

II - Caracterização do Empreendimento.....	3
II.1 – APRESENTAÇÃO.....	7
II.1.1 – Objetivo.....	7
II.1.2 – Cronograma Físico.....	7
II.1.3 – Custo Total do Empreendimento.....	9
II.2 – HISTÓRICO.....	9
II.2.1 – Introdução.....	9
II.2.2 – Histórico do Terminal de Cabiúnas – TECAB.....	12
II.2.3 – Relato Sumário do Projeto.....	22
II.3 – JUSTIFICATIVAS.....	23
II.3.1 – Técnicas e Econômicas.....	23
II.3.2 – Sociais.....	31
II.3.3 – Locacionais.....	31
II.3.4 – Ambientais.....	32
II.4 – DESCRIÇÃO DO EMPREENDIMENTO.....	42
II.4.1 – Descrição do Projeto.....	43
II.4.1.1 – Coletor de Condensado.....	47
II.4.1.2 – Unidade de Remoção de Mercúrio - URHG.....	50
II.4.1.3 – Unidade de Remoção de CO ₂ URCO ₂	51
II.4.1.4 – Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN II (U-211).....	53
II.4.1.5 – Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural – UPCGN IV (U-301).....	55
II.4.1.6 – Unidade de Tratamento Cáustico de GLP – UTC II (U-305).....	56
II.4.1.7 – Sistema de Injeção de C5+ no OSDUC I.....	58
II.4.1.8 – Adequação do Centro Integrado de Controle (CIC).....	58
II.4.1.9 – Elétrica - Subestação.....	58
II.4.1.10 – Casa de Operadores.....	59
II.4.1.11 – Tubovia e Área dos Scrappers.....	59
II.4.1.12 – Utilidades.....	59
II.4.1.13 – Segurança.....	61
II.4.1.14 – Automação e Instrumentação.....	66
II.4.2 – Implantação / Atividades Construtivas.....	67
II.4.2.1 – Locais e Logística de Apoio para as Obras.....	67
II.4.2.2 – Atividades Construtivas.....	72
II.4.2.3 – Infraestrutura de Saneamento.....	77
II.4.2.4 – Desmobilização do Canteiro de Obras.....	80
II.4.3 – Operação da Unidade.....	80
II.4.3.1 – Matérias-Primas e Produtos.....	81
II.4.3.2 – Tecnologias Adotadas.....	85
II.4.3.3 – Mão-de-Obra.....	87
II.4.3.4 – Procedimentos Operacionais.....	87
II.4.3.5 – Procedimentos de Manutenção e Inspeção.....	87
II.4.3.6 – Procedimentos e Sistemas de Monitoração e Detecção de Vazamentos	89
II.4.3.7 – Serviços de Segurança Associados ao Empreendimento.....	90
II.4.4 – Caracterização da Geração de Energia.....	91
II.4.5 – Uso da Água.....	95
II.5 – TECNOLOGIAS E SISTEMAS DE CONTROLE AMBIENTAL.....	98
II.5.1 – Efluentes Líquidos.....	98
II.5.2 – Emissões Atmosféricas.....	104
II.5.2.1 – Fontes Quentes.....	109

II.5.2.2 – Fontes Frias	117
II.5.3 – Resíduos Sólidos	128
II.5.4 – Ruídos e Vibrações.....	130

II - CARACTERIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

O presente capítulo apresenta a descrição do Terminal de Cabiúnas (TECAB), localizado no município de Macaé no Estado do Rio de Janeiro, assim como a descrição de suas futuras instalações, objeto deste EIA. O capítulo está estruturado em cinco itens principais:

- Apresentação;
- Histórico;
- Justificativas (Técnicas e Econômicas, Sociais, Locacionais e Ambientais);
- Descrição do Empreendimento (descrição do novo projeto, fases de implantação e operação, geração de energia, uso da água);
- Tecnologias e Sistemas de Controle Ambiental (efluentes líquidos e gasosos, resíduos sólidos, ruídos e vibrações).

As novas instalações do Terminal de Cabiúnas compreendem os seguintes sistemas:

- Coletor de condensado de gás natural;
- Unidade de Remoção de Mercúrio de Gás Natural (URHG);
- Unidade de Remoção de CO₂ de Gás Natural (URCO2);
- Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN II);
- Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPGN IV);
- Unidade de Tratamento Cáustico de GLP (UTC II);
- Melhorias no Sistema de Injeção de C5+ no Petróleo;
- Subestação elétrica;
- Ampliação do Centro Integrado de Controle (CIC);
- Adequações das Utilidades (sistema de resfriamento de água, sistema de geração de ar comprimido, sistema de combate a incêndio).
- Tubovia

A **Figura II-1** mostra a localização do TECAB e das novas instalações objeto deste EIA. Nesta figura, assim como em todo o EIA, foi utilizada imagem de satélite por *World View 2 -2010* – resolução de 0,50 cm.

Figura II-1: Localização do Empreendimento – A3

II.1 – APRESENTAÇÃO

II.1.1 – Objetivo

A ampliação da capacidade de processamento do Terminal de Cabiúnas (TECAB) compõe o Projeto Rota Cabiúnas da PETROBRAS, que tem como objetivo viabilizar o escoamento e processamento do gás natural produzido no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

As novas instalações do Terminal de Cabiúnas, objeto deste EIA, consistem na instalação de unidades para tratamento do gás natural e de seu condensado, além de melhorias em sistemas de utilidades já existentes, que serão descritas posteriormente no **item II.4.1**.

