ship (STS) realizadas nos Terminais de São Sebastião e de Angra dos Reis foram revisados e complementados, conforme apresentado na Tabela 2 e Tabela 3, abaixo.

Tabela 2 - Operações ship-to-ship de transferência de óleo realizadas no TEBAR entre 2013 e 2018

Ano civil	Nº de operações STS	Volume de óleo movimentado (m³)	Total de atracções STS	Total de atracções *	% STS / Total de atracções	Origem do óleo	Destino do óleo
2013	0	0	0	637	-	-	-
2014	0	0	0	645	-	-	-
2015	0	0	0	586	-	-	-
2016	0	0	0	570	-	-	-
2017	2	251.087	4	556	0,72%	Bacia de Campos	Exterior/ Interno
2018	12	1.714.130,12	22	518	4,25%	Bacias de Campos e de Santos	Exterior
<b>Total</b>	<b>14</b>	<b>1.965.217</b>	-	-	-	-	-

\* Total de atracções até novembro/2018

*Tabela 3- Operações ship-to-ship de transferência de óleo realizadas no TEBIG entre 2013 e 2018*

Ano civil	Nº de operações STS	Volume de óleo movimentado STS (m³)	Total de atracações STS	Total de atracações	% STS / Total de atracações	Origem do óleo	Destino do óleo
2013	51	5.019.074	90	245	36,73%	Bacias de Campos e de Santos	Exportação
2014	59	4.290.514	102	329	31,00%		Exportação
2015	3	188.845	6	256	2,34%		Exportação
2016	0	0	0	274	0,00%		Exportação
2017	18	2.750.083	31	295	10,51%		Exportação
2018	90	14.766.626	173	324	53,40%		Exportação
<b>Total</b>	<b>221</b>	<b>27.015.142</b>	<b>402</b>	<b>1.723</b>			

A movimentação de óleo na modalidade STS no TEBAR foi iniciada recentemente, em 2017, após a emissão da LO 68000263, versão 04, pela CETESB. No ano de 2018, foram realizadas um total de 12 operações STS neste terminal, das quais, 08 foram relacionadas a carga proveniente da Bacia de Santos. Em termos de atracações, esse total representa menos de 5% do total de embarcações que atracaram no Terminal de São Sebastião em 2018.

Para os próximos anos, não é esperado incremento significativo no total de operações STS no TEBAR, sendo estimado um crescimento no total de operações STS a partir do ano de 2023 com oscilações entre 20 e 50 operações anuais.

Já para o TEBIG, as estimativas indicam um crescimento no total de operações STS a partir de 2019, passando de 90 operações realizadas em 2018, para cerca de 130 operações em 2019 e atingindo um pico de aproximadamente 170 operações no ano de 2023. Esta ordem de grandeza tende a ser mantida, com oscilações e redução nos anos seguintes, com retorno ao patamar atual (90 operações) até o ano de 2027.

Em relação à utilização do Terminal de Vitória, esclarece-se que não ocorreram transferências de óleo na modalidade STS com atracação de navios neste porto no período considerado. Na costa do Espírito Santo existem registros de STS sem a utilização do porto, em uma modalidade em que os navios continuam em movimento, no mar. Para essa situação (navegando), foram registradas 22 operações STS entre 2014 e 2015, sendo que apenas três associadas à carga oriunda da Bacia de Santos. Entre 2016 a 2018 não foram obtidos registros de

operações STS. Estima-se para 2019 a realização de aproximadamente 40 operações STS com ambas as embarcações navegando. A partir dos anos subsequentes, a tendência é de redução no número de operações STS, podendo chegar em torno de 10 em 2022-2023.

Reforça-se a existência de incertezas associadas ao quantitativo de operações STS estimadas para os próximos anos em decorrência do aumento da produção de óleo no Polo Pré-sal da Bacia de Santos. As estimativas apresentadas nesta avaliação são baseadas em cenários e premissas corporativas, passíveis de alteração ao longo do tempo. Da mesma forma, decisões logísticas e condições de mercado podem impactar as estimativas atuais. Sendo assim, para que sejam minimizadas expectativas no mercado, informamos que o número de operações estimadas tem um caráter reservado.

### **ESCLARECIMENTO 13:**

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

*Com relação às bases de apoio marítimo, a PETROBRAS informou que:*

*“Para atendimento para toda a Bacia de Santos, incluindo a região do Pré-sal, atualmente há 6 berços no Rio de Janeiro. Consoante com o planejamento da Petrobras para essas atividades, tem-se a manutenção desse quantitativo de berços até 2022, os quais seriam suficientes para atender toda a Bacia de Santos. Não há previsões para além de 2022.”*

*Considerando que são previstas atividades de instalação e início da operação de novos SPA e DP até 2025, entende-se que na ausência de previsões existentes, estas possam e devam ser estimadas. Reitera-se, portanto, a solicitação de que sejam apresentadas “estimativas anuais da demanda por novos berços de atracação considerando o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Reitera-se que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual,*

*principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para o aumento desta demanda por novos berços de atracação”.*

*Conforme indicado no Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, “A partir de questionamento apresentado na Audiência Pública de Niterói/RJ, solicita-se que estes valores sejam devidamente justificados através da apresentação dos cálculos que embasaram tais estimativas”.*

**Resposta/esclarecimentos:**

O cálculo do número de berços necessários está diretamente relacionado com o número de atracções estimadas para o período, tendo como base também a eficácia observada nas operações portuárias. A frota prevista e o número de atracções estão apresentados no esclarecimento seguinte.

