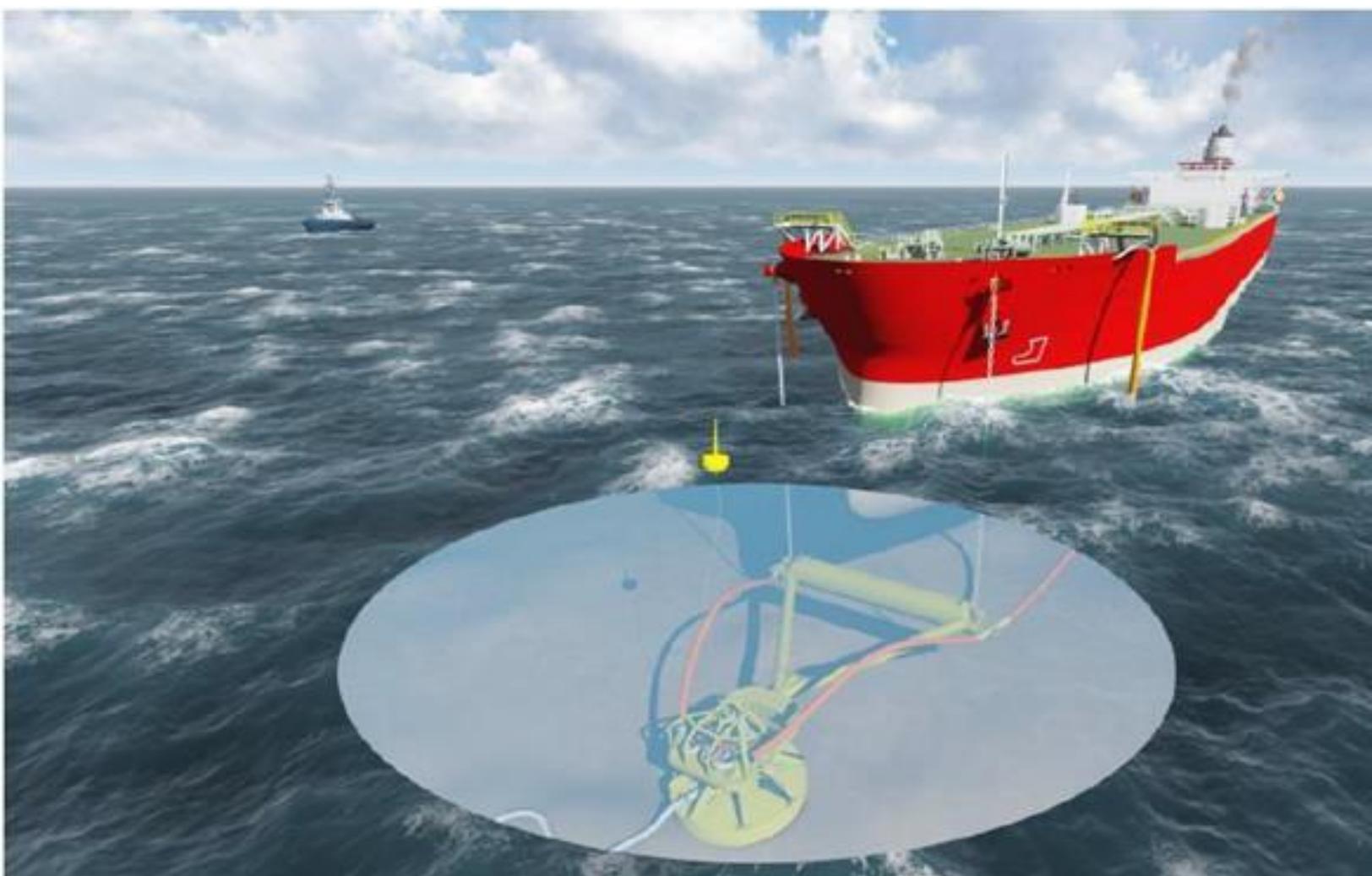


# Agrupamento de Informações no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) das Instalações *Offshore* de Gás Natural, Adutora, Emissário Submarino e Estação de Bombeamento

## Volume 1



# Apresentação

A empresa *Centrais Elétricas de Sergipe S.A - CELSE S.A.*, tendo como acionistas a EBRASIL Energia Ltda. e a GG Power S.A., cada uma com participação acionária de 50%, participou do 21º Leilão de Energia Nova, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE em abril de 2015 - e vendeu a energia a ser gerada pela Usina Termelétrica Porto de Sergipe I, movida a Gás Natural, com potência instalada de 1.515,64 MW e Garantia Física de 860 MW médios, com início de operação comercial previsto para Janeiro de 2020.

A CH2M foi contratada pela empresa *Centrais Elétricas de Sergipe S.A - CELSE S.A.* em abril de 2017 para a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA das Instalações e Operações Marítimas que irão atender a demanda de Gás Natural do Estado de Sergipe, incluindo inicialmente a demanda do Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I, sob a jurisdição do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA. Os estudos das demais instalações (UTE e Linha de Transmissão) também estão sob a elaboração da CH2M, sendo que o processo de licenciamento ambiental está sob jurisdição da Administração Estadual do Meio Ambiente - ADEMA.

O licenciamento deste Empreendimento está vinculado ao **Processo IBAMA nº 02001.102580/2017-41** e os estudos realizados estão balizados no Termo de Referência<sup>i</sup> do Parecer Técnico nº 1/2017-NLA-SE/DITEC-SE/SUPES-SE, de 1º de junho de 2017 (**Anexo 0-1**), emitido com base na Ficha de Caracterização da Atividade (FCA) nº 141657/2017, referente à atividade de Instalações Marítimas de Gás Natural, Adutora e Emissário Submarino, que solicita a apresentação de Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA).

O Estudo de Impacto Ambiental ora apresentado está estruturado da seguinte maneira:

**Capítulo 1 - Identificação:** Identifica os responsáveis pelo empreendimento e pela elaboração do Estudo.

**Capítulo 2 - Descrição Geral do Empreendimento:** Apresenta uma breve descrição do empreendimento pretendido, incluindo seus objetivos e justificativas, bem como a sua localização.

**Capítulo 3 - Alternativas Locacionais e Tecnológicas:** Apresenta as características das alternativas tecnológicas específicas para a atividade, bem como as alternativas locacionais consideradas e a justificativa para a alternativa proposta.

**Capítulo 4 - Inserção Regional:** Apresenta a análise da legislação ambiental aplicável à atividade, além da compatibilidade do Empreendimento com Planos e Programas governamentais colocalizados ou que direta ou indiretamente se correlacionem com o mesmo.

**Capítulo 5 - Caracterização do Empreendimento:** Apresenta as características físicas do projeto, descrevendo seus componentes, localização, cronograma e investimentos necessários.

**Capítulo 6 - Delimitação das Áreas de Influência:** Indica a área de estudo preliminarmente considerada e as áreas de influência da atividade, considerando a abrangência geográfica onde efetivamente serão percebidos os impactos nos meios físico, biótico e socioeconômico.

**Capítulo 7 - Diagnóstico Ambiental:** Apresenta a caracterização das reais condições ambientais atuais nos meios físicos, biótico e socioeconômico, bem como a análise integrada da qualidade ambiental na área de estudo. Para tanto, é subdividido em:

*Diagnóstico do Meio Físico:* avalia as condições atmosféricas, do solo e águas costeiras e interiores da área de estudo do Empreendimento;

*Diagnóstico do Meio Biótico:* avalia os temas biota terrestre e aquática, bioindicadores e unidades de conservação;

*Diagnóstico do Meio Socioeconômico:* avalia os aspectos sociais, culturais e econômicos passíveis de sofrerem interferências do Empreendimento.

**Capítulo 8 - Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais:** Apresenta os impactos ambientais potenciais decorrentes da implantação e operação do Empreendimento, avaliando-os de acordo com metodologia amplamente aceita pelo meio técnico-científico.

**Capítulo 9 - Medidas e Programas Ambientais:** Apresenta as medidas que venham a minimizar os impactos negativos e maximizar os impactos positivos e compensar os impactos não evitáveis identificados. Tais medidas são estruturadas em Planos e Programas, de forma a permitir uma constante avaliação de sua execução.

**Capítulo 10 - Mapa de Sensibilidade Ambiental:** Apresenta os aspectos sensíveis e fragilidades ambientais identificados no diagnóstico.

**Capítulo 11 - Compensação Ambiental:** Apresenta o Plano de Compensação Ambiental em conformidade com a legislação vigente.

**Capítulo 12 - Conclusões:** Apresenta as considerações sobre a viabilidade da implementação e operação do Empreendimento, na avaliação da equipe técnica independente, responsável pela elaboração destes estudos.

**Capítulo 13 - Bibliografia:** Apresenta a referência bibliográficas empregadas no presente estudo.

**Capítulo 14 - Glossário:** Apresenta lista de termos técnicos utilizados no estudo.

**Capítulo 15 - Anexos:** Apresenta documentos e demais informações, como laudos de análise, gerados utilizados na elaboração deste estudo.

---

<sup>i</sup>Nota de esclarecimento: Termo de Referência IBAMA, Parecer Técnico nº 1/2017-NLA-SE/DITEC-SE/SUPES-SE, de 1º de junho de 2017: Onde lê-se no TR Complexo Termelétrico Barra dos Coqueiros, passa a vigorar com a seguinte redação, Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I ou UTE Porto de Sergipe I.

## Conteúdo

<b>1</b>	<b>Identificação do Empreendimento/ Empreendedor .....</b>	<b>1-1</b>
1.1	Identificação do Empreendimento .....	1-1
1.1.1	Representante Legal .....	1-1
1.1.2	Pessoa de Contato .....	1-1
1.2	Identificação da Empresa Consultora .....	1-2
1.2.1	Representante Legal .....	1-2
1.2.2	Pessoa de Contato .....	1-2
1.2.3	Identificação da Equipe Técnica Multidisciplinar .....	1-3

# 1 Identificação do Empreendimento/ Empreendedor

## 1.1 Identificação do Empreendimento

**Nome ou Razão Social:** CELSE Centrais Elétricas de Sergipe S.A.

**CNPJ:** 23.758.522/0001-52

**Inscrição Estadual:** 27.150.563-0

**Endereço Completo:** Rodovia Cesar Franco, SE-100, s/n, Barra dos Coqueiros – SE.  
CEP: 49.140-000

**Telefone** +55 79 3022-9200

**E-mail:** [karla.casagrande@celse.com.br](mailto:karla.casagrande@celse.com.br)

**Cadastro Técnico Federal:** 6671403

### 1.1.1 Representante Legal

**Nome:** Karla Casagrande Lorencini

**CPF:** 098.395.887-45

**Telefone** +55 79 3022-9200

**E-mail:** [karla.casagrande@celse.com.br](mailto:karla.casagrande@celse.com.br)

**Endereço Completo:** Rua Ministro Geraldo Barreto Sobral, 2100, Ed. JFC, 5º andar, salas 505 e 506, Jardins, Aracaju – SE. CEP: 49026-010.

### 1.1.2 Pessoa de Contato

**Nome:** Karla Casagrande Lorencini

**CPF:** 098.395.887-45

**Telefone** +55 79 3022-9200

**E-mail:** [karla.casagrande@celse.com.br](mailto:karla.casagrande@celse.com.br)

**Endereço Completo:** Rua Ministro Geraldo Barreto Sobral, 2100, Ed. JFC, 5º andar, salas 505 e 506, Jardins, Aracaju – SE. CEP: 49026-010.

## 1.2 Identificação da Empresa Consultora

**Nome ou Razão Social:** CH2M Hill do Brasil Engenharia Ltda

**CNPJ:** 01.655.351/0001-01

**Inscrição Estadual:** N/A

**Endereço Completo:** Rua do Rócio, 351, conjunto 61/62 – Vila Olímpia, São Paulo - SP / CEP:  
04552-000

**Telefone** +55 11 3040-0800

**E-mail:** [LARSAOrecepcao@ch2m.com](mailto:LARSAOrecepcao@ch2m.com)

**Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental (CTF/AIDA):** 642511

### 1.2.1 Representante Legal

**Nome:** Lucila Cavalari Alkmin Telles Feldberg

**CPF:** 153.614.188-70

**Cadastro Técnico Federal:** 5642511

**Endereço Completo:** Rua do Rócio, 351, conjunto 61/62 – Vila Olímpia, São Paulo – SP

**CEP:** 04552-000

**Telefone:** +55 11 3040-0800

### 1.2.2 Pessoa de Contato

**Nome:** Andréia Reina Capeleti Garcia

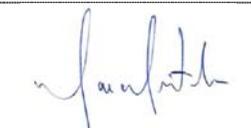
**CPF:** 161654588-74

**Telefone** +55 11 3040-0800

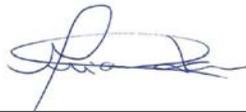
**E-mail:** [Andreia.Garcia@ch2m.com](mailto:Andreia.Garcia@ch2m.com)

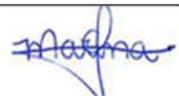
**Endereço Completo:** Rua do Rócio, 351, conjunto 61/62 – Vila Olímpia, São Paulo – SP

### 1.2.3 Identificação da Equipe Técnica Multidisciplinar

Função	Profissional	Formação	Registro no Conselho de Classe / CTF	Responsabilidade	Assinatura
Coordenação	Andréia Reina Capeleti Garcia	Ecóloga	-	Gerência do Projeto / Revisão Sênior	
	Valdir Akihiko Nakazawa	Geólogo	CREA nº 06013239201 CTF IBAMA nº 118317	Coordenação Técnica Geral	
	Maíra Cidade Caiuby Sugawara	Geóloga	CREA nº 5063165187 CTF IBAMA nº 5562201	Coordenação Executiva e Coordenação do Meio Físico	
	Amanda Santos Oehlmeyer	Bióloga	CRBIO nº 64101-01 CTF IBAMA nº 3925956	Coordenação dos Estudos do Meio Biótico	
	Guilherme Saad Ximenes	Sociólogo	CTF IBAMA nº 3620898	Coordenação dos Estudos do Meio Socioeconômico	
	Rodrigo Shiguemitsu Utima	Tecnólogo em Edifícios	-	Coordenação das Atividades de Geoprocessamento	
	Marcos Portela	Engenheiro de Materiais e Engenheiro de Segurança do Trabalho	CREA nº 5061676026 CTF IBAMA nº 573883	Coordenação dos Estudos de Análise de Riscos	
	Adriana Cunha	Administradora de Empresas	CTF IBAMA nº 5829053	Coordenação do Relatório de Impacto Ambiental	

Função	Profissional	Formação	Registro no Conselho de Classe / CTF	Responsabilidade	Assinatura
Diagnóstico Ambiental	Alessandro Oliveira	Engenheiro Ambiental	CREA nº 5061790670	Legislação Ambiental e Aplicabilidade	
	Maite Yogo Mendonça Alves	Engenheira Ambiental	CTF IBAMA nº 6906393	Coordenação das Atividades de Campo Análise do Meio Físico	
	Daniel Ferrari	Engenheiro Ambiental	CREA nº 5063656028	Análise do Meio Físico	
	Mariana Adas	Bióloga	CRBIO nº 74657-01	Análise do Meio Biótico	
	Juliana Narita Soares	Bióloga	CRBIO nº 61791-01 CTF IBAMA nº 2813657	Análise do Meio Biótico	
	Welber Senteio Smith	Biólogo	CRBIO nº 23134-01 CTF IBAMA nº 267092	Análise do Meio Biótico	
	Gustavo Gurian Creton	Médico Veterinário	CRMV nº 26916 CTF IBAMA nº 5053085	Análise do Meio Biótico	
	Lucas Jonis Silva	Operador de ROV	-	Operação de Imageamento	
	Marcus Phillip Monteiro Rios	Operador de Micro-ROV	-	Operação de Imageamento	

Função	Profissional	Formação	Registro no Conselho de Classe / CTF	Responsabilidade	Assinatura
Análise de Riscos	Adriana Rizzo Bertozzi	Engenheira de Materiais	CREA nº 5061676018 CTF IBAMA nº 1956628	Análise de Riscos	
	Adriana Vida	Engenheira Química	CREA nº 5061084847 CTF IBAMA nº 6880057	Análise de Riscos	
Sistemas de Informações Geográficas	Rony Sutter	Físico	CFQ nº 080939	Produtos cartográficos e geoprocessamento	
	Thatiana Miyagui Fernandez	Engenheira Ambiental	-	Produtos cartográficos e geoprocessamento	
	William Costa	Engenheiro Civil	-	Produtos cartográficos e geoprocessamento	
	Bruno Flávio Ernst Mimura	Engenheiro Florestal	CREA nº 5062922402 CTF IBAMA nº 3015561	Produtos cartográficos e geoprocessamento	
Suporte Técnico	Porfírio de Souza Silva Filho	Tecnólogo em Processos Ambientais	-	Avaliador de Meio Ambiente	
	Marcia Ito Tanahashi	Gestora Ambiental	-	Suporte na elaboração de Relatório	

Função	Profissional	Formação	Registro no Conselho de Classe / CTF	Responsabilidade	Assinatura
	Katia Ochsenhofer	Gestora Ambiental	-	Suporte na elaboração de Relatório	
	Caio Fernandes Pereira Santos	Graduando em Geociências e Educação Ambiental	-	Suporte na elaboração de Relatório	
	Marina Fioravanti Costa	Graduanda em Engenharia Ambiental e Urbana	-	Suporte na elaboração de Relatório	

## Conteúdo

<b>2</b>	<b>Descrição Geral do Empreendimento.....</b>	<b>2-1</b>
2.1	Objetivos .....	2-4
2.2	Justificativa .....	2-4
2.3	Localização geográfica .....	2-7

## Figuras

Figura 2-1:	Macrolocalização do Empreendimento Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I. ....	2-1
Figura 2-2:	Croqui esquemático, em corte transversal, do Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I .....	2-4
Figura 2-3:	Mapa de localização das instalações offshore.....	2-8

## 2 Descrição Geral do Empreendimento

As instalações *offshore* de gás natural, adutora e emissário submarino, e estação de bombeamento associada, objeto deste licenciamento, atendem ao Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I, que será instalado no município homônimo, estado de Sergipe, a apenas 20 Km da capital estadual, Aracaju, e cujas coordenadas centrais são UTM 725.547,73 mE; 8.803.642,36 mS. Destes equipamentos, os dispositivos dedicados ao armazenamento de GNL, regaseificação e transporte de gás natural ao continente, descritos como unidade de regaseificação, possuem capacidade de abastecimento superior a atualmente prevista para o referido Complexo.

O terreno possui uma área de 1.355.000 m<sup>2</sup> e faz limite com a rodovia SE-100 ao norte, com o Terminal Marítimo Inácio Barbosa a oeste e com o Parque Eólico de Barra dos Coqueiros a leste e sul. A Figura 2-1 apresenta a macrolocalização do Complexo e suas vias de acesso.

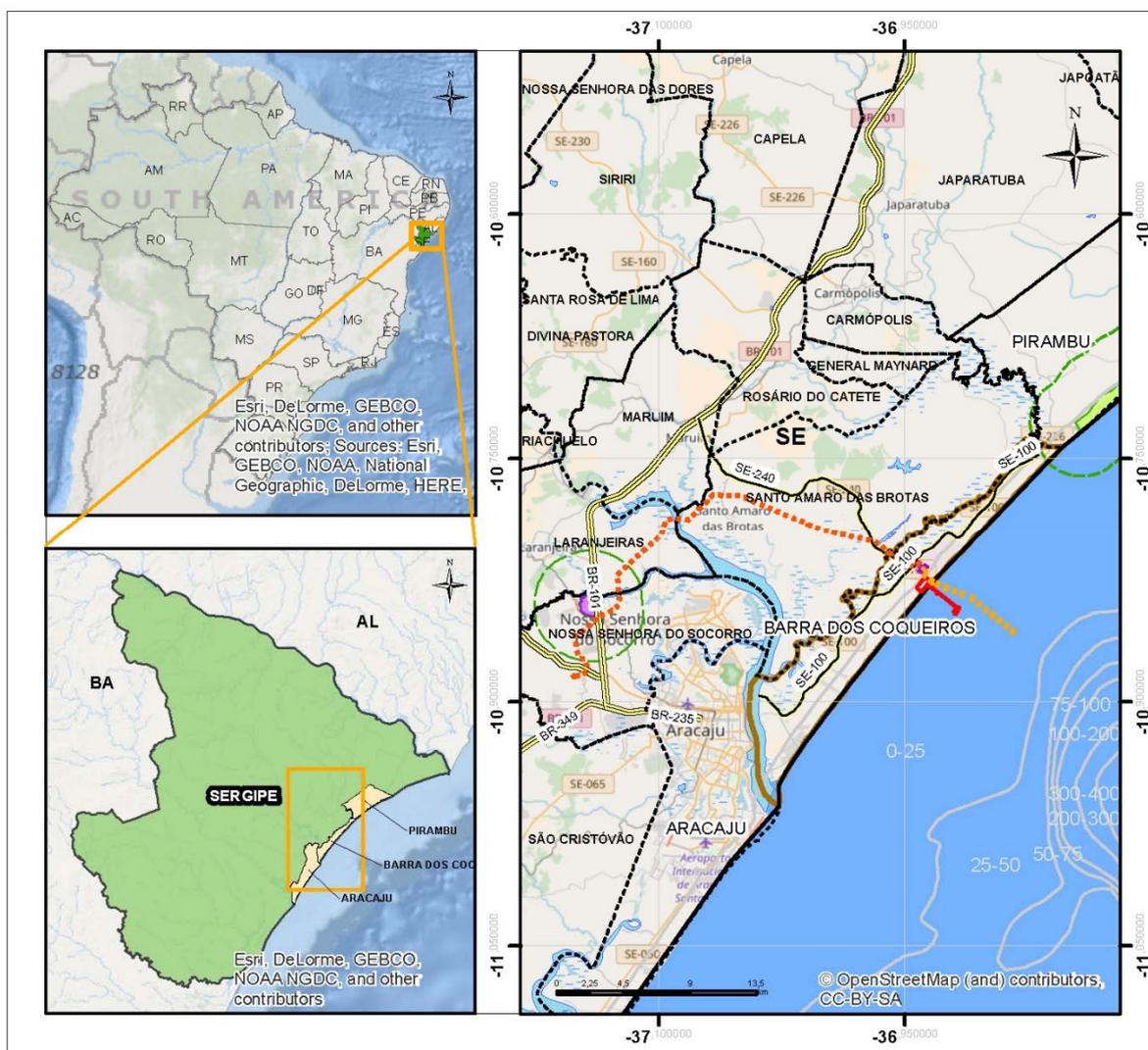


Figura 2-1: Macrolocalização dos Empreendimentos *offshore*, UTE e LT

Barra dos Coqueiros faz divisa com os municípios de Santo Amaro das Brotas, a norte, e Pirambu, a leste, além da capital, Aracaju, a oeste. Situa-se no litoral sergipano, sendo banhado pelo Oceano Atlântico e tendo como limitante o Rio Pomonga, que o separa de Santo Amaro das Brotas. Também fazem parte de sua hidrografia os rios Sergipe e Japarutuba.

Os empreendimentos associados são compostos, na parte *onshore*, pela Usina Termoelétrica de Energia (UTE) Porto de Sergipe I além da Linha de Transmissão (LT) de 500 kV e extensão de 34,2 km, e haverá uma interface *offshore* com as estruturas adutora e casa de bombas associada, e emissário de efluentes. Além destes, há a Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação – FSRU, navios metaneiros de abastecimento e gasoduto que inicialmente fornecerão o combustível para o funcionamento da UTE, podendo ser atendidas demais demandas futuramente.

A UTE e a LT foram objeto de licenciamento junto à ADEMA (nº de Processo ADEMA 2016/TEC/LP-0003, junto à ADEMA), não sendo abordados no presente estudo. Este estudo focará as seguintes instalações:

- Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito – FSRU;
- *Soft Yoke* e estruturas associadas de ancoragem submersa da FSRU;
- Gasoduto no trecho entre a praia e o *Soft Yoke*/FSRU;
- Dutos de Emissário de Efluentes, Adutora de Água e Estação de Bombeamento (também denominada Casa de Bombas);
- Operações de Transbordo a Contrabordo de GNL entre a FSRU e os Navios Metaneiros que periodicamente abastecerão a unidade de regaseificação, como GNL proveniente de outros continentes;
- Operações auxiliares e respectivos equipamentos, como rebocadores a serem utilizados na atracação e desatracação dos navios metaneiros, barcos de suprimentos e de transporte de pessoal, entre outros.

É importante destacar que como porção *offshore*, foi considerado no escopo deste estudo, toda a extensão dos dutos (adutora, emissário e gasoduto) até entrada no *City Gate* da planta, ainda que um trecho esteja localizado em terra, visto que essas unidades apresentam interface com o mar territorial.

O conceito básico do Complexo Termoelétrico é a geração de energia elétrica a partir da queima de gás natural, utilizando a mais moderna tecnologia disponível, denominada Ciclo Combinado, resultando em uma eficiência projetada de aproximadamente 60% da energia potencial contida no gás. Tal tecnologia utiliza a expansão de gases durante a combustão do gás natural para acionar as turbinas a gás, que por sua vez movimentam os geradores de energia elétrica. Numa segunda etapa, os gases resultantes da combustão, em alta temperatura, são aproveitados em caldeiras de recuperação de calor para transformar água em vapor. Novamente, aproveita-se a expansão da água resultante da mudança de estado líquido para gasoso para movimentar as turbinas a vapor. O movimento destas aciona outro grupo de geradores de energia elétrica.

A energia elétrica gerada poderá atender a uma demanda equivalente a 15% da demanda da Região Nordeste e, para tanto, a UTE Porto de Sergipe I será conectada ao Sistema Interligado Nacional – SIN por uma Linha de Transmissão de 500 MV e extensão de 34,2 km, até a Subestação Jardim, pertencente à Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, situada no município de Nossa Senhora do Socorro, após passar pelos municípios de Barra dos Coqueiros, Santo Amaro de Brotas e Laranjeiras.

O traçado desta Linha de Transmissão foi cuidadosamente planejado para reduzir ao mínimo os impactos sobre áreas ambientalmente sensíveis, como manguezais, além de evitar deslocamentos de moradias e interferências sobre outros equipamentos de infraestrutura.

Operando com a capacidade máxima e despachando durante 40% do tempo, poderá gerar em torno de 5.312 milhões de MWh.ano. No entanto, se operar em tempo integral, poderá gerar até 13.280 milhões de MWh.ano.

Um diferencial relevante deste Projeto é o aproveitamento da água do mar no processo de geração de energia, que será utilizado para o sistema de refrigeração e, após a dessalinização, também para a movimentação das turbinas a vapor. Deste modo, reduz-se a pressão sobre o uso das águas doces, já escassas na região, tanto que a região de Aracaju é totalmente abastecida por água captada do rio São Francisco, a cerca de 90 km de distância.

O gás natural será trazido do exterior, o que dará maior flexibilidade na seleção dos fornecedores e tornará o custo de produção de energia mais competitivo.

Devido a questões de logística e de custos de transporte, o gás natural é transportado na forma líquida, denominado Gás Natural Liquefeito – GNL, estado físico ao qual é transformado, a partir de gás produzido em poços de petróleo, em estações de compressão nas áreas-fonte, e então transportado até a costa de Sergipe por navios específicos para este carregamento, denominados como navios metaneiros ou, em inglês, *Liquid Natural Gas Carrier* – LNGC.

Na costa de Barra dos Coqueiros, a cerca de 6,5 km da praia de Jatobá, um navio metaneiro adaptado para armazenar o Gás Natural Liquefeito – GNL e, ao mesmo tempo, transformá-lo em gás, permanecerá ancorado, recebendo periodicamente o GNL de navios metaneiros, regaseificando-o e injetando o gás em um gasoduto submarino que o transportará até o continente, de onde poderá ser redistribuído conforme demanda. Inicialmente o gás produzido será entregue à Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I. A medida que for demandado pelo processamento da UTE, o gás será transportado via gasoduto submerso.

O navio metaneiro adaptado é denominado Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação, em inglês *Floating, Storage and Regasification Unit* – FSRU. Esta embarcação a ser utilizada já está em fase final de construção, tendo sido iniciada paralelamente a fase de adaptações para a conexão com equipamento de ancoragem fixa, processo em andamento nos estaleiros da Coreia do Sul, tendo a denominação de “Golar Nanook”.

As características oceanográficas da costa de Sergipe, como o regime de ventos, ondas, correntes e marés, permitiu que se adotasse, para a fixação do FSRU, um sistema que prescinde de estruturas, como cais de atracação e de outras estruturas fixas de grande porte, como quebra-mar para a proteção do cais e da embarcação, outro avanço tecnológico significativo para o projeto. Trata-se de um Sistema de Ancoragem Submerso, em inglês *Submerged Soft Yoke* – SSY, que é constituído por uma base fixada no leito marinho por estacas cravadas, com uma estrutura giratória submersa ao qual o FSRU é preso por um dispositivo instalado em sua proa, permitindo que o mesmo gire completamente em torno do *soft yoke*, de acordo com a resultante das forças ambientais atuantes no local (correntes, ventos, ondulação e vagas).

O dispositivo giratório, um pivô denominado *Swivel*, permite a conexão do gasoduto com o FSRU através de um tubo flexível, completando o circuito de transporte do gás natural via gasoduto até a entrega *onshore*.

O Sistema de Ancoragem Submerso é uma estrutura física de dimensões reduzidas, de caráter pontual e, assim, não tem o poder de causar alterações no regime de correntes e, por consequência, alterações na dinâmica costeira, que poderiam causar erosão ou engordamento de praias, entre outros impactos ambientais.

A Figura 2-2 apresenta de forma sintética e esquemática as estruturas do empreendimento.

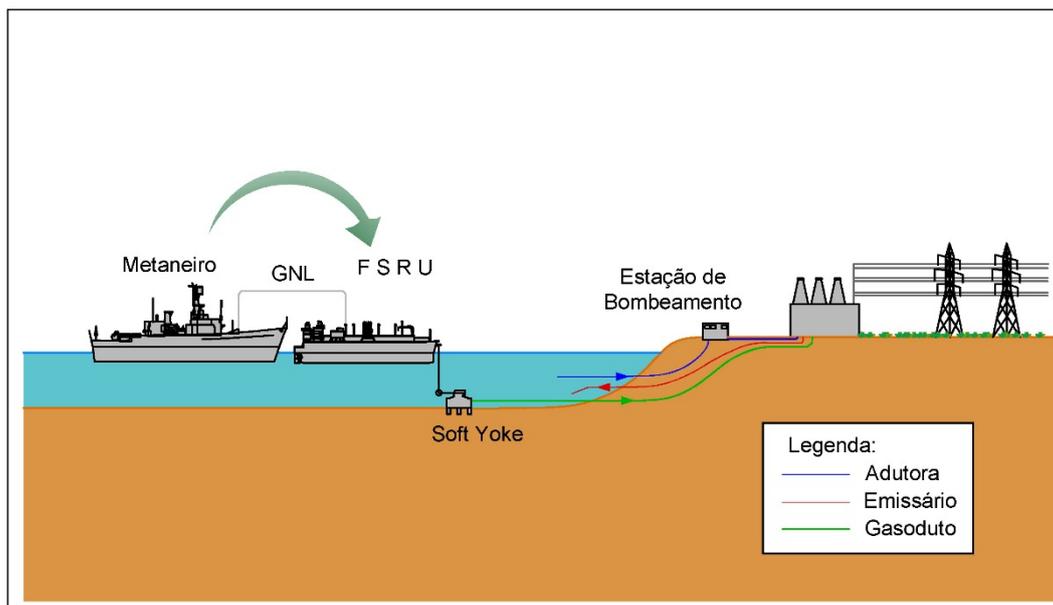


Figura 2-2: Croqui esquemático, em corte transversal, do Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I

## 2.1 Objetivos

O objetivo principal das unidades *offshore*, notadamente do sistema de regaseificação, é aumentar a diversificação de suprimento de fontes energéticas no mercado, atendendo à evolução do número de consumidores e do consumo de energia elétrica, além de estimular a geração de energia elétrica de forma competitiva e rentável, favorecendo o desenvolvimento tecnológico do setor energético e contribuindo, desta forma, para a produção e uso da energia.

A FRSU, por meio do abastecimento à UTE Porto de Sergipe I, será responsável pelo fornecimento de energia elétrica a partir de janeiro de 2020, a ser comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. A comercialização de energia se dará pelo Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por Disponibilidade, assegurado no 21º Leilão de Energia Nova promovido pela EPE em abril de 2015.

O projeto contemplará pontos de medição de energia elétrica, conforme determinado pela ANEEL, e atenderá às exigências dos órgãos fiscalizadores (concessionária local de energia elétrica, ANEEL, Meio Ambiente, etc.), prevendo inclusive medição individualizada para obtenção das cargas parasitas da usina (consumo próprio).

## 2.2 Justificativa

A energia é indispensável para o desenvolvimento econômico e à redução da pobreza, isso porque os setores econômicos a utilizam para o transporte de pessoas e produtos, para as atividades industriais, comerciais e agrícolas e também para importantes serviços sociais, como educação e saúde. Diversos países em desenvolvimento têm seu crescimento reduzido e negócios prejudicados devido a um déficit energético, sentido especialmente pelos mais pobres, para os quais a devida prestação de serviço de energia contribui para o alcance das Metas de Desenvolvimento do Milênio (GRUPO BANCO MUNDIAL, 2009).

O censo demográfico de 2000 aponta baixos índices de eletrificação em regiões do Norte e do Nordeste do Brasil, seja pela insuficiência de capacidade instalada, seja pelo déficit na distribuição (ANEEL, 2002). Ainda de acordo com o censo demográfico, não por coincidência, essas são as regiões onde se verificam menores Índices de Desenvolvimento Humano (IDH), o que reafirma a questão de que a quantidade de energia de uma população está diretamente ligada ao seu desenvolvimento social (LIMA et al, 2014), isso porque o déficit no abastecimento energético é um empecilho na viabilização da oferta de serviços básicos, tais como água, esgoto, saúde, educação e comunicação (SCHAEFFER, 2003).

A crise do petróleo nos anos de 1970 e a crise hídrica e, por conseguinte, energética em 2001, trouxeram momentos de reflexão e diferentes visões e ações de investimento no setor energético brasileiro, levando o histórico da situação energética do Brasil a evoluir no sentido de explorar o abundante potencial hidrelétrico do país. Porém o crescimento do país, tanto em termos populacionais como econômicos, gera um acréscimo no consumo de energia elétrica que não é acompanhado pelo crescimento da capacidade instalada. Na década anterior à crise ocorrida em 2001, o consumo cresceu 49% enquanto a capacidade instalada foi expandida em apenas 35% (TOLMASQUIM, 2000).

Considerando o início da década de 1970 até o início dos anos 2000, houve um aumento de 68% no consumo mundial médio de eletricidade, enquanto no Brasil esse crescimento foi muito maior, chegando a 166%. Ocorreu também o aumento da participação do gás natural no consumo mundial, indo de 14,8% em 1973, para 16,2% em 2002. O consumo do gás natural no Brasil se inicia somente em 1977 atingindo 6% do consumo energético final nacional já em 2004 (MME, 2007a). O crescimento da contribuição do gás natural ocorre em detrimento ao consumo de outras fontes de energia, por exemplo, óleo diesel e carvão mineral.

No Balanço Energético Nacional (BEN) de 2016, mostra-se que a produção de energia primária e a oferta interna de energia utilizando como fonte o gás natural vem aumentando, tendo atingido em 2015 o total de 12,2% de energia produzida e 13,7% da oferta interna nacional. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que divulgou em 2016 estudos da demanda de energia a longo prazo, estima-se redução gradativa da participação da energia hidrelétrica na matriz de geração elétrica no parque gerador brasileiro no longo prazo. A EPE estima também que este fato influenciará o aumento médio do autoconsumo de energia para geração de energia elétrica no longo prazo, tendo em vista o aumento esperado de participação de usinas Termoelétricas (EPE, 2016b).

Segundo os dados no BEN 2016, a capacidade instalada de geração elétrica na região Nordeste em 2015 era de 26,9 GW, o que representa 19,1% do total do país. Dessa capacidade instalada de geração elétrica no Nordeste, 11.561 MW são de capacidade de geração hidrelétrica, 9.502 MW de capacidade de geração Termoelétrica e 5.805 MW de geração por fonte eólica (EPE, 2016a). Na região Nordeste, Sergipe é uma das menores produtoras de energia elétrica, estando na frente apenas de Paraíba e Piauí. Do total de 1.703 MW da capacidade instalada em Sergipe, 88 MW são derivados de produção Termoelétrica de autoprodutores, 35 MW de energia eólica e 1.581 MW de energia hidrelétrica.

Em vista de todos os dados levantados acima, percebe-se que o Nordeste apresenta mais da metade de sua capacidade instalada proveniente de energia hidrelétrica e que apesar do estado de Sergipe não ser um grande produtor de energia nacional, sua matriz energética é composta majoritariamente por usinas hidrelétricas. Porém, parte do Nordeste brasileiro sofre com a questão de recursos hídricos devido ao clima semiárido, no qual longos períodos de estiagem ocorrem. A disponibilidade hídrica *per capita* em Sergipe é menor do que 2.500 m<sup>3</sup> por habitante por ano, sendo considerada pobre (SUASSUNA, 2005). Um grande exemplo da associação de crises hídricas com crises energéticas foi o ocorrido entre 2001 e 2002, quando a escassez de chuvas levou os reservatórios no Nordeste a níveis de apenas 5% da sua capacidade, derivando à escassez de energia elétrica, ameaça de apagões e forçando o racionamento, que reduziu em 20% o consumo então considerado normal (GALL, 2002). Entre 2014 e 2015, outra crise hídrica ocasionou riscos na oferta de energia no país.

O tema do desenvolvimento da indústria do gás natural acabou sendo direcionado para o topo da agenda com a crise da eletricidade em 2001, de forma que o gás natural passou a ser encarado como um combustível mais competitivo para a produção de eletricidade, reduzindo a dependência nacional da geração hídrica (MME, 2007b). Em contraponto ao custo de operação mais caro da termoelétrica em relação à hidrelétrica, o custo de implantação é mais baixo, e com mais usinas térmicas concluídas e disponíveis, a necessidade de acionamento das hidrelétricas é reduzida, de forma a atuar em prol da não-depleção dos reservatórios, diminuindo assim o risco de abastecimento (DÖRR e BLOWER, 2016).

No âmbito de segurança energética, aceita-se que este conceito deve reunir fornecimento de energia (energia fisicamente disponível) e preço razoável (consoante com os preços em vigor no mercado). Dhenin (2011) elucida duas dimensões na questão da segurança energética: a confiabilidade e a segurança do abastecimento. A primeira diz respeito à capacidade de se impedir que haja uma redução severa do fornecimento de energia para os consumidores por parte do sistema energético. A segunda se refere à proteção em face a imprevistos que demandam interrupções do fornecimento de energia por longos períodos. O autor ainda afirma que a segurança energética vincula questões de segurança, como proteção do território, recursos naturais e fornecimento de combustíveis vitais com questões de segurança ampliada, a qual abrange aspectos do desenvolvimento econômico, com questões de sustentabilidade e de meio ambiente.

Nesse contexto está inserido o Plano Decenal de Expansão de Energia 2020, o qual “incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de recursos energéticos para um horizonte de dez anos, definindo um cenário de referência, o qual sinaliza e orienta decisões dos agentes no mercado de energia, visando assegurar a expansão equilibrada da oferta energética, com sustentabilidade técnica, econômica e socioambiental”. Dentre as recomendações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em seu Plano de Operação Energética 2016/2020, está a consideração de que parte importante do atendimento da demanda será realizada por termoelétricas, dado seu perfil de expansão de oferta.

Como levantado anteriormente, há um crescimento da participação do gás natural no consumo mundial e brasileiro. Além disso, a capacidade instalada de produção termoelétrica no Brasil já tem contribuições significativas, podendo ser incorporada ainda mais, principalmente no Nordeste onde a questão da segurança energética seria favorecida por fontes que não a hidráulica de produção de energia, em casos de crises hídricas.