II.1.2 – Cronograma Físico

A ampliação do TECAB, desde a instalação das novas instalações até o início de sua operação, terá duração de 37 meses, conforme cronograma apresentado na **Tabela II.1.2-1**.

Tabela II.1.2-1 – Cronograma do projeto de ampliação do Terminal de Cabiúnas – TECAB

DESCRIÇÃO	DURAÇÃO	ANO 1					ANO 2											ANO 3											ANO 4									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Implantação do Projeto	37 meses																																					
Mobilização do Contrato	1 mês																																					
Engenharia	36 meses																																					
Suprimento	22 meses																																					
Terraplanagem	8 meses																																					
Construção e Montagem	29 meses																																					
Pré-Operação e Partida	3 meses																																					
Operação Assistida	1 mês																																					

II.1.3 – Custo Total do Empreendimento

O valor total estimado para a ampliação do Terminal de Cabiúnas é de R\$ 1.200.000.000,00 (um bilhão e duzentos milhões de reais), englobando todas as despesas, tais como a concepção inicial do projeto, custos administrativos, sistemas de controle ambiental e de segurança, aquisição das instalações e implantação.

II.2 – HISTÓRICO

II.2.1 – Introdução

A PETROBRAS prevê, em seu Planejamento Estratégico de 2015, a manutenção da taxa de crescimento da utilização do gás natural (17% ao ano) para o mercado deste hidrocarboneto.

Quanto à perspectiva de maior oferta de gás natural a médio e longo prazo, as reservas existentes na América do Sul totalizam mais de 6 trilhões de metros cúbicos de gás natural, suficientes para suprir o consumo atual do continente por mais de 50 anos, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015, do Ministério de Minas e Energia.

Com as descobertas de reservas de gás, a PETROBRAS já tem reservas suficientes para o crescimento da indústria de gás. Visando à ampliação da oferta do gás natural no Sul e Sudeste do país, a PETROBRAS institui o Plano de Antecipação da Produção de Gás (PLANGAS), constituído de projetos de exploração e produção, processamento e infra-estrutura de transporte do gás.

O PLANGAS foi dividido em duas etapas, com o objetivo de diminuir a dependência do fornecimento estrangeiro e permitindo aumentar a segurança no abastecimento do mercado interno:

- PLANGAS 2008, cuja meta era aumentar a produção de gás de 15,8 milhões m³/dia para 40 milhões de m³/dia;
- PLANGAS 2010, cuja meta era elevar a oferta de gás a 55 milhões de m³/dia.

Para que este aumento significativo da oferta de gás ocorresse, desenvolveu-se pelo menos oito projetos de exploração e produção *offshore* (no mar), com a perfuração de 25 poços para desenvolvimento de novos campos e a instalação de aproximadamente 180 km de gasodutos e a ampliação da capacidade dos pólos de processamento de gás natural de Cabiúnas (RJ), Cacimbas (ES) e Cubatão (SP). Foram investidos aproximadamente US\$ 3,7 bilhões em Exploração e Produção (E&P) e outros US\$ 2,7 bilhões em infra-estrutura de dutos e tratamento.

No Estado do Rio de Janeiro, os principais empreendimentos do PLANGAS são:

- Terminal de Cabiúnas (TECAB): aumento da capacidade de processamento e escoamento de gás do produzido nas Bacias de Campos e Espírito Santo.
- Gasoduto GASDUC III: escoamento do gás oriundo do TECAB até a Refinaria Duque de Caxias (REDUC).
- Oleoduto OSDUC IV: escoamento do líquido de gás natural (LGN) produzido no TECAB até a REDUC. Estão em estudo pela PETROBRAS alternativas para o escoamento do LGN.
- Oleoduto OSDUC II: adaptação do duto para o escoamento do GLP produzido no TECAB até a REDUC, que atualmente escoar o LGN.
- Gasoduto JAPERI–REDUC: ampliação do escoamento de gás no eixo Japeri–REDUC.
- Refinaria Duque de Caxias (REDUC): Ampliação da capacidade de processamento de LGN oriundo do TECAB via OSDUC IV (instalação da unidade de fracionamento de líquido de gás natural (UFL)).
- Terminais Aquaviários das Ilhas Redonda e Comprida (TAIR/TAIC) e respectivos dutos de escoamento de GLP: ampliação da capacidade de escoamento do GLP produzido no TECAB e REDUC. Consiste da instalação do TAIC, adaptação do TAIR e instalação e adaptação de dutos de escoamento de GLP entre REDUC e as ilhas.

No Estado do Espírito Santo, os principais empreendimentos são:

- Pólo Cacimbas: ampliação da capacidade de processamento do gás natural;
- Gasoduto Cacimbas–Vitória: escoamento do gás processado no Pólo Cacimbas até a cidade de Vitória.

- Gasoduto Vitória–Cabiúnas: interligação do gasoduto Cacimbas–Vitória ao TECAB.
- Terminal Aquaviário de Barra Riacho (TABR) e dutos de escoamento de GLP e C5+: instalação de sistema de escoamento do GLP e do C5+ produzidos no Pólo Cacimbas. O TABR será instalado no Porto de Barra do Riacho–Aracruz e será interligado ao Pólo de Cacimbas por dois dutos, um para o recebimento do GLP e outro para o C5+.