A Petrobras confirma que de acordo com o Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2019-2023, vigente atualmente, estão previstos seis berços de atracção no Rio de Janeiro para as embarcações de logística, manutenção e suporte às operações que atenderão à toda Bacia de Santos. Para os anos além desse período (de 2024 a 2027), foi realizada estimativa com base na previsão de entrada e saída de unidades marítimas da Bacia de Santos e concluiu-se que a estimativa de 6 berços de atracção de embarcações de logística, manutenção e suporte às operações que atenderão à Bacia de Santos no período de 2019 a 2027 seriam suficientes. Sendo assim, a entrada dos empreendimentos da Etapa 3 não determina a ampliação de novos berços por atracção.

Complementando a resposta dada anteriormente, no que diz respeito às embarcações empregadas nas atividades de implantação de sistemas submarinos e suporte às operações submarinas, isto é, as embarcações de apoio que participam da fase de instalação dos empreendimentos, bem como da fase de manutenção submarina de empreendimentos em operação, não é possível estimar o número de berços de atracção utilizados por essas embarcações especificamente para atendimento às atividades da Bacia de Santos. A estimativa

obtida representa o número de berços que podem ser utilizados pelas embarcações utilizadas nas atividades submarinas de todos os projetos da Petrobras.

Assim como informado para as embarcações de logística, manutenção e suporte às operações, as estimativas obtidas para as embarcações utilizadas nas atividades submarinas foram baseadas no PNG 19-23, e para os anos além desse período consideram a previsão de entrada e saída de unidades marítimas no contexto dos projetos offshore da Petrobras.

Abaixo, é apresentada a Tabela 4 com as estimativas de número de berços de atracação para embarcações de implantação de projetos submarinos e de serviços às operações submarinas dos projetos da Petrobras no período de 2019 a 2027.

*Tabela 4- Estimativas anuais de número de berços de atracação para embarcações utilizadas nas atividades submarinas que atenderão à Petrobras no período de 2019 a 2027.*

Parâmetro	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Berços	7	5	6	6	6	6	6	6	6

## **ESCLARECIMENTO 14:**

### *II.2.4.5.3 – Infraestruturas de apoio utilizada no Etapa 3*

#### *Bases de Apoio Marítimas*

*Segundo o EIA Rev00, a PETROBRAS pretende utilizar o Complexo Portuário do Rio de Janeiro/RJ, o complexo Portuário de Niterói/RJ e o Porto de Vitória/ES (BAVIT) para apoio marítimo em suas atividades de instalação no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Para o apoio às atividades de produção, a empresa afirma que utilizará apenas os Complexos Portuários do Rio de Janeiro/RJ e de Niterói/RJ.*

*Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foram apresentadas informações mais atualizadas acerca do planejamento logístico da PETROBRAS, com dados sobre a frota de embarcações utilizadas desde 2015 até 2017, bem como a frota planejada entre 2018 até 2021 (Tabela 4).*

*A empresa ressalta que “em relação aos anos anteriores, não está mais previsto o incremento do número de embarcações que atendem à Bacia de Santos”*

(grifo nosso) e que “Para além de 2021, apesar de não terem sido promovidas projeções específicas de frota ou atracções e, uma vez que a Petrobras tem buscado incessantemente otimizar suas operações de apoio, acredita-se que as flutuações esperadas serão pontuais e refletirão a concorrência das atividades no ambiente marinho”.

Conforme indicado no item anterior, considerando que são previstas atividades de instalação e início da operação de novos SPA e DP até 2025, entende-se que na ausência de projeções existentes, estas possam e devam ser estimadas. Reitera-se, portanto, a solicitação de que sejam apresentadas “estimativas anuais de incrementos nas frotas e nas atracções que considerem o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Reitera-se que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para estes incrementos”.

Conforme indicado no Parecer Técnico nº 171/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, “A partir de questionamento apresentado na Audiência Pública de Niterói/RJ, solicita-se que estes valores sejam devidamente justificados através da apresentação dos cálculos que embasaram tais estimativas”.

#### **Resposta/esclarecimentos:**

A Petrobras informa que as estimativas anuais apresentadas na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC foram baseadas no Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2018-2022 da empresa.

Diante da recente emissão do Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2019-2023, é importante esclarecer que as estimativas anuais de número de atracções e da frota de embarcações que atenderão às unidades marítimas de exploração e produção de óleo e gás e as demais embarcações de apoio da Bacia de Santos foram atualizadas.