No Plano Decenal 2020 fala-se de a expansão da geração termoelétrica a gás vir a ocupar um espaço mais significativo na matriz energética, frente à possibilidade de oferta de grandes volumes de gás natural e às dificuldades para o licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão. Conjuntamente, o aumento da oferta de gás natural no Brasil, a alta dos preços do petróleo e os avanços tecnológicos, colocam o ciclo combinado como uma alternativa competitiva para expansão do setor elétrico. Além disso, agrega-se o fato de que o gás natural, comparado a outros combustíveis fósseis, é bem menos poluente, fortalecendo ainda mais a competitividade sustentável do mesmo frente às outras tecnologias (MME, 2007b). Por exemplo, enquanto derivados de petróleo produzem por volta de 4 kg/tonelada de dióxido de enxofre e 0,55 kg/tonelada de monóxido de carbono, o gás natural produz, respectivamente, 1 e 0,32 kg/tonelada destes poluentes, respectivamente (MME, 2006).

O Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I será implantado com 1.516 MW de potência instalada, de forma que quando opera com a capacidade máxima e despachando durante 40% do tempo, poderá gerar em torno de 5,3 milhões de MWh anualmente. A ANEEL disponibiliza relatórios de fornecimento de energia do mercado regulado através de seu Sistema de Apoio à Decisão (SAD), onde foi registrado um consumo acumulado de 63,35 milhões de MWh na região Nordeste no ano de 2016 (ANEEL, 2017). Utilizando esses valores, observa-se que nas condições de operação na capacidade máxima e despacho durante 40% do tempo, a termoelétrica seria capaz de suprir mais de 8% do total da

demanda do mercado regulado da região Nordeste, sendo capaz de ofertar ainda mais energia se considerado tempo integral.

Em vista disso, o empreendimento atuaria positivamente no sentido de segurança energética, pois caminha no sentido do aumento da diversidade da matriz energética, contando com um insumo muito menos suscetível à sazonalidade do que o recurso hídrico. Operando uma planta a gás natural, que como já destacado é um combustível competitivo e que emite muito menos gases poluentes comparado a outros combustíveis fósseis, a região contará com um mecanismo de complementaridade energética que diminui a dependência da região por fontes hídricas de produção de energia. Além disso, serão ocasionados outros impactos positivos, como a geração de emprego e renda e dinamização econômica nas municipalidades próximas ao empreendimento.

## 2.3 Localização geográfica

O empreendimento objeto de licenciamento localiza-se defronte ao povoado da Praia do Jatobá, um distrito do município de Barra dos Coqueiros, a cerca de 14 km do centro da cidade de Barra dos Coqueiros e a cerca de 20 km de Aracaju, capital do Estado. As linhas do gasoduto, adutora e emissário ficam a nordeste do Terminal Marítimo Ignácio Barbosa – TMIB. A localização e disposição destas estruturas são observadas na Figura 2-3 a seguir.

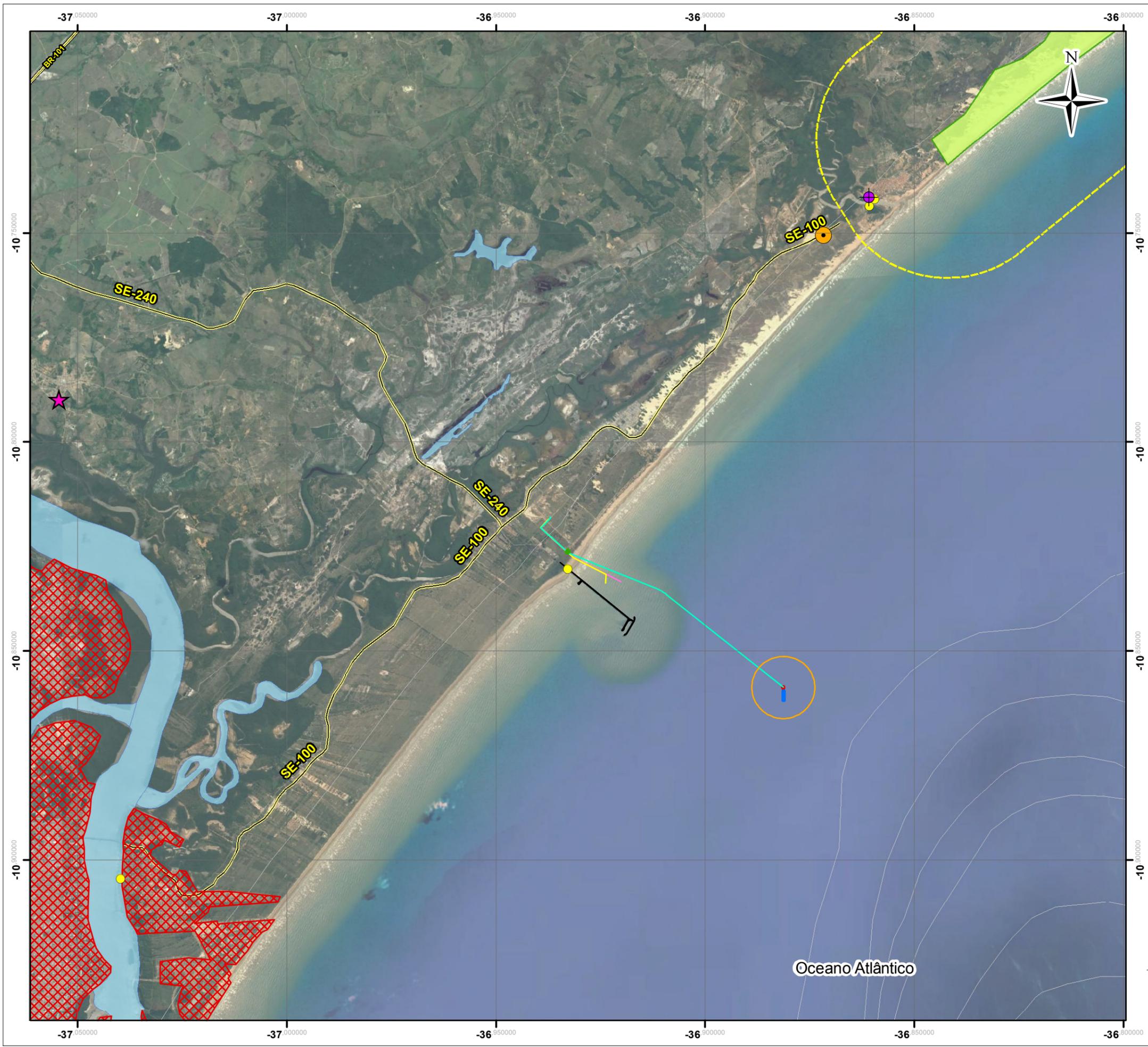
O gasoduto se estende desde a Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação, localizada a 6,5 km da costa, até a Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I, com cerca de 1,5 km na porção terrestre. Já o emissário e adutora localizam-se cerca de 1,4 km da costa e seguem aproximadamente 1,5 km em terra até a mesma usina.

A Estação de Bombeamento, ou casa de bombas, localiza-se alinhada às casas do Povoado da Praia do Jatobá, na rota por onde passará a faixa de dutos, e abrigará o sistema responsável pelo bombeamento da água do mar captada para a UTE.

O terreno onde se assentará a UTE está a cerca de 1,5 km do encontro das rodovias estaduais SE-100 e SE-240, responsáveis pela ligação da Capital à região nordeste do estado e do município de Barra dos Coqueiros à rodovia BR-101, no município de Maruim, respectivamente.

O terreno onde se assentará o Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I, para o qual o empreendimento em pauta fará a transferência do gás necessário à geração de energia, está a cerca de 1,5 km do entroncamento das rodovias estaduais SE-100 e SE-240.

A primeira rodovia liga a Capital à região nordeste do estado e a segunda liga o município de Barra dos Coqueiros à rodovia BR-101, no município de Maruim, e por meio desta rodovia federal, tem-se o acesso aos estados vizinhos de Alagoas e Bahia. Outra vantagem logística do empreendimento é a proximidade do Terminal Marítimo Inácio Barbosa TMIB, também denominado Porto de Sergipe, situado a menos de 3 km de distância. A Figura 2-3 apresenta os pontos notáveis da área próxima ao empreendimento.



- LEGENDA:**
- Ponto de Embarque e Desembarque
  - Casa de Bombas
  - Yoke
  - Área de Exclusão
  - Gasoduto
  - Adutora
  - Emissário
  - FSRU
  - Terminal Marítimo Inácio Barbosa - TMIB
  - ▨ Malha Urbana
  - ★ Igreja Matriz de Santo Amaro
  - CRQ Pontal da Barra
  - Reserva Biológica Santa Isabel
  - - - Zona de Amortecimento
  - Rodovia Estadual
  - Rodovias - DNIT
  - Massa\_Agua
  - Batimetria



**NOTAS:**  
 Sistema de Coordenadas Geográficas: SIRGAS 2000  
 Graus Decimais

**REFERÊNCIA:**  
 Brasil / Municípios: IBGE, 2015; Rodovias: DNIT, 2015;  
 Massa de Água: ANA, 2012; Bens tombados: IPHAN, 2017;  
 Unidades de Conservação: IBAMA, 2017  
 Batimetria, Fundiamento, Plataformas de petróleo: Marinha do Brasil, Carta Náutica 1:25.000



**TÍTULO:**  
 Mapa de localização do Empreendimento

**PROJETO:** EIA das instalações *Offshore* de gás natural, adutora, emissário submarino e estação de bombeamento

ESCALA:	DATA:	PROJ.:	VERIF.:	APROV.:	REV.:
1:100.000	28/09/2017	TF	MS	VN	RA0

Figura\_2-2\_Localizacao\_Complexo

## Conteúdo

<b>3</b>	<b>Alternativas locais e tecnológicas</b>	<b>3-1</b>
3.1	Alternativas tecnológicas e locais dos equipamentos <i>Offshore</i>	3-1
3.1.1	Alternativa 1	3-1
3.1.2	Alternativa 2	3-3
3.1.3	Alternativa 3 - Preferencial	3-6
3.1.4	Avaliação das Alternativas	3-9
3.2	Alternativas tecnológicas para instalação	3-11
3.2.1	Alternativa A – Implantação em Valas Escavadas na Porção Terrestre	3-11
3.2.2	Alternativa B – Implantação por Perfuração Direcional Horizontal (HDD) na porção Terrestre	3-11
3.2.3	Alternativa C – Molhe para os equipamentos na porção <i>offshore</i>	3-13
3.2.4	Alternativa D – Cofferdam (para implantação <i>offshore</i> do Gasoduto)	3-14
3.2.5	Alternativa E – Estrutura Metálica Temporária (para construção <i>offshore</i> do Emissário e Adutora)	3-15
3.2.6	Alternativa F – Base de Guincho para <i>Pull-in</i> para os dutos apoiados em leito marinho	3-17

## Figura

Figura 3-1: Localização da Alternativa 2, com novo cais e quebra-mar a 5 km da costa e um gasoduto interligando a FSRU à UTE para fornecimento de gás	3-4
Figura 3-2: Alternativa 2, com arranjo de cais de atracação para a FSRU e quebra-mar de proteção	3-5
Figura 3-3: Seção transversal do Quebra-Mar de proteção do cais, na Alternativa 2, com extensão aproximada de mais de 800 m	3-5
Figura 3-4: Arranjo FSRU, gasoduto e UTE da Alternativa 3	3-6
Figura 3-5: Sistema de Ancoragem Submerso (Submerged Soft Yoke)	3-7
Figura 3-6: Gasoduto entre a UTE e a FSRU, com as seções enterradas e apoiadas sobre o leito marinho	3-8
Figura 3-7: Localização da adutora, emissário e estação de bombeamento	3-9
Figura 3-8: Arranjo FSRU, gasoduto e UTE da Alternativa 3	3-10
Figura 3-9: Seção transversal ilustrativa do molhe em rocha, das paredes de perfis metálicos, da escavação e do posicionamento dos dois dutos – adutora e emissário	3-13
Figura 3-10: Exemplo de uma das alternativas que poderão ser adotadas para a implantação da adutora e emissário no trecho inicial em mar	3-14
Figura 3-11: Seção esquemática dos dutos no trecho marinho inicial, enterrado e protegido como camada de enrocamento submerso	3-14
Figura 3-12: Escavadeira para remoção do material interior do Cofferdam	3-15
Figura 3-13: Exemplo de Cofferdam para instalação de gasoduto	3-15
Figura 3-14: Detalhe Técnico do Píer Temporário	3-16
Figura 3-15: Plano de Assentamento dos Tubos	3-17
Figura 3-16: Esquema de Ancoragem	3-18

## Foto

Foto 3-1: Visão do cais de atracção do TMIB, com espaço para apenas uma embarcação de grande porte. Ao fundo, a Ponte de Ligação, com acesso para caminhões e uma correia transportadora enclausurada para transferência de granéis sólidos .....	3-2
Foto 3-2: Mesmo cais de atracção, visto do lado oposto e com o quebra-mar em enrocamento que lhe dá protecção .....	3-3
Foto 3-3: Sistema de Ancoragem em Torre .....	3-7
Foto 3-4: Escavação em valas para a implantação de tubulações de grande diâmetro.....	3-11
Foto 3-5: Instalação de tubulação por Perfuração Direcional Horizontal. ....	3-12
Foto 3-6: Imagem Aérea da Estrutura Temporária.....	3-16

## Tabela

Tabela 3-1: Matriz Comparativa das Alternativas Locacionais e Tecnológicas Analisadas.....	3-9
--	-----

## 3 Alternativas locacionais e tecnológicas

As instalações *offshore* referem-se aos equipamentos instalados na porção de mar territorial e dividem-se entre os equipamentos destinados à operação de entrega de gás natural ao município de Barra dos Coqueiros e de apoio à UTE Porto de Sergipe I.

O sistema de regaseificação foi definido para operar com Gás Natural proveniente de fontes externas, com o transporte sendo realizado por navios metaneiros, após a liquefação do gás natural em estações de compressão situadas nas áreas fonte, também situadas no exterior.

Após a chegada deste Gás Natural Liquefeito, o primeiro passo do processo consiste em armazená-lo ainda no estado líquido e transformá-lo para o estado gasoso, à medida em que houver necessidade de geração de energia e respectivo despacho para o Sistema Interligado Nacional.

Estes passos serão atendidos por um navio projetado e construído para fazer, além do armazenamento do GNL, também a sua transformação para o estado gasoso, denominado tecnicamente como FSRU – *Floating, Storage and Regasification Unit* e injetar este gás no gasoduto submarino que o transportará para o continente.

Assim, definida a rota tecnológica do processo de entrega para o parque industrial a ser consolidado no terreno da CODISE, integra-se, de forma indissociável, a localização com a tecnologia de implantação. Com isso, os estudos de alternativas se restringiram a uma seleção de locais de instalação da FSRU e do gasoduto de transferência do gás para *onshore*. Inicialmente, considera-se como receptor a UTE Porto de Sergipe I, embora a capacidade instalada da FSRU supere a capacidade de processamento desta termoelétrica, podendo o excedente ser comercializado para outras finalidades como atendimento a malha de gás local, bem como demais empreendimentos que venham a se instalar na região.

Além destes, cabe destacar que integram as instalações *offshore* os equipamentos de adução e lançamento de efluentes associados à UTE Porto de Sergipe I, cuja localização está intrinsecamente relacionada às definições de projeto da termoelétrica, e, portanto, os estudos de alternativas se restringem à alternativa tecnológica para instalação.

Consequentemente, serão expostas de forma integrada as alternativas tecnológicas e locacionais, de acordo com a sequência em que foram planejadas e descartadas, até a seleção da alternativa preferencial, sobre a qual estão baseados os estudos ambientais ora apresentados, divergindo-se da proposição estrutural do Termo de Referência, mas considerando todos os elementos nele estabelecidos e relativos a este tópico.

### 3.1 Alternativas tecnológicas e locacionais dos equipamentos *Offshore*

Como mencionado, as alternativas locacionais estão intrinsecamente relacionadas às alternativas tecnológicas de operação dos equipamentos *offshore*, sendo apresentadas e descritas ambas de forma conjunta.

#### 3.1.1 Alternativa 1

Esta alternativa consiste na atracação permanente da FSRU no cais do Terminal Marítimo Inácio Barbosa (TMIB), com a transferência do GNL ocorrendo periodicamente, a partir da atracação a contrabordo do navio metaneiro, em operação denominada *Ship-to-Ship*, sem a utilização de recursos

externos, apenas com os equipamentos de transferência de carga existentes em ambas as embarcações.

Após a regaseificação, o gás seria transportado para a UTE, situada em terra, por meio de um gasoduto de 2,45 km de comprimento que seria instalado na ponte de ligação entre a retroárea e o cais de atracação do TMIB. Portanto, não haveria qualquer obra ou intervenção em mar.

Esta foi a alternativa considerada no Estudo de Impacto Ambiental que embasou a Licença Prévia LP 11-5/2016 pela Administração Estadual do Meio Ambiente – ADEMA, órgão ambiental do estado de Sergipe.

A implantação desta alternativa demandaria a execução de dragagem de aprofundamento junto ao cais, até uma profundidade aproximada de 13 metros, de modo a acomodar a FSRU e os navios metaneiros, cujo calado se situa em torno de 12 metros, com o impacto ambiental se estendendo para a área de bota-fora oceânico para onde seriam lançados os sedimentos dragados. Dragagens periódicas de manutenção do calado também seriam necessárias.

Além disso, a ocupação permanente de um dos cais de atracação pela FSRU, com comprimento total aproximado de 300 metros, impossibilitaria a atracação de outras embarcações de grande porte, restando apenas o cais de atracação de embarcações de menor porte, com os *supply boats* de apoio às atividades de exploração e produção de petróleo, que utilizam o lado oposto do mesmo cais.

Em resumo, o TMIB restaria inutilizado para a operação de cargas de granéis sólidos, líquidos e cargas gerais com navios de maior porte, para o qual foi projetado, demandando, para a manutenção de sua função precípua, a construção/ampliação do cais e, também, do quebra-mar que lhe daria proteção.

Adiciona-se, portanto, ao impacto da dragagem e lançamento de sedimentos em bota-foras oceânicos, os impactos da construção/ampliação do cais de atracação e do quebra-mar, o qual certamente ampliaria os efeitos de alteração da linha de costa, com engordamento da praia, que se verificou com a implantação do atual TMIB.

A Foto 3-1 a seguir ilustra a configuração do cais de atracação do TMIB e a Foto 3-2 ilustra o quebra-mar que dá proteção ao cais e que também teria que ser ampliado em caso de construção/ampliação do atual cais.



**Foto 3-1: Visão do cais de atracação do TMIB, com espaço para apenas uma embarcação de grande porte. Ao fundo, a Ponte de Ligação, com acesso para caminhões e uma correia transportadora enclausurada para transferência de granéis sólidos**

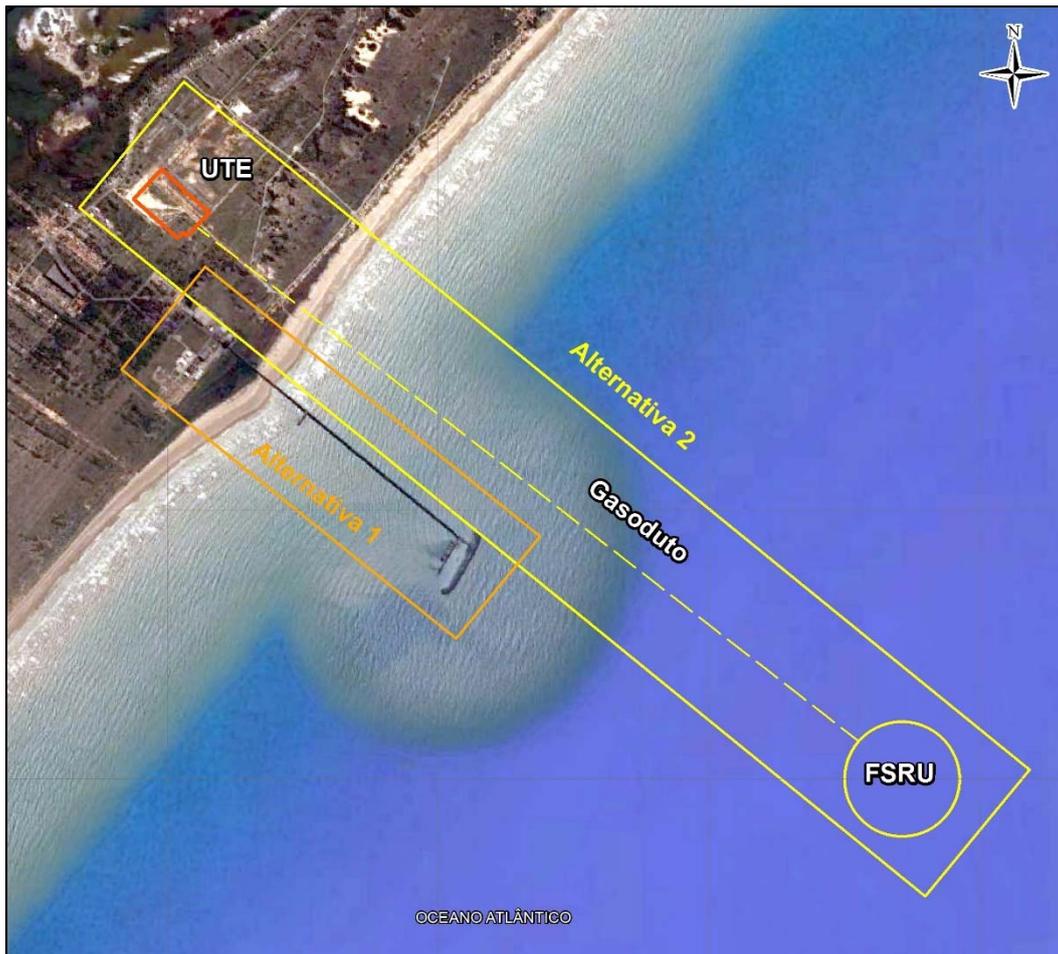


**Foto 3-2: Mesmo cais de atração, visto do lado oposto e com o quebra-mar em enrocamento que lhe dá proteção**

Como consequência das ações necessárias para a ampliação do cais e do quebra-mar e dos impactos ambientais decorrentes, esta alternativa foi abandonada.

### 3.1.2 Alternativa 2

A segunda alternativa consiste na implantação de um novo cais a cerca de 5 km da costa, a uma profundidade de aproximadamente 17 m, onde a FSRU permaneceria atracada, recebendo periodicamente o GNL de um navio metaneiro que transferiria sua carga em operação *Ship-to Ship*, conforme ilustra a Figura 3-1. Um gasoduto submarino com extensão de aproximadamente 5,5 km e mais aproximadamente 1,2 km em terra transportará o gás até a UTE Porto de Sergipe I.



**Figura 3-1: Localização da Alternativa 2, com novo cais e quebra-mar a 5 km da costa e um gasoduto interligando a FSRU à UTE para fornecimento de gás**

A Figura 3-2 apresenta uma ilustração do cais de atracação da FSRU, o navio metaneiro atracado a contrabordo e o quebra-mar adjacente, elementos que compõem esta Alternativa 2, além do gasoduto submarino para a interligação do FSRU à UTE visando o fornecimento de gás a unidade produtora e energia.

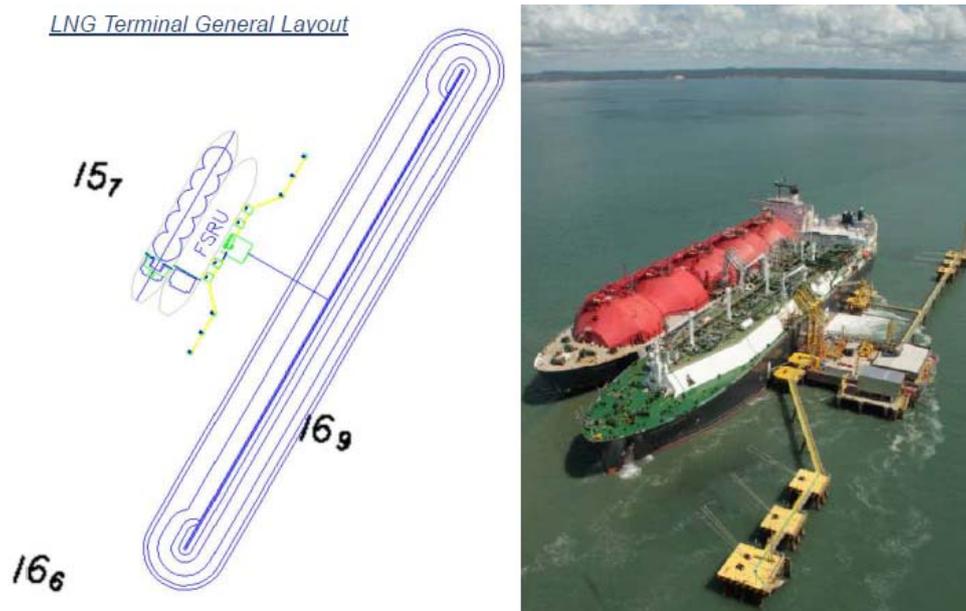


Figura 3-2: Alternativa 2, com arranjo de cais de atracação para a FSRU e quebra-mar de proteção

A realização desta alternativa exigiria, além das próprias obras do cais, a implantação de um quebra-mar para a proteção da FSRU e das operações de transbordo de GNL contra as intempéries, de modo que não houvesse o risco de eventual paralisação da operação de quaisquer equipamentos *onshore* por falta de combustível por condições desfavoráveis do mar.

Em comparação a uma extensão do quebra-mar do TMIB, a implantação de um quebra-mar nesta posição implicaria a mobilização de um volume de material rochoso muito maior, dada a profundidade maior, conforme ilustra a Figura 3-3, que apresenta uma seção transversal hipotética para este quebra-mar, e cujo comprimento deveria ser superior a 800 m.

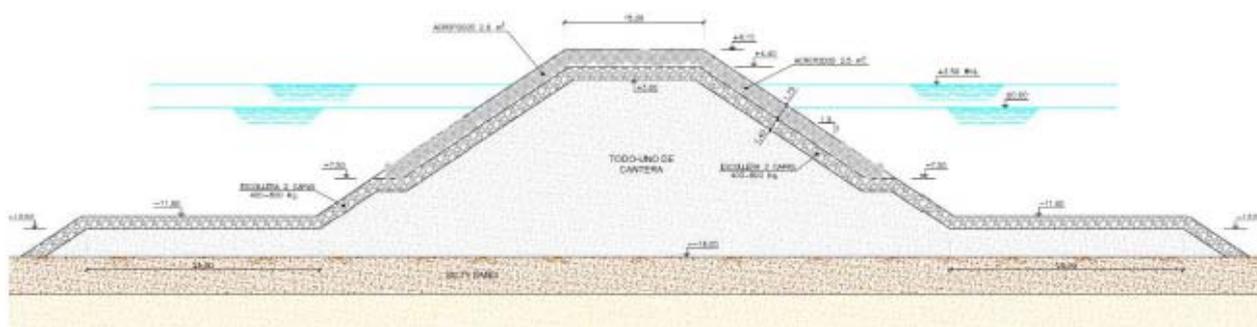


Figura 3-3: Seção transversal do Quebra-Mar de proteção do cais, na Alternativa 2, com extensão aproximada de mais de 800 m

Embora nesta Alternativa não haja necessidade de dragagem, pois a profundidade se situa em torno de 17 metros, a construção do quebra-mar resultaria no impacto direto sobre uma área relativamente extensa, com aproximadamente 8 hectares, e prováveis alterações na dinâmica costeira, com impactos em termos de alteração na linha de praia, com erosão e/ou engordamento em áreas próximas, além da necessidade de exploração e transporte de grande volume de material rochoso.

### 3.1.3 Alternativa 3 - Preferencial

A Alternativa 3, a seguir detalhada, consiste na implantação de uma FSRU a cerca de 6,5 km da costa, a uma profundidade de 20 metros, mas, diferentemente da Alternativa 2, nesta a Unidade de Regaseificação será ancorada por um sistema pivotante, que permite à embarcação girar num raio de 360 graus e oscilar de acordo com as ondas e correntes marinhas, de forma que não necessite de uma estrutura de proteção, como um quebra-mar (Figura 3-4).



Figura 3-4: Arranjo FSRU, gasoduto e UTE da Alternativa 3

A transferência de GNL do navio metaneiro para a FSRU continua sendo pelo sistema de transbordo *Ship-to-Ship*, como nas demais alternativas.

O transporte do gás da FSRU até a área *onshore* ocorrerá por meio de um gasoduto com extensão de 6,5 km em mar e mais 1,2 km em terra, até a UTE Porto de Sergipe I, em área cedida CODISE, na mesma localização da Alternativa 2.

Neste ponto se colocam duas alternativas tecnológicas para a ancoragem do FSRU: um sistema em torre, emersa, conforme se observa na Foto 3-3, e o Sistema de Ancoragem Submerso (*Submerged Soft Yoke*), que se observa na Figura 3-5. Não há diferenças relevantes entre essas duas variantes, do ponto de vista ambiental.



Foto 3-3: Sistema de Ancoragem em Torre

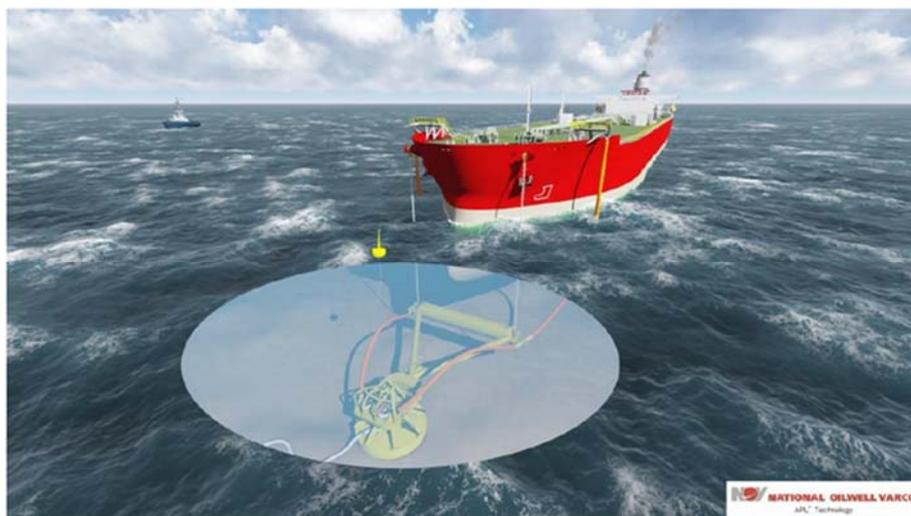


Figura 3-5: Sistema de Ancoragem Submerso (*Submerged Soft Yoke*)

As intervenções de implantação nas duas alternativas tecnológicas são mínimas e, como estruturas de pequeno porte, não têm potencial para alterar correntes marinhas ao ponto de significar algum potencial de impacto em termos de alteração da dinâmica costeira.

As ações para a implantação de quaisquer uma das duas variantes são constituídas por: fixação do sistema de ancoragem por cravação de estacas, montagem do sistema, instalação do gasoduto em trecho submarino e em trecho terrestre e conexão da FSRU ao Sistema de Ancoragem Submerso, com a ligação das tubulações de gás via flexível (*riser*) e *swivel* ao gasoduto.

Para o trecho submarino do gasoduto se apresentam duas alternativas: instalação enterrada ou apoiada no leito marinho. Optou-se por manter o gasoduto apoiado em leito marinho no trecho com profundidade da água superior a 5 metros e, no trecho de águas rasas, com menos de 5 m de profundidade e que corresponde, grosso modo, à zona de arrebentação, instalar o gasoduto enterrado no sedimento arenoso, conforme ilustrado na Figura 3-6.

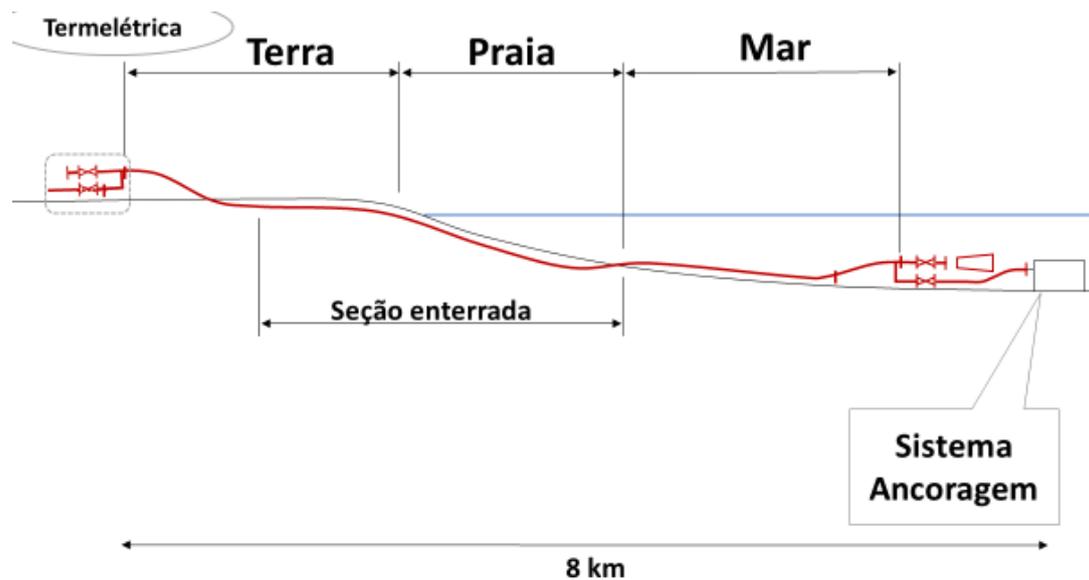


Figura 3-6: Gasoduto entre a UTE e a FSRU, com as seções enterradas e apoiadas sobre o leito marinho

Nesta alternativa, adota-se também a instalação dos equipamentos de captação d'água do mar, com estação de bombeamento associada, e emissário submarino, ambos em mar territorial. Esta alternativa foi colocada na medida em que a demanda de água para as torres de resfriamento da unidade de geração de energia da CELSE ser muito elevada. Desta forma não será pressionado o sistema de abastecimento do município de Barra dos Coqueiros.

Optou-se por esta alternativa quando da definição do melhor cenário de localização e tecnologia a ser empregado para a entrega de gás natural, uma vez que seriam realizadas obras em mar territorial, com faixa de terraplenagem, a qual será aproveitada para a instalação dos três dutos. A Figura 3-7 abaixo ilustra a disposição destes equipamentos em planta.



Figura 3-7: Localização da adutora, emissário e estação de bombeamento

### 3.1.4 Avaliação das Alternativas

A Tabela 3-1 a seguir apresenta uma comparação entre as três alternativas, considerando os impactos ambientais.

**Tabela 3-1: Matriz Comparativa das Alternativas Locacionais e Tecnológicas Analisadas**

Alternativa	Vantagens	Desvantagens / Impactos
1. FSRU no TMIB e gasoduto sobre a Ponte de Ligação.	Sem intervenções diretas no mar.	Inviabilização das operações portuárias no TMIB; Dragagem de aprofundamento e de manutenção, com lançamento dos sedimentos em bota-fora oceânico; Restabelecimento das atividades portuárias com ampliação do cais e do quebra-mar.

Alternativa	Vantagens	Desvantagens / Impactos
2. FSRU em cais novo com quebra mar e gasoduto submarino.	Sem interferências no TMIB. Sem necessidade de dragagens de aprofundamento ou de manutenção.	Construção de cais de atracação e de um quebra mar de grande porte; Intervenções restritas na zona de praia e no leito marinho para instalação do gasoduto; Alterações potencialmente relevantes na dinâmica costeira decorrente da presença de um quebra mar extenso (> 800 m).
3. FSRU ancorada em yoke submerso e gasoduto submarino.	Sem interferências no TMIB. Sem necessidade de dragagens de aprofundamento ou de manutenção. Sem alterações relevantes na dinâmica costeira.	Intervenções restritas na zona de praia e no leito marinho para instalação do gasoduto.

A Figura 3-8 apresenta a configuração da Alternativa escolhida.

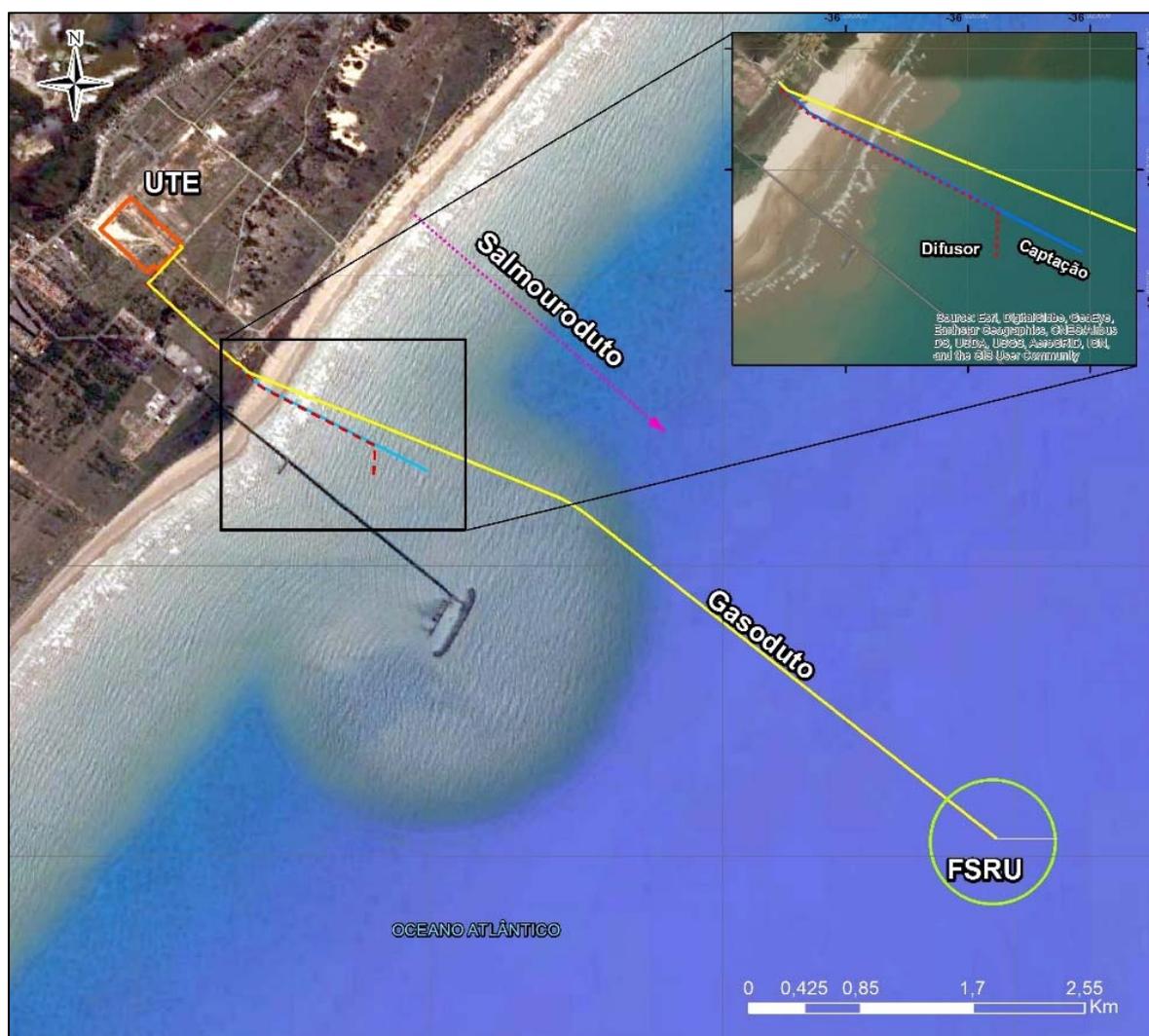


Figura 3-8: Arranjo FSRU, gasoduto e UTE da Alternativa 3

## 3.2 Alternativas tecnológicas para instalação

Além do estudo de alternativas tecnológicas e locacionais do empreendimento, para a implantação dos equipamentos propriamente dita, foram avaliadas diferentes técnicas construtivas para os dutos, apresentados na sequência de forma a verificar a opção mais viável considerando as questões técnicas e socioambientais.

Nesse sentido, para a implantação dos dutos optou-se até o momento pelas alternativas:

- A: para o trecho terrestre;
- D e E: na porção marinha para o gasoduto e emissário e adutora, respectivamente;
- F: para o assentamento dos dutos em leito marinho.