No Estado de São Paulo, os principais empreendimentos são:

- Instalação dos gasodutos Campinas–Rio (eixo Campinas–Japeri), GASPAL II (eixo Guararema–Mauá) e GASAN II (eixo Mauá–Refinaria Presidente Bernardes Cubatão (RPBC)) e adequação da Unidade de Tratamento de Gás (UGN) da RPBC.

Devido às descobertas do Pré-Sal, em 2008 a PETROBRAS lançou o Plano Diretor de Desenvolvimento do Pólo Pré-Sal (PLANSAL), para programar os investimentos para o desenvolvimento das novas reservas encontradas.

A PETROBRAS estima um aumento na demanda de gás natural de 46 milhões m³/dia em 2009 para 126 milhões m³/dia em 2014. Diante deste cenário, considerando tanto o PLANGAS como o PLANSAL, a PETROBRAS em seu Plano de Negócios 2009 – 2015 prevê um investimento de US\$ 17,8 bilhões no segmento de Gás e Energia, para assegurar a flexibilidade na comercialização nos mercados deste gás.

Em 2009 iniciou-se a produção na camada Pré-Sal na Bacia de Santos, com o início do Teste de Longa Duração (TLD) do bloco de Tupi. O TLD atinge uma média de 20 mil bpd (barris de petróleo por dia) de óleo de alta qualidade e valor comercial. As informações obtidas com o TLD de Tupi serão decisivas para definir o modelo de desenvolvimento da região e das outras acumulações do Pré-Sal.

Estima-se que em 2017 a produção diária seja superior a 1 milhão de barris de óleo nas áreas do Pré-Sal da PETROBRAS.

O Pré-Sal se estende da Bacia de Espírito Santo até a Bacia de Santos. Destacam-se as seguintes reservas:

- Tupi: 5 a 8 bilhões de barris;
- Iara: 3 a 4 bilhões de barris;
- Parque das Baleias: 1,5 a 2 bilhões de barris.

O avanço da atividade exploratória do Pré-Sal rendeu importantes descobertas em 2009, sendo as principais nas áreas de Tupi, Guará e Iara, na Bacia de Santos, e no Parque das Baleias, na Bacia de Campos.

Na área do Pré-Sal, na Bacia de Santos, entraram em produção em 2010 o TLD de Guará (BM-S-09) e o de Tupi Nordeste (BM-S-11), nos quais a PETROBRAS participou como operadora e por meio de consórcio. Com relação ao Piloto de Tupi, o desenvolvimento da área começou com a instalação do FPSO Cidade de Angra dos Reis, em lâmina d'água de aproximadamente 2.150 metros. A capacidade de processamento será de 100 mil bpd de óleo e 5 milhões de m³/dia de gás. Será também lançado um gasoduto com 250 quilômetros de extensão até a plataforma de Mexilhão.

O Terminal de Cabiúnas, que teve grande importância para o PLANGAS, também atenderá à nova demanda do PLANSAL, processando o gás natural proveniente do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos. Prevê-se, para tanto, um gasoduto de aproximadamente 360 km partindo da Bacia de Santos até o TECAB, onde o gás será processado.

II.2.2 – Histórico do Terminal de Cabiúnas – TECAB

O TECAB está em operação desde 1982, sendo hoje o maior pólo de processamento de gás natural existente no País. Situado no município de Macaé, está construído numa área de 3.288.108 m², com 7.400 m de perímetro, no km 188 da Rodovia RJ-106 (Rodovia Amaral Peixoto). Sua capacidade atual de processamento de gás natural é de 20.000.000 m³/dia e a capacidade atual de processamento de condensado é de 4.500 m³/dia.

O TECAB é responsável pela operação dos oleodutos e gasodutos do Norte Fluminense, construídos para escoamento da produção de petróleo e gás natural da Bacia de Campos; pelo fornecimento de gás natural seco à CEG-RIO, que abastece as indústrias da região dos Lagos e da Região de Campos dos Goytacazes; pela Unidade de Refrigeração do Gás Natural (URGN); pela Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN); pelas Unidades de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGNs); pelas três Unidades de Recuperação de Líquido de Gás Natural (URLs); e pelo fornecimento de matéria-prima para o abastecimento do Pólo Gás-Químico.

O TECAB tem como atribuições principais as listadas a seguir:

- Receber, estocar e transferir parte da produção de petróleo da Bacia de Campos para o Terminal de Campos Elíseos (TECAM) e Refinaria Duque de Caxias – REDUC.
- Participar da movimentação de gás natural proveniente da Bacia de Campos, destinado à Refinaria Duque de Caxias (REDUC).
- Processar parte do gás natural e todo o condensado recebido no TECAB.
- Participar da geração e do fornecimento do Gás Natural Veicular (GNV) para a Região Sudeste.
- Fornecer gás natural de médio poder calorífico à CEG-RIO, que abastece indústrias da Região Norte Fluminense e Região dos Lagos.
- Fornecer LGN (Líquido de Gás Natural) Etanizado para produção de etano e propano na Unidade de Fracionamento de Líquido (UFL) da REDUC e, daí, alimentar o Pólo Gás-Químico do Rio de Janeiro.
- Fornecer GLP granel às companhias distribuidoras (Nacional Gás Butano, MINASGÁS, NUTRIGÁS, LIQUIGÁS, SUPERGASBRÁS E ULTRAGÁS), responsáveis pelo abastecimento dos mercados do Norte Fluminense, Região dos Lagos e Serrana, e de Vitória (ES).
- Tratar a água associada ao petróleo.