Além disso, para os anos posteriores ao planejamento do PNG 19-23, foram previstas estimativas de acordo com a entrada e saída de projetos da carteira da Petrobras.

Reitera-se que as flutuações são justificadas pela maior otimização das operações de apoio, de forma que uma mesma embarcação está apta a atender em uma única rota um número maior de unidades. Além disso, apesar do desenvolvimento da produção no Polo Pré-sal da Bacia de Santos, outras atividades no ambiente marinho foram reduzidas, tal como as atividades realizadas por sondas, cujo número caiu bastante nos últimos anos.

A seguir, é apresentada a Tabela 5 com as estimativas de número de atracações e da frota de embarcações de logística, manutenção e suporte às operações que atenderão à Bacia de Santos no período de 2019 a 2027.

*Tabela 5- Estimativas anuais de número de atracações e da frota de embarcações de logística, manutenção e suporte às operações que atenderão à Bacia de Santos no período de 2019 a 2027.*

Parâmetro	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Frota	41	43	47	46	52	46	39	35	39
Atracações	1.406	1.706	1.935	1.839	2.133	1.806	1.429	1.224	1.433

As premissas adotadas para os cálculos são apresentadas a seguir e tem como base o histórico observado de atracações registradas no Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE).

## Nota 1

$$nat\ BS_{ano} = nemb_{ano} * M$$

$$M = \frac{\frac{nat\ BS_{2015}}{nemb_{2015}} + \frac{nat\ BS_{2016}}{nemb_{2016}}}{2}$$

$$nat\_total_{ano} = nat\ BS_{ano} + nemb_{ano} * \left[ \frac{nat\ Vit_{2016}}{nemb_{2016}} \right]$$

Onde:

$nat\ BS_{ano}$  = nº de atracções na área de monitoramento de tráfego da Bacia de Santos

$nat\ Vit_{2016}$  = nº de atracções na área do porto de Vitória (BAVIT) em 2016

Abaixo, é apresentada tabela com as estimativas de número de atracções e da frota de embarcações de implantação de projetos submarinos e de serviços às operações submarinas dos projetos da Petrobras no período de 2019 a 2027.

Tabela 6 - Estimativas anuais de número de atracções e da frota de embarcações utilizadas nas atividades submarinas que atenderão à Petrobras no período de 2019 a 2027.

Parâmetro	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Frota	61	73	70	74	71	72	72	72	72
Atracções	2290	2740	2628	2778	2665	2703	2703	2703	2703

## ESCLARECIMENTO 15:

### II.2.4.5.3 – Infraestruturas de apoio utilizada no Etapa 3

#### Bases de Apoio Aéreo

Segundo o EIA Rev00, a PETROBRAS pretende utilizar os Aeroportos de Jacarepaguá – Rio de Janeiro/RJ, Cabo Frio/RJ e Itanhaém/SP para apoio aéreo

em suas atividades de instalação e produção no âmbito da Etapa 3 do Polo Pré-Sal.

Na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, foi apresentada tabela com dados sobre o número de passageiros e de voos de 2015 a 2017, bem como estimativas de 2018 até 2022, para atendimento às atividades de Exploração e Produção na Bacia de Santos como um todo (Tabela 6). Os dados confirmam o incremento anteriormente reportado: de 274.801 passageiros / 12.995 voos em 2017 para o pico de 351.508 / 15.627 em 2021 (aumento de 28% e 20%, respectivamente).

A PETROBRAS informa, ainda, que “para além de 2022, apesar de não terem sido elaboradas projeções específicas de passageiros e voos que atenderão a Bacia de Santos, acredita-se que as flutuações esperadas serão proporcionais ao número de unidades de produção que entrarão em operação por ano”.

Conforme indicado nos itens anteriores, considerando que são previstas atividades de instalação e início da operação de novos SPA e DP até 2025, entende-se que na ausência de projeções existentes, estas possam e devam ser estimadas. Reitera-se, portanto, a solicitação de que sejam apresentadas “estimativas anuais para o crescimento no número de passageiros e de voos necessários considerando o cronograma preliminar apresentado no EIA (2018 a 2027) e não apenas a Etapa 3. Lembrando-se, mais uma vez, que todas as atividades previstas para serem desenvolvidas nos demais projetos da empresa no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos devem ser consideradas para definição desta estimativa anual, principalmente, quando existe a previsão de instalação e início da operação de diversos FPSOs no âmbito da Etapa 2 do Polo Pré-Sal ainda em 2018. Em seguida, deve ser destacada qual a contribuição da Etapa 3 para o aumento estimado”.

### **Resposta/esclarecimentos:**

A Petrobras informa que as estimativas anuais apresentadas na resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC foram baseadas no Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2018-2022 da empresa.

Diante da recente emissão do Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2019-2023, é importante esclarecer que as estimativas anuais do número de passageiros e voos que atenderão às unidades marítimas de exploração e produção de óleo e gás e as demais embarcações de apoio da Bacia de Santos foram atualizadas.