### 3.2.1 Alternativa A – Implantação em Valas Escavadas na Porção Terrestre

A tubulação da adutora e do emissário submarino, e gasoduto, na porção terrestre obedecerá às normas vigentes que considera, primeiramente, a realização de estudos prévios para a caracterização do substrato e a topografia da área, a fim de mitigar riscos associados à estabilidade do terreno para instalação dos equipamentos necessários para a obra.

Após a caracterização e os estudos topográficos, é feita a preparação do terreno, como terraplanagem e o empilhamento do solo próximo a área das valas. Com o terreno previamente preparado, os dutos então serão alocados próximo a vala, para então serem soldados os tramos dos tubos, de acordo com procedimento específico. Neste momento são abertas as valas conforme se observa na Foto 3-4, a seguir.



**Foto 3-4: Escavação em valas para a implantação de tubulações de grande diâmetro**

Com a vala escavada, é realizado o lançamento dos tubos, que após este passo será recoberta, o terreno reestabelecido com o próprio solo e por fim é feita a reconstituição total do terreno.

### 3.2.2 Alternativa B – Implantação por Perfuração Direcional Horizontal (HDD) na porção Terrestre

Nesta alternativa, o gasoduto é instalado por meio de perfuração direcional (*Horizontal Directional Drilling* – HDD) entre a porção continental e o trecho marinho, denominado tecnicamente como Shore Approach. O design da instalação é feito de modo a garantir que as técnicas, materiais e estruturas

utilizadas sejam adequadas para garantir maior estabilidade e durabilidade; também é considerada a angulação através da qual o duto é instalado, de modo a assegurar sustentação e fixação do duto.

A perfuração direcional é uma das metodologias mais utilizadas nos grandes centros urbanos e sua forma de operação permite a instalação com os menores impactos na superfície.

Para o presente caso este método no trecho em questão (interligação entre os trechos continental e marinho) apresenta a vantagem de não interferir na zona de praia, onde há atividades de desova de tartarugas em certo período do ano.

Esta metodologia de implantação, entretanto, acarreta em um grande volume de resíduos, como fluídos de perfuração (Foto 3-5) os quais devem ser encaminhados para destinação final adequada. Deve-se ainda considerar que os cálculos realizados devem ser precisos e considerar, na porção sob influência de ondas e marés, o movimento dos sedimentos para que o empuxo não seja superior ao peso do duto. É necessária ainda a verificação das características geotécnicas locais que podem ocasionar o movimento dos sedimentos do substrato marinho.



**Foto 3-5: Instalação de tubulação por Perfuração Direcional Horizontal.**

Não se cogita a utilização deste método para o trecho marinho por se tratar de um trecho com aproximadamente 6,5 km de extensão, onde as dificuldades operacionais para a aplicação deste método praticamente o inviabilizam.

Notar grande quantidade de lama bentonítica utilizada na atividade, que deve ser posteriormente disposta adequadamente como resíduo.

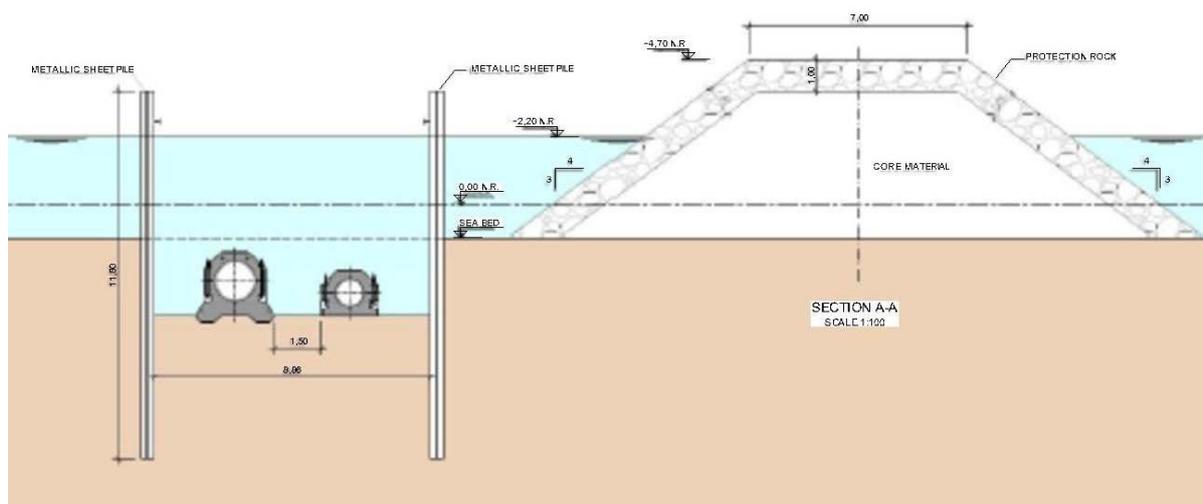
Ocorre que na mesma faixa de praia, além do gasoduto, serão implantados mais dois outros dutos: o emissário dos efluentes da UTE, com diâmetro de 1,2 m, e a Adutora para captação de água do mar para utilização na UTE, com diâmetro de 0,8 m. Ambos os dutos, em virtude do diâmetro maior, não podem ser instalados pelo método de perfuração direcional, de modo que não havendo outra alternativa que não seja a de escavação em vala, também o gasoduto será implantado por este método.

Como um dos impactos potenciais mais importantes é a interferência nas áreas de desova de tartarugas, sendo esta região utilizada por três das cinco espécies presentes no litoral brasileiro, as obras no trecho de praia serão executadas somente fora do período de reprodução das mesmas.

### 3.2.3 Alternativa C – Molhe para os equipamentos na porção offshore

No trecho marinho inicial, com extensão aproximada de 300 metros e até uma profundidade de -1,0 m NR, para viabilizar a escavação para a implantação dos dois dutos foi avaliada a possibilidade de executar inicialmente um molhe com blocos de rocha com largura de topo de 7 m, o qual permitirá a operação de um guindaste para cravação de perfis metálicos que formarão duas paredes paralelas, cuja função é estabilizar a escavação, que será realizada por escavadeira hidráulica ou equipamento similar.

Após a instalação dos dois dutos, conforme se observa na Figura 3-9 e Figura 3-10, os perfis serão removidos e os sedimentos removidos na escavação serão repostos, recobrendo os dois dutos.



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

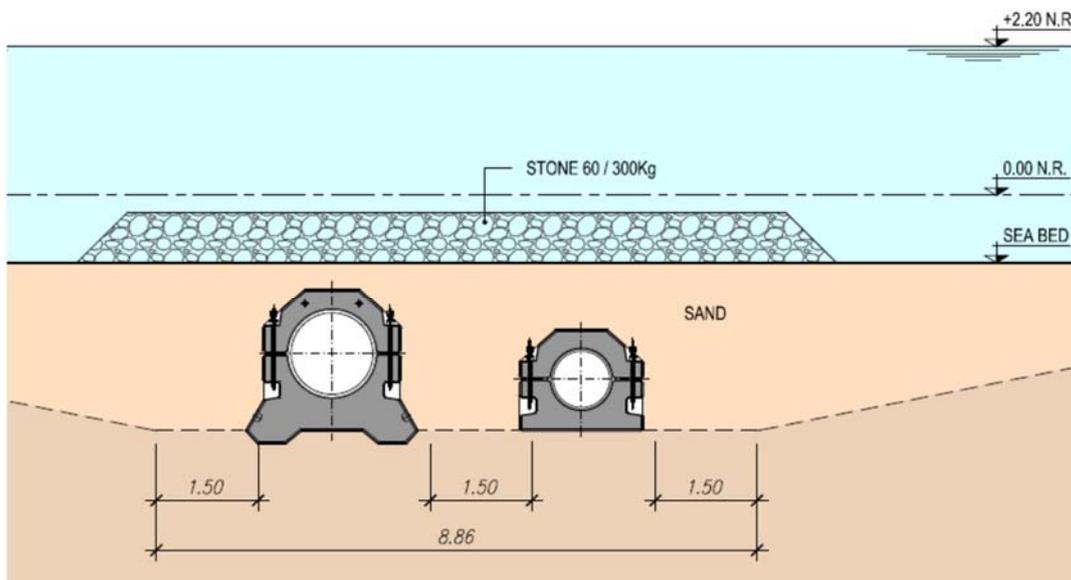
Figura 3-9: Seção transversal ilustrativa do molhe em rocha, das paredes de perfis metálicos, da escavação e do posicionamento dos dois dutos – adutora e emissário



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

Figura 3-10: Exemplo de uma das alternativas que poderão ser adotadas para a implantação da adutora e emissário no trecho inicial em mar

Após a remoção dos perfis metálicos e recobrimento dos dutos, caso seja necessário, será aplicada uma camada de enrocamento sobre a camada arenosa de fechamento da vala, com até 1 m de espessura, para proteger os dutos contra a ação de processos erosivos, conforme se observa na Figura 3-11.



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

Figura 3-11: Seção esquemática dos dutos no trecho marinho inicial, enterrado e protegido como camada de enrocamento submerso

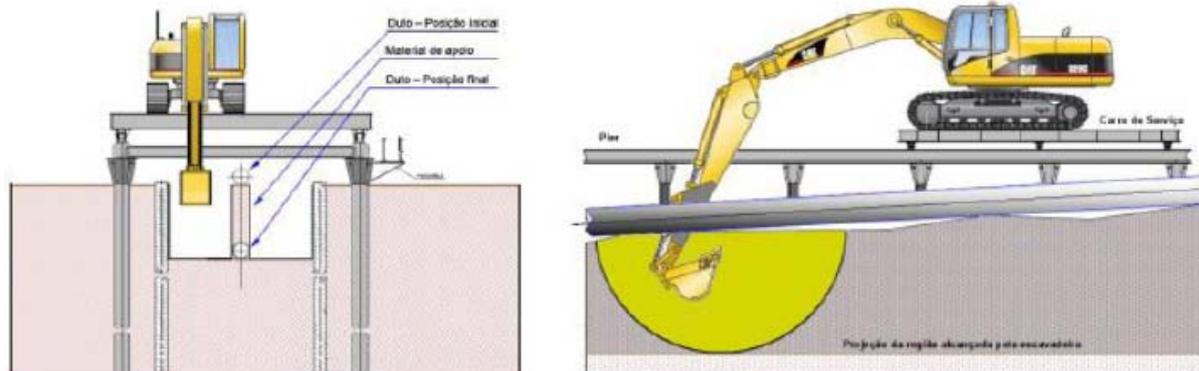
Após o encerramento das obras de implantação deste trecho inicial dos dutos, o molhe em rocha será removido, destinando-se o material rochoso para um bota espera na área da CELSE, para posterior uso e envio para um bota fora licenciado pelo órgão ambiental competente.

No entanto, esta alternativa tem potencial de alterar a dinâmica de marés na região e a sedimentação adjacente ao molhe, podendo incorrer em engordamento, ou mesmo a processos erosivos na linha de costa, não sendo a alternativa recomendada.

### 3.2.4 Alternativa D – Cofferdam (para implantação offshore do Gasoduto)

Na área localizada defronte aos guinchos e a praia, até a zona de variação de marés (a extensão da porção emersa da praia, em condição de maré alta, mede cerca de 500 metros), o terreno será preparado por meio da construção de um Cofferdam, com a finalidade de conter o solo, para a abertura prévia de vala e para o rebaixamento da cota vertical na zona de praia viabilizando a operação de Pull-in.

Para a instalação do Cofferdam será empregado o uso de uma plataforma apoiada lateralmente e acima do próprio Cofferdam, onde será instalada uma escavadeira para retirada do solo. Toda a instalação deverá ser implantada antes do lançamento do duto marítimo.



Fonte: CELSE (2017)

Figura 3-12: Escavadeira para remoção do material interior do Cofferdam

Essa solução de contenção visa assegurar que a taxa de remoção de sedimento não seja menor ou igual a taxa natural de mobilização, oriunda dos efeitos naturais de correntes, marés e ondas. A concepção da estrutura de *Cofferdam* será de acordo com a Figura 3-13, abaixo.



Fonte: CELSE (2017)

Figura 3-13: Exemplo de *Cofferdam* para instalação de gasoduto

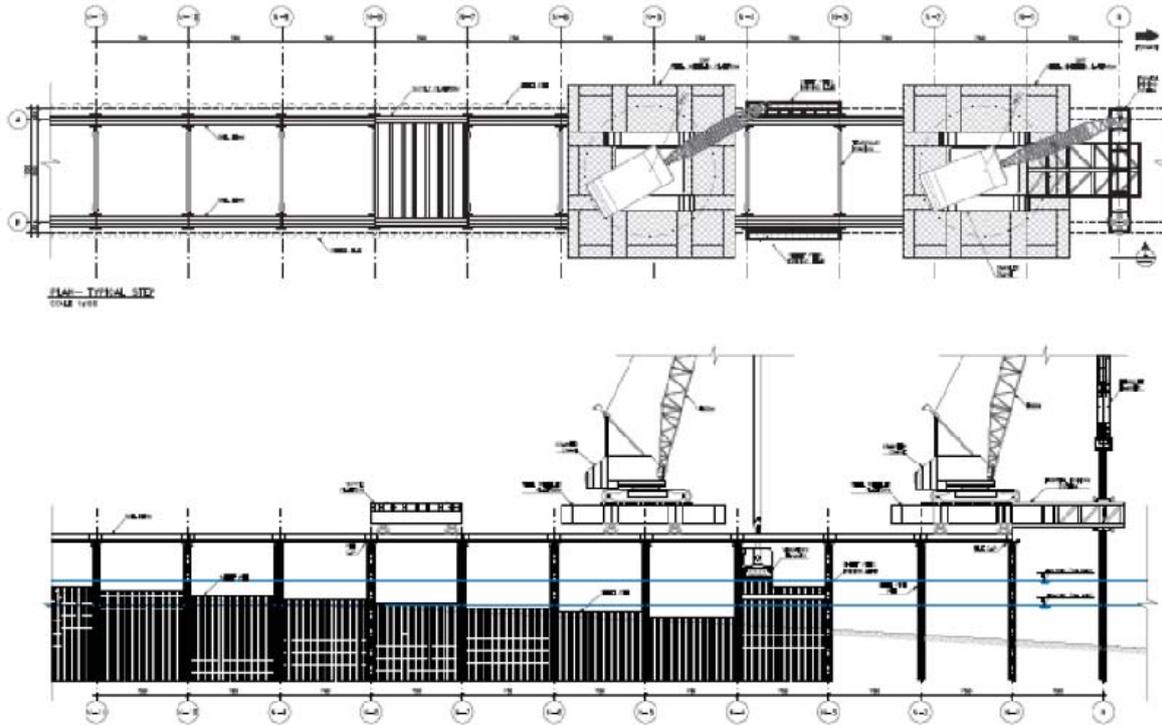
Após a abertura de vala com *cofferdam*, será utilizado *post-trenching* com escavadeira na região emersa da praia e *post-trenching* com equipamento de jato ou fresa na região submersa, para enterrar o gasoduto até que o mesmo vença a zona de arrebenção – a partir de uma lâmina d'água de cerca de 5m. À partir deste ponto o gasoduto seguirá apoiado em leito marinho.

### 3.2.5 Alternativa E – Estrutura Metálica Temporária (para construção *offshore* do Emissário e Adutora)

Os tubos seguirão em vala coberta até o nível de profundidade de -1,0 NR, a partir deste ponto os tubos começarão a aflorar parcialmente, até o nível de profundidade de -5,0 NR, em uma extensão aproximada de 1.200 a 1.400 metros. Após este ponto, os tubos seguirão apoiados sobre o leito marinho.

Os tubos serão montados em peças longas de 300 a 500 metros e para a instalação das tubulações será construída estrutura temporária metálica para a realização da escavação das valas e colocação dos tubos.

O píer temporário estará equipado por plataforma para acesso de pessoal, via férrea para transporte de materiais utilizados para a execução do projeto, guindaste para escavação do solo, bomba submersível, rebocador, guincho e martelo vibratório. As Figura 3-14, a seguir, apresenta a estrutura típica de uma ponte provisória. A Foto 3-6 ilustra o exemplo de uma estrutura metálica temporária.



Fonte: CELSE (2017)

Figura 3-14: Detalhe Técnico do Píer Temporário

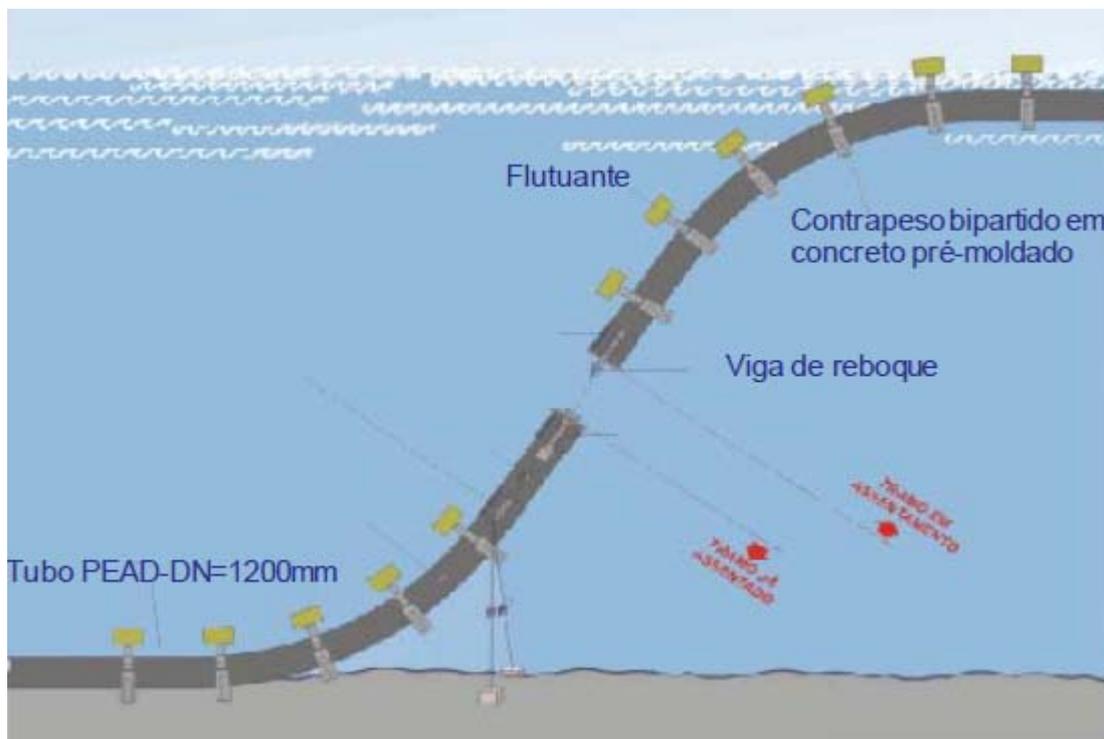


Fonte: CELSE (2017)

Foto 3-6: Imagem Aérea da Estrutura Temporária

O plano de assentamento dos tubos consiste em um tracionamento da tubulação que será ligada à uma luva de reboque. A sua descida será primeiramente pela extremidade inicial, próxima à praia, com abertura dos registros, que estarão acoplados à tampa metálica.

Posteriormente irão se abrir os registros da extremidade final, haverá o escape do ar confinado iniciando o processo de descida por imersão. Simultaneamente ao alagamento da tubulação, os rebocadores tracionarão os tramos até o afundamento total para que os tramos fiquem alinhados. Após seu alinhamento, mergulhadores realizam a medição e colocação da união dos tramos.



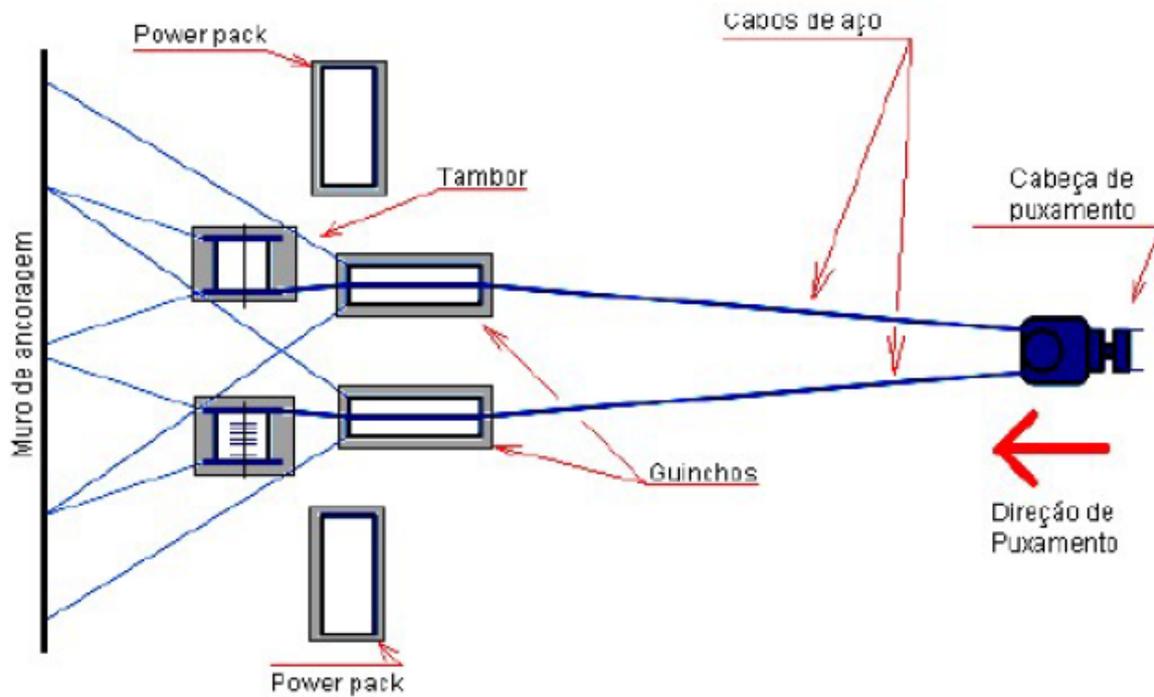
Fonte: CELSE (2017)

Figura 3-15: Plano de Assentamento dos Tubos

### 3.2.6 Alternativa F – Base de Guincho para *Pull-in* (para os dutos apoiados em leito marinho)

Os tubos do gasoduto, adutora e emissário serão dotados de uma cabeça para puxamento, pois após seu lançamento será mantido em flutuação por bóias de alívio e posteriormente será tracionado através de um guincho ancorado na praia.

Para a instalação da base dos guinchos lineares de *Pull-in* primeiramente será realizada terraplanagem, regulação do sub-leito, aplicada uma camada de reforço, utilizando solo estabilizado para instalação de estacas-prancha que serão utilizadas para ancoragem dos guinchos, a construção de estruturas de concreto para os equipamentos e, por fim, a instalação dos equipamentos. Conforme Figura 3-16, a seguir.



Fonte: CELSE (2017)

Figura 3-16: Esquema de Ancoragem

A estrutura montada será totalmente removida após a operação e o terreno completamente reconstituído.

## Conteúdo

<b>4</b>	<b>Inserção Regional .....</b>	<b>4-1</b>
4.1	Aspectos Legais .....	4-1
4.2	Compatibilidade com Planos e Programas Colocalizados.....	4-14
4.2.1	Projetos Co-localizados .....	4-14
4.2.2	Projetos Previstos .....	4-17

## Quadro

Quadro 4-1:	Documentos de referência aplicáveis ao empreendimento .....	4-1
-------------	---	-----

## 4 Inserção Regional

Esta seção tem por objetivo apresentar os principais instrumentos jurídicos, nas esferas federal, estadual e municipal, aplicáveis à implantação e operação das Instalações Matítimas (*Offshore*) compreendidas pela Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação de GNL, Operação de Transbordo de GNL com o navio metaneiro atracado a contrabordo, gasoduto no trecho submarino, adutora para captação de água do mar e emissário submarino para lançamento dos efluentes da UTE Porto de Sergipe I.

Adicionalmente será analisada a compatibilização do empreendimento com Planos e Programas em andamento e/ou propostos na área do empreendimento e suas proximidades, como Plano Diretor Urbano, Plano de Gerenciamento Costeiro, Zoneamento Ecológico Econômico, Plano de Bacia Hidrográfica e outros.

### 4.1 Aspectos Legais

Esta subseção apresenta a legislação aplicável às Instalações Marítimas, com ênfase para as questões ligadas ao licenciamento ambiental e às medidas de controle e proteção ambiental necessárias ao bom desempenho do empreendimento.

O levantamento da legislação tem como finalidade subsidiar o órgão ambiental competente no processo de licenciamento, e também o empreendedor, em suas tomadas de decisão. Desta forma, preparou-se um referencial básico que auxilie na compreensão da natureza e dos objetivos desse Estudo de Impacto Ambiental (EIA), bem como os aspectos jurídicos relacionados à construção e operação do empreendimento.

Tendo em vista a diversidade de temas a serem abrangidos nesta subseção, foram selecionados os diplomas legais mais relevantes, apresentados por temas, com o objetivo de constituir um cenário jurídico-institucional que incide sobre o empreendimento.

Ressalta-se que os estudos ambientais acerca do empreendimento em questão abrangem um conjunto de intervenções locais e regionais, diretas e indiretas. Desta forma, todas as normas ambientais ainda que indiretamente aplicáveis devem ser observadas.

Desta forma, é apresentada na sequência, em forma de quadro resumido, a relação da legislação aplicável ao empreendimento.

#### Quadro 4-1: Documentos de referência aplicáveis ao empreendimento

Documento
<b>Normas Internacionais</b>
<i>Environmental, Health and Safety General Guidelines, IFC, Abril, 30, 2007.</i>
<i>Environmental, Health and Safety Guidelines for Ports, Harbors and Terminals, IFC, Abril, 30, 2007.</i>
<i>Environmental, Health and Safety Guidelines for Electric Power Transmission and Distribution, IFC, Abril, 30, 2007.</i>
<i>Environmental, Health and Safety Guidelines for Thermal Power Plants, IFC, Dezembro, 19, 2008.</i>
<b>ENVIRONMENTAL, HEALTH, AND SAFETY GUIDELINES LIQUEFIED NATURAL GAS FACILITIES, IFC, Abril, 11, 2017</b>
<i>IIC Environmental and Social Sustainability Policy. IIC, Setembro, 1º, 2013</i>

Documento
<i>IIC Environmental and Social Guidance Document. IIC, 2013.</i>
<i>IUCN - International Union for Conservation of Nature</i>
<i>Liquid and gaseous fossil fuel power plant guidelines: an approach to reconciling the financing of fossil fuel power plants with Climate Change Objectives. BID, Agosto, 10, 2012.</i>
<i>IMO- OILPOL 54 - Prevenir de contaminação por óleo transportado pelos navios.</i>
<i>IMO - SOLAS 1960 - International Convention for the Safety of Life at Sea</i>
<i>IMO - ILLC International Convention on Load Lines</i>
<i>IMO- ILO International Labor Organization - Maritime Labor Convention</i>
<i>IMO 290 E Recommendations on the Safe Transport of Dangerous Cargoes and Related Activities in Port Areas</i>
<i>IMO COLREG International Regulations for Preventing Collisions at Sea</i>
<i>IMO/IGC International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk</i>
<i>IMO International Telecommunication Union Radio Regulations</i>
<i>IMO International Tonnage Measurement and Certification</i>
<i>IMO Pub. 978 Performance Standard for Navigational Equipment</i>
<i>IMO Res MSC.35 (63) Guidelines for Emergency Towing Arrangements on Tankers</i>
<i>IMO Res. MSC.48 LSA - Life-Saving Appliance Code</i>
<i>IMO Res. MSC. 81(70) Testing and Evaluation of Life-Saving Appliances</i>
<i>IMO Res MSC.137(76) Standards for Ship Maneuverability</i>
<i>IMO Res A343 Recommendation on Methods of Measuring Noise Levels at Listening Posts</i>
<i>IMO Res A.468(XII) Code of Noise Levels on Board Ships</i>
<i>IMO Res A.665 (16) Radio Direction Finding System</i>
<i>IMO Res A.751 Interim Standards for Ship Manoeuvring</i>
<i>IMO Draft Guidelines of Bridge Visibility</i>
<i>ISM International Safety Management - Code and Guidelines on Implementation International</i>
<i>ISPS Code International Ship and Port Facility Security Code</i>
<i>Convenção Internacional sobre Responsabilidade Civil por Danos Causados por Poluição por Óleo, 1969</i>
<i>Convenção Internacional relativa à Intervenção em Alto-Mar em caso de Acidentes por Óleo, 1969</i>

Documento
Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios - MARPOL 1973/78
Convenção Internacional Sobre Preparo, Resposta e Cooperação em Caso de Poluição por Óleo, 1990
Convenção Internacional para o Controle e Gerenciamento da Água de Lastro e Sedimentos dos Navios, 2004
Convenção Internacional para a Reciclagem Segura e Ambientalmente Adequada de Navios, 2009
Convenção das Nações Unidas Sobre o Direito do Mar — CNUDM, 1982.
Notas de Orientação da Corporação Financeira Internacional: Padrões de Desempenho sobre Sustentabilidade Ambiental, IFC, Janeiro, 1º, 2012.
Padrões de Desempenho sobre Sustentabilidade Ambiental, IFC, Janeiro, 1º, 2012.
Princípios do Equador, Junho de 2013.
AISC-WSD - <i>Manual of Steel Construction (for topside structures, including flare tower and PLEM frame)</i>
AISC-ASD - <i>9th edition Specification for Structural Steel Buildings, Allowable Stress Design and Plastic Design</i>
ANSI/ISA 84.01 <i>Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industry</i>
ISO 13623 <i>Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems</i>
ISO 13702 <i>Control and Mitigation of Fires and Explosions on Offshore Installations</i>
<b>Legislação Federal</b>
Constituição da República Federativa do Brasil de 1988
Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934 – Código de Águas
Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000 – institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza – SNUC
Lei nº 5.197 de 1967 – Dispõe sobre a proteção à fauna silvestre
Decreto nº 97.633/89 - Dispõe sobre o Conselho Nacional de Proteção à Fauna - (CNPFF), e dá outras providências
Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 – Política Nacional do Meio Ambiente
Resolução CONAMA nº 01 de 23 de janeiro 1986 – Dispõe sobre a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental - EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA.
Resolução CONAMA nº 06, de 16 de setembro de 1987 - Dispõe sobre o licenciamento ambiental das concessionárias de exploração, geração e distribuição de energia elétrica.
Resolução CONAMA nº 11 de 1987 – Dispõe sobre a declaração das Unidades de conservação
Resolução CONAMA nº 428 de 2010 – Dispõe sobre o licenciamento ambiental sobre a autorização do órgão responsável pela administração da Unidade de Conservação

## Documento

Resolução CONAMA nº 4 de 1993 – Dispõe sobre a obrigatoriedade do licenciamento ambiental para as atividades, obras, planos e projetos a serem instalados nas áreas de restinga

Decreto nº 6.660, de 21 de Novembro de 2008 - Regulamenta dispositivos da Lei no 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica.

Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996 - Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

Decreto nº 8.437/2015, de 22 de abril de 2015 - Regulamenta o disposto no art. 7º, caput, inciso XIV, alínea "h", e parágrafo único, da Lei Complementar nº 140, de 08 de dezembro de 2011, para estabelecer as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União.

Resolução CONAMA nº 237 de 1997 - Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental.

Lei Complementar nº 140, de 08 de dezembro de 2011 - Fixa normas, nos termos dos incisos III, VI e VII do caput e do parágrafo único do art. 23 da Constituição Federal, para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora; e altera a Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981.

Lei nº 7.661/88 - Institui o Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro.

Decreto nº 5.300/04 - Dispõe sobre regras de uso e ocupação da zona costeira e estabelece critérios de gestão da orla marítima.

Resolução CIRM nº 05/97, de 3 de dezembro de 1997 - Aprova o Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro II (PNGC II)

Lei nº 9.433, de 8 de Janeiro de 1997 - Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

Portaria Interministerial MMA/MJ/MinC/MS nº 60, de 24 de março de 2015 - Estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal em processos de licenciamento ambiental de competência do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA.

Resolução CONAMA nº 303/2002 - Dispõe sobre parâmetros, definições e limites de APP.

Lei nº 9.605 de 1998 – Lei de crimes ambientais.

Resolução CONAMA nº 10/96, de 24 de outubro de 1996 - Dispõe sobre o Licenciamento Ambiental em praias onde ocorre a desova de Tartarugas Marinhas.

Portaria MMA nº 422/2011, de 26 de outubro de 2011 - Dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.

Instrução Normativa IBAMA nº 146/07 - Determina os critérios para procedimentos relativos ao manejo de fauna silvestre.

## Documento

Decreto nº 8.243/2014 - Audiência Pública de apresentação do EIA/RIMA

Decreto nº 99.274/1990 - Regulamenta a Lei 6.902, de 27 de abril de 1981, e a Lei 6.938, de 31 de agosto de 1981, que dispõem, respectivamente, sobre a criação de Estações Ecológicas e Áreas de Proteção Ambiental e sobre a Política Nacional de Meio Ambiente, e dá outras providências.

Resolução CONAMA nº 09/87 de 03 de dezembro de 1987 - Dispõe sobre a realização de Audiências Públicas.

Portaria IBAMA nº 10/95 - Dispõe sobre medidas para proteção e manejo das tartarugas marinhas existentes no Brasil, proibindo qualquer fonte de iluminação que ocasione intensidade luminosa superior a Zero LUX, numa faixa de praia compreendida entre a linha de maior baixa-mar até 50 m (cinquenta metros) acima da linha de maior pré-a-mar do ano (maré de sizígia) nas regiões que especifica.

Portaria IBAMA nº 10/95 - Proíbe o trânsito de qualquer veículo, na faixa de praia compreendida entre a linha de maior baixa-mar até 50 (cinquenta metros) acima da linha de maior pré-a-mar do ano (maré de sizígia) nas regiões que especifica.

Instrução Normativa Conjunta IBAMA/ICMBio nº 2/2011 - Estabelece áreas de restrição permanente e áreas de restrição periódica para atividades de aquisição de dados sísmicos de exploração de petróleo e gás em áreas prioritárias para a conservação de mamíferos aquáticos na costa brasileira.

Instrução Normativa MMA nº 31/2004 - Altera as especificações técnicas do Dispositivo de Escape para Tartarugas, denominado TED.

Instrução Normativa IBAMA nº 184/2008 (alterada pela IN Ibama nº 14/2011) - Estabelece os procedimentos para o licenciamento ambiental federal.

Resolução CONAMA Nº 12/89 - Proíbe nas Áreas de Relevante Interesse Ecológico quaisquer atividades que possam por em risco o ecossistema.

Decreto nº 4.339/02 - Institui princípios e diretrizes para a implementação da Política Nacional da Biodiversidade.

Portaria MMA nº 444/2014, de 17 de dezembro de 2014 - Dispõe sobre as Espécies da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção.

Portaria MMA nº 445/2014, de 17 de dezembro de 2014 - Reconhece como espécies de peixes e invertebrados aquáticos da fauna brasileira ameaçadas de extinção aquelas constantes da 'Lista Nacional Oficial de Espécies da Fauna Ameaçadas de Extinção - Peixes e Invertebrados Aquáticos' - Lista, em observância da Portaria nº 43/2014.

Portaria ICMBio nº 287, de 26 de abril de 2017 - Aprova o 2º ciclo de implementação do Plano de Ação Nacional para a Conservação das Tartarugas Marinhas - PAN Tartarugas Marinhas, contemplando cinco táxons, estabelecendo seu objetivo geral, objetivos específicos, espécies contempladas, prazo de execução e formas de implementação, supervisão e revisão.

Decreto nº 3.842, de 13 de junho de 2001 - Promulga a Convenção Interamericana para a Proteção e a Conservação das Tartarugas Marinhas, concluída em Caracas, em 1º de dezembro de 1996.

Resolução ANEEL nº 281, de 1º de outubro de 1999 - Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão de energia elétrica.

## Documento

Lei nº 10.257 de 2001 – Regulamenta os arts. 182 e 183 da Constituição Federal, estabelece diretrizes gerais da política urbana e dá outras providências.

Resolução CONAMA nº 307, de 2002, alterada pelas Resoluções nº 469/2015, 448/2012, 431/2011 e 348/2004 - Estabelece diretrizes, critérios e procedimentos para a gestão dos resíduos da construção civil.

Resolução Normativa nº 583, de 22 de Outubro de 2013 - Estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica.

Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 - Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nos 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências

Resolução Normativa ANEEL nº 63, de 12 de maio de 2004 - Aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.

Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004 - Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

Lei nº 4.132/1962 - Define os casos de desapropriação por interesse social e dispõe sobre sua aplicação.

Lei nº 8.987/1995 - Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

Lei nº 9.074/1995 - Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

Resolução ANEEL nº 560/2013 - Estabelece os procedimentos gerais para requerimento de declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, de áreas de terras necessárias à implantação de instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, por concessionários, permissionários ou autorizados.

Resolução CONAMA nº. 357 de 17 de março de 2005 - Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências.

Resolução CONAMA nº 369 de 2006 - Dispõe sobre os casos excepcionais, de utilidade pública, interesse social ou baixo impacto ambiental, que possibilitam a intervenção ou supressão de vegetação em Área de Preservação Permanente-APP.

Decreto nº 89.336/84 - Dispõe sobre as Reservas Ecológicas e Áreas de Relevante Interesse Ecológico.

Resolução CONAMA nº 371 de 2006 - Estabelece diretrizes aos órgãos ambientais para o cálculo, cobrança, aplicação, aprovação e controle de gastos de recursos advindos de compensação ambiental, conforme a Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000, que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza-SNUC e dá outras providências.

## Documento

Decreto nº 5.092, de 21 de maio de 2004 - Estabelece que as áreas prioritárias para a conservação, utilização sustentável e repartição dos benefícios da biodiversidade, no âmbito das atribuições do Ministério do Meio Ambiente, serão instituídas por Portaria Ministerial.

Portaria MMA nº 223/2016, de 21 de junho de 2016 - Reconhece as áreas prioritárias para a conservação, utilização sustentável e repartição de benefícios da biodiversidade brasileira.

Decreto nº 6.514/2008 - Dispõe sobre as infrações e sanções administrativas ao meio ambiente, estabelece o processo administrativo federal para apuração destas infrações, e dá outras providências.

Portaria MMA nº 443, de 17 de dezembro de 2014 - Reconhece como espécies da flora brasileira ameaçadas de extinção aquelas constantes da 'Lista Nacional Oficial de Espécies da Flora Ameaçadas de Extinção' - Lista que inclui o grau de risco de extinção de cada espécie, em observância da Portaria nº 43/2014.

Resolução CONAMA nº 443, de 30 de dezembro de 2011 - Aprova a lista de espécies indicadoras dos estágios sucessionais de vegetação de restinga para o Estado de Sergipe, de acordo com a Resolução nº 417, de 23 de novembro de 2009.

Resolução CONAMA nº 417, de 23 de novembro de 2009 - Dispõe sobre parâmetros básicos para definição de vegetação primária e dos estágios sucessionais secundários da vegetação de Restinga na Mata Atlântica e dá outras providências.

Resolução CONAMA nº 34, de 7 de dezembro de 1994 - Define vegetação primária e secundária nos estágios inicial, médio e avançado de regeneração da Mata Atlântica, a fim de orientar os procedimentos de licenciamento de atividades florestais no Estado de Sergipe.

Instrução Normativa ICMBio nº 11, de 11 de dezembro de 2014 - Estabelece procedimentos para elaboração, análise, aprovação e acompanhamento da execução de Projeto de Recuperação de Área Degradada ou Perturbada - PRAD, para fins de cumprimento da legislação ambiental.

Resolução CONAMA nº 430, de 13 de maio de 2011. Dispõe sobre as condições e padrões de lançamento de efluentes, complementa e altera a Resolução no 357, de 17 de março de 2005, do Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA.

Resolução CONAMA nº 274, de 29 de novembro de 2000. Dispõe sobre a classificação das águas doces, salobras e salinas, em todo o Território Nacional, bem como determina os padrões de lançamento.

Resolução ANA nº 724, de 03 de outubro de 2011. Estabelece procedimentos padronizados para a coleta e preservação de amostras de águas superficiais para fins de monitoramento da qualidade dos recursos hídricos, no âmbito do Programa Nacional de Avaliação da Qualidade das Águas (PNQA).

Resolução CONAMA nº 3, de 28 de junho de 1990. Dispõe sobre os padrões de qualidade do ar, previstos no PRONAR.

Resolução CONAMA nº 5, de 15 de junho de 1989. Dispõe sobre o Programa Nacional de Controle da Poluição do Ar – PRONAR.