O histórico das ampliações que ocorreram no Terminal de Cabiúnas desde seu início em 1982 está ilustrado na **Figura II.2.2-1**, que mostra o uso e ocupação do solo com as datas de início de operação das unidades, assim como as áreas objeto deste EIA e a área prevista para novas unidades de processamento do gás do Pré-Sal até 2020. As ampliações no TECAB estão descritas subsequentemente à **Figura II.2.2-1**.

Figura II.2.2-1 – Uso e Ocupação do Solo e Estimativa até 2020_A3

As atividades operacionais no Terminal de Cabiúnas tiveram início em 1982, com a operação de 3 (três) tanques de armazenamento de petróleo, do tanque de *slop* (tanque de drenagem oleosa), do sistema provisório de bombeamento de petróleo para o Terminal de Campos Elíseos e com o condicionamento do gasoduto GASDUC I para a Refinaria Duque de Caxias.

Em 11/11/1983, a Diretoria Executiva da PETROBRAS aprovou as obras de ampliação da Estação de Cabiúnas, visando à utilização integral do gás natural produzido na Bacia de Campos, incluindo as unidades listadas a seguir.

- Unidade Coletora de Condensado;
- Unidade Compressora (gás natural, gás residual e propano);
- Unidade de Odorização e Metanol;
- Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN);
- Unidade de Estabilização de Condensado de Gás Natural (UECGN);
- Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN);
- Unidade de Armazenamento de Gasolina Desbutanizada (C5+ e aguarrás);
- Unidade de Armazenamento de GLP e Condensado de Alta Pressão de Vapor (CAPV);
- Estação de Carregamento Rodoviário;
- Vaso de *Blowdown* (vaso de alívio) e Tocha.

Nos anos subseqüentes, ainda na 1ª metade da década de 80, entraram em operação o sistema definitivo de bombeamento de petróleo, mais 3 (três) tanques de armazenamento de petróleo e as primeiras instalações de gás natural – os coletores de condensado I e II, o sistema de tocha, a 1ª unidade de processamento –, a Unidade de Estabilização de Condensado de Gás Natural (UECGN), o sistema de armazenamento de GLP, com três esferas de 1.600 m³ cada uma, e o sistema de carregamento rodoviário de GLP, com cinco boxes.

A partir da 2ª metade da década de 80, outras unidades de processamento entraram em operação, como a Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN), em 1986, a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), em 1987, e a Unidade de Refrigeração de Gás Natural (URGN), em 1997.

Nessa sequência, também foi iniciada a operação da Estação de Recompressão, a partir de 1986, e de outros gasodutos, como o Enchovão (Enchova - Cabiúnas), em 1989, e o GASDUC II (TECAB – REDUC), em 1990.

Em 1992, entraram em operação mais dois tanques de armazenamento de petróleo, totalizando os oito tanques existentes no TECAB.

No final dos anos 90 e início de 2000, foram iniciadas as obras do Projeto Cabiúnas, que contemplaram serviços *offshore* (Projeto Queima Zero na Bacia de Campos) e *onshore* (em terra), como construção de dutos (nova adutora para o TECAB, o GASCAB II – Barra do Furado – Cabiúnas e o OSDUC II – TECAB – REDUC) e as Unidades de Recuperação de Líquido (URL-I e URL-II) no TECAB, bem como a Unidade de Fracionamento de Líquido (UFL), na REDUC, além das necessárias obras de *off sites* (unidades auxiliares).

O aumento da produção de gás natural da Bacia de Campos demandou um proporcional aumento da capacidade de escoamento e processamento para possibilitar o seu aproveitamento nos grandes centros consumidores. Nesse sentido, o Projeto Cabiúnas, por meio de um complexo industrial de escoamento e recuperação de líquidos de gás natural, teve como objetivo proporcionar as condições técnicas ideais para o escoamento e processamento de 14.000.000 m³/dia de gás a partir dos campos produtores até a entrega de produtos acabados aos consumidores finais.

O Projeto Cabiúnas foi composto pelo Projeto Integrado de Redução de Queima de Gás na Bacia de Campos (Projeto Queima Zero) e pela Ampliação dos Sistemas de Transporte e Processamento de Gás Natural no Rio de Janeiro. O gás natural produzido na Bacia de Campos é escoado por gasodutos até Cabiúnas, onde é processado nas URLs (Unidades de Recuperação de Líquidos).

Essas unidades, em um processo criogênico (abaixamento de temperatura), liquefazem as frações mais pesadas do gás natural, gerando uma corrente líquida constituída de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados e uma fração gasosa constituída, basicamente, de metano.

A fração gasosa é escoada para a REDUC através dos gasodutos GASDUC I e GASDUC II, sendo parte entregue às termelétricas da região Norte Fluminense. Já a fração líquida é escoada para a REDUC através do duto OSDUC II e, então fracionada na UFL (Unidade de Fracionamento de Líquido) para separação de etano, propano, butano, isopentano e C5+.