Além disso, para os anos posteriores ao planejamento do PNG 19-23, foram realizadas estimativas considerando a previsão de entrada e saída de unidades marítimas da Bacia de Santos. Notadamente, o incremento dos empreendimentos da Etapa 3, com maior movimentação entre os anos de 2021 a 2024, faz com que haja um aumento do número de voos e passageiros nas bases aéreas relacionadas.

Dessa forma, é apresentada, abaixo, tabela com as estimativas de número de passageiros e voos que atenderão à Bacia de Santos no período de 2019 a 2027.

*Tabela 7 - Estimativas anuais de número de passageiros e voos que atenderão à Bacia de Santos no período de 2019 a 2027.*

Parâmetro	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Voos <sup>1</sup>	11.216	11.531	13.134	12.929	14.310	13.468	10.589	10.417	11.439
Passageiros <sup>2</sup>	268.190	291.484	352.940	341.045	388.624	348.817	274.267	269.799	296.258

<sup>1</sup> (um) voo compreende ida e volta.

<sup>2</sup> (um) passageiro compreende embarque e desembarque.

## **ESCLARECIMENTO 16:**

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

*Conforme solicitado, foram apresentadas estimativas das principais emissões previstas (Tabela 7), com a ressalva de que:*

*“Devido às incertezas intrínsecas ao atual grau de maturidade dos projetos em questão e considerando que esta caracterização é preliminar visando subsidiar análise da viabilidade ambiental deste conjunto de projetos, (...) tais estimativas serão reavaliadas e submetidas ao longo deste processo de licenciamento, quando*

*do requerimento das licenças de instalação de cada projeto específico, considerando as informações mais atualizadas. ”*

*Com relação à elevada emissão de gases de efeito estufa devido à turbocompressão nos FPSO de Libra – cerca de 20 vezes maior que a prevista para os outros FPSO –, a PETROBRAS esclareceu que:*

*“O bloco de Libra (cuja porção noroeste é agora o Campo de Mero, após a declaração de comercialidade), apresenta RGO e teores de CO<sub>2</sub> no gás produzido mais elevados quando comparado a outras áreas do Pré-sal da Bacia de Santos. Como consequência, a vazão de gás produzido que é tratado e comprimido no FPSO são maiores - 12 milhões de m<sup>3</sup> por dia, contra aproximadamente 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia dos demais projetos sendo licenciados no presente processo. Para lidar com essa maior vazão de compressão, a saída encontrada que apresenta maior eficiência energética e melhor aproveitamento de espaço no FPSO foi utilizar turbocompressores em maior número e porte no FPSO.*

*(...) O uso de turbocompressores em plantas de grande capacidade de compressão de gás pode ser favorável ao otimizar o uso de espaço no FPSO e a eficiência energética, ao eliminar perdas de transferência de energia elétrica. As estimativas apresentadas consideram diferentes opções de configuração de geração elétrica e turbocompressão. A confirmação desses valores será possível após detalhamento do projeto, o que se dará nas fases seguintes. ”*

*Consideram-se os esclarecimentos insuficientes para justificar as diferenças observadas, de modo que, solicita-se maior detalhamento das informações para demonstrar mais claramente as causas destas diferenças e justificar os valores informados.*

**Resposta/esclarecimentos:** Com relação à elevada emissão de gases de efeito estufa devido à turbocompressão nos FPSO de Libra – cerca de 20 vezes maior que a prevista para os outros FPSO, a Petrobras corrigiu alguns valores da tabela II.2.4.14.2-1 que estavam inconsistentes, conforme apresentado abaixo.

Além disso, conforme poderá ser constatado no esclarecimento 17, foi realizada uma revisão do Plano de Comissionamento, o que definiu uma atualização na estimativa de GEE durante esse período.

Tabela II.2.4.14.2-1 – Estimativa média de emissões de gases de efeito estufa nas atividades de DP do Projeto Etapa 3.

FPSO	Fontes de Emissão	Estimativa de Emissão de GEE (t CO <sub>2</sub> eq / mês)			
		Instalação (Duração: 3-4 meses)	Comissionamento e estabilização <sup>1</sup> (Duração: 9 meses)	Operação <sup>3</sup> (Duração: 20-25 anos)	Desativação (Duração: 6 meses)
FPSOs Replicante e Teórico	Geração de Energia Elétrica	1 mil	34 mil	33 mil	27 mil
	Queima de Gás em Tocha <sup>2</sup>	Não se aplica	60 mil	3-15 mil	
	Turbocompressão		6 mil	3 - 11 mil	
FPSOs de Libra	Geração de Energia Elétrica	0,5-1,3 mil	35 mil	47 mil	27 mil
	Queima de Gás em Tocha <sup>2</sup>	Não se aplica	101 mil	30 mil	
	Turbocompressão		46 mil	48 mil	

Nota 1: Turbogeneradores e turbocompressores consumindo gás natural gradativamente a partir do 3º mês estimam-se 6 meses de comissionamento + 3 meses de estabilização da planta

Nota 2: faixa de valores médios estimados de queima de gás em tocha conforme índice de utilização do gás associado (detalhes no item II.2.4.15), curva de produção e composição do gás dos reservatórios em questão

Nota 3: considera todos os TGs e TCs em operação com consumo nominal de gás natural

Fonte: SIGEA, PETROBRAS.