Resolução CONAMA nº 382, de 26 de dezembro de 2006. Estabelece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas.

Resolução CONAMA nº 08 de 06 de dezembro de 1990 - Estabelece em nível nacional os limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) para processos de combustão externa em fontes novas e fixas de poluição, com potências nominais totais até 70 MW e superiores.

## Documento

Resolução CONAMA nº 397, de 03 de abril de 2008. Altera o inciso II do § 4º e a Tabela X do § 5º, ambos do art. 34 da Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA nº 357, de 2005, que dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes.

Resolução CONAMA nº 436, de 22 de dezembro de 2011. Estabelece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas instaladas ou com pedido de licença de instalação anteriores a 02 de janeiro de 2007.

Resolução CONAMA nº 454, de 01 de novembro de 2012. Estabelece as diretrizes gerais e os procedimentos referenciais para o gerenciamento do material a ser dragado em águas sob jurisdição nacional.

Resolução CONAMA nº 420, de 28 de dezembro de 2009. Dispõe sobre critérios e valores orientadores de qualidade do solo quanto à presença de substâncias químicas e estabelece diretrizes para o gerenciamento ambiental de áreas contaminadas por essas substâncias em decorrência de atividades antrópicas.

Resolução CONAMA nº 460, de 30 de dezembro de 2013. Altera a Resolução CONAMA nº 420, de 28 de dezembro de 2009, que dispõe sobre critérios e valores orientadores de qualidade do solo quanto à presença de substâncias químicas e dá outras providências.

Decreto Lei nº 25, de 30 de novembro de 1937. Organiza a proteção do patrimônio histórico e artístico.

Lei nº 3.924/61 - Dispõe sobre os monumentos arqueológicos e pré-históricos.

Portaria SPHAN (Secretaria do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional) nº 07/88 - Estabelece os procedimentos necessários à comunicação prévia, às permissões e às autorizações para pesquisas e escavações arqueológicas em sítios arqueológicos.

Instrução Normativa IPHAN nº 01, de 25/03/2015 dispõe sobre os procedimentos necessários para obtenção das licenças ambientais referentes à apreciação e acompanhamento das pesquisas arqueológicas no país e descreve procedimentos para as fases de obtenção, bem como define o escopo e resultados esperados dos estudos arqueológicos realizados nas diferentes fases de licenciamento ambiental

Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998. Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências.

Resolução CONAMA nº 01, de 08 de março de 1990. Dispõe sobre critérios de padrões de emissão de ruídos decorrentes de quaisquer atividades industriais, comerciais, sociais ou recreativas, inclusive as de propaganda política.

Resolução CONAMA nº 02, de 08 de março de 1990. Estabelece normas de ruído visando o bem estar das pessoas. Cria o Programa SILÊNCIO, coordenado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

Norma Técnica NBR 10.151 - Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas, Visando o Conforto da Comunidade

Resolução CONAMA nº 03, de 28 de junho de 1990. Dispõe sobre padrões de qualidade do ar, previstos no PRONAR.

Resolução CONAMA nº 398, de 11 de junho de 2008. Dispõe sobre conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual (PEI).

Resolução CONAMA nº 313/2012 - Dispõe sobre o Inventário Nacional de Resíduos Sólidos Industriais.

Documento
Norma Técnica NBR-10.004 - Classificação de Resíduos Sólidos.
Norma Técnica NBR 12.235 - Armazenamento de Resíduos Sólidos Perigosos.
Norma Técnica NBR 11.174 - Armazenamento de Resíduos Sólidos Não Perigosos.
Resolução CONAMA nº 362/2005 - Estabelece novas diretrizes para o recolhimento e destinação de óleo lubrificante usado ou contaminado.
Portaria MINTER nº 53/79 - Dispõe sobre o Destino e Tratamento de Resíduos Sólidos.
Resolução ANVISA RDC nº 306, de 07 de dezembro de 2004 - Dispõe sobre o regulamento técnico para o gerenciamento dos resíduos de serviços de saúde.
Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, altera a Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, e dá outras providências.
Resolução CONAMA nº 275, de 25 de abril de 2001. Estabelece o código de cores para os diferentes tipos de resíduos, a ser adotado na identificação de coletores e transportadores, bem como nas campanhas informativas para a coleta seletiva.
Resolução CONAMA nº 307, de 05 de julho de 2002. Estabelece diretrizes, critérios e procedimentos para a gestão dos resíduos da construção civil.
Resolução CONAMA nº 348, de 16 de agosto de 2004. Altera a Resolução CONAMA nº 307, de 5 de julho de 2002, incluindo o amianto na classe de resíduos perigosos.
Resolução CONAMA nº 448, de 19 de janeiro de 2012. Estabelece diretrizes, critérios e procedimentos para a gestão dos resíduos da construção civil.
Decreto nº 7.404, de 23 de dezembro de 2010. Regulamenta a Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, cria o Comitê Interministerial da Política Nacional de Resíduos Sólidos e o Comitê Orientador para a Implantação dos Sistemas de Logística Reversa, e dá outras providências.
Lei nº 12.651 de 25 de maio de 2012 - Dispõe sobre a proteção da vegetação nativa; altera as Leis nos 6.938, de 31 de agosto de 1981, 9.393, de 19 de dezembro de 1996, e 11.428, de 22 de dezembro de 2006; revoga as Leis nos 4.771, de 15 de setembro de 1965, e 7.754, de 14 de abril de 1989, e a Medida Provisória no 2.166-67, de 24 de agosto de 2001; e dá outras providências (Alterada pela Lei nº 12.727 de 17 de outubro de 2012).
Instrução Normativa IBAMA nº 04, de 13 de abril de 2011 - Estabelece procedimentos para elaboração de Projeto de Recuperação de Área Degradada - PRAD ou Área Alterada.
Lei nº 9.966, de 28 de abril de 2000. Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências.
Decreto nº 87.566/82. Dispõe sobre a prevenção da poluição marinha por alijamento de resíduos e outras matérias.
Lei nº 9.537/97. Dispõe sobre a segurança do tráfego aquaviário em águas sob jurisdição nacional.
Decreto nº 2.596/98. Regulamenta a Lei nº 9.537, de 11 de dezembro de 1997, que dispõe sobre a segurança do tráfego aquaviário em águas sob jurisdição nacional.

Documento
NORMAM 01/DPC - Embarcações Empregadas na Navegação em Mar Aberto.
NORMAM 02/DPC - Embarcações Empregadas na Navegação Interior.
NORMAM 04/DPC - Operação de Embarcações Estrangeiras em Águas Jurisdicionais Brasileiras.
NORMAM 07/DPC - Atividades de Inspeção Naval.
NORMAM 08/DPC - Tráfego e Permanência de Embarcações em Águas Jurisdicionais Brasileiras.
NORMAM 12/DPC - Serviço de Praticagem.
NORMAM 20/DPC - Gerenciamento da Água de Lastro de Navios.
NORMAM 23/DPC - Controle de Sistemas Antiincrustantes Danosos em Embarcações.
NORMAM 32/DPC - Portuários e Atividades Correlatas.
Resolução ANTAQ nº 7 de 30 de maio de 2016 (retificada pela resolução nº 4843, de 6 de junho de 2016) - Aprova a Norma que regula a Exploração de Áreas e Instalações Portuárias sob Gestão da Administração do Porto, no âmbito dos Portos Organizados.
Resolução ANTAQ nº 3274 de 6 de fevereiro de 2014 - Aprova a norma que dispõe sobre a fiscalização da prestação dos serviços portuários e estabelece infrações administrativas.
Resolução ANTAQ nº 3.290 de 13 de fevereiro de 2014 - Aprova a norma que dispõe sobre a autorização para a construção, exploração e ampliação de terminal de uso privado, de estação de transbordo de carga, de instalação portuária pública de pequeno porte e de instalação portuária de turismo.
Resolução ANTAQ nº 3524 de 17 de julho de 2014 - Altera a resolução 442-ANTAQ, de 7 de junho de 2005.
Resolução ANTAQ nº 3584 de 15 de agosto de 2014 - Aprova a proposta de alteração à Norma anexa à resolução 3.274-ANTAQ, de 6 de fevereiro 2014 e dá outras providências.
Resolução ANTAQ nº 3708 De 17 de Outubro de 2014 - Aprova a proposta de norma que regula a exploração de áreas e instalações portuárias no âmbito dos portos organizados, a fim de submetê-la a audiência pública.
NBR 12712 Projeto de Sistemas de Transmissão e Distribuição de Gás Combustível
NBR 15273 Curvas por indução para sistema de transporte por Dutos
NBR 15280-1 Dutos Terrestres – Parte 1 - Projeto. Produtos: hidrocarbonetos líquidos, liquefeitos, amônia, biocombustíveis. Primeira edição: Janeiro/2009. Baseada na Norma ASME B31.4/2006.
NBR 15280-2 Dutos Terrestres – Parte 2 - Construção e Montagem. Produto: hidrocarbonetos líquidos, gasosos e biocombustíveis. Primeira edição: novembro/2005.
ANP nº30/2016 Dispõe sobre Petróleo, Derivados e Gás Natural e Biocombustíveis.
ANP nº 3/2011 Nota Técnica de 2/2/2011, Decreto de 7.382, Artigo 16 de 2 de dezembro de 2010, que trata da regulamentação das instalações de GNL.

## Documento

ANP nº 3/2011 Nota Técnica de 2/2/2011, Decreto de 7.382, Artigo 16 de 2 de dezembro de 2010, que trata da regulamentação das instalações de GNL.

ANP/SCM-12/2009 Nota Técnica para outorga de autorizações de construção e operação de terminais de revaporização.

ANP nº11/2016 Resolução que regulamenta o uso das instalações de transporte duto viário de gás natural, mediante remuneração adequada ao transportador. De acordo com esta última norma, toda capacidade disponível de transporte para a contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) em instalações de transporte será ofertada e alocada segundo os procedimentos de Chamada Pública.

ANP nº 52 Resolução de 02/12/2015 - Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocom-bustíveis e demais produtos regulados pela ANP.

ANP Nº 251/2000 Estabelece critérios para o livre acesso, por terceiros interes-sados, aos terminais aquaviários, existentes ou a serem construídos, para movimentação de petróleo e seus derivados.

CNPE Resolução nº 4, de 24/11/2006 - Estabelece diretrizes e recomenda ações para a implementação de Projetos de Importação de Gás Natural Liquefeito - GNL, a serem disponibilizados ao mercado brasileiro, de forma a garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de gás natural.

## Legislação Estadual

Lei Nº 8.151, de 21 de Novembro de 2016. Estabelece e define critérios acerca de sistemas de segurança contra incêndio e pânico para edificações no Estado de Sergipe e revoga a Lei Nº 4.183, de 22 de dezembro de 1999, e dá providências correlatas.

Lei nº 8.067, de 7 de dezembro de 2015. Declara a "Festa das Caretas" como Patrimônio Cultural e imaterial do Estado de Sergipe e inclui no Calendário Oficial de Eventos do Estado de Sergipe.

Lei nº 8.086, de 28 de dezembro de 2015. Declara "O RASGADINHO" como Patrimônio Cultural e imaterial do Estado de Sergipe.

Lei nº 6.977, de 3 de novembro de 2010. Dispõe sobre a Política Estadual de Saneamento, e dá providências correlatas.

Lei nº 6.882, de 08 de abril de 2010. Dispõe sobre Educação Ambiental, institui a Política Estadual de Educação Ambiental, e da outras providências.

Lei nº 6.870, de 28 de dezembro de 2009. Institui, no âmbito da Administração Pública Estadual, o Programa Estadual de Reciclagem e Economia de Material – PEREM, e dá providências correlatas.

Lei nº 5.407, de 02 de agosto de 2004. Dispõe sobre a regulamentação dos serviços locais de gás canalizado, as atividades da Secretaria de Estado da Infra-Estrutura – SEINFRA, de fiscalização e regulação, e a taxa de fiscalização, desses serviços, e sobre a Assessoria Extraordinária para Assuntos de Regulação de Gás e Petróleo, e dá providências correlatas.

Lei nº 5.276, de 26 de janeiro de 2004. Dispõe sobre a movimentação de gás natural no Estado de Sergipe.

Lei nº 4.896, de 7 de julho de 2003. Dispõe sobre a sinalização de locais de interesse ecológico no Estado de Sergipe.

## Documento

Lei nº 4.600, de 13 de setembro de 2002. Altera o art. 12, inciso IV, e o art. 13 da Lei nº 3.870, de 25 de setembro de 1997, que dispõe sobre a Política Estadual de Recursos Hídricos, e cria o Fundo Estadual de Recursos Hídricos e o Sistema Estadual de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá providências correlatas.

Lei nº 3.870, de 25 de setembro de 1997. Dispõe sobre a Política Estadual de Recursos Hídricos, cria o Fundo Estadual de Recursos Hídricos e o Sistema Estadual de Gerenciamento de Recursos Hídricos e dá outras providências.

Lei nº 2.069, de 28 de dezembro de 1976. Dispõe sobre o patrimônio Histórico e Artístico de Sergipe e dá outras providências.

Decreto nº 30.352, de 14 de setembro de 2016. Aprova o Regulamento dos Serviços Locais de Gás Canalizado, no Estado de Sergipe.

Decreto nº 30.227, de 16 de maio de 2016. Institui o Registro dos Bens Culturais de Natureza Imaterial que constituem o Patrimônio Histórico e Cultural do Estado de Sergipe, cria o Programa Estadual do Patrimônio Imaterial e dá outras providências.

Resolução CONERH nº 27, de 4 de novembro de 2015. Estabelece a divisão hidrográfica de Sergipe para implementação da Política Estadual de Recursos Hídricos e atuação do Sistema Estadual de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

Resolução CEMA nº 84, de 16 de dezembro de 2013. Dispõe sobre requisitos e procedimentos para a celebração de convênio de cooperação técnica e administrativa entre os Municípios e o Estado de Sergipe, visando o licenciamento ambiental das atividades ou empreendimentos de pequeno potencial de impacto ambiental local.

Resolução CEMA nº 8, de 22 de janeiro de 2013. Dispõe sobre normas e critérios para Compensação Ambiental nos casos de licenciamento de empreendimentos de significativo impacto ambiental de competência do Estado de Sergipe.

Resolução CEMA nº 21, de 30 de novembro de 2009. Disciplina a realização de Audiências Públicas nos licenciamentos ambientais de competência da ADEMA.

Resolução CEMA nº 06, de 29 de julho de 2008. Dispõe sobre procedimentos administrativos do licenciamento ambiental, critérios de enquadramento e tipificação de atividades e empreendimentos potencialmente causadores de degradação ambiental e fixação de custos operacionais e de análise das Licenças Ambientais e Autorizações.

Resolução CECMA nº 04, de 24 de janeiro de 2006. Altera redação da Resolução 19/2001 que dispõe sobre normas para Licenciamento Ambiental.

Resolução CECMA nº 01, de 24 de janeiro de 2006. Estabelece critérios e ampliação das medidas de compensação ambiental decorrente do licenciamento ambiental de atividades, obras, ou empreendimentos de significativo impacto ambiental, das atuações ambientais transacionadas e dos usos legais de área de preservação permanente.

Resolução CECMA nº 19, de 25 de setembro de 2011. Aprova Normas para Licenciamento Ambiental, e dá outras providências.

Resolução CECMA nº 17, de 28 de agosto de 2001. Aprova Procedimentos Simplificados para Licenciamento Ambiental, e dá outras providências.

## Documento

Resolução CECMA nº 13, de 16 de maio de 2000. Autoriza a ADEMA a adotar procedimentos simplificados em seu sistema de Licenciamento Ambiental, e dá outras providências.

Resolução CECMA nº 19, de 26 de outubro de 1999. Aprova Normas que regulamental a emissão de som e ruído e dá outras providências.

Resolução CECMA nº 20, de 29 de dezembro de 1998. Estabelece critérios para expedição de licença ambiental, e dá outras providências.

Resolução CECMA nº 13, de 10 de dezembro de 1996. Dispõe sobre a ocupação de dunas na área de expansão do município de Aracaju e dá outras providências.

Resolução CECMA nº 07, de 16 de maio de 1984. Aprova Normas Gerais para Publicação de pedido de Licenciamento, suas modalidades, sua renovação, e a respectiva concessão, bem como seus respectivos modelos.

Resolução CECMA nº 09, de 10 de novembro de 1981. Estabelece a obrigatoriedade da construção de instalações sanitárias em canteiros de obras.

Resolução CECMA nº 18, de 28 de agosto de 1979. Aprova a Norma de Apresentação de Projetos de Despejos Líquidos, Emissões Atmosféricas e lançamentos de Resíduos Sólidos Industriais.

Resolução CEMA nº 17, de 28 de agosto de 1979. Aprova Norma para Apresentação de Projeto de Sistema de Tratamento de Despejos Líquidos domésticos em áreas desprovidas de rede de esgoto.

## Legislação Municipal

Lei Complementar nº 02/2008 - Institui o Plano Diretor Sustentável e Participativo do Município de Barra dos Coqueiros – SE.

Lei Complementar nº 08 de 18 de novembro de 2014 - Dispõe sobre a alteração da redação do Plano Diretor Sustentável e Participativo – PDSP, bem como dos anexos II.1, II.2, II.3, III e V, acrescentando os anexos II.4, II.5, II.6 e II.7 e dá outras providências.

Lei Orgânica nº 04 de dezembro de 2012 - Altera, revisa, suprime, acrescenta, atualiza e sedimenta o texto da Lei Orgânica Municipal à sistemática constitucional vigente e dá outras providências.

Lei Complementar nº 03 de 03 de junho de 2014 - Institui o novo Código de Obras e Edificações do Município de Barra dos Coqueiros/SE e dá outras providências.

Lei Complementar nº 09/2015 - Dispõe sobre as alterações da redação do Plano Diretor Sustentável e Participativo – PDSP, bem como dos Anexo II, III e VI e dá outras providências.

Lei Complementar 04/2016 – Dispõe sobre as alterações da redação do Plano Diretor Sustentável e Participativo – PDSP, bem como dos Anexo II e V e dá outras providências.

## 4.2 Compatibilidade com Planos e Programas Colocalizados

Nos últimos anos, principalmente após a implantação da Ponte Governador João Alves, que liga o município de Barra dos Coqueiros a Aracaju, a região de Barra dos Coqueiros, onde será implantado o Complexo Termoelétrico Porto de Sergipe I, tem sido alvo de Planos e Programas de Desenvolvimento por parte do Governo Estadual, como a implantação do sistema de drenagem e pavimentação de vias na zona urbana municipal, urbanização da Orla de Atalaia Nova, construção da rede de esgotamento sanitário, construção de unidades habitacionais, entre outros.

Após a construção da Ponte Governador João Alves, sobre o rio Sergipe, o município de Barra dos Coqueiros passa por expansão crescente no ramo imobiliário com a implantação de diversos empreendimentos residenciais na Zona Urbana e de Expansão Urbana do município, produto de investimentos privados e públicos, estes últimos dentro do Programa Minha Casa Minha Vida, do Governo Federal.

Trata-se de expansão urbana de cunho residencial tendo em vista a proximidade com a área urbana de Aracaju e também empreendimentos utilizados como segunda residência, uma tendência de ocupação ocorrente principalmente nos povoados de Olhos D'água, Capuã e Jatobá, em função da localização privilegiada (próxima a faixas litorâneas desocupadas e à rodovia SE-100). Estes investimentos incidem positivamente sobre a área, dinamizando a ocupação e conseqüentemente a geração de empregos no setor de comércio e serviços.

### 4.2.1 Projetos Co-localizados

Existem diversos projetos privados instalados ou previstos no município de Barra dos Coqueiros e em municípios vizinhos, que ocasionam impactos negativos como a poluição atmosférica, do ar e água e impactos positivos como a geração de emprego e renda e dinamização econômica nessas municipalidades.

Cita-se, dentre estes projetos, o Terminal Marítimo Inácio Barbosa – TMIB e o Parque Eólico de Barra dos Coqueiros, ambos no território do município de Barra dos Coqueiros, as indústrias de cimento nos municípios de Laranjeiras e Nossa Senhora do Socorro, a Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados – FAFEN da PETROBRAS e a Usina de Álcool e Açúcar e São José do Pinheiro LTDA, ambas localizada no município de Laranjeiras e a Usifértil Fertinor no município de Maruim.

#### Parque Eólico de Barra dos Coqueiros – UEE Barra dos Coqueiros

O Parque Eólico Barra dos Coqueiros localizado no município de Barra dos Coqueiros, na área adjacente às UTEs e início da LT é constituído por vinte e três unidades aerogeradoras totalizando 34,5 MW de capacidade instalada e 10,5 MW médios de garantia física de energia.

Esta energia está contratada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") como energia de reserva por um prazo de 20 anos, a partir de julho de 2012.

Inaugurada em 29 de janeiro de 2013, a Usina Eólica no município de Barra dos Coqueiros foi construída através do Programa Sergipano de Desenvolvimento Industrial (PSDI) com a concessão de incentivo locacional, disponibilizando a área de 300 hectares, equivalente a 320 campos de futebol, vizinha ao Porto de Sergipe. O investimento total da obra foi de R\$ 125 milhões. Entretanto, os aerogeradores ocupam uma área infinitamente menor do que a prevista. Eles são movidos pela energia mecânica disponibilizada pelo vento, realizando então a transformação desta em energia elétrica. Eventualmente, esses aerogeradores são parados para manutenções preventivas ou corretivas, por isso não há um cálculo específico de custo com a manutenção. Segundo João Robert Coas, presidente da Desenvix, inicialmente, a escolha pela Barra dos Coqueiros se deu pelo potencial de ventos do local, que indicava uma produção satisfatória, garantindo uma geração de energia que

torna um parque economicamente viável. Destaca-se também as facilidades logísticas do local, como o Porto de Barra dos Coqueiros, que possibilita receber os navios que transportam as turbinas eólicas.

“Há ainda proximidade da Subestação do Porto, da ordem de 4 quilômetros de distância do Parque Eólico, que permite a conexão elétrica à rede de distribuição da Energisa de forma mais otimizada e ágil”, explica. João Coas ressalta também, que o local da usina está inserido na área prevista para o plano de desenvolvimento do Estado, por meio da Companhia de Desenvolvimento Industrial de Sergipe (Codise). “Isso significa que está em um local previamente destinado à implantação de projetos que contribuam para o crescimento da região”, comenta.

O presidente da Desenvix destaca ainda os benefícios socioambientais que o projeto trouxe para a região. Segundo ele, como parte da atuação responsável e em consonância com as regulamentações ambientais, a Desenvix implantou diversos projetos socioambientais, como os Programas de Monitoramento Ambiental e da Avifauna, Recuperação de Áreas Degradadas, Controle de Espécies Invasoras e Exóticas, que preveem a recuperação e manutenção dos Biomas locais, como dunas, áreas de charco e de restinga, por meio de ações permanentes no entorno do Parque Eólico. “Durante a implantação do Parque Eólico, foram desenvolvidos outros programas, como o de Monitoramento Ambiental, de Controle da Poluição, de Monitoramento da Qualidade da Água e do Solo, de Educação Ambiental e de Educação Sexual”, diz.

### Terminal Marítimo Inácio Barbosa – TMIB

O Terminal Portuário Marítimo Inácio Barbosa, localizado a 13 quilômetros da sede de Barra dos Coqueiros, é o mais importante canal de transporte aquático de Sergipe, facilitando o escoamento de parte da produção mineral, especialmente os fertilizantes. Além disso, recebe produtos utilizados nas indústrias, a exemplo do coque para a indústria cimenteira, e do trigo, como também apoia as atividades de exploração de petróleo e gás natural, desenvolvidas *offshore* pela PETROBRAS. O Terminal Portuário é operado pela Companhia Vale e ocupa diretamente 600 empregados, além de gerar empregos indiretos, especialmente no Povoado Jatobá.

O Terminal dista da linha de costa cerca de 2,4 quilômetros e tem sua capacidade limitada para navios de porte médio, com volume máximo de 42.000 toneladas. No retroporto estão implantados sete armazéns e dois silos de 63 metros de altura, com capacidade para armazenar 17.500 toneladas cada. No primeiro semestre de 2014, o Terminal apresentou uma movimentação de cargas de 453.935 toneladas, sendo 98% de granel sólido e apenas 2% de carga geral (ANTAQ, 2015).

Em 2012, foi assinado acordo de intenções entre o Governo do Estado e a empresa AMSIA para a instalação de uma montadora de automóveis, no município de Barra dos Coqueiros, com expectativa de geração de mais de três mil empregos, havendo previsão de ampliação do Terminal, para atender as necessidades da empresa.

O Terminal Marítimo Inácio Barbosa, foi criado com a missão de atuar na exportação e importação de produtos, principalmente aqueles de origem agropecuária e agroindústria. Situado a cerca de 13 km de distância da sede urbana municipal, o Terminal Marítimo Joaquim Inácio Barbosa consiste em um importante equipamento para a cidade e o estado. Operado pela Companhia Vale, o Terminal conta com movimentação de importação de trigo e coque, além de exportação de recursos minerais e produtos industrializados, como o cimento. Adicionalmente, serve de apoio às atividades de exploração de petróleo *offshore* da PETROBRAS.

Trata-se de terminal *offshore* com um cais de acostagem a 2.400m da linha da costa, abrigado por um quebra-mar de 550m. O cais de acostagem, com extensão de 331m e largura de 17m, é alargado para 23,60m no trecho sul, numa extensão de 59,20m, que permite a manobra de qualquer veículo. A profundidade natural é de 9,50m (maré mínima) elevada para 10,90m com dragagem. A atracação só é realizada na face interna em dois berços com capacidade de atender navios com, no máximo, 30.000TPB.

## Votorantim Cimentos – Unidade CIMESA

A Fábrica Cimesa-Laranjeiras, foi inaugurada no município homônimo no ano de 1985. Na unidade responsável pela produção dos cimentos Itaú e Poty, são gerados cerca de 760 empregos diretos.

## Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados - FAFEN

A Fafen Sergipe entrou em operação em 6 de outubro de 1982 e representou novo ciclo do desenvolvimento no estado, com a construção da adutora do Rio São Francisco, a ampliação da rede de energia elétrica, a revitalização da ferrovia que liga Sergipe à Bahia e ainda com a instalação do Terminal Portuário Inácio Barbosa, em Barra dos Coqueiros.

A unidade industrial, que ocupa área de 1 km<sup>2</sup> no território de Laranjeiras, produz amônia, uréia fertilizante, uréia pecuária, uréia industrial, ácido nítrico, hidrogênio e gás carbônico. Desde 2014, a Fafen-SE conta com planta de produção de sulfato de amônio com capacidade para produzir até 303 mil toneladas/ano, o que representou 80% da importação da região Nordeste em 2014. O sulfato de amônio contém nitrogênio na composição e também é excelente fonte de enxofre, muito utilizado no cultivo de milho, cana-de-açúcar e algodão.

A capacidade instalada é de 900 mil t/ano de amônia, 1,1 milhão de t/ano de uréia, 36.000 t/ano de ácido nítrico e 150.000 t/ano de CO<sub>2</sub>.

## Usina de Álcool e Açúcar e São José do Pinheiro LTDA

Localizada também no Município de Laranjeiras, a Usina São José do Pinheiro é uma indústria que fabrica e comercializa açúcar, álcool, melaço e a partir do ano de 2015 também gera energia para todo o Nordeste Brasileiro e alguns países europeus e africanos.

Sua constituição vem da fundação do Engenho São José com outros engenhos da região. No ano de 1973 é constituída a Franco e CIA, mudando no ano de 1973 a razão social para Usina São José do Pinheiro S.A. quando foi iniciada a produção de uma nova usina Pinheiro, fechando as unidades Pinheiro, Central e Pedras.

A partir do ano de 1983, quando recebeu a denominação de Usina São José do Pinheiro Ltda, a produção vem mantendo-se estável, com pequenas elevações e quedas, compatíveis com a atividade da agroindústria açucareira. No ano de 2010 a usina passou a oferecer ao mercado a energia elétrica obtida do processamento da biomassa da cana de açúcar, produção esta que foi ampliada na safra 2015/2016. Recentemente, na safra 2014/2015 a Usina Pinheiro obteve sua maior safra agrícola, colhendo 1.032.155 toneladas de cana-de-açúcar. Também nessa safra se obteve a maior produção de etanol, produzindo ao todo 9.140.830 litros de álcool hidratado e 15.311.764 litros de álcool anidro.

## Usifértil Fertinor

A fábrica de fertilizantes Usifértil Fertinor foi inaugurada no município de Maruin no ano de 2008 e começou a operar com uma capacidade produtiva de 8 mil toneladas/mês de fertilizantes, gerando cerca de 33 empregos diretos e 100 indiretos. A unidade inaugurada é um empreendimento que contou com o incentivo do Programa Sergipano de Desenvolvimento Industrial (PSDI), criado para oferecer apoio e incentivo fiscal aos novos empreendimentos que desejarem se instalar no Estado.

Sergipe já se configura como pólo produtor e exportador de fertilizantes graças à decisiva atuação da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN) e à presença da Vale, em Rosário do Catete, com a única mina de potássio do hemisfério sul do planeta."

## 4.2.2 Projetos Previstos

A perspectiva da implantação de mais uma unidade industrial cimenteira em Santo Amaro das Brotas, uma fábrica de cimento Apodi com investimento aproximado de 1 bilhão de reais, contribuirá para geração de emprego e renda na região e para um maior entrosamento entre os municípios, gerando relações de complementaridade.

As novas descobertas realizadas pela PETROBRAS, de petróleo em águas profundas, no município de Carmópolis, trazem novas perspectivas para a região, com previsão de início de produção, em 2020, fator que pode contribuir para a dinamização também da economia local, em função da possibilidade de contratação de mão de obra oriunda dos municípios da AI.

Na faixa norte do município de Barra dos Coqueiros, entre a rodovia SE-100 e o povoado Canal de São Sebastião existe a previsão de criação de Parque Ecológico, destinado ao turismo ecológico. A implantação do Parque foi definida no Plano Diretor Municipal, em 2007, porém a implantação ainda não foi concluída por depender de negociações entre o município e o governo estadual.

Destacam-se as políticas com foco no turismo, cujo Programa mais representativo é o PRODETUR II, e as ações voltadas para os Recursos Hídricos e a infra-estrutura viária. No primeiro grande grupo, o exemplo mais acabado de Iniciativas de Ordenamento Territorial é o Programa de Desenvolvimento do Turismo no Nordeste (PRODETUR II) que tem como objetivo “dar continuidade às ações e aos programas que visam a melhoria da qualidade de vida da população fixa das áreas beneficiadas pela primeira etapa desse programa, bem como garantir as condições de sustentabilidade e consolidação das atividades turísticas locais”.

Especificamente em Sergipe foi formulado o Plano de Desenvolvimento Integrado do Turismo Sustentável do Pólo Costa dos Coqueirais (PDITS - Costa dos Coqueirais/SE). No PDITS estão definidas as ações e o montante dos investimentos necessários à consolidação do turismo na área e, ao mesmo tempo, apresenta-se uma avaliação das ações do PRODETUR I. São 17 municípios que estão na área de abrangência do Pólo Costa dos Coqueirais. No entanto, respeitando as orientações do Banco Mundial, o PIDTS selecionou oito municípios prioritários para o recebimento dos investimentos econômicos do PRODETUR II. Desses oito, cinco estão localizados no Litoral Sul, coincidindo com a área de atuação do Gerenciamento Costeiro de Sergipe; os demais são Aracaju, Barra dos Coqueiros e Nossa Senhora do Socorro, situados no âmbito do que se convencionou denominar de Litoral Norte de Sergipe. As ações do PRODETUR II, previstas no PIDTS Costa dos Coqueirais/SE, apresentam as seguintes componentes gerais:

- Saneamento
- Resíduos Sólidos
- Meio Ambiente
- Patrimônio Histórico
- Desenvolvimento Institucional
- Transportes.

Dessa forma, considerando os planos e projetos públicos e privados existentes e previstos nos municípios atravessados pela LT e nos municípios circunvizinhos, a implantação das UTE's e da Linha de Transmissão 500 kV SE UTE Porto de Sergipe I – SE Jardim será de grande importância para a intensificação da economia regional e geração de empregos e renda para os municípios de Barra dos Coqueiros, Nossa Senhora do Socorro, Santo Amaro das Brotas e Laranjeiras.

## Conteúdo

<b>5</b>	<b>Descrição do Empreendimento.....</b>	<b>5-1</b>
5.1	Concepção Técnica das Instalações e Operações Marítimas (offshore) .....	5-2
5.2	Características do Gás Natural Liquefeito.....	5-4
5.3	Características Gerais das Embarcações.....	5-4
	5.3.1 Unidade de Armazenamento e Regaseificação (FSRU) .....	5-5
	5.3.2 Embarcações de apoio e suporte.....	5-14
5.4	Operações Náuticas .....	5-14
	5.4.1 Rota de Aproximação e Manobra .....	5-15
	5.4.2 Folga Abaixo da Quilha .....	5-15
	5.4.3 Máximas Condições Ambientais .....	5-15
	5.4.4 Sinalização Náutica .....	5-15
	5.4.5 Considerações sobre os Procedimentos Operacionais.....	5-16
5.5	Sistema de Ancoragem Submerso (Soft Yoke, Swivel, Riser) .....	5-17
	5.5.1 Sistema de Fixação no Solo.....	5-18
	5.5.2 Sistema de Soft Yoke e Conexão.....	5-18
	5.5.3 Sistema de Ancoragem .....	5-19
	5.5.4 Sistema de Riser.....	5-19
	5.5.5 Especificações Técnicas do Soft Yoke .....	5-19
	5.5.6 Métodos de Instalação do Soft Yoke .....	5-20
5.6	Dutos de Exportação de GN (Gasoduto).....	5-21
	5.6.1 Dimensionamento .....	5-21
	5.6.2 Sistema de Proteção .....	5-21
	5.6.3 Especificações Técnicas .....	5-22
	5.6.4 Métodos de Instalação .....	5-22
5.7	Adutora e Emisário .....	5-24
	5.7.1 Procedimentos construtivos .....	5-29
5.8	Estação de Bombeamento (Casa de Bombas) .....	5-33
	5.8.1 Procedimentos construtivos .....	5-35
5.9	Emissões, Resíduos e Efluentes .....	5-37
	5.9.1 Ruídos .....	5-39
	5.9.2 Emissões Atmosféricas .....	5-39
	5.9.3 Resíduos.....	5-39
	5.9.4 Abastecimento de Água e Efluentes Líquidos.....	5-40
5.10	Mão de Obra .....	5-42

5.11	Canteiros de Obras .....	5-42
5.12	Investimentos .....	5-44
5.13	Cronograma .....	5-44

## Figura

Figura 5-1: Disposição geral da unidade Offshore .....	5-3
Figura 5-2: Figura esquemática do arranjo de amarração a contrabordo para transferência de GNL	5-7
Figura 5-3: Fluxograma do processo de regaseificação adotado na FSRU Golar Nanook .....	5-12
Figura 5-4: Mapa de área de exclusão da FSRU .....	5-16
Figura 5-5: Arranjo típico do sistema submarino (o riser não está representado) .....	5-17
Figura 5-6: Sistema de fixação no solo .....	5-18
Figura 5-7: Arranjo geral da adutora de água do mar e do emissário de efluentes .....	5-25
Figura 5-8: Seção esquemática longitudinal, preliminar, da tomada d'água para captação de água do mar .....	5-26
Figura 5-9: Detalhes da seção esquemática transversal, preliminar, da tomada d'água para captação de água do mar .....	5-26
Figura 5-10: Conjunto de seis difusores no trecho final do emissário .....	5-27
Figura 5-11: Seção esquemática preliminar do difusor de efluentes posicionado na extremidade do emissário .....	5-27
Figura 5-12: Planta esquemática da porção offshore dos dutos (adutora e emissário) .....	5-29
Figura 5-13: Planta e perfil esquemático da ponte provisória .....	5-30
Figura 5-14: Localização estimada para a ponte provisória .....	5-31
Figura 5-15: Seção transversal ilustrativa do trecho onde os dutos permanecerão semienterrados .....	5-32
Figura 5-16: Seção transversal ilustrativa do trecho final, onde os dutos serão assentados sobre o leito marinho .....	5-32
Figura 5-17: Esquema de assentamento por afundamento parcial de cada segmento dos dutos ...	5-33
Figura 5-18: Layout da Estação de bombeamento de água salgada .....	5-34
Figura 5-19: Representação esquemática da Casa de Bombas .....	5-35
Figura 5-20: Instalação de parede diafragma .....	5-36
Figura 5-21: Princípio do jetgrouting .....	5-36
Figura 5-22: Emissões e efluentes gerados pela FSRU Golar Nanook .....	5-38
Figura 5-23: Fluxo hídrico da planta de operação da FSRU .....	5-41
Figura 5-24: Localização dos canteiros de obras das obras – canteiro central e canteiros avançados para instalação do gasoduto .....	5-43

## Fotos

Foto 5-1: “Golar Nanook” em estágio avançado de construção .....	5-5
Foto 5-2: Operação de atracação a contrabordo de navio metaneiro a uma FSRU ancorada a um yoke em torre .....	5-8
Foto 5-3: Exemplo de ponte provisória (vista para onshore) .....	5-30
Foto 5-4: Exemplo de ponte provisória .....	5-31
Foto 5-5: Segmento de duto sendo transportado em flutuação por rebocadores .....	5-33

## Tabelas

Tabela 5-1: Características do Gás Natural nos tanques da FSRU .....	5-4
Tabela 5-2: Principais características da FSRU Golar Nanook.....	5-4
Tabela 5-3: Características gerais da FSRU Golar Nanook.....	5-5
Tabela 5-4: Especificações Técnicas.....	5-19
Tabela 5-5: Especificação Técnica do Duto.....	5-22
Tabela 5-6: Características físico químicas do efluente a ser lançado no emissário .....	5-28
Tabela 5-7: Limites do Nível de Ruído.....	5-39
Tabela 5-8: Limites de Níveis de Vibração .....	5-39

## 5 Descrição do Empreendimento

A CELSE S.A. foi criada em 2015, tendo como acionistas a EBRASIL Energia Ltda. e a GG Power S.A., cada uma com participação acionária de 50% e, no 21º Leilão de Energia Nova realizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE em abril de 2015, a Genpower w GPE venderam a energia a ser gerada pela Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I, movida a Gás Natural, com potência instalada de 1.515,64 MW e garantia física de 860 MW médios, com início de operação comercial em janeiro de 2020.

Inicialmente este Complexo foi concebido contendo as seguintes unidades:

- i. Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I;
- ii. Usina Termoelétrica Laranjeiras I;
- iii. Usina Termoelétrica Marcelo Déda;
- iv. Linha de Transmissão: 500 KV; e
- v. Instalações e Operações *Offshore*.

O Leilão de Energia Elétrica A-5/2015 foi realizado em 30 de abril de 2015 e comercializou 1,9 mil megawatts de nova potência instalada de geração elétrica do país, que teve a energia contratada pela UTE Porto de Sergipe I pela Genpower Participações S.A. (99,99999% - Líder do Consórcio), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 13.204.164/0001-82, com Sede na Avenida das Américas, nº 7.935, Bloco 2, Sala 247, município do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro; e GPE Sergipe - Empreendimentos SPE Ltda. (0,00001%), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 20.095.481/0001-73, com Sede na Avenida Rio Branco, no 186, Sala 506, Centro, município de Aracaju, Estado de Sergipe”; com investimento realizado de R\$ 3.294.500.000,00. Nesta compra garantiu-se uma Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I, movida a Gás Natural, com potência instalada concebida de 1.520 MW e Garantia Física de 860 MW médios, com início de operação comercial prevista para janeiro de 2020.

Inicialmente, a unidade de regaseificação seria atracada ao cais do Terminal Marítimo Inácio Barbosa – TMIB e o gás seria transportado até a UTE através de um gasoduto dedicado a ser instalado na ponte de ligação entre o cais e a retroárea. Não se previa, deste modo, qualquer intervenção em ambiente marinho, o que ensejou o licenciamento ambiental na esfera estadual

Efetivamente, o Complexo Termoelétrico obteve a Licença Ambiental Prévia (LP) nº 11-3/2016, em 15/04/2016, pela Administração Estadual do Meio Ambiente – ADEMA órgão ambiental do estado de Sergipe, com base em um Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA. Esta LP tem validade até 15/04/2019.