A fração de etano oriunda da UFL é misturada à fração de etano vinda da UPGN II e, juntas, são processadas na Unidade de Remoção de CO₂ (U-3500), para garantir a ausência desse componente na corrente entregue ao Pólo Gás-Químico do Rio de Janeiro.

O etano e o propano são entregues à Rio Polímeros; o butano, encaminhado para o pool de GLP; o isopentano, utilizado para elevar a octanagem da gasolina; o C5+, distribuído para mistura com outras frações de hidrocarbonetos da REDUC; e o CO₂, vendido a terceiros. Já nas instalações da Rio Polímeros, o etano e o propano são processados na unidade de pirólise para geração de eteno e propeno. Após esse processo, a corrente segue para a unidade de polimerização, onde são produzidos polietilenos de diversas densidades.

Na primeira metade da década de 2000, ocorreram ainda obras do Plano Diretor de Escoamento de Gás (PDEG) da Bacia de Campos, que incluíram, em terra, a construção do GASCAB III e o Coletor de Condensado III no Terminal de Cabiúnas.

A partir de 2006, foram iniciadas, no TECAB, as obras do PDEG Complementar, que incluíram a construção e montagem da UPGN II, a ampliação da Torre de Resfriamento (TR) de água, a construção e montagem do 3º tanque de C5+, a 4ª esfera de GLP e a instalação do 4º turbo compressor.

Em 2007, o Terminal solicitou mais um pedido de licenciamento para ampliação de suas instalações, devido à necessidade de aumentar o processamento do gás natural proveniente da Bacia de Campos e do Espírito Santo. Esta ampliação ocorreu para atendimento ao PLANGAS, conforme descrito no item II.2.1

Para tanto, em 2010 as seguintes instalações foram instaladas no TECAB:

- 1 Unidade de Recuperação de Líquidos de Gás Natural (URL III), com capacidade nominal individual de processamento de 5,4 milhões de m³/dia de gás natural a 20 °C e 1 atm, numerada U-210, idêntica à unidades U-206 e U-207 (URL I e II), incluindo duas novas esferas de LGN (EF-20903/04) com capacidade individual de 1.200 m³, iguais às esferas existentes EF-20901 e EF-20902, e respectivas interligações.
- 1 Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGN II), numerada U-212, com capacidade nominal de processamento de 5,4 milhões de m³/dia de gás

natural a 20 °C e 1atm, assistindo à URLs III, similar à UTGN I (U-208), e respectivas interligações.

- 1 Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN III), numerada U-300, com capacidade nominal de processamento de 1.500 m³/dia de condensado de gás natural a 23 °C e 75 kgf/cm², igual à UPGCN II (U-298), incluindo um sistema de tratamento de GLP (V-40006 A/B), uma esfera de GLP (EF-47005) com 1.600 m³ de capacidade, igual à esfera EF-47004 existente e um tanque de C5+ (TQ-40005), com 660 m³ de capacidade, igual ao tanque existente TQ-40003, e respectivas interligações.
- 1 Torre de Resfriamento (TR-512402), igual à TR-512401 existente, com capacidade de 7.200 m³/h contendo quatro células e quatro bombas de 1.800 m³/h cada uma e interligações, para servir de forma dedicada e exclusiva à nova URL III e à UPGCN III.
- 1 Sistema de Ar Comprimido dedicado (U-35134) para as novas URL III e UPGCN III e interligações, com pressão de descarga de 9,1 kgf/cm² e capacidade nominal de 2.000 Nm³/h dividida em quatro compressores, três operando e um reserva.
- Adequação do Sistema de Tocha com duas bombas novas e um vaso novo a ser instalado ao lado do vaso existente V-299001, numerados B-299002A/B e V-299002, respectivamente, e interligações.
- 1 conjunto de seis turbocompressores.
- 1 Sistema de Tocha (*Ground Flare*) do tipo multiponto, com capacidade de queima de 20.000.000 m³/dia (20 °C e 1 atm).

As instalações e equipamentos sob a responsabilidade do TECAB estão certificados pela NBR ISO 9001, NBR ISO 14001, OHSAS 18001 e SPIE.

As principais unidades de processamento de gás natural que estão em operação atualmente e que são o modelo para quase todas as novas instalações da ampliação, estão listadas a seguir:

- 3 Unidades de Recuperação de Líquidos de Gás Natural (URL I , II, III), com capacidade nominal de processamento de 5,4 milhões de m³/dia de gás natural a 20 °C e 1 atm cada uma.

- 2 Unidades de Tratamento de Gás Natural (UTGN I e II), com capacidade nominal total de tratamento de 16,2 milhões de m³/dia de gás natural a 20 °C e 1 atm.
- 3 Unidades de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN I, II e III), com capacidade nominal de processamento de 1.500 m³/dia de condensado de gás natural a 23 °C e 75 kgf/cm² cada uma.
- 4 esferas de LGN, cada uma com capacidade para 1.200 m³.
- 2 sistemas de tratamento de GLP.
- 5 esferas de GLP, cada qual com capacidade para 1.600 m³.
- 4 tanques de C5+, cada um com capacidade para 660 m³.
- 10 turbo-compressores com vazão máxima de 4,1 x 10⁶ m³/dia a 20 °C e 1 atm.
- 2 tochas para alívio de segurança, com capacidade de 5 milhões de m³/dia e 1 sistema de tocha multiponto com capacidade de 20.000.000 m³/dia.
- Sistema de Utilidades, incluindo água de serviço e de resfriamento, ar comprimido, drenagem fechada e oleosa, subestação de energia elétrica, tratamento de efluentes, combate a incêndio, etc.

A Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO) é a operadora do TECAB, onde é processada a maior parte do gás natural e todo o condensado da Bacia de Campos, produzindo gás natural especificado para uso, gás liquefeito de petróleo (GLP), líquido de gás natural (LGN) e C5+ (gasolina natural).

A produção do gás natural processado no TECAB segue os fluxos listados a seguir:

- Gás natural especificado – é disponibilizado para a malha sudeste pelo gasoduto GASDUC III, que liga o TECAB à Refinaria Duque de Caxias (REDUC), sendo entregue, no trajeto, nos pontos de entrega das termelétricas existentes em Macaé e em Duque de Caxias. A Companhia CEG-RIO também recebe esse produto, distribuindo-o para as regiões dos Lagos e Norte Fluminense.
- Líquido de Gás Natural (LGN) – é bombeado, via oleoduto OSDUC II, para a REDUC, onde é reprocessado para produção de etano que é fornecido ao Pólo Gás-Químico do Rio de Janeiro, sendo transformado em polietilenos. Em 2011, dentro do escopo dos projetos do PLANGÁS, este

produto será bombeado para a REDUC via oleoduto OSDUC IV (anteriormente denominado GASDUC I).

- Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) – é vendido no TECAB a distribuidoras de GLP, que o transportam em carretas, para posterior envasamento e venda a varejo em botijões para o mercado das Regiões dos Lagos, Norte Fluminense e Serrana do Estado do Rio de Janeiro e até de Vitória, no Espírito Santo. Em 2011, dentro do escopo dos projetos do PLANGÁS, este produto será bombeado para a REDUC via oleoduto OSDUC II, mas será mantida a opção de carregamento via caminhões.
- Gasolina natural (C5+) – é bombeada para a REDUC, via oleoduto OSDUC I, misturada ao óleo cru. Em 2011, dentro do escopo dos projetos do PLANGÁS, este produto terá a opção de ser bombeado para a REDUC via oleoduto OSDUC IV, misturado ao LGN.

II.2.3 – Relato Sumário do Projeto

O Projeto de Ampliação de Processamento de Gás e Condensado do TECAB, objeto deste EIA, está concebido para permitir o escoamento de 13 milhões de m³/dia de gás natural a 20 °C e 1 atm, proveniente da Bacia de Santos para atender ao Pólo Pré Sal. Para tanto, deverão ser construídas as instalações principais listadas a seguir e que estão descritas, em detalhe, na subseção II.4 – Descrição do Empreendimento. A seguir, são apresentadas as instalações futuras.

- 1 coletor de condensado de gás natural com capacidade de 13 milhões de m³/dia de gás natural, 4,7 mil m³/dia de condensado de gás natural e 1,5 mil m³ para *hold-up* (líquido carregado em operações de passagem de pigs).
- 1 Unidade de Remoção de Mercúrio de Gás Natural (URHG) com capacidade para 13 milhões de m³/dia de gás natural.
- 1 Unidade de Remoção de CO₂ de Gás Natural (URCO₂), composta por duas unidades de 6,5 milhões m³/dia de gás natural (URCO₂ I e II). O CO₂ removido será tratado para remoção de H₂S, possibilitando sua emissão para a atmosfera.

- 1 Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN II) com capacidade para tratar 5,4 milhões m³/dia de gás natural, produzindo gás processado, GLP e C5+ por processo de refrigeração simples.
- 1 Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPGN IV) com capacidade para tratar 1,5 mil m³/dia de condensado, produzindo gás residual, GLP e C5+. Esta unidade será idêntica à UPCGN III existente no TECAB.
- 1 Unidade de Tratamento Cáustico de GLP (UTC II) com capacidade para tratar 1,8 mil m³/dia de GLP, utilizando soda cáustica para remover o H₂S.
- Melhorias no Sistema de Injeção de C5+ no Petróleo utilizando uma bomba existente no TECAB (B-4002 A/B).
- 1 subestação elétrica.
- Ampliação do Centro Integrado de Controle (CIC).
- Interligação das novas unidades ao sistema de resfriamento de água.
- 1 compressor adicional no sistema de geração de ar comprimido.
- Adequações no sistema de combate a incêndio.

II.3 – JUSTIFICATIVAS

II.3.1 – Técnicas e Econômicas

Nos últimos anos, o mercado brasileiro de gás natural vem enfrentando uma realidade bastante distinta da observada em anos anteriores. Se em passado não muito distante a descoberta de gás natural era vista como fato negativo para os produtores e até 2003 se buscava de maneira incessante a abertura de novos mercados para a colocação do caro gás importado da Bolívia, hoje o cenário se reverteu por completo (ZIMMERNANN, 2009).

A forte elevação das cotações internacionais do petróleo levou junto os preços dos combustíveis que disputam o mercado com gás natural, sem que os preços deste acompanhasse a mesma trajetória.