Sobre a diferença da estimativa de emissões dos turbocompressores entre os projetos FPSOs Replicante/Teórico e os FPSOs de Libra (Campo de Mero) é devida a diferença entre os tipos de acionadores dos sistemas de compressão. Nos projetos de FPSO Replicante/Teórico somente o sistema de compressão de CO<sub>2</sub> adota a turbina como acionador, conforme apresentado na Figura 1. Como durante o comissionamento, o sistema de compressão de CO<sub>2</sub> é um dos últimos sistemas

a ser comissionado, desta forma, as emissões deste equipamento ocorrem somente nos últimos meses de comissionamento.

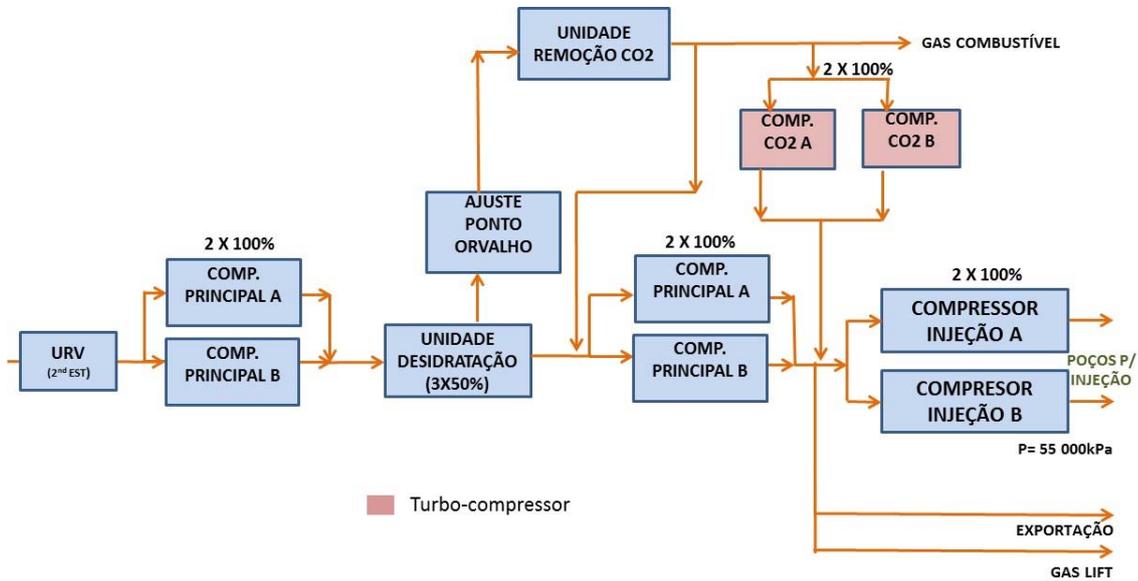


Figura 1: Sistema de compressão de gás dos FPSOs Replicantes

Nos projetos de FPSO para Libra (Campo de Mero) foram previstos que os compressores de reinjeção de gás (grande capacidade), serão acionadas no início do comissionamento conforme Figura 2.