A alternativa adotada no EIA/RIMA à época e objeto da LP 11-3/2016, no entanto, não foi viabilizada por razões que foram detalhadas no Item 3 - Alternativas Locacionais e Tecnológicas do presente relatório, conduzindo a uma alteração no projeto, com instalações novas e totalmente independentes do TMIB e localizadas em mar territorial, o que levou à necessidade de o licenciamento ambiental ser realizado no âmbito federal, junto ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, enquanto as demais instalações – UTE e LT – continuam sendo licenciadas pela ADEMA.

Cumprido esclarecer que com esta alteração, a alternativa tecnológica adotada como solução (a utilização de unidade flutuante de regaseificação) aumentou a capacidade de abastecimento de GN, superior à capacidade de processamento desta UTE [Porto de Sergipe I], não sendo mais uma unidade dedicada à UTE Porto de Sergipe I, ampliando, portanto, a capacidade do parque industrial adjacente ao TMIB.

Para este estudo serão consideradas as seguintes instalações marítimas, incluindo aquelas a serem instaladas na zona de praia, que darão suporte à Usina Termoelétrica Porto de Sergipe I:

- Unidade de Armazenamento e Regaseificação Flutuante (FSRU);
- Sistema de Ancoragem Submerso (*Soft Yoke* Submerso);
- Sistema de Amarração e Transbordo do Navio Metaneiro à FRSU;
- Gasoduto para a transferência da FSRU até a UTE;
- Adutora e Captação da água do mar para a UTE;
- Estação de Bombeamento de água do mar para a UTE;
- Emissário para o lançamento dos efluentes da UTE no mar.

## 5.1 Concepção Técnica das Instalações e Operações Marítimas (*offshore*)

A unidade de armazenamento, regaseificação e transferência *offshore* consiste em uma unidade FSRU (*Floating, Storage and Regasification Unit*) ancorada a aproximadamente 6,5 quilômetros da linha da costa por meio de um Sistema de Ancoragem Submerso denominado *Soft Yoke*, sendo os navios metaneiros (GNLC) responsáveis pelo abastecimento de gás natural liquefeito para armazenamento na FSRU.

Como mencionado, a FSRU é um navio metaneiro dotado de um sistema de regaseificação, além do compartimento de armazenamento. Este navio possui capacidade de armazenamento de 170.000 m<sup>3</sup> de GNL em tanques de membrana reforçada desenvolvidos especificamente para atividades *offshore*. A unidade tem capacidade de regaseificação de 21 MNm<sup>3</sup>/dia (milhões de normal metros cúbicos por dia) e receberá o GNL diretamente dos navios metaneiros supridores, por meio de braços de carregamento ou de mangotes criogênicos instalados a bordo. Estima-se uma vazão máxima de operação de transferência de GNL entre 5.000 m<sup>3</sup>/h e 10.000 m<sup>3</sup>/h.

A FSRU será conectada ao seu sistema de ancoragem por meio de um duto (*riser*) flexível que conecta a saída da planta de regaseificação com o *soft yoke*. A unidade de regaseificação é conectada ao *soft yoke* por meio de um braço rígido com contrapeso que gera uma força de restauração oposta aos movimentos induzidos pelas condições ambientais; na extremidade oposta desse braço está o *swivel* (uma articulação giratória), que é o componente que permite a livre rotação da FSRU em torno do *soft yoke*, ao mesmo tempo que mantém intactos os dutos de conexão do navio ao continente, permitindo o livre transporte do gás via gasoduto submarino.

O gasoduto inicia-se no flange de conexão do *soft yoke* e termina no flange de entrada da Unidade Termoelétrica em terra, a cerca de 1,2 km a partir da linha de praia. Este duto possui duas seções, a saber:

- Seção submarina (cerca de 6,5 km de extensão): construída a partir da soldagem de topo de tubos carbono manganês de alta resistência e com revestimento anticorrosivo;
- Seção terrestre (cerca de 1,2 km de extensão): construída com auxílio de guindastes com lanças laterais, conhecidos por *side-boom*, que são os principais equipamentos para permitir soldagem e abaixamento do gasoduto na vala de forma progressiva e com as deformações controladas. A seção terrestre contempla os seguintes componentes: receptor temporário de pig, válvula redutora de pressão.

Os equipamentos auxiliares à unidade *onshore*, da CELSE, serão o emissário, adutora e estação de bombeamento. A exemplo do gasoduto, o emissário e adutora terão duas seções:

- Seção terrestre (cerca de 1,2 km de extensão até a estação de bombeamento): será enterrada ao longo de todo o trecho e será fornecida em tubos de FRP. Os diâmetros externos da tubulação de captação e de descarga serão, respectivamente, 900 e 800 milímetros.
- Seção submarina (a partir da estação de bombeamento): a tubulação de captação de água do mar no trecho entre a casa de bombas e o mar terá um diâmetro nominal de 1300 milímetros em material HDPE (Polietileno de Alta Densidade) por uma extensão de 1.400 metros. Já a tubulação de descarga manterá o mesmo diâmetro e material da área onshore, isto é, 900 milímetros em FRP, por uma extensão de 1.200 metros.

O layout das instalações *offshore* objeto de licenciamento é apresentada na Figura 5-1, a seguir.



Figura 5-1: Disposição geral da unidade *Offshore*

As características detalhadas dos componentes das estruturas *offshore* do empreendimento estão nos itens subsequentes.

## 5.2 Características do Gás Natural Liquefeito

O Gás Natural Liquefeito possuirá as seguintes características quando dentro dos tanques da FSRU:

Tabela 5-1: Características do Gás Natural nos tanques da FSRU

Item	Características	
	Entrada	Saída
Vazão Máxima de Projeto		21 MNm <sup>3</sup> /dia
Pressão Máxima	70 k Pa (g)	120 bar (g)
Temperatura	-163°C	5 a 25°C
Viscosidade	0,0102 cP	0,0102 cP
Densidade	431,4 kg/m <sup>3</sup>	37,7 a 38,7 kg/m <sup>3</sup>
Peso Molecular Médio	17,2	C1 – 92,93% C2 – 4,32% C3 – 1,01% CO <sub>2</sub> - 0,78% N <sub>2</sub> – 0,58% i-C5 – 0,10% i-C4 – 0,028% He – 0,00% H <sub>2</sub> S – 0,00% n-C4 – 0,00% C6 – 0,00% C7 – 0,00%

Fonte: Oceânica, 2017

## 5.3 Características Gerais das Embarcações

A Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação a ser utilizada será o *Golar Nanook*, em fase final de construção, e os Navios Metaneiros (GNLC) que poderão operar como supridores de GNL estarão na faixa de 145.000 m<sup>3</sup> a 216.000 m<sup>3</sup> de capacidade (classe Q-Flex). As principais características destes são apresentadas a seguir.

Tabela 5-2: Principais características da FSRU Golar Nanook

Item	Unidade	Capacidade		
		FSRU	GNLC Típico 1	GNLC Típico 2
Capacidade de armazenamento	m <sup>3</sup>	170.000	145.000	216,000
L <sub>OA</sub>	m	292,50	286,00	315,00
L <sub>PP</sub>	m	281,00	274,00	303,00
Boca	m	43,40	44,20	50,00
Calado de projeto	m	11,90	11,50	12,00
Calado de escantilhão	m	12,90	--	--
Porte Bruto ( <i>Deadweight</i> )	t	86.600	74.000	89.000
Motor principal	kW	26.750	24.980	29.100
Velocidade de serviço	nós	19,5	19,5	19,5

Fonte: Oceânica, 2017

### 5.3.1 Unidade de Armazenamento e Regaseificação (FSRU)

A FSRU estará ligada pelo Sistema de Ancoragem Submerso (SSY – *Submerged Soft Yoke*), localizado a aproximadamente 6,5 quilômetros da linha da costa e é composta pelo Sistema de Regaseificação e Unidade de Armazenamento. A FSRU a ser utilizada é apresentada as seguintes características:

Tabela 5-3: Características gerais da FSRU Golar Nanook

Nome	Golar Nanook
Fabricação	2017
Estaleiro:	Samsung Heavy Industries, South Korea
Tipo:	FSRU GNL 170.000 m <sup>3</sup>
Velocidade de cruzeiro	19,5 nós a MCR incluindo 21% de <i>sea margin</i>
Potência dos motores principais	26.750 kW
Tripulação	31 pessoas

A Foto 5-1, tirada em fevereiro de 2017, apresenta uma vista da Golar Nanook em estágio avançado de construção, saindo do dique seco em direção ao cais para a fase de acabamentos, bem como para o início das adaptações para conexão ao sistema de ancoragem.



Fonte: CELSE, 2017

Foto 5-1: “Golar Nanook” em estágio avançado de construção

O Sistema de Regaseificação (SR) pode operar em circuito aberto ou fechado conforme descrito a seguir:

#### Circuito Aberto

Sistema operando em circuito aberto (*open loop*) possui vazão máxima de 21 Mm<sup>3</sup>/dia a 20°C e 1 atm com temperaturas entre 5°C e 38°C e pressão máxima de operação de 100 kgf/cm<sup>2</sup> (no flange da FSRU). Neste modo de operação, o calor para regaseificação do GNL é fornecido pela água do mar.

#### Circuito Fechado

Quando operando em sistema fechado (*closed loop*), o sistema possui vazão máxima 14 Mm<sup>3</sup>/d a 20°C e 1 atm com temperaturas entre 5°C e 38°C e pressão máxima de operação de 100 kgf/cm<sup>2</sup> (no flange

da FSRU). Neste modo de operação, o calor para regaseificação do GNL é fornecido por meio do vapor gerado pela queima de combustível (Gás Natural).

O Sistema de Regaseificação e sistemas associados foram planejados para uma sobrevivência de uma tempestade com período de retorno igual a 100 anos, durante a qual as operações da planta de regaseificação serão desligadas, e operacionalmente, a uma tempestade com período de retorno igual a 10 anos, durante a qual é necessário que o processo esteja operacional e que a FSRU permaneça no local. As instalações foram projetadas para um suprimento máximo de GN de 21 MNm<sup>3</sup>/dia.

A FSRU será ancorada por um sistema tipo *Soft Yoke* Submerso (SSY), pivotado e equipado com um *riser* flexível conectado via *Soft Yoke* ao gasoduto submarino (diâmetro de 18"). O SSY também tem um lançador de *pig* temporário para comissionamento do gasoduto. No ponto de recepção do gasoduto em terra, haverá um outro receptor de *pig* temporário para comissionamento.

Inicialmente o GN recebido pelo gasoduto, poderá ser distribuído para:

- **Para a UTE Porto Sergipe I:** demanda de 6,5 MNm<sup>3</sup>/dia, 50 a 55 bar(g), e temperatura de 10 a 25°C. Nesse ramal será instalada uma estação de tratamento de gás composta:
  - **Redutora de pressão:** conjunto de válvulas redutoras de pressão para manter a pressão nas condições adequadas para uso do gás na termelétrica;

Além deste, a FSRU terá capacidade de atendimento para outras demandas, na medida em que a UTE Porto de Sergipe I demandará, uma vazão máxima de 6,5 MNm<sup>3</sup>/dia, e a FSRU terá capacidade instalada de 21 MNm<sup>3</sup>/dia.

#### 5.3.1.1 Amarração a Contrabordo (*Side-by-Side*) do FSRU com o Navio Metaneiro (GNLC)

A análise de amarração foi realizada através do estudo de resposta de movimento da FSRU durante as fases de navegação e operação usando uma teoria de difração 3D. As forças e os movimentos críticos induzidos pelas condições ambientais à FSRU ancorado no *Soft Yoke* também foram analisados para confirmar a adequação das forças atuando no casco, nas defensas e nas linhas de amarração.

Os movimentos da FSRU foram analisados para confirmar a adequação de seu projeto conectado ao sistema de amarração para executar com segurança e eficiência as operações de descarregamento de GNL. A análise baseada na forma do casco do navio proposto foi conduzida para determinar: características do movimento; desempenho do sistema de amarração em várias condições de operação e em várias condições de projeto de fadiga; tensões nas linhas de amarração; pressão no casco na direção das defensas; requisitos de redução do rolamento da FSRU; limites operacionais para amarração no *Soft Yoke* e para operações de descarregamento, incluindo envelopes de excursão admissíveis para os braços de descarga ou mangotes criogênicos; extensão de embarque de água (*green water*) durante as condições de navegação; forças hidrodinâmicas de *slamming* durante condições de navegação; e folga sob a quilha em condições operacionais.

Os equipamentos da FSRU, as bases dos equipamentos e os dispositivos de peça (*sefastening*) suportam as acelerações de pico mínimas ao longo da seção transversal da FSRU (bombordo a boreste). A força máxima de reação das defensas devido ao seu contato com o FSRU é de 2.796,69 kN. O *trim* operacional não deve ser superior a 3 m e o valor máximo do *trim* deve ser limitado a 5 m. As condições de *trim* serão consideradas em todos os sistemas para garantir que os líquidos não se acumulem em coletores bloqueando a passagem do vapor.

A Figura 5-3 e a Foto 5-2 ilustram uma FSRU ancorada a um yoke em torre e a operação de atracação a contrabordo de um navio metaneiro, destacando a ação dos rebocadores.

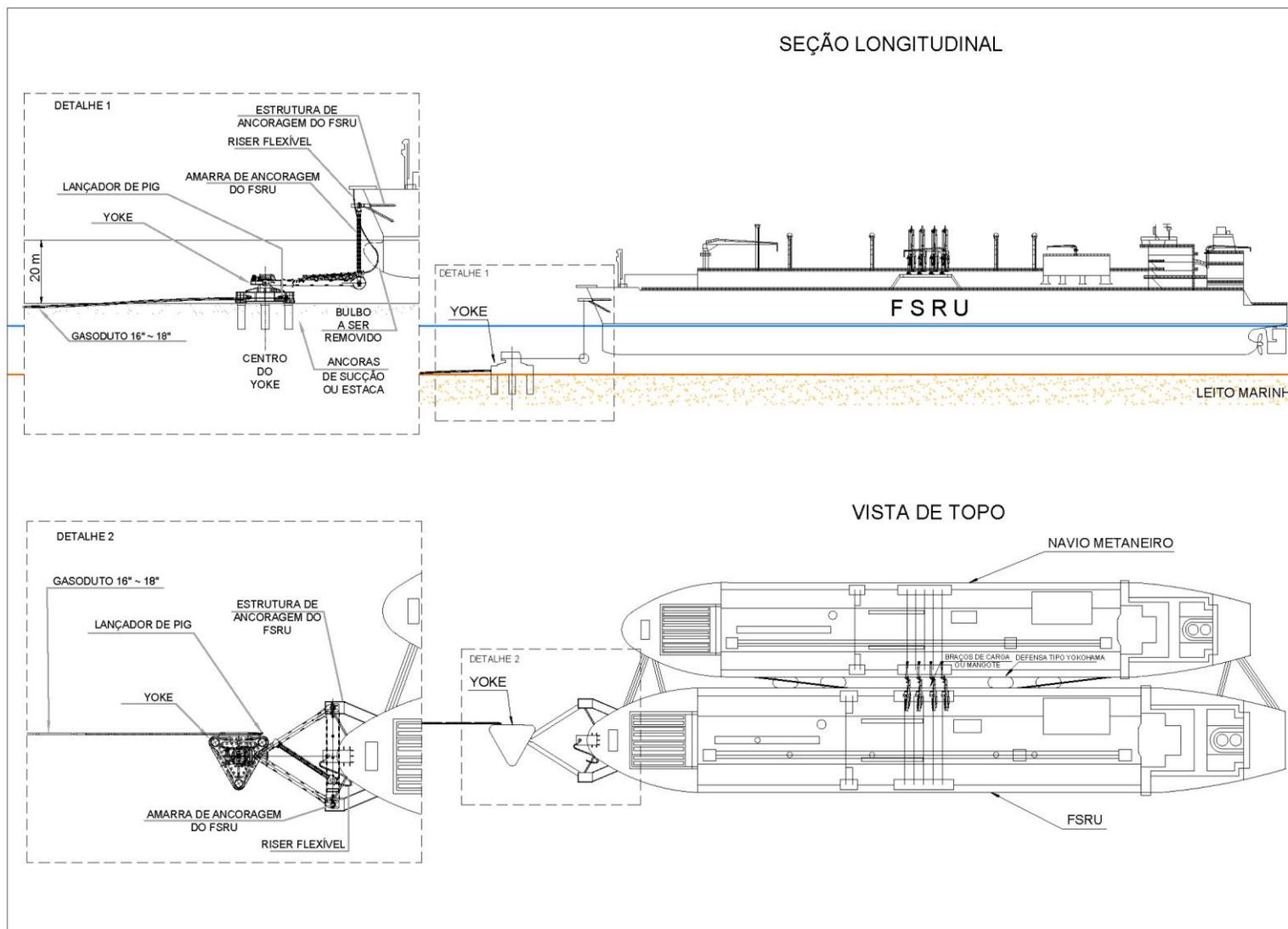


Figura 5-2: Figura esquemática do arranjo de amarração a contrabordo para transferência de GNL



Fonte: CELSE, 2017

Foto 5-2: Operação de atracação a contrabordo de navio metaneiro a uma FSRU ancorada a um yoke em torre

### 5.3.1.2 Capacidade de Armazenamento

A FSRU possui competência de armazenamento máxima de 170.000 m<sup>3</sup> com capacidade de trabalho de 98,5% da capacidade bruta de armazenamento. O sistema poderá receber e enviar o gás natural liquefeito simultaneamente para gerar um fluxo constante para o sistema de regaseificação.

### 5.3.1.3 Bandeira e Classificação

A bandeira deverá ser das Ilhas Marshall, mas não há qualquer preferência dada a qualquer bandeira. A Sociedade Classificadora deverá ser a DNV GL mas será selecionada dependendo da classificação dos navios metaneiros (GNLC) e da FSRU.

O Sistema de Regaseificação passará por vistorias contínuas em serviço do casco e das máquinas após a instalação e o comissionamento, como exigido para a manutenção da Classe junto à Sociedade Classificadora.

A programação das vistorias será baseada no Programa de Manutenção Preventiva Planejada e Contínua de Casco e Máquinas da DNV, ou de outra Sociedade Classificadora membro da IACS, com a finalidade de manter a designação de classificação acima.

A Sociedade Classificadora dará uma declaração endossando a condição do Sistema de Regaseificação no início das operações, para a localização atual, como adequada para operações prolongadas para uma vida útil sem docagem em dique seco.

### 5.3.1.4 Vida Útil

O Sistema de Regaseificação terá um tempo de vida útil de 25 anos na localização atual sem docagem em dique seco e sujeito a vistorias flutuando.

### 5.3.1.5 Controle e Combate a Incêndio

O sistema de controle e combate a incêndio será dividido entre sistema primário e secundário, a saber:

- Sistema de Proteção Primária:
  - Implantação de Sistemas de contenção primários e secundários para evitar a fuga de hidrocarboneto líquido ou gás. O potencial de vazamento de GNL será reduzido minimizando, no projeto, o número de pontos de vazamento e a seleção de equipamentos confiáveis.

- Incorporação de instalações para facilitar a remoção do GNL derramado para ajudar a protegê-lo contra a fragilização a baixa temperatura e para ajudar a proteger equipamentos contra a escalção de eventos;
- Implantação de Sistemas fixos de detecção de incêndio e gás compostos de dois tipos diferentes de elementos de detecção os quais devem ativar um alarme sonoro em estações de controle guarnecidas, com a finalidade de alertar os operadores sobre uma falha na contenção;
- Implantação de Sistema de detecção de baixa temperatura no entorno da instalação para alertar a equipe em caso de vazamento de líquido ou vapor;
- Manutenção da integridade da fronteira de contenção em todos os momentos para reduzir a possibilidade de um vazamento de GNL ou de vapor de GNL sem controle;
- Manutenção da separação positiva entre as áreas de processo ou de armazenamento e as áreas contendo fontes de ignição.
- Sistema de Proteção Secundária:
  - Um sistema de proteção contra incêndios à base de água (por exemplo, sistemas de dilúvio e de aspersão);
  - Um sistema de espuma de alta expansão / de pó seco;
  - Um sistema de supressão de incêndio gasoso;
  - Proteção do pessoal e Equipamentos de Salvatagem;
  - Proteção contra incêndio passivo (PFP).

#### 5.3.1.5.1 Salvatagem

Serão configurados diversos meios de evacuação visando afastar toda a equipe de forma segura e eficiente de qualquer evento perigoso que possa tornar a instalação insegura.

Todos os principais requisitos para todos os tipos de equipamentos de segurança, incluindo os locais de instalação e armazenamento, serão especificados. Os itens a serem especificados incluirão:

- Equipamento de Proteção Individual (EPI);
- Aparelho de Respiração Autônomo (SCBA);
- Equipamento de primeiros socorros;
- Chuveiros de emergência e estações para lavagem de olhos;
- Sinais de Segurança e Avisos;
- Proteção contra impacto do frio;
- Cobertores de fogo;
- Coletes salva-vidas;
- Embarcação de Escape (baleeiras).

#### 5.3.1.6 Sistema de Amarração

O sistema de amarração será equipado com equipamentos que permitem a amarração da FSRU e de uma série de navios metaneiros (GNLC) a contra bordo.

- Os ganchos de amarração estarão equipados com um equipamento de monitoramento contínuo da tensão nas linhas de amarração na sala de controle central;

- Os ganchos de liberação rápida terão um SWL para receber os Navios Metaneiros supridores de GNL;
- Todos os acessórios de amarração cumprirão com as recomendações da OCIMF.

Os detalhamentos deste sistema é apresentado no item 5.5 Sistema de Ancoragem Submerso (*Soft Yoke, Swivel, Riser*).

### 5.3.1.7 Sistema de Utilidades

#### 5.3.1.7.1 Água do Mar

A FSRU faz utilização de água do mar para resfriamento dos geradores da praça de máquinas e para aquecimento do gás no processo de regaseificação. Por isso a FSRU será equipada com três bombas de captação de água do mar, cada uma com capacidade de 9.000 m<sup>3</sup>/h e com uma pressão de 70 mca. Essas bombas serão instaladas na sala de bombas da popa e suprirão de água salgada a planta de regaseificação instalada no convés principal.

Água Salgada de resfriamento para os geradores da Praça de Máquinas: vazão máxima igual a 2.700 m<sup>3</sup>/h com um diferencial de temperatura (delta T) menor que +10 °C; delta T depende da vazão da água salgada e da carga nos geradores, mas deverá variar entre +3°C (idling) até +9°C para o pico da operação de regaseificação.

Água salgada para aquecimento do gás no SRT: 12.000 m<sup>3</sup>/h, dependendo da vazão do gás regaseificado; o diferencial de temperatura atenderá o padrão mundial de 3°C a 100 m de distância.

Nas linhas de água salgada para a planta de regaseificação estarão inclusos filtros para proteção dos vaporizadores. Um sistema de hipoclorito de sódio será instalado para prevenir a proliferação de micro-organismos marinhos no sistema de água salgada. Para tanto, as bombas de circulação de água do mar serão interligadas com os Sistemas CHLOROPAC® (atual Evoqua®) para garantir que a produção de hipoclorito de sódio gerado seja ajustada automaticamente de acordo com as taxas de fluxo a bordo, tendo como garantia que nenhum poluente é descarregado ao mar (**Anexo 5-1**). Neste sentido, não é previsto o lançamento de hipoclorito no mar.

O descarte da água salgada fria resultante dos vaporizadores será realizado pela lateral da FSRU por uma tubulação horizontal.

#### 5.3.1.7.2 Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia da FSRU será independente e fornecerá toda a energia da FSRU, incluindo o sistema de regaseificação, de armazenamento e descarga, acomodações, sistemas de controle, navais e de amarração sob todas as circunstâncias normais de operação.

### 5.3.1.8 Sistema e Operação de Carga

Serão instaladas válvulas para paradas de emergência para facilitar o desligamento e o isolamento do inventário de modo a minimizar o risco de escalada em caso de emergência. Serão utilizados também dispositivos de telemetria remota para interface entre o controle do processo, segurança do processo e os sistemas de incêndio e gás, sistema de amarração, duto de exportação e as instalações de recebimento em terra.

#### 5.3.1.8.1 Operações com os Tanques de Carga

Os tanques de carga possuirão as seguintes condições:

- As operações de resfriamento para todos os tanques não devem exceder 30 horas;
- As operações de aquecimento para todos os tanques não devem exceder 30 horas.
- A operação de aquecimento deve ser considerada concluída quando a temperatura das paredes do tanque seja aproximadamente 5 °C;

- A inertização do tanque de carga e do sistema deve levar menos de 20 horas para ser completada;
- A aeração do tanque de carga e do sistema deve levar menos de 20 horas para ser completada;
- Os requisitos para barreira contra-fogo e sobrepressão serão definidos com base nos resultados da análise de consequências e em conformidade com os códigos e normas internacionais reconhecidos;
- O sistema de bombas de carga incluirá uma bomba criogênica submersível de serviço e uma de reserva para cada tanque de armazenamento;
- A tubulação de purga será instalada atrás da barreira primária para detectar vazamento e para manter uma atmosfera não inflamável dentro do isolamento.

#### 5.3.1.9 Sistema de Lastro

Para uma nova FSRU, o sistema de lastro será concebido da seguinte forma:

- Será instalado um sistema de lastro em anel por bombordo e boreste, atendendo todos os tanques, com ramais para cada tanque individualmente;
- Será instalada uma caixa de mar em cada bordo do navio;
- A capacidade do sistema de lastro será superior a 5.000 m<sup>3</sup>/h.

#### 5.3.1.10 Sistema de Regaseificação

O sistema de regaseificação será constituído por dois módulos:

- O módulo do vaso recondensador da sucção das bombas booster composto pelo vaso propriamente dito; e
- O módulo de regaseificação, composto pelos três trens de regaseificação consistindo nas bombas /motores de pressurização de GNL e os vaporizadores de GNL aquecidos por água salgada.

O gás natural liquefeito presente nos tanques de estocagem da FSRU será bombeado para o vaso recondensador das bombas *booster* e distribuído para os trens de regaseificação. O líquido no vaso recondensador das bombas de pressurização é subresfriado e o vaso precisa de reposição de gás para manter a pressão constante; esta etapa é balanceada por válvulas de controle na entrada da reposição de gás e na linha de saída de gás.

O vaso recondensador gera um pulmão na sucção das bombas de pressurização, recebendo também as linhas de retorno das bombas de pressurização atuando como um dissipador de calor durante a partida das bombas. Em caso de parada das bombas e no caso de mudanças na vazão não previstas, o vaso recondensador atua como um vaso pulmão para as bombas de pressurização. A pressão de sucção das bombas de pressurização varia de 3 a 10 bar(g) e a temperatura de sucção varia em função da pressão do vaso e será entre -163 °C e -154 °C.

O vaso da sucção será também dimensionado para atuar como um recondensador no caso de os tanques do navio supridor gerem vapor de GNL com volume maior que a demanda de gás da operação de regaseificação.

O vapor de GNL (*Boil Off*) entra no vaso recondensador da sucção das bombas e é misturado com o GNL frio, condensando e alimentando a corrente de GNL subresfriado que vai para a sucção das bombas de pressurização. As bombas de pressurização são as responsáveis por aumentar a pressão de modo a atender a pressão requerida de envio do GNL aos vaporizadores; esta pressão dependerá da vazão de saída do gás produzido pelos evaporadores.

Os vaporizadores de GNL são trocadores de calor tipo casco tubos, utilizam a água salgada no lado do casco como meio de aquecimento. Cada trem de regaseificação pode ser isolado dos outros para manutenção de modo a garantir operação contínua. O fluxo de saída de gás de cada trem é controlado através de uma válvula de controle na saída do vaporizador de GNL.

A Figura 5-3 apresenta o fluxograma do processo de regaseificação adotado na FSRU Golar Nanook.

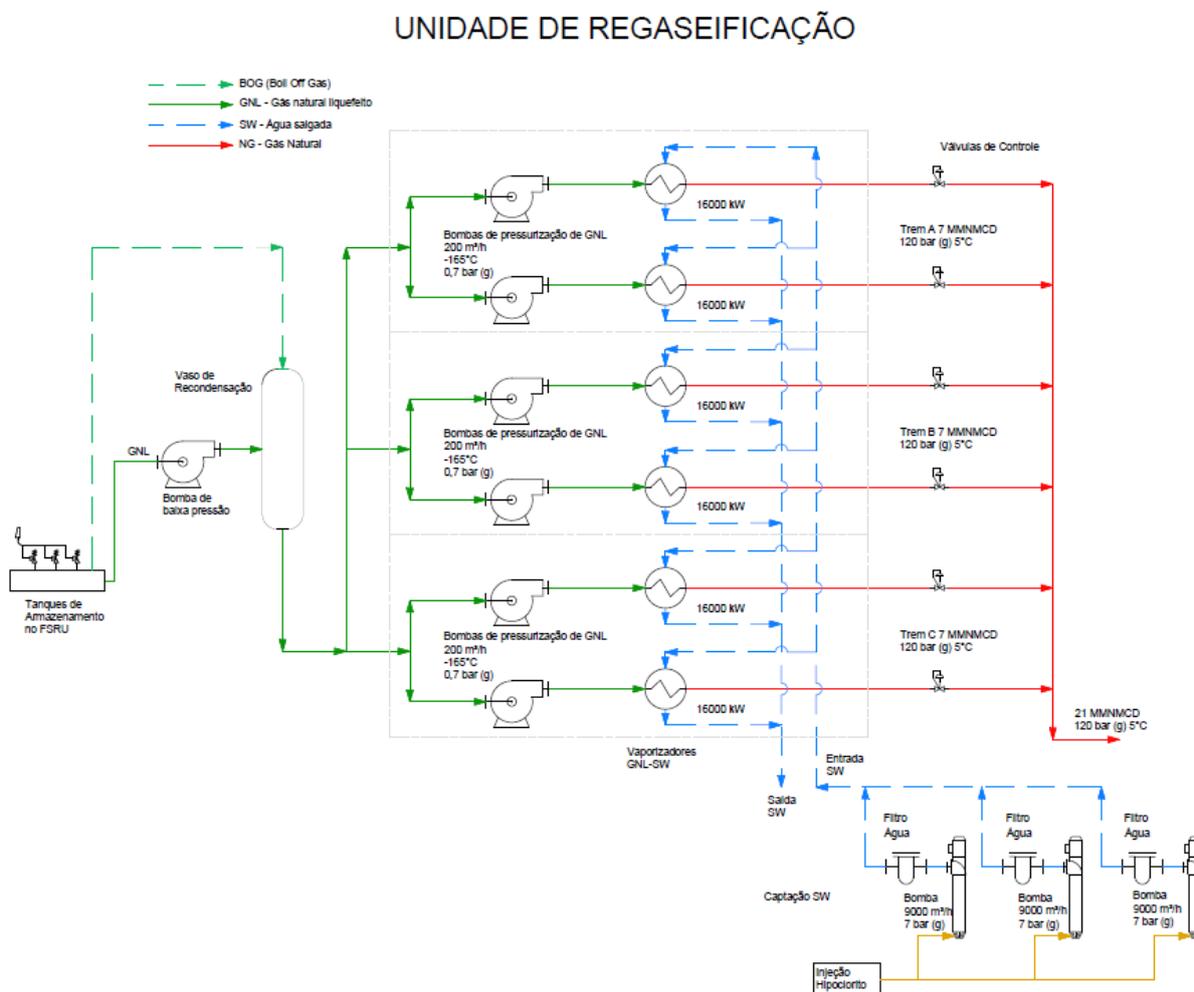


Figura 5-3: Fluxograma do processo de regaseificação adotado na FSRU Golar Nanook

#### 5.3.1.11 Proteção Contra Corrosão

A proteção contra a corrosão e a proteção catódica da FSRU e do sistema de amarração serão concebidas de acordo com as normas DNV-OS-C101, DNV-RP-B101 e DNV-RP-B401 ou similares. A vida útil do sistema de proteção contra a corrosão da FSRU será consistente com o casco.

- O sistema de proteção contra a corrosão do casco da FSRU incluirá um Sistema de Proteção Catódica de Corrente Impressa (ICCP);
- O sistema ICCP será concebido de tal forma que os potenciais na borda das blindagens dielétricas não sejam mais negativos do que -1,2 V (Ag / AgCl Água Salgada) em qualquer momento durante sua vida útil;
- Os tanques de lastro terão ânodos de sacrifício de zinco para proteção contra a corrosão;
- O sistema de proteção catódica utilizado na FSRU será compatível com o sistema de proteção catódica do Sistema de Amarração; e,

- O sistema ICCP deve ser integrado com o sistema ICCP do *Soft Yoke*.

#### 5.3.1.12 Boil Off Gas

A taxa de evaporação máxima dos tanques de armazenamento será inferior a 0,18% por dia. No entanto, cabe esclarecer que não está previsto para o navio a presença de um sistema de reliquefação. Nesse contexto, estão consideradas as seguintes medidas para tratativas do *Boil Off Gas*:

- Uso nos geradores do navio
- Queima controlada, se excedente
- Re-condensador em condições específicas de operação e posterior exportação para a Planta

##### 5.3.1.12.1 Proteção de Sobrepressão

Todos os equipamentos e sistemas de tubulação serão protegidos para caso a pressão interna ou externa exceda a condição de projeto do sistema devido a uma emergência, distúrbio no sistema, erro operacional, mau funcionamento da instrumentação ou incêndio:

- Todo o projeto estará de acordo com as últimas edições da API RP 520 e 521;
- Um sistema de suspiros (*vents*) a bordo é o método preferido para eliminar os gases de suspiro do processo na FSRU. No entanto, se for proposto suspiro frio, será feita uma modelagem da dispersão dos gases de suspiro para verificar se o sistema atende a todos os requisitos de segurança. A localização e o comprimento do suspiro levarão em consideração os limites aceitáveis LEL de hidrocarbonetos na instalação no caso de suspiro e/ou alívio e a radiação de calor resultante no caso de ignição inadvertida dos gases de suspiro. A análise de dispersão para o suspiro será realizada para verificar a concentração de LEL de gás HC. O estudo de radiação também será realizado no caso dos respiradouros se inflamarem devido a raios. A fim de minimizar a entrada de ar, a ponta do suspiro será equipada com vedante fluídico. Um sistema de extinção de incêndios com CO<sub>2</sub> será instalado para extinguir a chama em caso de ignição por gás.

#### 5.3.1.13 Método de Transferência de GNL

O método de transferência de GNL poderá ser via braço de carregamento ou mangote criogênico e serão concebidos de acordo com as seguintes condições:

- Um mínimo de quatro braços ou mangotes padrão, de 16 polegadas, 90 bar, sendo dois para GNL, um para retorno de vapor e um sobressalente (híbrido) instalados na FSRU;
- A vazão de cada braço ou mangote será de no mínimo 6.000 m<sup>3</sup>/h;
- O sistema mecânico para os braços ou mangotes será concebido para movimentos oscilantes contínuos;
- O sistema de braços ou mangotes será equipado com dupla válvula de esfera e acoplamentos com liberação em emergência acionados remotamente e conexão/desconexão tipo hidráulica;
- O sistema de braços ou mangotes será um sistema completo de operação, controle e alarme integrado, será integrado aos sistemas de regaseificação de GNL e aos sistemas de parada de emergência;
- Assume-se um dia de descarga para um GNLC comum. Por isso, o sistema será concebido para transferir uma quantidade nominal de 170.000 m<sup>3</sup> de GNL em 16 horas de bombeamento;
- O sistema de braços ou mangotes de transferência irá operar em todas as condições de calado esperadas;

- O envelope de movimento para a operação dos braços ou mangotes será de, pelo menos, ± 2,5 m em todas as direções;
- O envelope de movimento real será avaliado com base na gama de GNLC's susceptíveis de descarregar ao lado da FSRU;
- Os braços ou mangotes serão concebidos para serviço criogênico.

### 5.3.2 Embarcações de apoio e suporte

Com base nos resultados de simulações em tempo real de manobras de Navios Metaneiros, verificou-se a necessidade de adoção típica de três rebocadores de propulsão azimutal traseira (ASD) com capacidade nominal individual de 70 TBP (toneladas de *bollard pull*) ou superior. Nas condições operacionais simuladas até aqui e que atendem as necessidades atuais do terminal de GNL, dois desses rebocadores assistirão o navio metaneiro, auxiliando-o a governar e controlar sua velocidade durante a aproximação até a FSRU e também durante a manobra de atracação à contra bordo, podendo ser um com cabo passado na proa e o outro com cabo passado na popa, ficando o terceiro rebocador em posição de stand-by durante toda a manobra para o caso de alguma necessidade eventual de assistência adicional.

Na hipótese de se desejar ampliar os limites operacionais do terminal além daqueles já verificados nas simulações realizadas até aqui, um quarto rebocador, de mesmas características dos três citados acima, poderá ser necessário.

Dadas as particularidades da operação de gás natural liquefeito, serão utilizados dois rebocadores com capacidade de combate a incêndio (*fire fighting*), de maneira a prover assistência ao Navio Metaneiro (GNLC) e/ou à FSRU em caso de ocorrência de uma ignição.

Considerando a irregularidade do despacho de energia, os rebocadores permanecerão em seus portos de origem, provavelmente nos portos do Espírito Santo ou de Salvador, e se deslocarão sob demanda para fazer a atracação dos navios metaneiros, retornando aos seus portos de origem assim que for realizada a desatracação dos navios metaneiros.

Um rebocador, com capacidade para combate a incêndio, permanecerá na área, atracado no TMIB.

Pela necessidade de deslocamento de recursos entre a FSRU e o continente, uma embarcação tipo barco de apoio *offshore* estará à disposição, atracada o TMIB ou em algum cais de atracação em Aracajú, a ser definido.

Os resíduos sólidos gerados durante a operação da FSRU serão transportados pelo *Supply Boat* até o TMIB ou o cais escolhido. Acessível por via terrestre, os resíduos serão encaminhados até a Central de Armazenamento de Temporário de Resíduos localizada na UTE Porto de Sergipe I. Os procedimentos de transporte, armazenamento e destinação dos resíduos estão melhor detalhados no PGRS – Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos.

A FSRU contará com uma tripulação de, aproximadamente, 31 pessoas, distribuídas em turnos. Para o transporte da tripulação da FSRU até o TMIB ou outro cais de atracação, será utilizada barco de apoio *offshore*.

## 5.4 Operações Náuticas

Todas as operações náuticas passaram por simulações em tempo rápido e tempo real, análises hidrodinâmicas, limites operacionais dos equipamentos a bordo da FSRU e estarão ligados à autoridade marítima.

### 5.4.1 Rota de Aproximação e Manobra

A Unidade de Regaseificação será instalada em uma profundidade de vinte metros permitindo dessa forma a aproximação dos Navios Metaneiros (GNLC) que possuem calado carregado de aproximadamente doze metros, e não sendo necessária a dragagem da área para criação de um canal de aproximação.

As condições ambientais serão consideradas para indicar a melhor rota de aproximação e saída. A distância do giro de atracação dos navios não será inferior a duas bocas garantindo espaço de segurança e espaço para o rebocador girar o GNLC, caso necessário. Sempre que a distância for inferior à uma boca, o Navio Metaneiro e a FSRU devem estar com os costados paralelos um ao outro.

A velocidade lateral do Navio Metaneiro no momento do contato com as defensas da FSRU não deverá ser superior a 0,2 m/s. Preferencialmente, não deve ser superior a 0,1 m/s.

Simulações em tempo real e em tempo rápido serão conduzidas visando confirmar os procedimentos operacionais a serem adotados nas manobras de aproximação e saída.

### 5.4.2 Folga Abaixo da Quilha

O limite para folga abaixo da quilha deverá ser de 10% do calado do navio, de aproximadamente 1,2 metros.

### 5.4.3 Máximas Condições Ambientais

Com base em simulações de manobra de Navio Metaneiros em tempo real, recomenda-se um limite superior de vinte nós para velocidade do vento. Visto que não há altas velocidades de correnteza no local, não foram estabelecidos limites máximo para este parâmetro. A altura e período das ondas também influenciam as condições de manobra do Navio Metaneiro, prejudicando a capacidade dos rebocadores de auxiliar o processo e dificultando a amarração a contrabordo da FSRU; serão realizadas simulações para verificar os limites seguros para a operação.