Nesse cenário de desequilíbrio de preços relativos, a demanda por gás natural se elevou consideravelmente, capitaneada pelo gás automotivo, cujo crescimento entre 2002 e 2007 alcançou taxas de 21,1% por ano, saindo de 2,69 milhões de metros cúbicos por dia em 2002 para 7,0 milhões em 2007. No mesmo

período a demanda industrial também se elevou consideravelmente, com o fornecimento de gás crescendo 8,4% ao ano.

Esse elevado crescimento de demanda, conjugado com o desinteresse pela geração termelétrica a gás natural no período pós-acionamento de energia elétrica, conduziram à priorização do atendimento ao segmento não térmico, restringido a disponibilização de gás apenas às térmicas em que os compromissos de fornecimento estavam firmados.

Não obstante, as térmicas existentes permaneciam consideradas no planejamento de curto prazo desenvolvido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que entendia estarem aptas para a geração, caso viessem a ser requisitadas. Evidenciada a impossibilidade de atendimento pleno de todas as térmicas em conjunto com o fornecimento para os demais mercados consumidores, decidiu-se pela desconsideração daquelas que não poderiam ser supridas com o combustível necessário. A expectativa de retorno dessas térmicas passou a seguir o cronograma de aumento da oferta de gás, estabelecido em Termo de Compromisso firmado entre a Petrobras e a ANEEL.

Após a nacionalização das reservas da Petrobras na Bolívia ocorrida em maio de 2006 e o déficit de oferta de gás brasileiro, evidenciaram a necessidade de diversificar os campos fornecedores e evitar uma possível crise de abastecimento desse produto no País. Essa nova realidade induziu à priorização de investimentos que contribuíssem para aumentar a oferta de gás para o mercado brasileiro.

Diante desse cenário, optou-se por buscar a antecipação da oferta do gás nacional já descoberto e diversificar as fontes de importação, com ênfase na instalação de terminais de regaseificação de gás natural liquefeito - GNL.

Trata-se de um esforço concentrado na antecipação de projetos de produção e logística de gás natural, alinhados ao Plano de Negócios da Petrobras, com o objetivo de assegurar o abastecimento de gás natural na região Sudeste, especialmente térmico, reduzindo a dependência em relação ao gás importado.

A busca pela antecipação da oferta de gás nacional se materializou em 2006 com a implementação do Plano de Antecipação da Oferta de Gás na Região Sudeste – PLANGÁS, cujas metas previam elevar a oferta de gás naquela Região de 15,8 milhões de metros cúbicos diários em 2006 para 40 milhões em fins de 2008 e 55 milhões em fins de 2010, sendo esses volumes provenientes do aumento da produção previstos nas Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.

No entanto, o ineditismo dos terminas de regaseificação, o aquecimento do mercado fornecedor de equipamentos e serviços, dentre outros, inviabilizaram a disponibilidade de gás nos prazos originalmente previstos.

De acordo com o Plano de Negócios 2010-2014 da Petrobras, o segmento de Gás e Energia receberá investimentos de US\$ 17,8 bilhões, os quais serão direcionados para o mercado brasileiro de gás natural, assegurando flexibilidade para comercialização dos mercados termelétrico e não termelétrico.

A entrada de novas áreas produtoras e a necessidade de atender ao aumento das demandas resultará em maiores volumes de gás natural produzidos, importados, transportados e comercializados.

Nos últimos anos, o gás natural aumentou sua participação na matriz energética brasileira. Em praticamente todos os países do mundo, tem sido incentivado o uso de fontes alternativas no atendimento às demandas energéticas. Com isso, o gás natural vem a ser, reconhecidamente, uma importante alternativa ao suprimento dessas demandas e ao apoio à resolução das questões técnico-econômicas, além das questões ambientais atuais.

No Brasil, essa postura também tem sido adotada pelo Setor Elétrico, fazendo-se notar pelas significativas mudanças da política energética nacional que, sistematicamente, tem estimulado a substituição do petróleo importado e a conservação de energia, a fim de minimizar tanto os impactos sobre a economia brasileira como os ambientais sobre os ecossistemas em geral.

Dentre as mudanças promovidas, principalmente a partir de 1997, podem-se citar as institucionais que ocorreram no Setor de Petróleo e Gás Natural do País, promovidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, tendo sido definidos, a partir daquele ano, os princípios e objetivos da política energética nacional, os quais são resumidos a seguir.

- Preservação do interesse nacional, promoção do desenvolvimento econômico e incremento da competitividade do setor industrial nacional.
- Proteção do interesse do consumidor, notadamente com relação à garantia de fornecimento.
- Proteção e conservação ambiental.
- Incremento, em bases econômicas, do uso do gás natural.
- Adoção de soluções técnico-econômico-ambientais integradas para o suprimento de energia elétrica, incluindo-se o uso de fontes alternativas.

- Criação de condições para a entrada de novos agentes no mercado.

O relatório intitulado *Projeção de Consumo de Energia e Energéticos e de Emissões de CO₂, São Paulo, 2008-2020* traz uma projeção estimada da participação de cada uma dessas três fontes energéticas na geração de energia elétrica pelo setor público no Estado (**Tabela II.3.1-1**).

Com base nos dados apresentados é possível verificar o crescimento no consumo de gás natural na geração de energia elétrica, passando de 1,91% em 2008 para 17,91% em 2020.