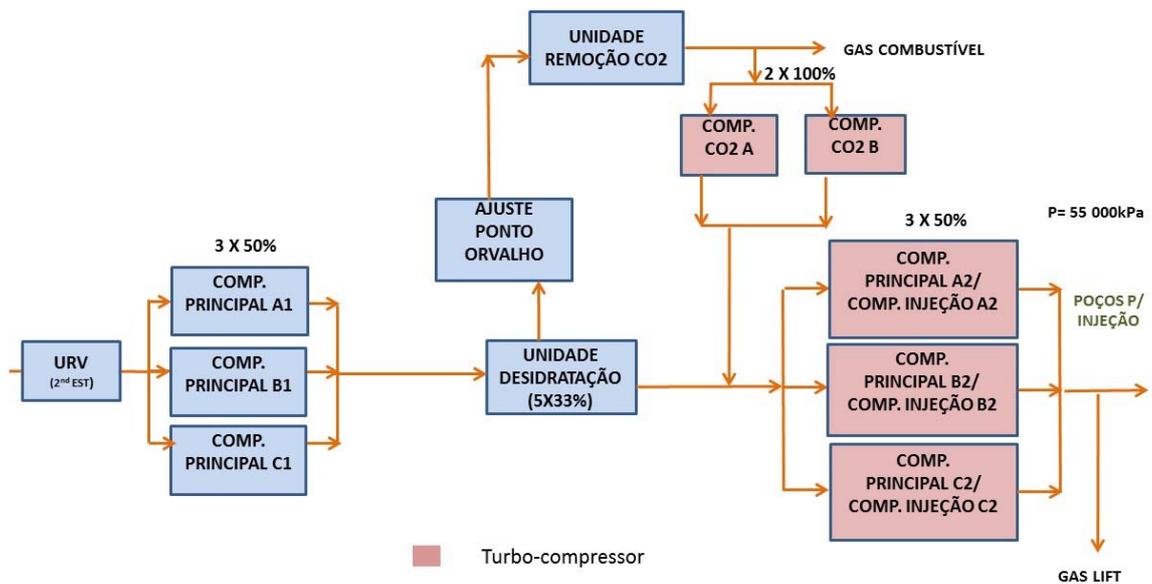


Figura 2: Planta de Processamento de Gás do FPSO Mero 1

Desta forma, serão necessários dois turbocompressores para a reinjeção de 6.000.000 Sm<sup>3</sup>/d e 3 turbocompressores para reinjetar 12.000.000 Sm<sup>3</sup>/d. Ressalta-se que a capacidade de reinjeção dos Projetos em Libra (Campo de Mero) é maior, somando-se a isso, os elevados teores de CO<sub>2</sub> no gás produzido no Campo de Mero, o que faz com que, tanto a unidade de Remoção de CO<sub>2</sub> quanto os turbocompressores de CO<sub>2</sub>, precisem ser comissionados para que o FPSO possa iniciar o consumo interno de gás, substituindo o consumo de diesel.

Sendo assim, o maior número de unidades de turbocompressão e a necessidade de comissionamento e todas elas, inclusive os turbocompressores reservas, para início do aproveitamento do gás fazem com que as emissões nos FPSOs de Mero durante a fase de comissionamento e estabilização da planta sejam mais elevadas que nos FPSOs Replicantes/Teóricos.

## ESCLARECIMENTO 17:

### II.2.4.15 – Plano de Comissionamento

Especificamente com relação aos valores de queima extremamente elevados nos projetos de Libra, foi solicitado pelo Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC um detalhamento das estimativas, “bem como a revisão dos projetos de modo a reduzi-las”. A resposta ao parecer esclareceu que:

“As características do Reservatório de Libra (...) requerem que as unidades de produção de óleo e gás natural tenham projetos diferentes quando comparados às unidades já em operação na Bacia de Santos.

Os FPSOs Teóricos previstos para operar os Projetos Piloto de Libra, DP de Libra 2NW e DP de Libra 3NW (atualmente denominados de Mero 1, Mero 2 e Mero 3) possuirão capacidade de compressão de gás de 12.000.000 m<sup>3</sup>/dia de gás, duas vezes maior que a capacidade de compressão de gás do FPSO Replicante (...). Entretanto, a capacidade de processamento de óleo não segue essa mesma proporção, sendo que as vazões dos FPSOs de Libra possuirão capacidade de 180.000 bpd, apenas 20% maior do que a capacidade de processamento de óleo do FPSO Replicante.

A necessidade de uma maior capacidade de compressão advém de características do Reservatório específicas a Libra, notadamente a maior RGO (Razão Gás-Óleo). Assim, para produzir e disponibilizar ao país uma mesma quantidade de óleo, em Libra é necessário produzir e comprimir uma maior quantidade de gás. A maior vazão das unidades de compressão e processamento de gás requerem naturalmente maiores volumes de gás para a estabilização e o ajuste de parâmetros, antes que se possa considerá-las estáveis e comissionadas.

Além disso, outra característica de Libra também a difere das demais áreas e campos: a concentração de CO<sub>2</sub> no gás produzido, que é superior às concentrações de CO<sub>2</sub> nas correntes de gás das FPSOs atualmente em operação. Os valores de porcentagem em massa de gases de efeito estufa nas correntes de gás que constam na Tabela II.2.4.14.3-1 do EIA para o Piloto de Libra, DP de Libra 2 NW e DP de Libra 3 NW, devem ser retificados para 61,1% de CO<sub>2</sub> e 21,6% de CH<sub>4</sub>. (...) Essas elevadas concentrações não permitem adotar uma medida de otimização comumente adotada em outros projetos nos FPSOs de Libra conforme informado na seção II.2.4.15.1 do EIA:

*‘De modo a reduzir o tempo requerido para o início da injeção de gás, está sendo considerado para o Projeto Etapa 3 que as etapas referentes à remoção de CO<sub>2</sub> do gás produzido, onde aplicável, somente serão comissionadas a posteriori, antes da exportação do gás. ’*

*Exige-se algumas alterações na sequencia típica de comissionamento conforme também apresentado na seção II.2.4.15.1, e aqui reproduzida:*

*‘No caso do Piloto de Libra e dos DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW, a concentração de CO<sub>2</sub> no gás produzido, de acordo com dados de reservatórios preliminares, não permite o consumo como gás combustível diretamente. É necessário comissionar o sistema de remoção de CO<sub>2</sub> para tornar o gás produzido em gás capaz de ser consumido pelos diversos consumidores no FPSO. Assim, a sequência prevista de comissionamento para os FPSOs de Libra é:*