### 5.4.4 Sinalização Náutica

A necessidade ou não de sinalização náutica será baseada em simulações, nas normas da autoridade marítima aplicáveis (NORMAM 17, etc) e também na análise conjunta realizada pela CELSE, Marinha do Brasil e Praticagem de Sergipe. Áreas de Exclusão e de Segurança

Considerando a natureza dos equipamentos a serem instalados deve ser considerada uma faixa que assegure a integridade das embarcações e demais bloqueios existentes na área. Considera-se ainda que a localização do empreendimento adjacente ao TMIB estará dentro de seu perímetro de operação.

Para a compreensão da sobreposição das áreas de segurança e/ou restrição de atividades, foi requerido ao TMIB que se manifestasse, uma vez que em consulta às Cartas Náuticas não há a indicação de áreas deste tipo. Até o momento do fechamento deste relatório não havia sido obtida resposta. Não obstante, infere-se que já existe uma área de exclusão associada a este porto, por questões de segurança operacional, não sendo, portanto, exclusividade da CELSE a restrição de atividades no local, havendo a ampliação de área já atualmente antropizada.

O Navio Metaneiro, devido à natureza de sua carga, deverá possuir um fundeadouro segregado das demais embarcações que operem na área. Se usado o fundeadouro indicado na Carta Náutica 1001 a Leste e Nordeste do TMIB, deverá ser indicado que seu uso é exclusivo de Navios Metaneiros que necessitem fundear para aguardar o momento da manobra de atracação nas instalações.

Outros fundeadouros deverão ser indicados para as demais embarcações, estes deverão ser localizados de modo a não interferir na trajetória dos Navios Metaneiros.

Por razões de segurança, deve-se observar a qualquer momento uma Zona de Exclusão de 860 metros a partir do centro do *Soft Yoke*, que equivale a 500 metros além da popa da FSRU. A Figura 5-4 mostra o fundeadouro.



Figura 5-4: Mapa de área de exclusão da FSRU

#### 5.4.5 Considerações sobre os Procedimentos Operacionais

Procedimentos operacionais para operação da FSRU, manobras de aproximação, atracação, transferência e desatracação serão desenvolvidos. Deverão ser considerados os seguintes itens:

- A integridade da zona de exclusão no entorno da FSRU deve ser garantida;
- A programação de manobras no TMIB deve ser comunicada com a devida antecedência às instalações de recebimento e regaseificação de GNL e vice-versa;
- Todas as possíveis fontes de ignição nas proximidades instalações de recebimento e regaseificação de GNL devem ser rigorosamente monitoradas;
- Um procedimento de contingência e resposta a emergências deve ser estabelecido e devidamente treinado, periodicamente, por todos os envolvidos;
- A ancoragem da FSRU ao *Soft Yoke* e a amarração do Navio Metaneiro (GNLC) à FSRU devem ser monitoradas, sendo interrompida a operação sempre que o comportamento dos sistemas de ancoragem e amarração excederem os limites seguros pré-estabelecidos.

## 5.5 Sistema de Ancoragem Submerso (*Soft Yoke, Swivel, Riser*)

O sistema *Soft Yoke* é um conjunto de ancoragem de custo competitivo e manutenção reduzida que não utiliza de juntas para conexão entre o equipamento de ancoragem e a embarcação. Em instalações de regaseificação, seu arranjo típico é caracterizado por uma junta não rígida, ancorando a embarcação diretamente à torre fixa. Uma mesa rotativa é fixada à torre através de um rolamento, permitindo a livre movimentação da FSRU em torno da torre.

O sistema *Soft Yoke* submerso envolve alívio periódico do GNL para um Navio Metaneiro (GNLC), assemelhando-se à operação de regaseificação FSRU + GNLC convencional. O contrapeso, conectado à unidade de regaseificação flutuante por correntes ou braços rígidos, gera força de restauração oposta aos movimentos induzidos pelas condições ambientais sobre a FSRU ou o conjunto FSRU + GNLC. O garfo que suporta o contrapeso está ligado, na outra extremidade, a um *swivel* que permite a livre rotação do conjunto unidade flutuante + *Soft Yoke*. O centro de rotação é o centro do *swivel*.

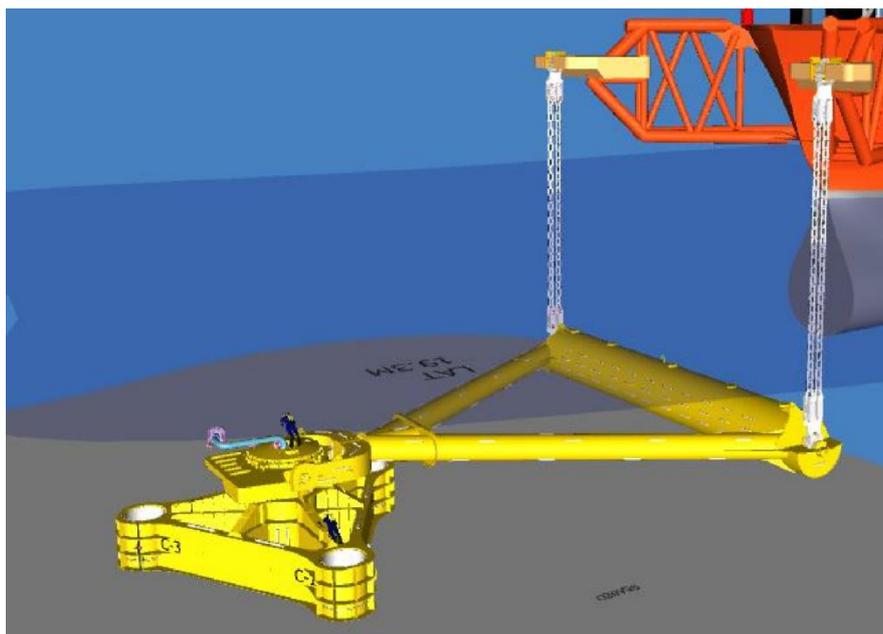
O centro do Yoke está situado nas seguintes coordenadas UTM:

- 8 798 824,73 N
- 731 598,57 E

O sistema submerso é mais simples que o não submerso, com características de fabricação, transporte e instalação menos complexas. Quando necessárias, as inspeções e manutenções serão realizadas através de ROVs e mergulhadores.

O sistema *Soft Yoke* permite que a FSRU ou o conjunto FSRU + GNLC rotacione em torno da base do *Soft Yoke*, minimizando os esforços ambientais sobre o sistema ou o aproamento e maximizando a disponibilidade para a operação lado-a-lado a partir das condições ambientais no momento da operação. A ancoragem usando sistema de *Soft Yoke* submerso conectado à FSRU por correntes permite que a unidade flutuante se movimente em todos os graus de liberdade.

Foi estimada uma vida útil de vinte e cinco anos para o *Soft Yoke* submerso, sujeito a inspeções periódicas e manutenção de rotina.



Fonte: CELSE, 2017

Figura 5-5: Arranjo típico do sistema submarino (o riser não está representado)

O Sistema *Soft Yoke* Submerso será composto pelos seguintes elementos:

- Sistema de fixação no solo;
- Sistema de *Soft Yoke* e conexão;
- Sistema de ancoragem;
- Sistema de *riser*.

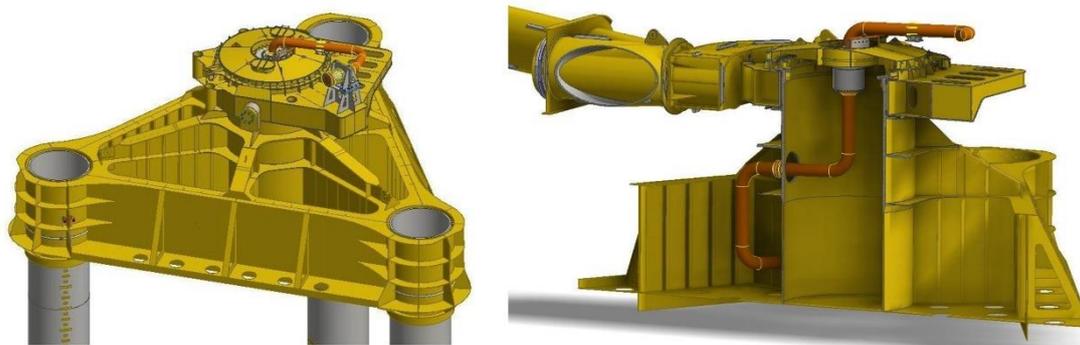
### 5.5.1 Sistema de Fixação no Solo

O sistema de fixação no solo é composto pelas estacas de fixação, base do sistema mesa do *turret*, *swivel*, tubulação do *turret*, tubulação da base e válvula de isolamento. Este sistema tem peso aproximado de quinhentas toneladas e é pré-montado em terra e levado ao local no momento da instalação.

Serão utilizadas três estacas de ancoragem para fixação da base, cada uma com 36 m de comprimento e diâmetro de 96 polegadas. Estas dimensões são preliminares e serão definidas após amostras do solo estarem disponíveis. No centro da base encontra-se localizado o rolamento para a mesa do *turret*, e na sua lateral o flange de conexão com o duto de exportação.

A mesa do *turret* é responsável por transferir as forças de amarração do *Soft Yoke* para a base, permitindo a livre rotação de todo o sistema. O flange para conexão do *riser* também se encontra localizado na mesa do *turret*, conectando assim a tubulação do *turret* à tubulação da base, por meio de um *swivel* localizado na linha.

O *swivel* está no topo da base do SSY e é protegido pelo *turret*, permitindo a conexão entre das partes móveis (mesa do *turret*) com a base fixa. A especificação do *swivel* contempla a utilização de gás em ambiente submarino de baixa profundidade. A inspeção do *swivel* pode ser feita por mergulhador através de uma abertura existente na estrutura da base. A especificação do *swivel* considera a presença de um sistema de selagem dinâmico, triplo ativado, passivamente, pelo fluido de processo (gás).



Fonte: CELSE, 2017

Figura 5-6: Sistema de fixação no solo

### 5.5.2 Sistema de *Soft Yoke* e Conexão

O Sistema *Soft Yoke* e conexão é responsável pela ligação entre a mesa do *turret* e a amarração da embarcação. O sistema, com peso aproximado de 250 t, é pré-montado em terra e levado ao local apenas no momento da instalação.

É composto pelo nó de conexão e pelos braços e pelo contrapeso. Quando em operação, os braços e o contrapeso são os responsáveis pela parcela geométrica da restauração do sistema de ancoragem.

O comprimento das linhas de ancoragem é definido de modo a evitar, em todas as condições, que os braços e o contrapeso toquem no solo marinho, mesmo considerando a parcela do movimento da FSRU. O contrapeso possui tipicamente dois tanques de asa e um tanque central. Os tanques de asa serão preenchidos com lastro para que as trações em cada linha de ancoragem fiquem próximas à 250 toneladas. Os tanques podem ser temporariamente preenchidos com ar para facilitar o processo de instalação.

### 5.5.3 Sistema de Ancoragem

O sistema de ancoragem é formado por amarras de ancoragem, conectores superiores e inferiores, e berço de fixação. O objetivo do sistema é manter a FSRU em posição ligando a embarcação e o *Soft Yoke*.

Serão conectados em cada extremidade do contrapeso dois segmentos de amarra de comprimento de aproximadamente dezenove metros e diâmetro de cento e cinquenta e seis milímetros por meio de um conector inferior.

Os conectores superiores por sua vez serão usados junto ao berço soldado à estrutura de suporte da ancoragem que faz parte da estrutura da FSRU. O conector superior também possui um olhal para facilitar o processo de conexão e desconexão da FSRU.

### 5.5.4 Sistema de Riser

O sistema *riser* flexível será usado para realização da transferência do gás entre a FSRU e o flange de conexão da mesa do *turret*. O *riser* terá aproximadamente 85 metros de comprimento e será equipado com conectores em ambas terminações.

### 5.5.5 Especificações Técnicas do *Soft Yoke*

A Tabela 5-4 a seguir apresenta as especificações técnicas.

Tabela 5-4: Especificações Técnicas

Item	Especificação
Peso total do sistema (no ar)	Aproximadamente 750 t.
<i>Swivel</i>	Fabricação em aço Duplex (A182 F51). Todos os selos e rolamentos deverão ser resistentes à corrosão e adequados para operação submarina.
Válvulas e Tubulação	Fabricação em aço carbono para baixas temperaturas. Todos os anéis de vedação devem ter sobreposição de solda de Inconel 625.
Classe de pressão	A classe de pressão para a linha de gás será de 120 barg, com classe de pressão para os flanges de CL900. Serão utilizados flanges NORSOK L-005 ou SPO compactos para interface das válvulas, <i>swivel</i> e conectores dos <i>risers</i> .
Válvula de isolamento submarina (16") / Válvula de isolamento do PIG Trap (20")	Entrada lateral, válvula de esfera montada. Projetada de acordo com API 6D SS / ISO 14723 para serviço submarino a 20 metros de lamina d'água. Operada manualmente por mergulhador.
Certificação por Sociedade Classificadora	ABS ou DNV
<i>Riser</i>	Diâmetro interno: 14 pol Pressão de projeto: 120 barg Temperatura de projeto: 75 °C Pressão de operação: 75 barg Temperatura de operação: 30 °C Lamina d'água: 20 m Vida útil: 25 anos

## 5.5.6 Métodos de Instalação do *Soft Yoke*

A instalação do *Soft Yoke* seguirá as seguintes etapas:

- Transporte, por navio *heavy lift*, das estruturas de ancoragem e do *Soft-Yoke* até o local de instalação;
- Içamento e lançamento da base de fixação ao leito submarino;
- Batimento das estacas de ancoragem;
- Içamento e lançamento do *Soft-Yoke* ao leito submarino, posicionado sobre o topo do sistema de ancoragem;
- Partida do navio *heavy lift*;
- Chegada de embarcação de apoio a mergulhadores;
- Conexão por parafusos do acoplamento do *Soft-Yoke* à estrutura de ancoragem;
- Lastreamento do *Soft-Yoke* e conexão à FSRU;
- Lançamento e instalação do *riser* pelos mergulhadores;
- Partida da embarcação de apoio.

Antes da instalação do sistema, será realizada sondagem da topografia do leito submarino visto que é necessário que o local de pouso da base de fixação seja plano e que sejam removidos detritos sólidos que possam interferir com a instalação. Se for detectada presença de solo mole, é requerido alcolchoar o fundo com blocos de concreto para não haver penetração do fundo.

Quando o *Soft Yoke* estiver lastreado para a conexão à FSRU, este deve ser mantido imóvel na posição correta pelos rebocadores para que a conexão seja feita; os guinchos a bordo da FSRU serão então acionados simultaneamente em ambos os bordos até que se obtenha as tensões necessárias para ancoragem permanente.

### 5.5.6.1 Requisitos de Inspeção

Antes de iniciar a fabricação do *Soft Yoke*, será elaborado um programa de inspeção baseado na avaliação de risco e este definirá os parâmetros e requisitos de inspeção. Serão verificados pelo menos:

- Sistema de conexão e desconexão com a FSRU;
- Estanqueidade na conexão dos flanges;
- Vazão do gás;
- Graus de liberdade do sistema;
- Sistema de parada de emergência

### 5.5.6.2 Comissionamento

O comissionamento do *Soft Yoke*, analogamente ao comissionamento do duto, envolve a remoção total do ar no gasoduto utilizando o gás natural antes que a pressão seja aumentada até o nível necessário para a operação teste de setenta e duas horas. Serão verificados pelo menos os seguintes parâmetros:

- Controle de pressão;
- Controle da temperatura;
- Controle do ponto de orvalho;

- Composição, vazão, densidade e viscosidade do gás; e
- Parâmetros definidos para o controle de corrosão.

## 5.6 Dutos de Exportação de GN (Gasoduto)

O sistema de dutos refere-se a toda tubulação, acessórios e equipamentos interligados, necessários ao transporte do GN desde a estrutura submarina estaqueada para a ancoragem da FSRU até o receptor.

O gasoduto será dividido em duas seções: submarina e terrestre, distintas pelas técnicas construtivas e normas aplicáveis, e será dimensionado para uma vida útil de 40 anos desde que os devidos procedimentos de manutenção e inspeção sejam realizados.

### 5.6.1 Dimensionamento

Atendendo à norma ASME B31.8, complementada pelo API 1111 no que se refere as especificidades da seção submarina, o duto foi dimensionado atendendo os seguintes itens:

- Pressão interna;
- Pressão externa;
- Flambagem local devido apenas à pressão externa;
- Flambagem de propagação; e,
- Esforços mecânicos combinados.

Os coeficientes hidrodinâmicos a serem considerados no projeto do duto são:

- Coeficiente de arrasto (Cd): 0,7
- Coeficiente de sustentação (Cl): 0,9
- Coeficiente de massa adicional (Cm): 3,29

O GN a ser transportado pelo gasoduto é classificado na categoria D dos fluidos: Gas natural monofásico atóxico. Será considerada a folga dimensional para absorver efeitos térmicos e a estabilidade de fundo.

### 5.6.2 Sistema de Proteção

A seção submarina não enterrada será constituída de tubos de aço de alta resistência com doze metros de comprimento. A tubulação será isolada da água do mar por meio de um revestimento externo anticorrosivo e ânodos de sacrifício, montados na tubulação de forma espaçada ao longo de seu comprimento visando proteger possíveis falhas no revestimento anticorrosivo.

Visto que o gás a ser transportado estará seco, não é esperada corrosão interna na tubulação, porém tipicamente uma pequena película de espessura de 1,6mm é adicionada sobre a espessura requerida pelo projeto inicial.

A parte não enterrada ainda necessitará de revestimento de concreto sobre o anticorrosivo visando a estabilidade do gasoduto no fundo marinho quando sujeito às forças hidrodinâmicas ambientais devido à ação das ondas e da correnteza.

A seção terrestre também é constituída de aço de alta resistência, sendo revestida externamente com revestimento anticorrosivo. Os dutos estarão dispostos em valas que serão posteriormente

recobertas. Caso a resistividade do solo seja inferior, será possível a utilização de anodos de sacrifício montados diretamente sobre a tubulação, semelhante a como é realizado na seção submarina.

### 5.6.3 Especificações Técnicas

A especificação técnica do duto está descrita na Tabela 5-5 apresentada a seguir.

Tabela 5-5: Especificação Técnica do Duto

Item	Especificação
Diâmetro Externo	18 pol
Espessura	12,7 mm (mínima)
Comprimento aproximado	8 km (do <i>Soft Yoke</i> até o TP 01, na UTE)
Material	Aço API 5L X65 (ou superior)
Sobre espessura	1,6 mm
Revestimento na parte não enterrada	Concreto, espessura mínima de 38 mm
Espaçamento dos anodos	120 m
Pressão de operação do gás	100 barg (nível do mar)
Temperatura de operação do gás	De 5 °C a 10 °C

Fonte: Oceânica, 2017

### 5.6.4 Métodos de Instalação

Os tubos podem ser fabricados com chapas calandradas e com aplicação subsequente de solda longitudinal (tubos com costura), ou por extrusão (tubos sem costura). Serão feitos com revestimento anticorrosivo, deixando espaço em cada extremidade sem revestimento para permitir soldagem de campo. Os tubos para uso submarino são também revestidos com concreto.

#### 5.6.4.1 Seção Submarina

Antes do lançamento da seção submarina do duto, será realizado um levantamento de campo, geofísico e geotécnico, para guiar as fases de projeto e instalação do gasoduto.

O levantamento geofísico é realizado por ecobatímetro e varredura lateral com sonar. O primeiro irá permitir a visualização do perfil batimétrico sobre as linhas de navegação, além de fornecer as informações necessárias à elaboração dos mapas de contorno batimétrico, enquanto o segundo irá fornecer uma fotografia do fundo com indicação das feições superficiais sobre o solo.

O levantamento geotécnico será feito com objetivo superficial e subsuperficial, com amostras ao longo da diretriz de projeto e em função das feições superficiais encontradas pela varredura do sonar.

A seção submarina será constituída por tubulação construída com o uso de uma balsa de lançamento com uma sequência de estações de trabalho para sondagem, inspeção não destrutiva e revestimento das juntas de campo alinhadas com as máquinas de tração e a rampa de lançamento que irá guiar a tubulação para fora da balsa.

A embarcação de lançamento operará ancorada e será acompanhada por um ou mais rebocadores, visto que as âncoras necessitam ser reposicionadas periodicamente. O início do lançamento é realizado próximo à costa.

O trecho inicial da seção submarina do gasoduto será enterrado, em uma extensão aproximada de 1.400 metros, a uma profundidade em torno de 5 m. Deste ponto em diante, o gasoduto será apoiado no leito marinho.

Após o término do lançamento e abandono da extremidade final junto à FSRU, será realizada uma inspeção submarina com objetivo de obter as coordenadas do gasoduto conforme lançado, além de se observar e registrar eventuais regiões da tubulação não suportadas pelo solo. Os vãos localizados nas seções em que a tubulação não será enterrada, quando superarem o valor admissível de comprimento estipulado pelo projeto, necessitarão de calçamento que poderá ser realizado com uso de sacos de cimento ou suportes mecânicos.

Com auxílio de mergulhadores, realiza-se também após o lançamento, a interligação da extremidade do gasoduto com a base submarina de ancoragem da FSRU.

Antes da embarcação de lançamento deixar a região, a estanqueidade / integridade da seção deverá ser verificada por intermédio de teste de pressão, que poderá ser realizada em conjunto com a seção terrestre, caso a mesma já tenha sido concluída.

#### 5.6.4.2 Seção Terrestre

Assim como na seção submarina, o projeto requer levantamento de campo para obter as informações de topografia e geotécnica de detalhe na faixa de domínio para a sua execução, além de ser necessário o conhecimento da resistividade elétrica do solo.

Os dutos terrestres serão construídos com auxílio de guindastes com lanças laterais, conhecidos por *side-boom*, que são os principais equipamentos para permitir soldagem e abaixamento do gasoduto na vala de forma progressiva e com as deformações controladas.

As principais etapas da construção do gasoduto propriamente dito contemplam:

- Mobilização;
- Identificação da faixa de domínio e abertura de pista;
- Limpeza e nivelamento da faixa de domínio
- Recebimento e Inspeção dos tubos e materiais;
- Abertura e preparação da vala;
- Desfile / distribuição dos tubos na faixa de domínio;
- Curvamento de tubos, onde necessário;
- Soldagem, inspeção e revestimento da junta;
- Abaixamento do duto na vala;
- Cobertura / preenchimento da vala;
- Limpeza, recuperação e revegetação da faixa de domínio;
- Interligação com o receptor de esferas e com a seção submarina;
- Enchimento, limpeza e inspeção interna do gasoduto;
- Teste hidrostático;
- Condicionamento;
- Desmobilização.

A limpeza e inspeção interna e o teste hidrostático do gasoduto deverão ser realizados com a seção submarina já interligada em uma única operação contemplando todo o gasoduto.

Após construção, a faixa de domínio deverá ser sinalizada, para proteger as novas instalações, impedindo a escavação ou o tráfego de veículos.

### 5.6.4.3 Requisitos de Inspeção

Antes de iniciar a fabricação do duto, será implementado um programa de inspeção; este programa será baseado na avaliação de risco e de definirá os parâmetros e critérios de inspeção.

Estarão inclusos:

- Teste de pressão do sistema;
- Teste do equipamento de segurança;
  - Equipamento de controle de pressão;
  - Equipamento de proteção contra sobrepressão;
  - Sistemas de parada emergenciais;
  - Válvulas de parada automáticas;
- Perda de espessura da parede do duto;
- Entalhes e trincas; e
- Dimensão interna do duto.

### 5.6.4.4 Pré-Comissionamento

O Pré-Comissionamento incluirá:

- Teste hidrostático;
- Limpeza do duto e seus componentes;
- Aferição da ovalização e desalinhamento do duto; e
- Secagem do duto.

### 5.6.4.5 Comissionamento

O Comissionamento dos gasodutos consiste na remoção completa do ar do gasoduto utilizando gás natural antes que a pressão seja aumentada até o nível necessário para o teste de operação de setenta e duas horas. Serão verificados pelo menos os seguintes parâmetros:

- Controle de pressão ao longo do duto;
- Controle da temperatura ao longo do duto;
- Controle do ponto de orvalho;
- Composição, vazão, densidade e viscosidade do gás;
- Parâmetros definidos para o controle de corrosão; e
- Concentração de constituintes tóxicos, se houver.

## 5.7 Adutora e Emisário

A adutora para captação e condução da água do mar e o emissário para o lançamento dos efluentes provenientes da UTE Porto de Sergipe I compõem uma parte das instalações da UTE, não tendo relação direta com as instalações de armazenamento e regaseificação do GNL ou do gasoduto. No entanto, fazem parte do conjunto de instalações marítimas objeto do licenciamento ambiental, sob a competência do IBAMA, por estarem situadas em mar territorial.

A Figura 5-7, a seguir, apresenta um arranjo geral da Adutora e Emissário.

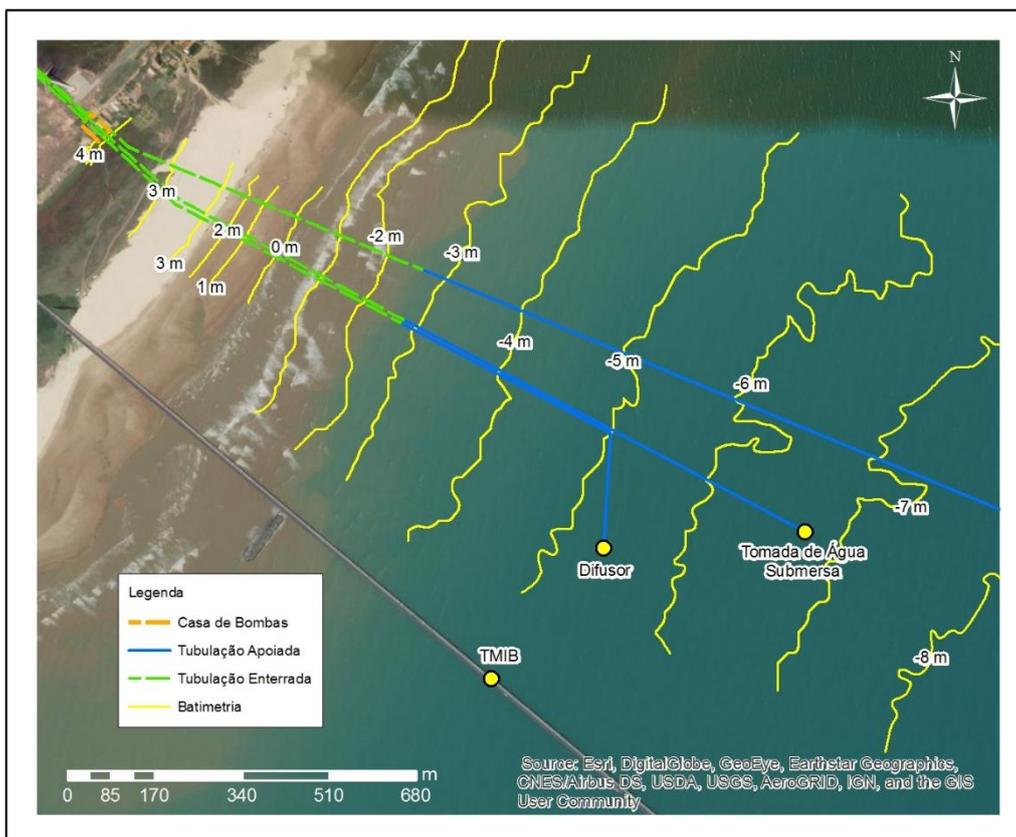
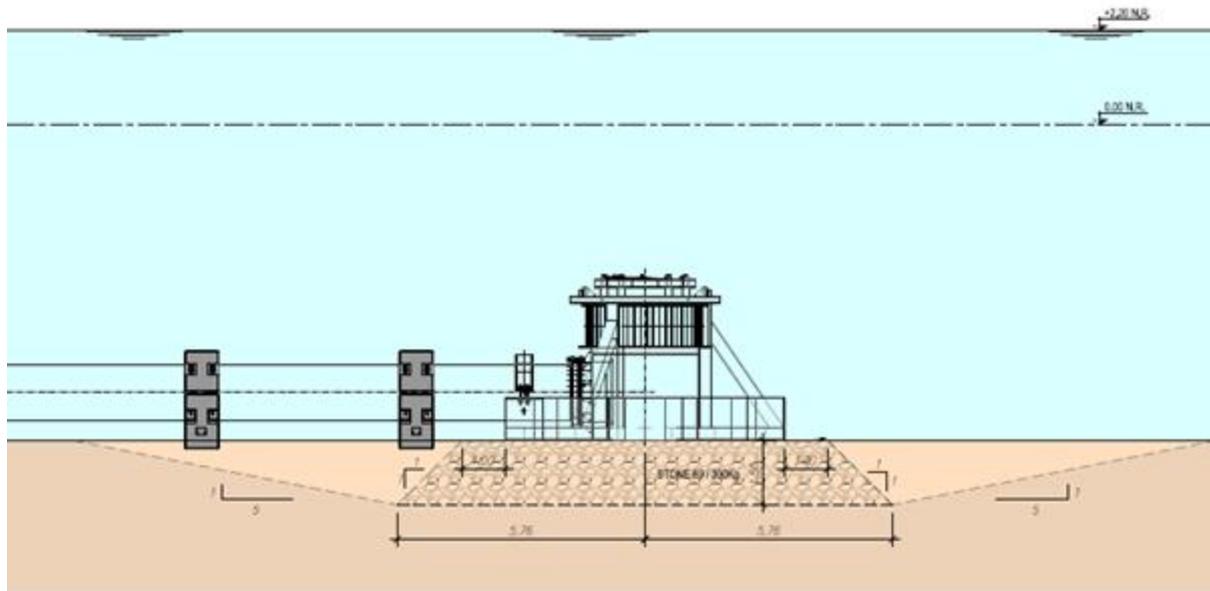


Figura 5-7: Arranjo geral da adutora de água do mar e do emissário de efluentes

A adutora terá as seguintes características:

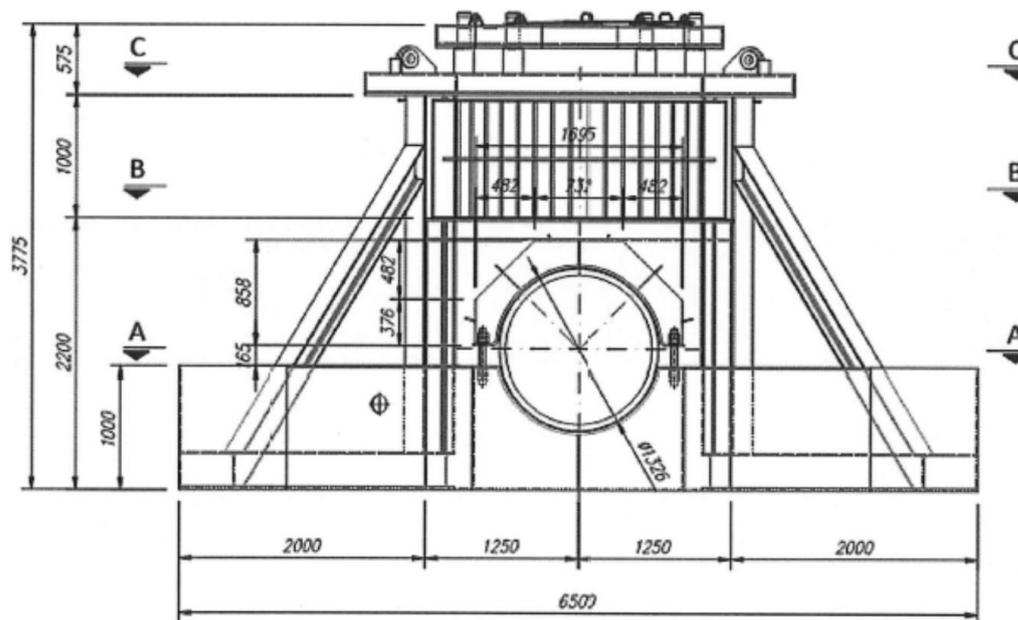
Material:	PEAD – Polietileno de Alta Densidade
Diâmetro Interno:	1,2 m
Vazão:	5.000 m <sup>3</sup> /h
Velocidade:	< 0,3 m/s nas aletas de entrada de água
Comprimento:	1.300 m em mar, do ponto de captação na batimetria 6,5 metros até a zona de praia 250 m da zona de praia do poço até a Estação de Bombeamento 1.000 m do poço na Estação de Bombeamento até a UTE
Tomada d'água:	Estrutura submersa apoiada sobre leito de rachão, com entradas d'água na forma de aletas, para evitar a entrada de resíduos e espécies de maior porte. Será instalada em cota batimétrica de 6,5 metros.

A tomada d'água é um dispositivo metálico apoiado no leito do mar (Figura 5-8 e Figura 5-9) que permitirá uma captação de 5.000 m<sup>3</sup>/h de água à uma velocidade menor que 0,3 m/s. Um exemplo do dispositivo está apresentado abaixo.



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

Figura 5-8: Seção esquemática longitudinal, preliminar, da tomada d'água para captação de água do mar



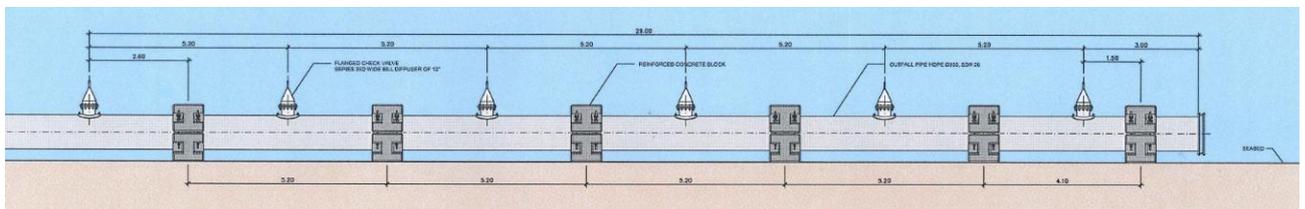
Fonte: GE - SGP/00/E/05a---004/PL/009, 2017

Figura 5-9: Detalhes da seção esquemática transversal, preliminar, da tomada d'água para captação de água do mar

O emissário de efluentes terá as seguintes características:

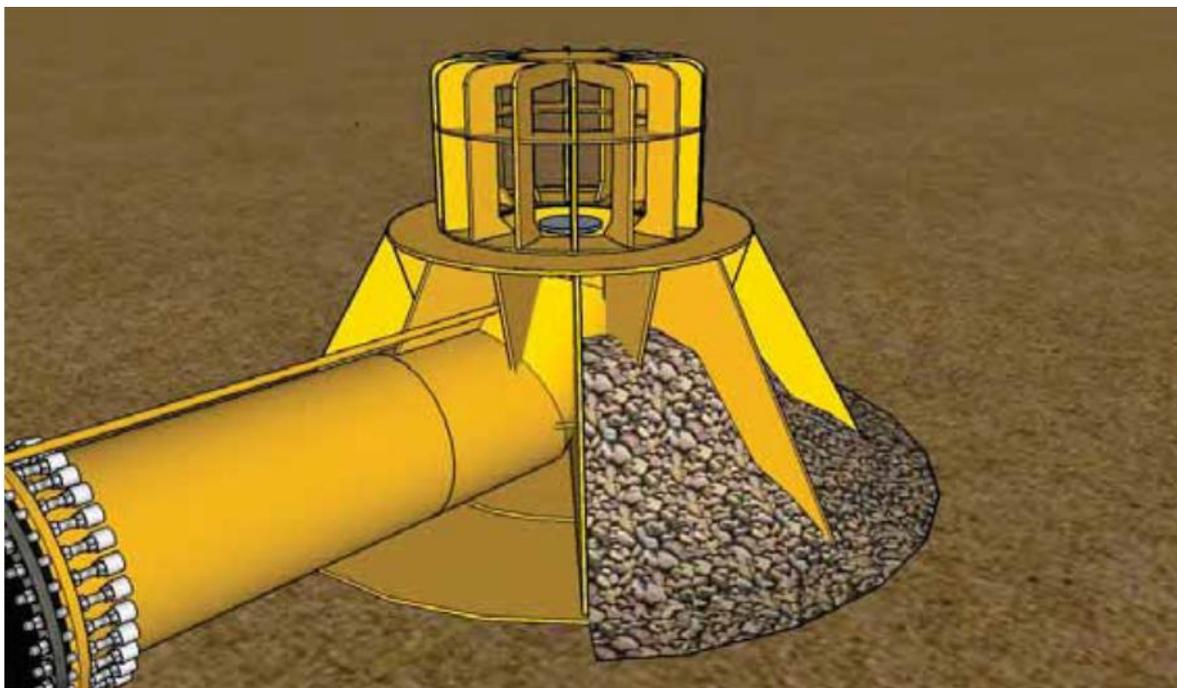
Material:	PEAD – Polietileno de Alta Densidade
Diâmetro Interno:	0,8 m
Vazão:	de 4.100 a 5.600 m <sup>3</sup> /h
Comprimento:	1.200 m da UTE até a zona de praia 1.200 m em mar, da zona de praia até uma profundidade de 5 metros
Difusores:	Estruturas responsáveis pela difusão dos efluentes no corpo receptor, têm a função de induzir uma dispersão rápida e eficiente, reduzindo as dimensões da zona de mistura.

No caso em questão, foi adotado o conjunto de 06 difusores, igualmente espaçados, para garantir uma vazão no mínimo igual à vazão de captação, os quais direcionam o o fluxo para cima, conforme ilustra a Figura 5-10. A Figura 5-11 apresenta um detalhe de um difusor.



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

Figura 5-10: Conjunto de seis difusores no trecho final do emissário



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

Figura 5-11: Seção esquemática preliminar do difusor de efluentes posicionado na extremidade do emissário

Estes difusores estarão localizados em um ponto aproximadamente com 4,80 metros de profundidade e suas partes mais altas não serão maiores que 1,70 metros de altura a partir do leito do mar, de forma a garantir que na maré baixa, eles estejam cobertos com ao menos 3,10 metros de água do mar.

As características esperadas do efluente a ser lançado são apresentadas a seguir, na Tabela 5-6. As características do efluente consideram um fator de concentração de 1,3 nas torres de refrigeração e que as águas de reposição (*make-up*) dessas torres tenham sido pre-tratadas por floculação-clarificação. Caso se utilize água do mar sem tratamento, os valores acima estimados poderão variar.

Tabela 5-6: Características físico químicas do efluente a ser lançado no emissário

Substância	Unidade	Valor	Substância	Unidade	Valor
Ca	mg/l	1017	Alcalinidade (HCO <sub>3</sub> )	mg/l	66
Mg	mg/l	1670	SO <sub>4</sub>	mg/l	3509
Na	mg/l	13950	S	mg/l	< 0,13
K	mg/l	721	Cl	mg/l	26210
NH <sub>4</sub>	mg/l	1,8	NO <sub>3</sub>	mg/l	12,09
Fe total	mg/l	0,36	Silicato reativo (SiO <sub>2</sub> )	mg/l	1,33
Ba	mg/l	0,23	Silica coloidal (SiO <sub>2</sub> )	mg/l	< 0,13
Mn	mg/l	0,64	CO <sub>2</sub>	mg/l	< 1
Sr	mg/l	< 0,04	PO <sub>4</sub>	mg/l	0,07
Al	mg/l	0,5	F	mg/l	2,13
Zn	mg/l	< 0,009	BO <sub>3</sub>	mg/l	0,14
Condutividade	µS/cm	63490	Br	mg/l	22
pH		6,5 a 8,5	Salinidade Total	mg/l	< 50.000
Temperatura	°C	29	Cl total	mg/l	< 0,2
Densidade	kg/l	1,04	P total (P)	mg/l	< 0,13
Sólidos Suspensos Totais	mg/l	31	Cr	mg/l	< 0,001
Turbidez	NTU	39	Cu	mg/l	0,031
DQO (O <sub>2</sub> )	mg/l	10	Pb	mg/l	< 0,008
DBO <sub>5</sub> (O <sub>2</sub> )	mg/l	< 2,1	Cd	mg/l	< 0,001
COT (C)	mg/l	2,9	Hg	mg/l	< 0,0004
Saturação de O <sub>2</sub>	%	> 85,5	As	mg/l	< 0,001
N total (N)	mg/l	4,1	Sn	mg/l	< 0,026
Oleos e Graxas (HC)	mg/l	< 10	Se	mg/l	< 0,006
			B	mg/l	4,08

### 5.7.1 Procedimentos construtivos

O emissário e a adutora seguem em traçados paralelos e próximos, partindo do terreno da CELSE e seguindo para a estação de bombeamento, em faixa de segurança de 24 metros de largura, e da estação em direção ao mar. Na porção *offshore*, o emissário se distancia da adutora apenas a cerca de 900 metros da linha da costa, quando o inflete para o sul, enquanto a adutora prossegue em linha reta por mais 500 metros, resultando numa distância entre a tomada d'água e os difusores de aproximadamente 400 metros. O desenho esquemático a seguir (Figura 5-12) mostra a rota da tubulação de captação e descarga com base no levantamento batimétrico realizado.

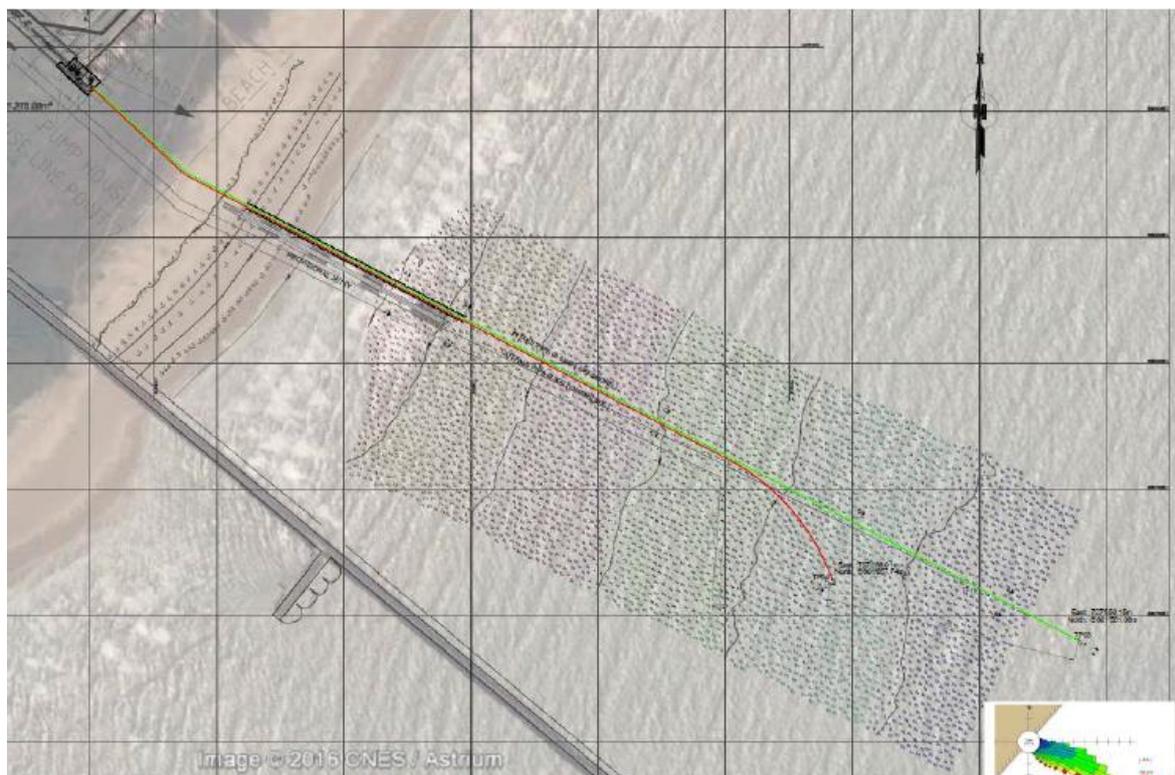


Figura 5-12: Planta esquemática da porção *offshore* dos dutos (adutora e emissário)

A distância entre os dutos é de aproximadamente 1,5 m entre as bordas das estruturas de ancoragem, o que corresponde a aproximadamente 3 m entre os eixos das tubulações.

No trecho em terra, os dutos serão implantados por meio de escavação em vala, possivelmente com o uso de escoramento e o rebaixamento do nível freático para manter a estabilidade da escavação e a segurança dos trabalhadores.

Após a implantação, os dutos serão recobertos com o mesmo sedimento escavado, recompondo as condições topográficas anteriores à intervenção, salvo o trecho de transposição de dunas, cuja técnica de reafeiçoamento está sendo definida. Os solos de escavação excedentes serão encaminhados para um bota espera localizado no terreno da CELSE e posteriormente enviados a um bota fora devidamente licenciado pelo órgão ambiental estadual.

No trecho marinho inicial, com extensão aproximada de 300 metros e até uma profundidade de -1,0 m NR, denominada faixa de transposição de zona de praia, ambos os dutos seguirão ainda enterrados. As obras deste sistema, tanto a adutora, quanto o emissário, serão iniciadas na face leste da estação de bombeamento e sua instalação será feita com a utilização de uma vala (trincheira) e, após o lançamento dos tubos, serão recompostas com a própria areia dragada, ou reaproveitando os solos excedentes da escavação do trecho entre terreno da CELSE e a estação de bombeamento.

Para a execução desta vala, será montado (e desmontado ao final do trabalho), uma ponte metálica provisória (píer temporário). A seguir é apresentado o detalhe técnico do píer temporário (Figura 5-14) e duas fotos ilustrativas com estruturas semelhantes (Foto 5-3 e Foto 5-4).

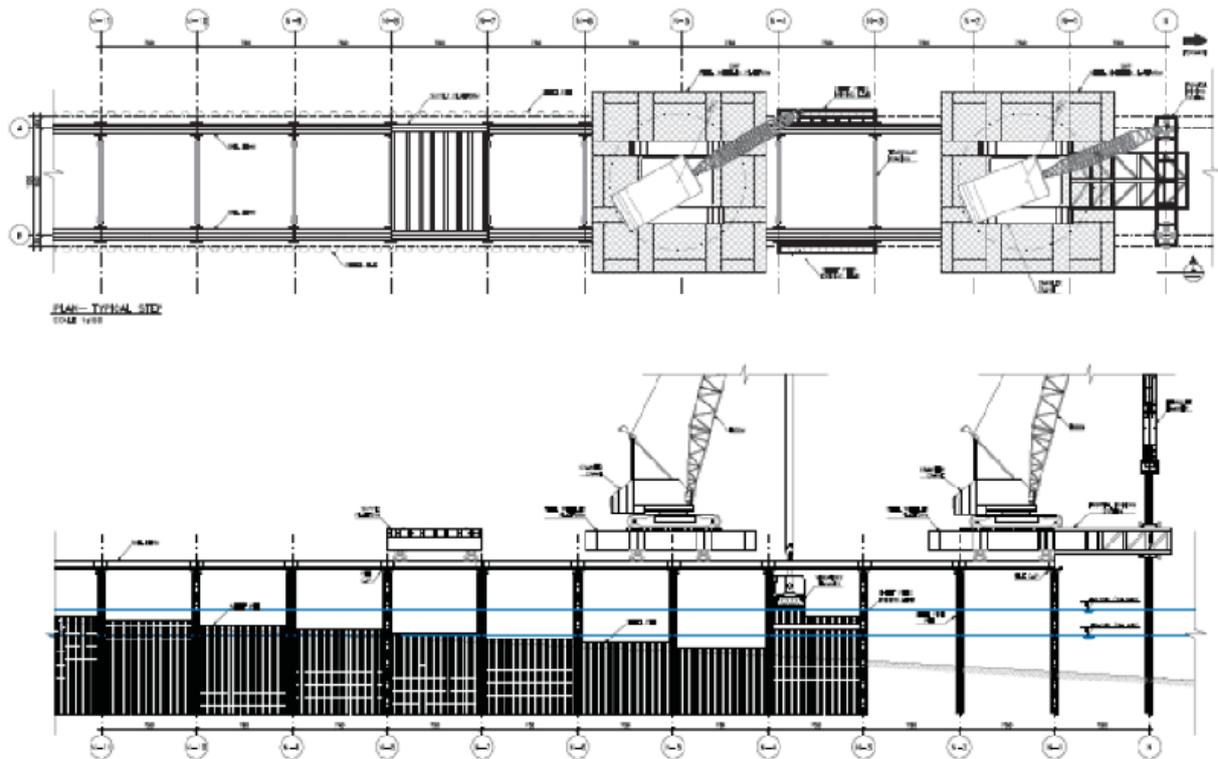


Figura 5-13: Planta e perfil esquemático da ponte provisória



Foto 5-3: Exemplo de ponte provisória (vista para onshore)



Foto 5-4: Exemplo de ponte provisória

A localização esperada para esta ponte provisória é apresentada na Figura 5-14. Observa-se a indicação do píer em azul. Ao longo desta linha, será montado um sistema do tipo “cantitravel” onde a escavadeira avançará em direção ao mar para a abertura da vala.

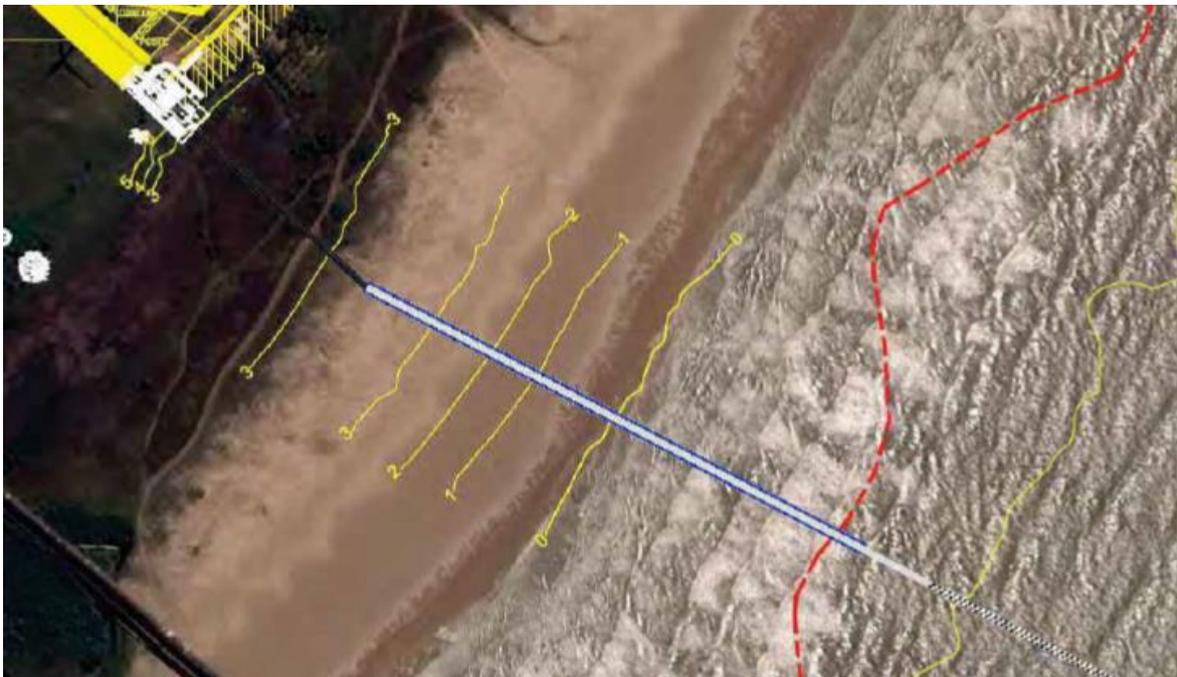
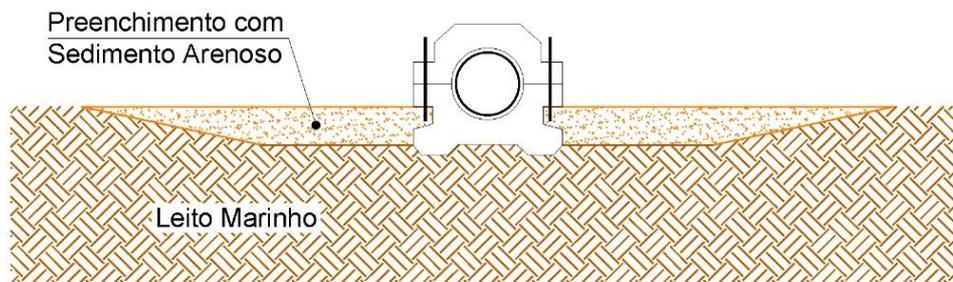


Figura 5-14: Localização estimada para a ponte provisória

Em seguida é realizado o assentamento dos dutos em fundo de vala, o material escavado será então recondicionado e os dutos serão totalmente recobertos.

Após o encerramento das obras de implantação deste trecho inicial dos dutos, onde os dois dutos permanecerão completamente enterrados, em um segundo segmento com aproximadamente 200 metros, os mesmos permanecerão semienterrados (Figura 5-15) com uma vala de transição sendo executada por escavadeira, podendo ser embarcada em uma balsa, entre outras alternativas ainda em estudo.



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

Figura 5-15: Seção transversal ilustrativa do trecho onde os dutos permanecerão semienterrados

Após este trecho de transição, ambos os dutos serão assentados diretamente sobre o leito marinho (Figura 5-16).



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

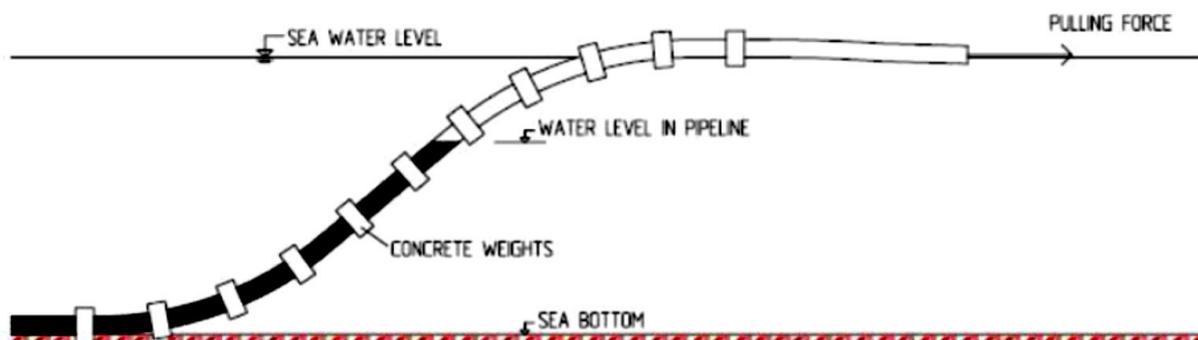
Figura 5-16: Seção transversal ilustrativa do trecho final, onde os dutos serão assentados sobre o leito marinho

Os dutos a serem implantados no trecho marinho serão pré-montados em área seca, em segmentos de 300 a 500 metros, os quais serão arrastados em flutuação até os pontos de assentamento (Foto 5-5) quando são gradativamente preenchidos com água, o que permite o seu posicionamento conforme o projeto (Figura 5-17). Cada segmento, depois de assentado, é emendado por mergulhadores por meio de conexões apropriadas.



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

Foto 5-5: Segmento de duto sendo transportado em flutuação por rebocadores



Fonte: GE - SGP/00/W/007b---003MS/002, 2017

Figura 5-17: Esquema de assentamento por afundamento parcial de cada segmento dos dutos

## 5.8 Estação de Bombeamento (Casa de Bombas)

Conforme o Memorial Descritivo da UTE Porto do Sergipe I (CELSE, 2016), os recursos hídricos a serem utilizados para resfriamento das unidades geradoras serão captados no mar, através de dispositivo de captação situado a cerca de 350 m da linha de costa, e uma linha de adução com traçado aproximadamente paralelo ao do gasoduto proveniente da FSRU.

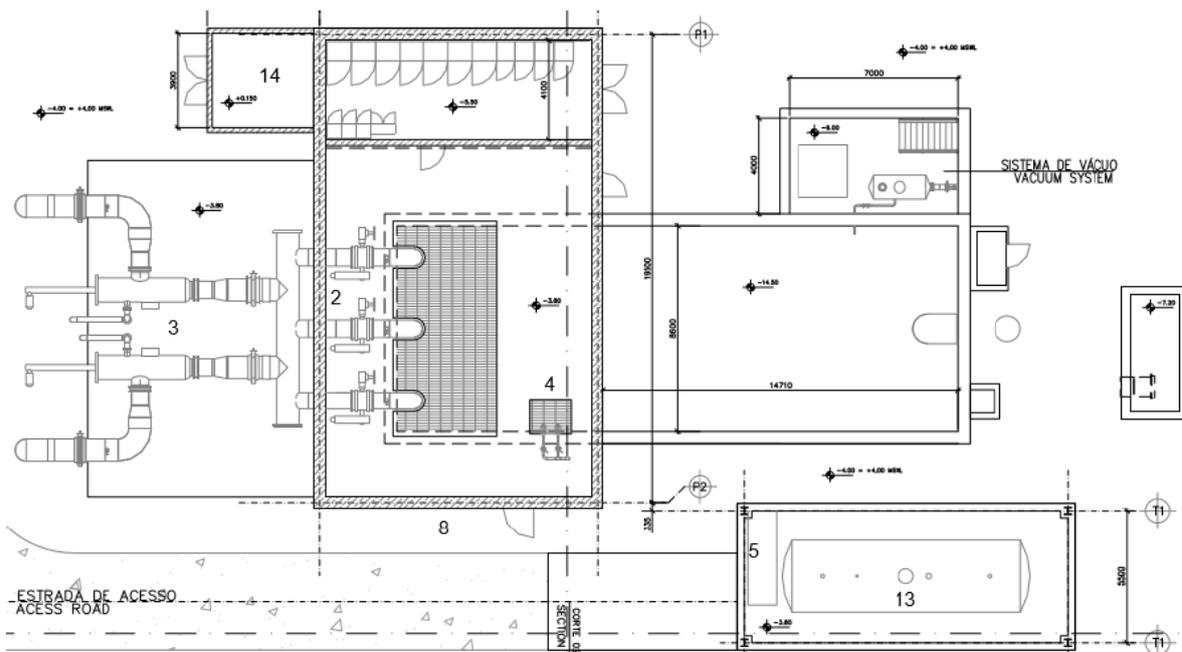
O terreno onde será construída a estação de bombeamento está localizado em área da CELSE, próxima à linha de praia, porém em área afastada da região de desova das tartarugas, conforme atestado pelo Ofício SEI nº 4/2017-TAMAR-Av, Pirambu-SE/DIBIO/ICMBio (**Anexo 5-2**). Esta instalação será construída de modo a efetuar a captação da água do mar que será utilizada em todo processo de resfriamento da planta e na geração de vapor.

Apesar do nome, a instalação captará água do mar por gravidade, sem qualquer intervenção mecânica. A água captada será recebida em tanque de concreto profundo e filtrada para retirada de resíduos eventualmente absorvidos na captação. Somente após este procedimento, a água será bombeada diretamente do tanque para o sistema de tratamento já localizado na planta termoeletrica.

A estação de bombeamento, além de uma sala elétrica dedicada, terá em sua instalação os seguintes equipamentos:

- Bomba submersa de água salgada
- Filtro de resíduos
- Bomba de lodo
- Sistema dosado de dosagem de hipoclorito de sódio
- Bomba coletora de resíduos sólidos
- Sistema de ar comprimido
- Tanque de Hipoclorito de sódio

A Figura 5-18 apresenta o layout em planta da estação de bombeamento.



LEGENDA:

1 – Bombas de Captação de Água Salgada	3 – Filtro de Resíduos da Água Salgada
2 – Válvula	5 – Plataforma Dosadora de NaOCl
4 – Bomba de Lodo	7 – Bomba Coletora de Sólidos
6 – Telhado Móvel (Para ser aberto)	9 – Sala Elétrica
8 – Área de Descanso	11 – Descarte de Efluentes
10 – Tomada de Água Salgada	13 – Sódio – Tanque de Hipoclorito
12 – Ar Comprimido	

Figura 5-18: *Layout* da Estação de bombeamento de água salgada

As bombas terão capacidade de 6.300 m<sup>3</sup>/h cada uma, operando a uma altura manométrica de até 10 metros. Além das bombas serão instalados 2 (dois) filtros de sedimentos com capacidade de execução

de 100% do trabalho. A estação de bombeamento também inclui bomba de lodo e coletora de sólidos para drenar o fundo dos poços de água do mar.

A adução de água do mar será realizada por gravidade até o poço onde a água será bombeada para a UTE. A Figura 5-19 apresenta uma representação esquemática em 3D da estação de bombeamento.

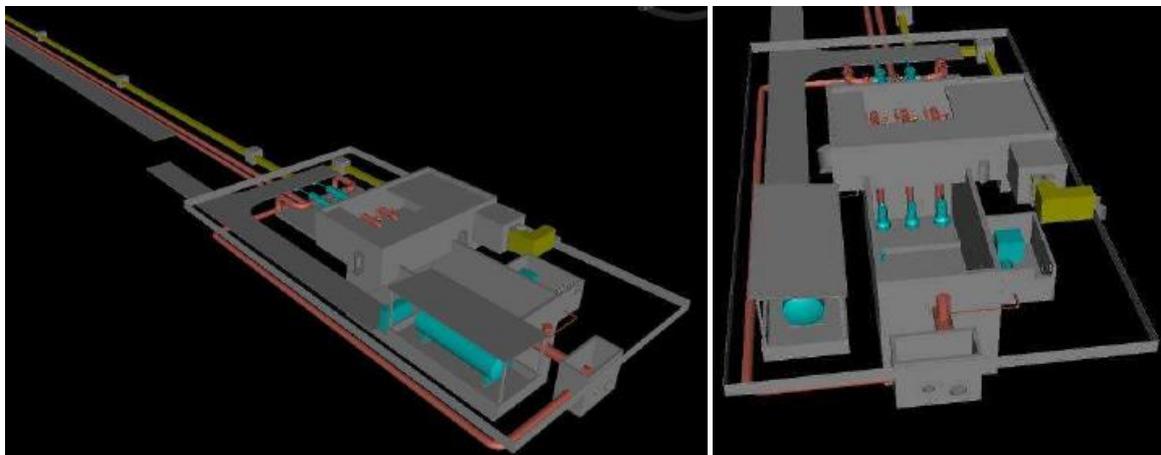


Figura 5-19: Representação esquemática da Casa de Bombas

Para atendimento à unidade *onshore* da CELSE será necessário captar água em vazão máxima de 5.000 m<sup>3</sup>/h para a UTE Porto de Sergipe I quando esta estiver operando em sua capacidade máxima.

A restituição ao mar será, em condições normais de operação, de 4.100 m<sup>3</sup>/h, através de um emissário, com difusores situados a montante do local de adução, com uma variação de temperatura inferior a 3°C na zona de mistura. O restante da vazão será transferido à atmosfera, através da evaporação ocorrida no processo de resfriamento. A capacidade máxima instalada de vazão deste emissário é de 5.600 m<sup>3</sup>/h, considerando-se que este sistema retorna também águas pluvias coletadas nas canaletas internas à UTE Porto de Sergipe I, após estas passem por caixa SAO.

### 5.8.1 Procedimentos construtivos

Para a câmara da bomba submersa de água salgada, deve ser executada uma parede diafragma de 800 mm de largura e 18.000 mm de profundidade. Esta parede diafragma deve ser usada não apenas como proteção temporária para proteger a escavação, mas, também como estrutura permanente. A parede diafragma será ligada no topo com uma viga de coroamento moldada no local. Duas vigas de concreto atuando como escoras serão usados para enrijecer a estrutura contra a flutuabilidade.

Para proteger o fundo da câmara da bomba submersa, um tampão de *jetgrouting* será executado até uma altura de aproximadamente - 8,60 m MSWL. A laje inferior da casa de bombas será instalada mais tarde sobre este tampão. A laje inferior será ancorada às paredes diafragma por meio de armaduras, bem como às estacas barrete que penetram no tampão de *jetgrouting*. Enquanto as estacas barrete são uma proteção contra o levantamento, a ancoragem nas paredes diafragma é usada como enrijecimento contra a flutuabilidade.

O concreto de segunda fase nas paredes só deve ser usado na parede oeste da câmara.

Após a preparação da plataforma de trabalho para a instalação da casa de bombas a um nível de - 4,30 metros, isto é 3,70 m MSWL, será iniciada a instalação de paredes guia. Estas paredes guia são usadas para guiar a escavadeira para as paredes diafragma durante a escavação (Figura 5-20).

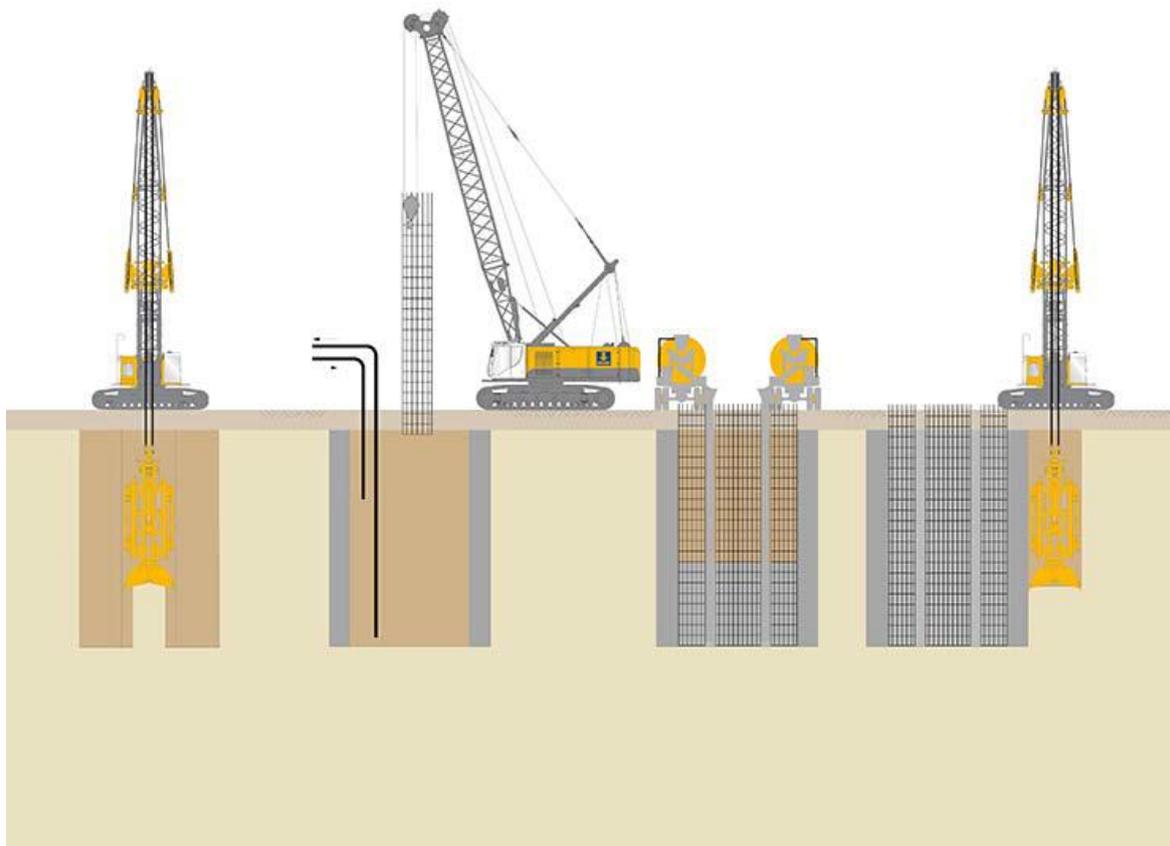


Figura 5-20: Instalação de parede diafragma

Os painéis escavados são estabilizados com bentonita líquida; os elementos de parede terão entre 2,00 e 7,00 m de largura. Atrás das juntas dos elementos de parede serão executadas colunas de *jetgrouting* como vedação adicional (Figura 5-21).

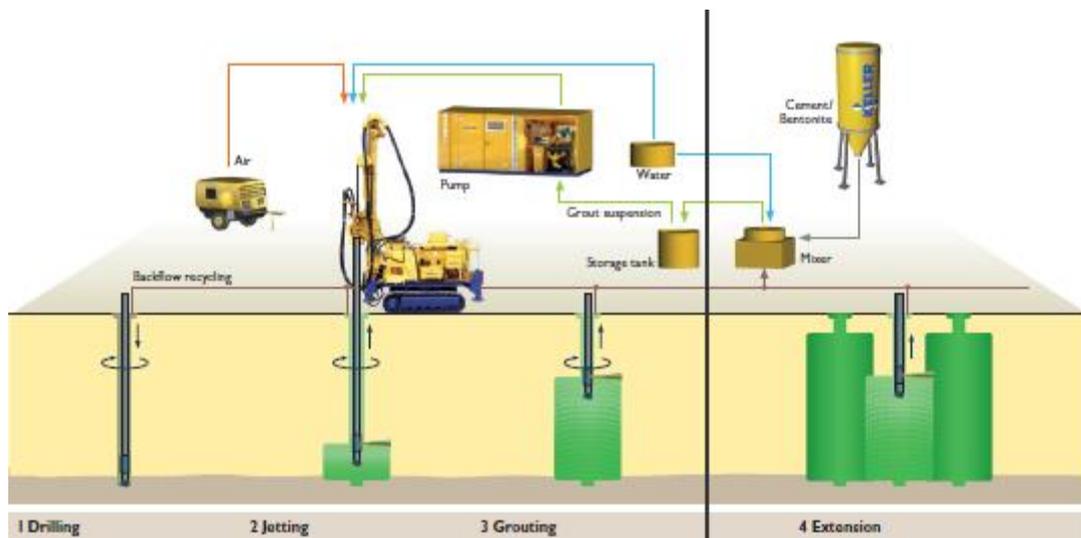


Figura 5-21: Princípio do *jetgrouting*

Após a instalação das paredes diafragma, as paredes guia serão demolidas e a máquina de *jetgrouting* será usada para executar o tampão. Depois disso, a viga de coroamento e as escoras serão instaladas. Após estes serviços, a escavação será iniciada. Enquanto a escavação prossegue, as paredes diafragma serão lavadas com jato para remover a terra e o pó. Até que a laje inferior esteja instalada, uma

segunda camada de escoras (fabricada em aço) será instalada para evitar a flutuabilidade. Várias estacas barrete (painéis simples de parede diafragma) serão instalados penetrando no tampão de jetgrouting. Estas estacas barretes terão barras de arranque que devem ser ligadas com a laje inferior da câmara da bomba submersa.

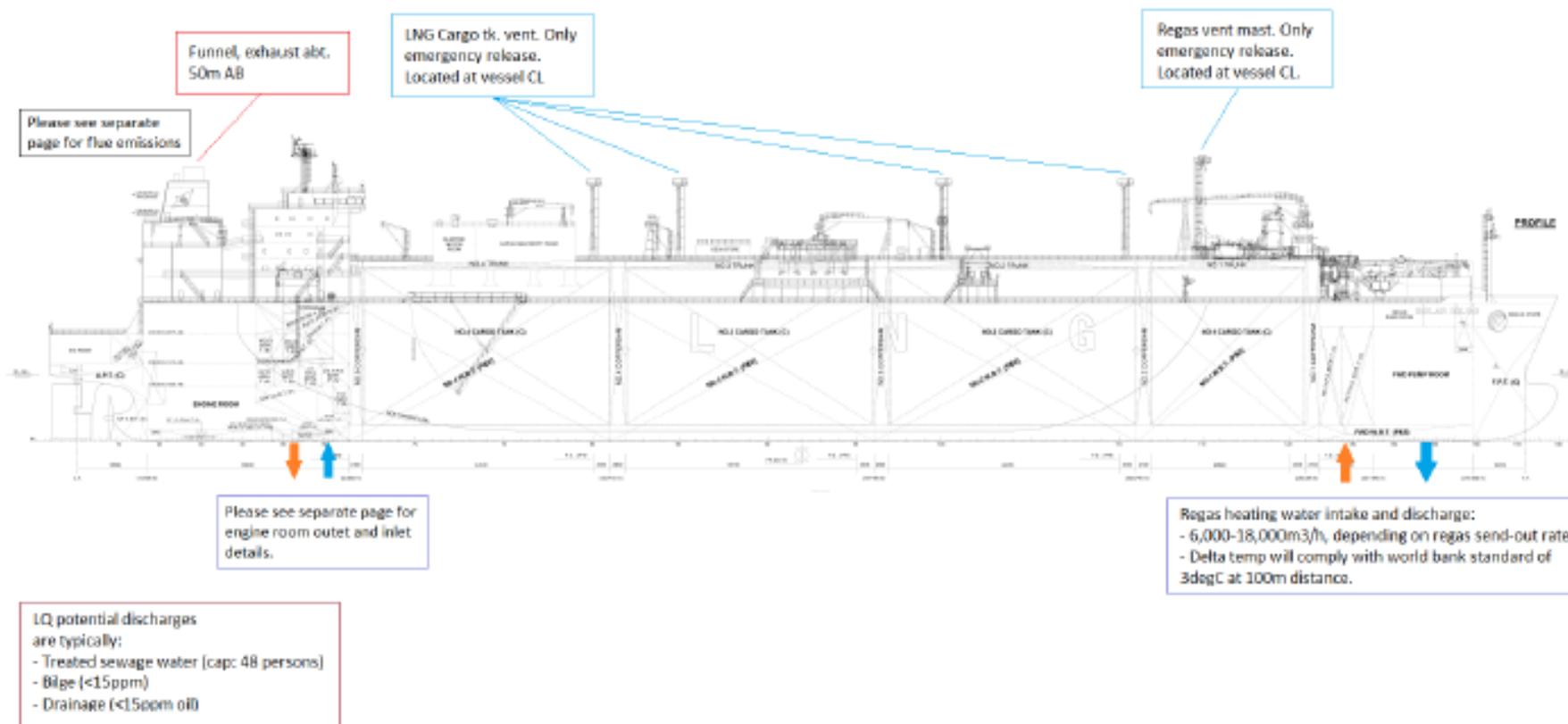
Após estes serviços, as estacas prancha serão cravadas para formação do poço de interface e do poço de evacuação adjacente à câmara da bomba. Entre as estacas prancha serão instalados tampões de jetgrouting para proteger esses poços.

Com o término dos trabalhos temporários, serão iniciados os trabalhos para a montagem das estruturas e tubulações.

## 5.9 Emissões, Resíduos e Efluentes

As emissões estimadas apresentadas na sequência referem-se à fase de operação da FRSU Golar Nanook, em que são esperados os fluxos de emissões esquematizados na Figura 5-22, a seguir.

### FSRU Nanook - Main discharges



Fonte: Golar, 2017

Figura 5-22: Emissões e efluentes gerados pela FSRU Golar Nanook

## 5.9.1 Ruídos

Os níveis de ruído e vibração nas áreas de acomodações e áreas de trabalho atenderão ao ISO 9654: 2000 e à Resolução A.468 da IMO. Os limites de nível de ruído não excederão os limites indicados na Tabela 5-7 durante as condições normais de funcionamento da FSRU.

Tabela 5-7: Limites do Nível de Ruído

Limites de Nível de Ruído	dB (A)
Espaço de Máquinas continuamente guarnecido	85
Espaço de Máquinas não-continuamente guarnecido	108
Sala de Controle de Máquinas	75
Estação de Serviço de Áreas de Descarga	80
Planta de Regaseificação	75
Sala de Controle	65
Escritórios	65
Hospital	60
Espaços Públicos da Tripulação	65
Cabines da Tripulação	60

Fonte: Golar, 2017

Os limites de pico de vibração não excederão os valores indicados na Tabela 5-8 durante as condições normais de operação da FSRU.

Tabela 5-8: Limites de Níveis de Vibração

Limites de Nível de Vibração	1 a 5 Hz	5 a 100 Hz
Níveis Superiores	214 mm/s <sup>2</sup>	6 mm/s <sup>2</sup>

Fonte: Golar, 2017

## 5.9.2 Emissões Atmosféricas

As principais emissões atmosféricas são descritas a seguir:

- Gás de exaustão pela chaminé, localizado a cerca de 50 m acima da linha de base;
- Suspiro dos tanques de carga de GNL. A emissão ocorre somente em emergência por meio de quatro (4) mastros localizados na linha de centro da FSRU;
- Mastro de suspiro do Sistema de Regaseificação. A emissão ocorre somente em emergência. Localizado na linha de centro da FSRU.

Não está previsto para o navio a presença de um sistema de reliquefação. Nesse contexto, estão consideradas as seguintes medidas para tratativas do *Boil Off Gas*:

- Uso nos geradores do navio;
- Queima controlada, se excedente;
- Re-condensador em condições específicas de operação e posterior exportação para a Planta.

## 5.9.3 Resíduos

Os seguintes resíduos serão recolhidos e transportados para terra para descarte:

- Resíduos sólidos em geral;
- Óleos usados e lubrificantes;

- Todos os resíduos que contenham mercadorias perigosas de acordo com os regulamentos da IMO;
- Cumprimento dos regulamentos da MARPOL.

Todos os resíduos serão acondicionados temporariamente dentro da embarcação, em contêineres apropriados e periodicamente transportados para terra, por meio de embarcações de apoio (*supply boats*), e daí destinados adequadamente para reciclagem ou para destinação final, como aterros licenciados e coprocessamento em fornos de cimento.

#### 5.9.4 Abastecimento de Água e Efluentes Líquidos

O abastecimento de água a ser utilizada nas instalações da FRSU é dividido entre a água destinada ao consumo humano, e a utilizada em processos de troca de calor. Estas últimas serão bombeadas no navio e retornadas localmente também, não havendo perda de volume no processo. Já as águas empregadas no abastecimento humano, todo o abastecimento se dará via embarcação de apoio (*supply boats*) e armazenado em tanques conforme demanda.

Os seguintes efluentes líquidos são esperados para as instalações *offshore*:

- Água Salgada de resfriamento dos equipamentos da Praça de Máquinas (aspiração e retorno);
- Água Salgada para aquecimento do Sistema de Regaseificação (aspiração e retorno);
- Efluentes sanitários de 31 pessoas (dada capacidade máxima da tripulação) após tratamento em estação certificada;
- Água oleosa com concentração menor que <10 ppm;
- Dreno com concentração menor do que <10 ppm de óleo;
- Todos os efluentes serão armazenados em tanques de acúmulo de esgoto e rotineiramente enviados ao continente, via embarcações de apoio (*supply boats*), para destinação em concessionária licenciada; e
- Água do teste hidrostático: para os testes hidrostáticos nos dutos, especialmente do gasoduto, será utilizada a água do mar, a qual será lançada de volta após a sua realização, considerando uma amostragem para avaliação de atendimento dos requisitos da Resolução CONAMA nº 430/2011.

A Figura 5-23 apresenta o fluxo hídrico esperado para a operação da FRSU.