- Sistema de separação*
- Sistema de tratamento e armazenamento do óleo*
- Sistema de compressão principal*
- Sistema de remoção de H<sub>2</sub>S do gás, onde aplicável*
- Sistema de desidratação*
- Sistema de ajuste do ponto de orvalho de hidrocarbonetos*
- Sistema de remoção de CO<sub>2</sub>*
- Sistema de compressão de CO<sub>2</sub>*
- Sistema de gás combustível*
- Sistema de compressão de gás para injeção*
- Sistema de recuperação de vapores. ’*

*(...) A necessidade de gás para comissionamento de cada unidade de compressão ou processamento é definida a partir da capacidade nominal dessa mesma unidade. Conforme citado acima, as capacidades de compressão e processamento de gás produzido dos FPSOs de Libra são duas vezes maiores do que as demais unidades. Juntando-se ao fato da maior limitação em otimização de sequência de comissionamento, as estimativas preliminares para queima de gás durante a fase inicial de produção resultam em 382 milhões de metros cúbicos.*

*A Petrobras entende que com o detalhamento do projeto do FPSO será possível otimizações no planejamento das atividades de comissionamento, bem como estimativas mais precisas para a necessidade de queima de gás e da emissão de gases de efeito estufa”.*

*Conforme observado, a resposta buscou explicar o porquê das elevadas emissões nos projetos de Libra, mas não explorou possibilidades de reduzi-las, conforme solicitado. Solicitam-se, portanto:*

*Avaliação de alternativas de projeto que permitam a redução das queimas, como, por exemplo, a redução da capacidade de produção dos FPSO ou a alteração no número e capacidade dos compressores.*

### **Resposta/esclarecimentos:**

Foram revisados os dados preliminares de movimentação de gás para os FPSOs previstos para o bloco de Libra, de modo a otimizar a produção de gás, e produzir somente o necessário para o comissionamento, em função das capacidades nominais de cada equipamento, e obteve-se o resultado otimizado apresentado na Tabela 8 abaixo.

*Tabela 8 - Previsão revisada de movimentação de gás para os FPSOs de Libra*

Dias (após 1º óleo)	Produção	Aproveitamento de Gás			Queima	IUGA
	Gás	Injeção	Consumo	Total		
	(mil Sm <sup>3</sup> /d)	%				
0 à 30	1800	0	0	0	1800	0
31 à 60	3200	0	200	222	2978	7
61 à 90	3200	0	600	466	2734	15
91 à 120	4500	2120	1000	3120	1380	69
121 à 150	8950	7250	1000	8250	700	92
151 à 180	10400	8880	1000	9880	520	95
181 à 210	12000	10640	1000	11640	360	97
211 à 240	12000	10640	1000	11640	360	97
241 à 270	12000	10640	1000	11640	360	97

Com as otimizações realizadas em relação a necessidade de gás para comissionamento de cada sistema assim como a revisão na sequência de comissionamento destes sistemas foi possível reduzir as estimativas preliminares para queima de gás durante a fase inicial de produção para cerca de 304 milhões de metros cúbicos, uma redução de 20% em relação a estimativa inicial. Com essa redução da necessidade da queima de gás para a fase de comissionamento, foi possível reduzir cerca de 10% de emissão do GEE t/mês.

Desta forma, a sequência prevista para comissionamento com a otimização da necessidade de queima de gás para os FPSOs de Libra foi reorganizada da seguinte forma:

- *Sistema de separação;*
- *Sistema de tratamento e armazenamento do óleo;*
- *Sistema de compressão principal;*
- *Sistema de desidratação;*
- *Sistema de remoção de CO<sub>2</sub>;*
- *Sistema de Gás combustível;*
- *Sistema de compressão de gás para injeção;*
- *Sistema de compressão de CO<sub>2</sub>;*
- *Sistema de recuperação de vapores;*

Cabe ressaltar que os valores informados nesta fase, baseados em dados de projeto disponíveis até o presente momento serão refinados durante o projeto de cada FPSO e apresentada em momento oportuno ao IBAMA, bem como à ANP.

*- Comparação das emissões estimadas para os projetos de Libra considerando a sequência de comissionamento proposta pela PETROBRAS com as emissões caso o comissionamento priorizasse a reinjeção, conforme previsto para outros DP;*

**Resposta/esclarecimentos:**

Para os empreendimentos de Libra, devido aos altos teores de CO<sub>2</sub> no gás, não é possível priorizar a reinjeção. O sistema de CO<sub>2</sub> deve ser priorizado pelo fato de que não é possível operar os equipamentos com o gás produzido rico em CO<sub>2</sub>. Caso Libra priorizasse o comissionamento do sistema de injeção, seria necessário

utilizar diesel por um período maior de tempo. No entanto, é importante ressaltar que, mesmo com a priorização da separação do CO<sub>2</sub>, houve o esforço de Libra em manter o prazo de início de reinjeção em 90 dias.