### Balço Hídrico - Operação da FSRU

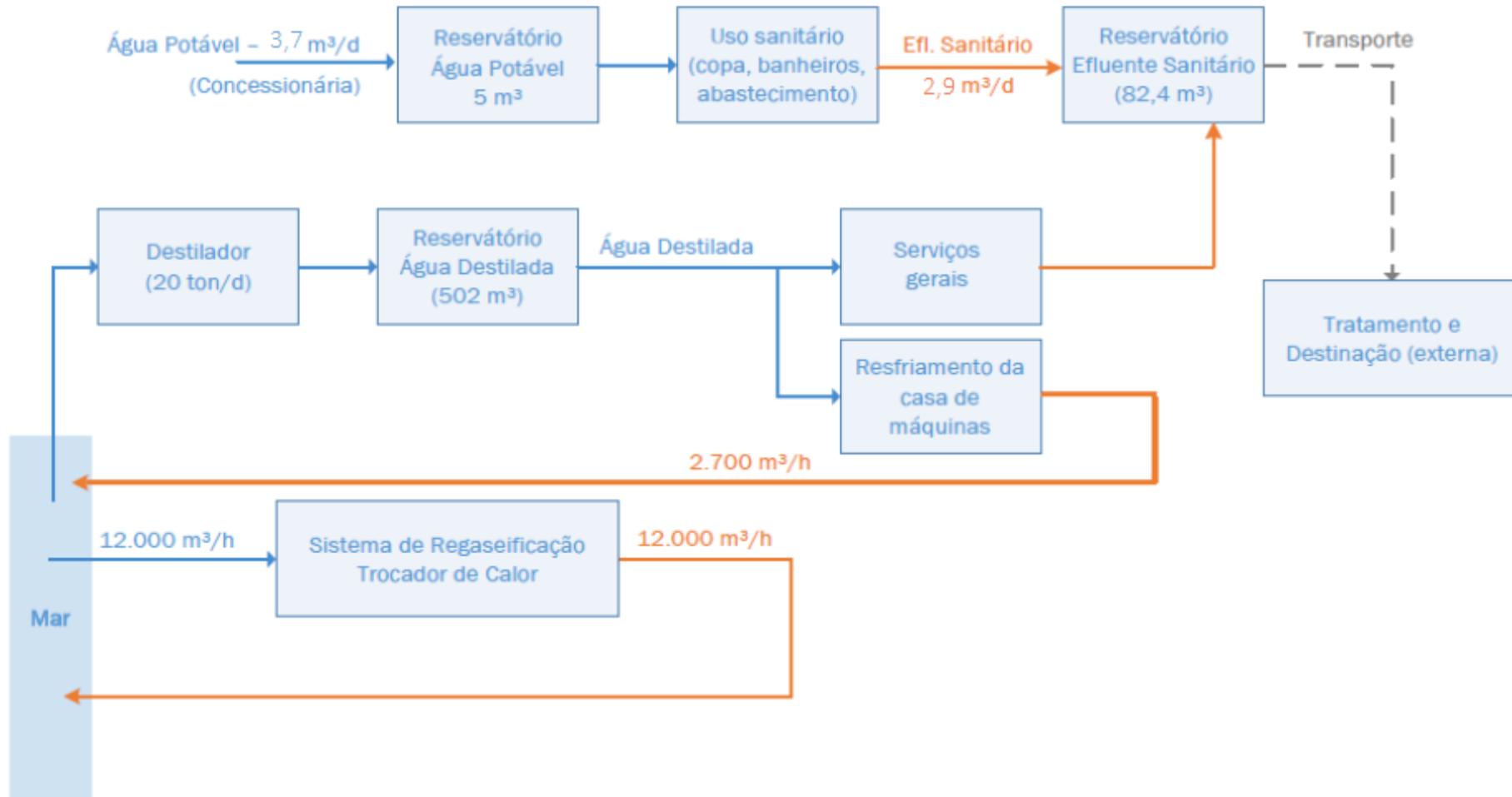


Figura 5-23: Fluxo hídrico da planta de operação da FSRU

## 5.10 Mão de Obra

Durante a fase de Instalação dos componentes *offshore* do empreendimento, serão empregados até 300 trabalhadores no pico das obras, por um prazo estimado de 13 meses, entre dezembro de 2017 e dezembro de 2018, respeitando-se as restrições ambientais, como o período de desova das tartarugas.

Durante a fase de Operação, o contingente se restringirá à tripulação da FSRU, com 31 membros, que permanecerão a bordo em esquema de revezamento similar ao de plataformas de petróleo, em regime de trabalho de 10 horas cada turno, totalizando 2 turnos por dia. Durante os turnos, com a duração de 20 a 30 dias, aproximadamente, a tripulação não poderá desembarcar, exceto em casos de emergência, como doenças, por exemplo.

Para a operação da FRSU serão instaladas acomodações para a quantidade de, no máximo 31 pessoas, sendo no máximo 20 pessoas por turno e possuirão: camas, instalações de cozinha, rotas e sistemas de evacuação, sistemas de utilizadas e instalações sanitárias. A área das acomodações será protegida por um sistema de aspersão de acordo com a NFPA-13.

Para a operação da Estação de Bombeamento e equipamentos de apoio *offshore* (adutora e emissário) o contingente será o da equipe de manutenção da UTE Porto de Sergipe I, não sendo especificado para estes equipamentos.

## 5.11 Canteiros de Obras

Está previsto, inicialmente, um canteiro de obras central, sendo usado para apoiar as atividades de implantação do empreendimento, localizado estrategicamente dentro do terreno da CELSE, em setor adjacente à área da UTE Porto de Sergipe I. Um canteiro avançado será instalado entre a praia e a área da Estação de Bombeamento, dedicado à instalação do gasoduto, em particular ao *shore approach* e à interligação da seção *offshore* com a seção terrestre, além de uma área ocupada pelos guinchos de puxada do gasoduto da balsa (Figura 5-24).



Figura 5-24: Localização dos canteiros de obras das obras – canteiro central e canteiros avançados para instalação do gasoduto

Considerando o escopo de obras diferenciados para os equipamentos em pauta, as obras serão executadas por empreiteiras diferentes e, portanto, para a casa de bombas, emissário e adutora, o canteiro de obras avançado utilizará estrutura independente, ainda não definida.

Para todos os canteiros, a definição quanto à estrutura interna deverá ser feita tão logo se defina o projeto executivo, podendo, desta forma, otimizar as estruturas uma vez que as atividades de obra ocorrerão de forma concomitante. Quando da definição do canteiro deverão ser observadas minimamente as seguintes premissas para escolha do local para sua instalação:

- Localizar-se próximo as rodovias e estradas de acesso, facilitando o transporte ao canteiro e às frentes de obra, de maneira, que evite ao máximo o aumento do tráfego nas vias vicinais;
- Dar preferência a locais com acessos compatíveis com o porte dos veículos/equipamentos e com a intensidade do tráfego;
- Localizar-se, preferencialmente, no entorno do perímetro da UTE, com o objetivo de interferir o mínimo possível no cotidiano da população local;
- Dar preferência a terrenos já desmatados, evitando a supressão de vegetação;

- Não interferir em áreas protegidas (Reservas Legais, Áreas de Preservação Permanente – APP e Unidades de Conservação).

O canteiro se configura como estrutura provisória composta por salas, banheiros, vestiário, almoxarifado, ambulatório, e áreas de armazenamento de material. A maior parte da área é destinada ao armazenamento de materiais. O restante da área será ocupado por, almoxarifado, estacionamento e guarita. A área de armazenagem abrigará estruturas, materiais de construção, equipamentos e demais acessórios para toda a obra. As instalações apresentarão boa ventilação, e os equipamentos devem ser instalados e mantidos em conformidade com as melhores práticas de higiene e saúde.

## 5.12 Investimentos

O investimento total para as obras das Instalações *offshore* de gás Natural, Adutora, Emissário e Estação de Bombeamento é estimado em R\$ 362,5 Milhões.

## 5.13 Cronograma

A implantação das instalações do empreendimento será realizada num período de 13 meses, entre o início de 2018 e o início de 2019.

## Conteúdo

<b>6</b>	<b>Delimitação das Áreas de Influência .....</b>	<b>6-1</b>
6.1	Área Diretamente Afetada – ADA.....	6-2
6.2	Área de Influência Direta – AID.....	6-3
6.3	Área de Influência Indireta – All .....	6-6

## Figuras

Figura 6.1-1:	Área Diretamente Afetada – ADA do empreendimento.....	6-3
Figura 6.2-1:	Área de Influência Direta – AID dos meios físico e biótico sobreposta à Carta Náutica ..	6-4
Figura 6.2-2:	Área de Influência Direta – AID dos meios físico e biótico sobreposta à imagem aérea .	6-5
Figura 6.2-3:	Área de Influência Direta – AID do meio socioeconômico .....	6-6
Figura 6.3-1:	Área de Influência Indireta – All dos meios físico e biótico sobreposta à Carta Náutica .	6-7
Figura 6.3-2:	Área de Influência Indireta – All dos meios físico e biótico sobreposta à imagem aérea	6-8
Figura 6.3-3:	Área de Influência Indireta – All do meio socioeconômico .....	6-9

## 6 Delimitação das Áreas de Influência

Qualquer empreendimento potencialmente poluidor ou causador de impactos possui uma área de abrangência dos mesmos. De acordo com Sánchez (2008) tais áreas serão objeto de diferentes levantamentos de dados, primários ou secundários, necessários à elaboração dos Estudos Ambientais. Assim, sua abrangência deve considerar a área na qual se observe a continuidade dos fatores ambientais físicos, bióticos e socioeconômicos que se julguem relevantes ao entendimento dos impactos preliminarmente previstos. Segundo a Resolução CONAMA nº 01, de 23 de janeiro de 1986, esta área de abrangência dos impactos ambientais é definida como Área de Influência, cuja delimitação dos limites geográficos constitui-se em requisito legal e fundamental para o direcionamento da coleta de dados necessários ao embasamento do Diagnóstico Ambiental e onde serão percebidos os impactos decorrentes da atividade licenciada.

A Área de Influência de um empreendimento pode ser classificada da seguinte forma:

- Área Diretamente Afetada – ADA: área que será efetivamente ocupada pelo empreendimento, ou seja, a área de intervenção direta. É a área sobre a qual os estudos são mais intensivos, compreendendo informações que determinam diretamente o desempenho técnico e econômico do empreendimento.
- Área de Influência Direta – AID: consiste no espaço geográfico que receberá impactos diretos do empreendimento, ou seja, terá seus aspectos físicos, bióticos e socioeconômicos alterados pela ação direta do empreendimento em sua fase de implantação e operação, tanto na área do do empreendimento em si, quanto em seu entorno. Sua delimitação é estabelecida em função das características dos compartimentos ambientais a serem avaliados (meios físico, biótico e socioeconômico) e das particularidades do empreendimento. Nesta área, que circunscreve a ADA, o diagnóstico também é intensivo, porém envolve, além de levantamentos primários, dados secundários de fontes confiáveis e atualizadas.
- Área de Influência Indireta – AII: consiste no espaço geográfico potencialmente impactado pelo empreendimento, durante a sua fase de implantação e operação, mas de forma indireta, isto é, como reflexos dos impactos diretos. Nesta área normalmente o diagnóstico é constituído por dados secundários.

Inicialmente foi considerada como área de estudo o município de Barra dos Coqueiros e seus vizinhos adjacentes na faixa litorânea, Pirambu a NE e Aracaju a SW, acrescida da faixa marítima até a cota batimétrica 25 metros, em média. Para a delimitação das Áreas de Influência foram considerados os critérios estabelecidos no Termo de Referência do Parecer Técnico nº 1/2017-NLA-SE/DITEC-SE/SUPES-SE, de 1º de junho de 2017, além de critérios evidenciados como importantes para a área estudada. Assim, a delimitação destas áreas, neste estudo, teve como premissas:

- A interferência decorrente da instalação dos equipamentos, considerando a área de segurança do entorno;
- A interferência sobre os equipamentos públicos;
- A interferência decorrente do descarte de efluentes;
- A interferência com a atividade de pesca artesanal; e
- A interferência com as áreas de ocorrência e concentração de espécies da fauna.

Desta forma, foram correlacionados os resultados obtidos no diagnóstico ambiental, com as informações relativas à caracterização do empreendimento, resultando no delineamento da abrangência efetiva das influências decorrentes da atividade no ambiente. Abaixo seguem as

definições das Áreas de Influência do empreendimento para cada um dos compartimentos ambientais estudados: físico, biótico e socioeconômico.

## 6.1 Área Diretamente Afetada – ADA

A delimitação da Área Diretamente Afetada pelo empreendimento é definida como a área que sofrerá as transformações necessárias para que sejam instaladas as estruturas do empreendimento propriamente dito, ou seja, onde haverá as intervenções diretas. Especificamente para a FSRU é considerada ainda uma área de segurança no entorno destas estruturas, onde fica restrita a execução de demais atividades no local.

O empreendimento em pauta refere-se ao sistema de regaseificação e transporte do gás à UTE. Adicionalmente, embora não integre o sistema de transferência de gás para abastecimento da UTE, são considerados os equipamentos *offshore* o emissário submarino para o lançamento no mar dos efluentes da UTE e a adutora para captação e condução da água do mar que será utilizada nas atividades industriais da UTE, até a entrada no city gate da planta. Assim, a delimitação da ADA abrange:

- Unidade de regaseificação (FSRU) e navios metaneiros (acrescida da faixa de segurança);
- Ponto de ancoragem da FSRU (*soft yoke*);
- Gasoduto;
- Adutora;
- Emissário de lançamento de efluentes;
- Estação de bombeamento;
- Porção terrestre da faixa de Dutos; e
- Canteiro de obras.

Adicionalmente, foi considerado como ADA o *buffer* de 500 metros à partir da popa da FRSU, configurando um raio de 860 metros à partir do centro do *soft yoke*. Este *buffer* corresponde à área de segurança e exclusão à navegação e pesca, ou seja, embora fisicamente não seja esperada uma intervenção direta, ela configura uma área espacial virtualmente restrita para outras atividades.

De forma análoga, foi considerada na porção marinha uma área envoltória de 100 metros a partir dos dutos, apenas como referencial, embora não sejam previstas intervenções em toda esta faixa, uma vez que para a implantação na porção marinha tais áreas terão interferências mais dispersas, como ancoragem de embarcações de apoio, manobra de embarcações e demais técnicas auxiliares para a fase de obras. Assim, adotou-se este *buffer* ao longo de toda a faixa de dutos marinhos prevendo eventual intervenção direta, no entanto, na porção terrestre, estas intervenções são mais direcionadas, e estarão restritas à faixa de dutos terrestres, que possui cerca de 24 metros de largura desde a interface mar-terra até a chegada à UTE Porto de Sergipe I.

A porção marítima, localizada a norte do Terminal Marítimo Inácio Barbosa - TMIB (conhecido como Porto de Barra dos Coqueiros), representa uma área já antropizada na região, com quebra mar de aproximadamente 550 m a 2.400 km da costa, e opera cargas gerais, servindo inclusive como apoio às atividades de exploração e produção de petróleo na costa de Sergipe e com área de manobra própria.

A faixa terrestre os dutos passará por uma área de praia, dunas e campos com vegetação alterado, sendo prevista a instalação da Estação de Bombeamento em área já antropizada, tendo sido necessária a expropriação de 06 casas para a instalação da mesma, sendo adquiridas 05 propriedades no local.

A caracterização destas áreas em detalhe, bem como o processo de aquisição destas residências são apresentadas nos capítulos de Diagnóstico Socioambiental. A Figura 6.1-1 apresenta a delimitação da ADA.

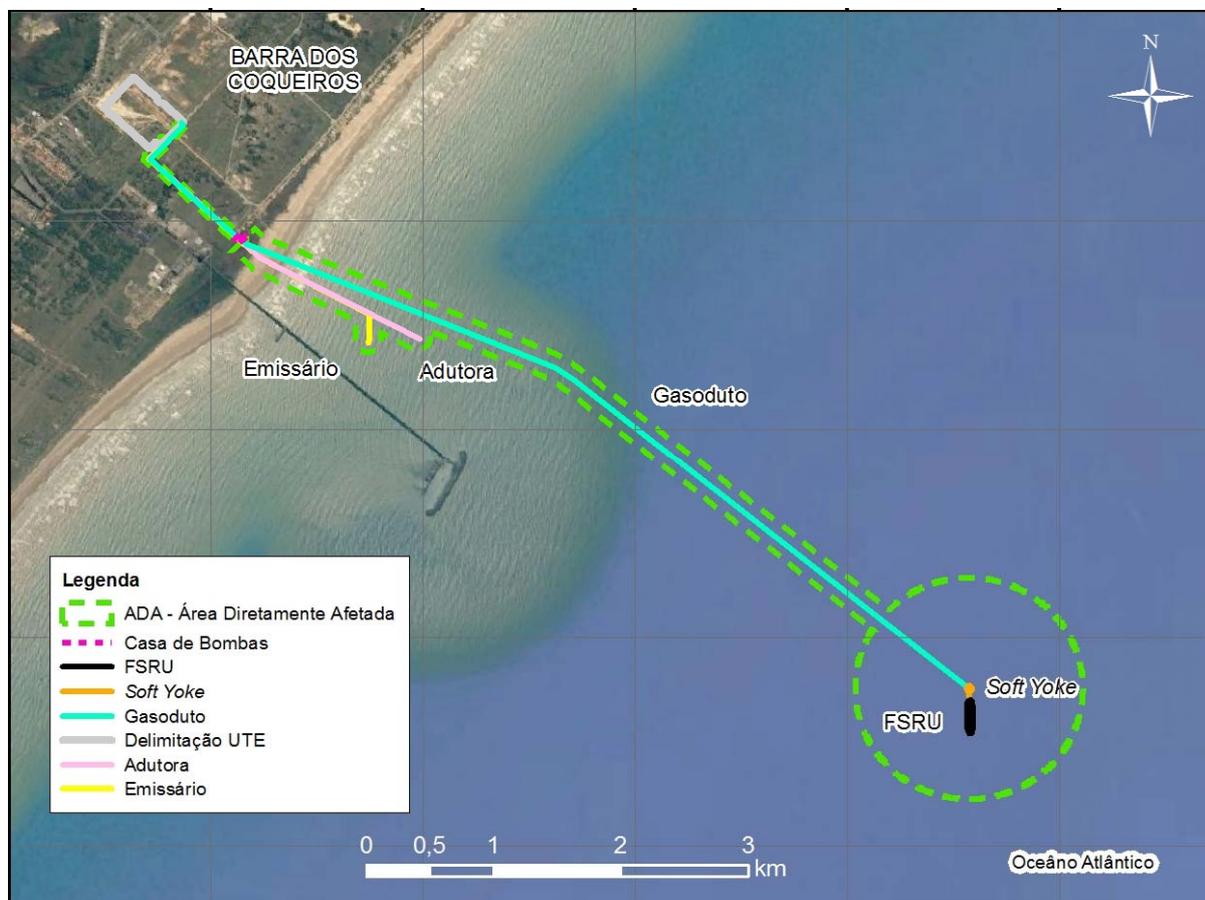


Figura 6.1-1: Área Diretamente Afetada – ADA do empreendimento

## 6.2 Área de Influência Direta – AID

A delimitação da Área de Influência Direta foi realizada considerando a abrangência dos impactos levantados que tenham incidência direta sobre os recursos e/ou serviços naturais na área de estudo. Por se tratar de ambientes distintos, foi delimitada uma área de influência terrestre e uma marítima. Foi considerada também a distinção entre a abrangência dos impactos diretos dos meios físico e biótico em relação ao alcance dos impactos do meio socioeconômico, sendo definidas áreas distintas para estes meios.

Desta forma, para a delimitação terrestre da AID dos meios físico e biótico foi considerada uma zona de amortecimento de 500 metros a partir da ADA, uma vez que os impactos se referem apenas à fase da obra. Assim, foi incorporada a região do povoado da Praia do Jatobá e a zona de transposição de dunas, tendo como limite terrestre, grosso modo, o limite norte do terreno da CODISE. Com isso, o limite terrestre estará a cerca de 1,7 km da linha de costa.

Para a delimitação terrestre da AID do meio socioeconômico, foi considerado o município de Barra dos Coqueiros, uma vez que sediará o empreendimento, refletindo assim os impactos decorrentes do recolhimento de impostos, por exemplo. Ressalta-se que os povoados contíguos à área do empreendimento, localizados a sul e sudeste, serão aqueles que mais perceberão os impactos gerados, principalmente associados às interferências no cotidiano local da fase de obras, sendo

sempre considerados como prioritários na análise de impactos e nas ações e medidas de gestão social propostas nos Planos e Programas Ambientais.

Para a porção marítima dos meios físico e biótico a AID foi delimitada a 10 km para o sul e para o norte do eixo central dos dutos, com limite de 10 km da linha de costa. Para a porção marítima do meio socioeconômico, a AID foi considerada como sendo a zona costeira do Município de Barra dos Coqueiros, da linha de praia até 10 km de distância da costa, na altura da cota batimétrica de 25m.

Esta delimitação considera o cruzamento das informações entre as interferências que ocorrerão com a atividade pesqueira e ocorrência da fauna local, tanto no momento de instalação dos equipamentos, quanto durante sua operação, e as correntes marítimas avaliadas.

Ressalta-se, no entanto, que é uma área de abrangência conservadora, uma vez que as modelagens realizadas indicam que as plumas de interferência com os efluentes gerados serão menores que a totalidade da AID considerada.

A Figura 6.2-1 e Figura 6.2-2 apresentam, respectivamente, as Áreas de Influência Direta – AID dos meios físico e biótico com a representação da Carta Náutica e imagem aérea. A Figura 6.2-3 apresenta a Área de Influência Direta – AID - do meio socioeconômico.

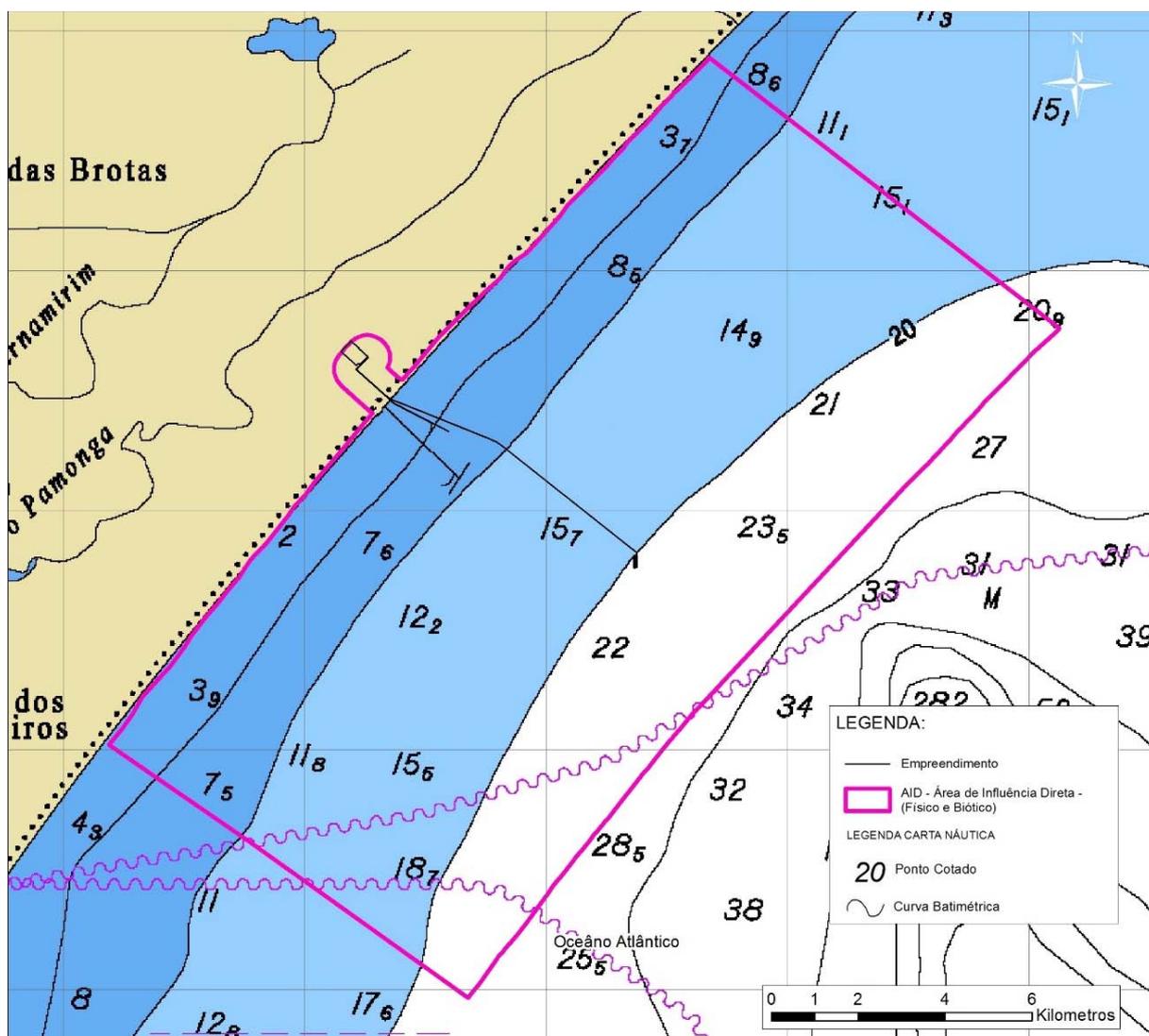


Figura 6.2-1: Área de Influência Direta – AID dos meios físico e biótico sobreposta à Carta Náutica



Figura 6.2-2: Área de Influência Direta – AID dos meios físico e biótico sobreposta à imagem aérea

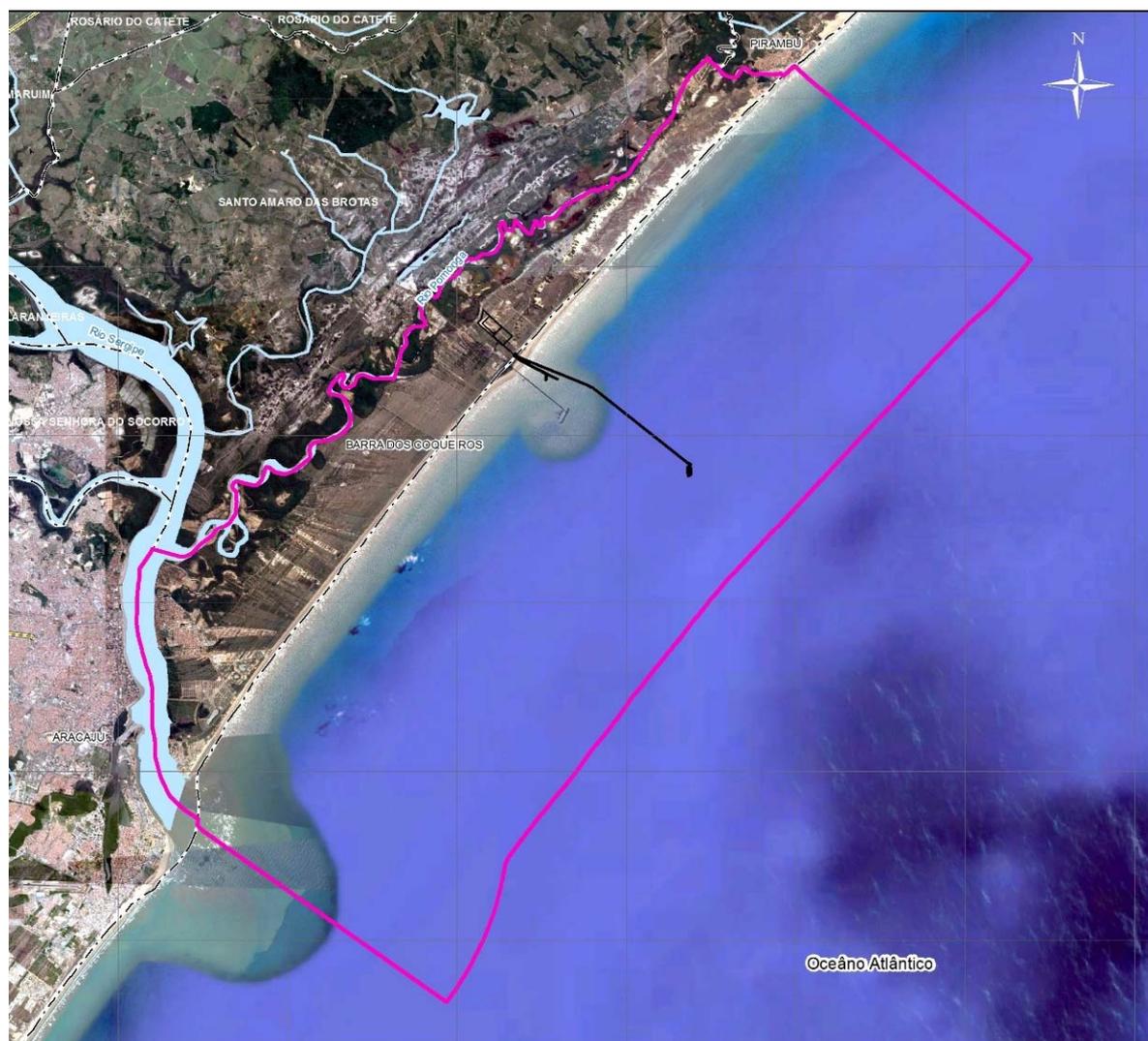


Figura 6.2-3: Área de Influência Direta – AID do meio socioeconômico

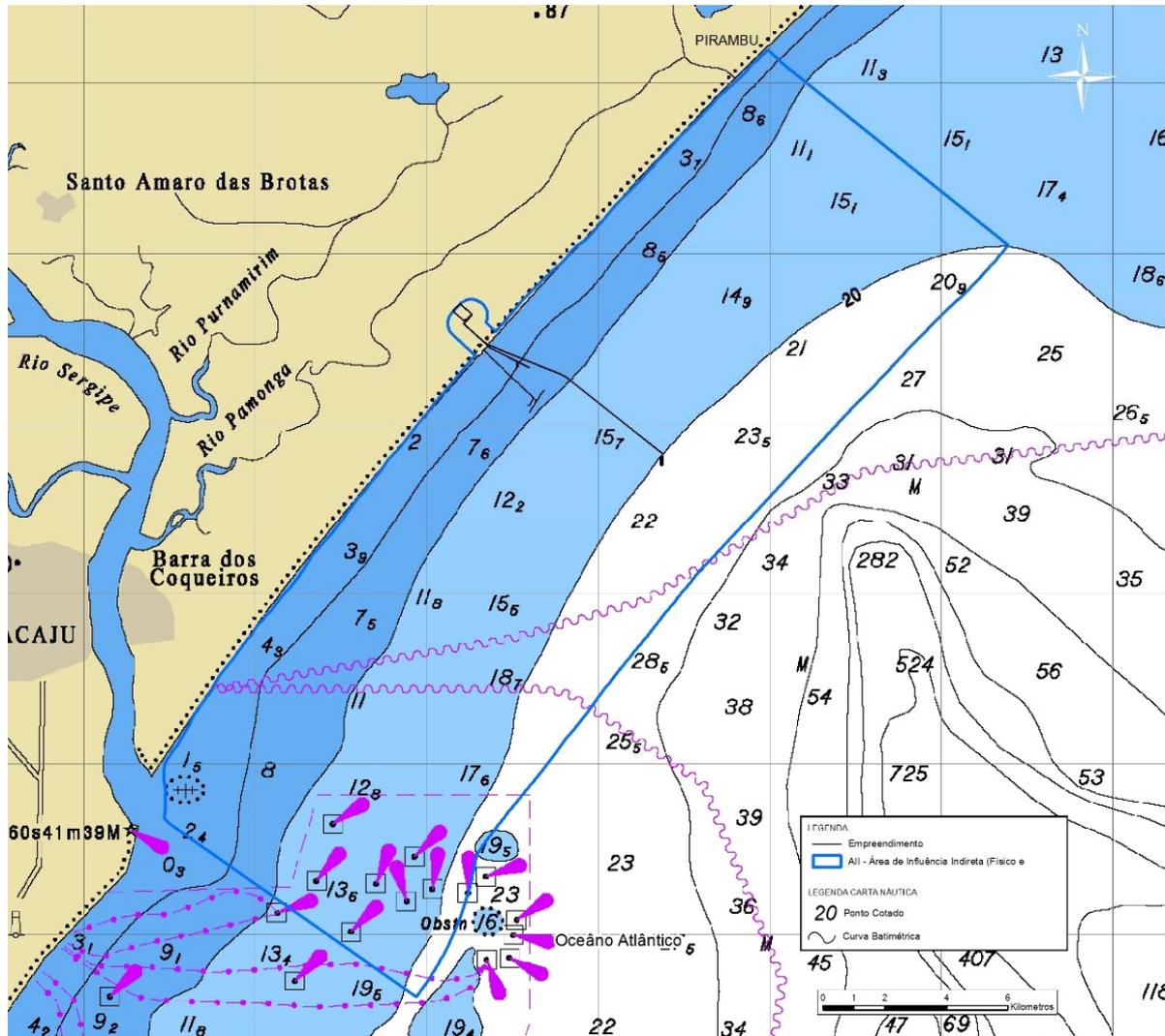
### 6.3 Área de Influência Indireta – AII

De forma análoga à AID, a Área de Influência Indireta foi definida considerando a diferença de comportamento entre os diferentes meios, físico e biótico e socioeconômico, e ambientes terrestre e marinho.

Para a AII dos meios físico e biótico, o recorte terrestre considerado manteve a conformação da AID, uma vez que não foram indicados impactos adicionais nesta porção do empreendimento. Para o meio socioeconômico, foram considerados, além do município de Barra dos Coqueiros, os municípios Pirambu e Aracaju, resultando em cerca de 44 km de zona costeira.

A porção marítima da AII foi definida considerando uma faixa de 10 km da linha de costa adentrando o Oceano Atlântico. Assim, para os meios físico e biótico considerou-se toda a zona costeira do município de Barra dos Coqueiros. Já para o socioeconômico, considerou-se as zonas costeiras dos municípios de Barra dos Coqueiros, Pirambu e Aracaju, em consonância com a indicação inscrita no Termo de Referência do Parecer Técnico nº 1/2017-NLA-SE/DITEC-SE/SUPES-SE, de 1º de junho de 2017.

As Figura 6.3-1 e Figura 6.3-2 apresentam as Áreas de Influência Indireta – All dos meios físico e biótico sobre a Carta Náutica e imagem aérea, respectivamente. A Figura 6.3-3 apresenta a All do meio socioeconômico.



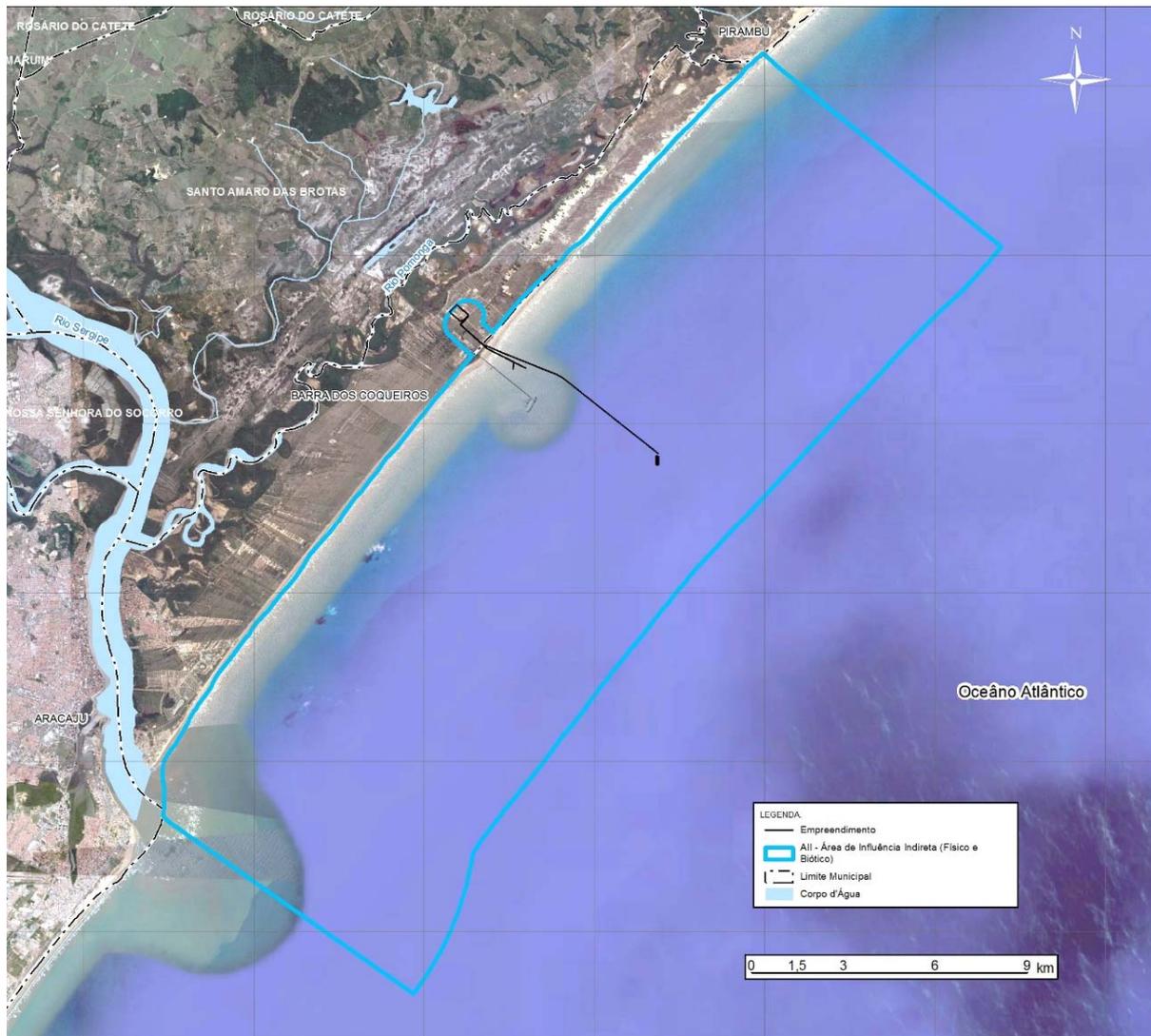


Figura 6.3-2: Área de Influência Indireta – All dos meios físico e biótico sobreposta à imagem aérea

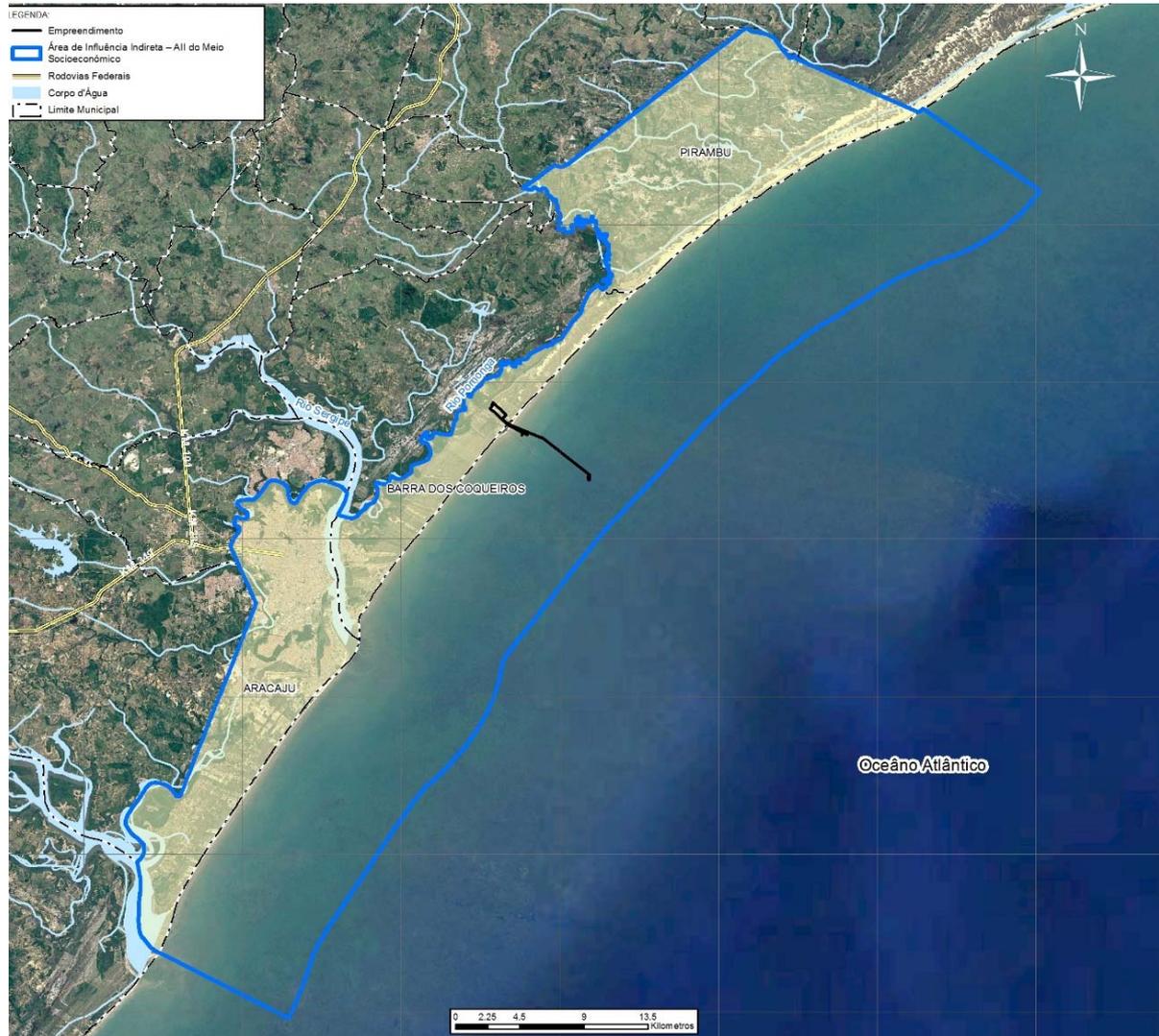


Figura 6.3-3: Área de Influência Indireta – All do meio socioeconômico