*- Avaliação de medidas que possibilitem antecipação da reinjeção de gás.*

*Com relação a este último ponto, observa-se que os comissionamentos realizados em outras unidades do pré-sal indicam a possibilidade de algumas ações serem realizadas ainda antes do início da produção, conferindo maior rapidez ao comissionamento. Solicita-se que sejam informadas quais ações poderiam ser desta forma antecipadas e as consequências desta antecipação para os planos de comissionamento (de todos os projetos e não apenas dos projetos de Libra), com foco na redução das emissões.*

**Resposta/esclarecimentos:**

Um das ações a serem estudadas pela Petrobras buscando a antecipação de ações, visando maior rapidez ao comissionamento, é a realização de testes das unidades de compressão com ar (“air-running”), que podem ser realizados nos estaleiros de construção do FPSO e visam antecipar a detecção e correção de eventuais problemas no desempenho das máquinas.

*Considerando que os DP de Búzios 5 e Atapu 2 apresentam concentrações mássicas similares às informadas para Libra, solicita-se que seja informado se estes e, eventualmente, outros DP também seguirão a sequência de comissionamento que prioriza os sistemas de separação do CO<sub>2</sub> em detrimento dos sistemas de reinjeção.*

**Resposta/esclarecimentos:**

Inicialmente, atualiza-se a informação do EIA sobre as concentrações mássicas e volumétricas dos gases dos reservatórios.

Tabela II.2.4.14.3-1 Porcentagem em massa e volume de gases de efeito estufa nas correntes de gás.

PROJETO	% m/m		% v/v	
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
DP de Lula Sul 3	29,04	46,41	15,68	68,71
DP de Lula Oeste	1,50	63,39	0,70	80,40
DP de Sururu	45,41	35,35	27,45	58,83
DP de Atapu 1	46,15	33,15	28,85	56,47
DP de Atapu 2	46,15	33,15	28,85	52,47
DP de Búzios 5	39,49	39,74	22,88	63,17
DP de Búzios 6	39,49	39,74	22,88	63,17
DP de Itapu	0,02	54,81	0,06	72,55
DP de Sépia	40,52	38,75	23,35	62,02
Piloto de Júpiter	87,26	6,95	77,83	17,06
Piloto de Libra (Mero)	62,1	21,6	44,2	42,7
DP de Libra 2 (Mero 2)	62,1	21,6	44,2	42,7
DP de Libra 3NW (Mero 3)	62,1	21,6	44,2	42,7

Por fim, conforme já apresentado anteriormente, a priorização dos sistemas de separação do CO<sub>2</sub> não está prevista nos projetos de DPs de Lula Sul, Lula Oeste, Buzios 5, Buzios 6, Itapu, Sépia, visto que o teor de CO<sub>2</sub> no gás produzido atende aos requisitos técnicos das turbinas de geração de energia. Nos projetos de DPs Atapu 1, Atapu 2 e Sururu, análises encontram-se em andamento. No Piloto de Júpiter, atualmente está previsto o uso de diesel, caso se verifique a necessidade, o sistema de separação de CO<sub>2</sub>, este será priorizado.

**Os esclarecimentos a respeito da modelagem serão apresentados em documento específico.**

### **ESCLARECIMENTO 18:**

### **III – CONSIDERAÇÕES GERAIS**

*O Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC havia solicitado a apresentação do estudo realizado pelo Centro de Pesquisas Leopoldo A. Miguez de Mello da PETROBRAS (CENPES) que constata a ausência de registros de coral-sol em 20 estações investigadas na Baía de Guanabara, incluindo ambientes*

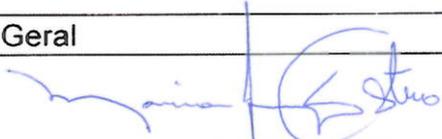
---

*naturais e artificiais. A resposta informa que o referido estudo consta do Anexo II.6.1.2.1-1, que, no entanto, não foi encontrado no documento apresentado. Reitera-se a necessidade de apresentação.*

**Resposta/esclarecimentos:** Equivocadamente o referido estudo não havia sido anexado, mas segue agora no Anexo II.

**EQUIPE TÉCNICA**

<b>Profissional</b>	Marcos Vinicius de Mello
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CRBIO: 023247/01-D
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	4948486
<b>Responsável por</b>	Gerente de Meio Ambiente da UO-BS
<b>Assinatura</b>	

<b>Profissional</b>	Maria Luiza de Oliveira Castro
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA-MG: 133348-D
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	5867978
<b>Responsável por</b>	Geral
<b>Assinatura</b>	

<b>Profissional</b>	Renata Alves Neves
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA 15527D-DF
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	5957782
<b>Responsabilidade</b>	Esclarecimentos sobre os projetos de Libra
<b>Assinatura</b>	

<b>Profissional</b>	<b>Camila Machado de Senna Figueiredo Carvalho</b>
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CRQ - 03315441
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	
<b>Responsabilidade</b>	Esclarecimentos sobre os projetos de Libra
<b>Assinatura</b>	Camila Figueiredo

<b>Profissional</b>	<b>Guilherme de Oliveira Ramminger</b>
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA 220528008-2.
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	
<b>Responsabilidade</b>	Esclarecimentos sobre os projetos de Libra
<b>Assinatura</b>	Guilherme O. Ramminger