Tabela II.3.1-1 – Participação projetada dos energéticos na geração de eletricidade nas centrais elétricas de serviço público – 2008 a 2020

Ano	Geração	Consumo			
	Eletricidade (%) *	Gás Natural (%)	Óleo Combustível (%)	Energia Hidráulica (%)	Total (%)
2008	98,97	1,9	0,43	97,66	100
2009	98,50	3,06	0,42	96,52	100
2010	97,97	4,32	0,41	95,26	100
2011	97,43	5,61	0,41	93,98	100
2012	96,89	6,92	0,40	92,68	100
2013	96,33	8,25	0,39	91,36	100
2014	95,77	9,60	0,38	90,02	100
2015	95,20	10,96	0,37	88,66	100
2016	94,63	12,33	0,37	87,30	100
2017	94,05	13,72	0,36	85,92	100
2018	93,47	15,11	0,35	84,54	100
2019	92,89	16,51	0,34	83,15	100
2020	92,30	17,91	0,34	81,75	100

Nota: A diferença entre o percentual de eletricidade e o total representa o consumo no processo de transformação de energia. Fonte: *Projeção de Consumo de Energia e Energéticos e de Emissões de CO₂, São Paulo, 2008-2020*

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, no que se refere às demandas totais previstas de gás natural para o decênio de 2010-2019, a **Figura II.3.1-1** apresenta as parcelas da demanda destinadas a: (i) consumo final energético por setor; (ii) consumo termelétrico médio, função do despacho esperado das UTE a gás natural; (iii) consumo de gás natural nas fábricas de fertilizantes, composto pelos consumos não energético e energético; e (iv) consumo adicional termelétrico, associado à operação na potência nominal.

Os consumos totais de gás natural, consolidados por região, incluindo estas parcelas, são apresentados na **Tabela II.3.1-2**.

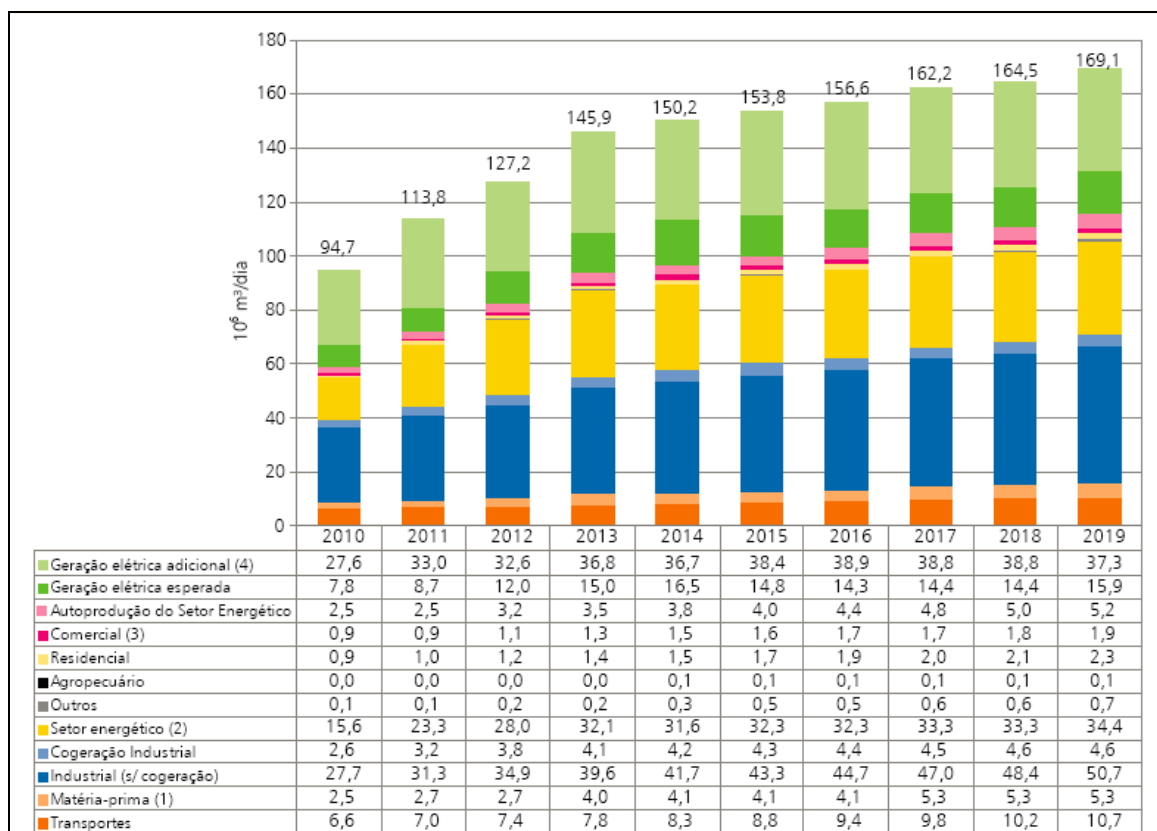


Figura II.3.1-1 – Consumo Total de Gás Natural (10^6 m³/dia)

Tabela II.3.1-2 – Brasil e Regiões: Consumo Total de Gás Natural (10^3 m³/dia)

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-oeste	Brasil
2010	751	13.605	7.030	44.906	820	67.112
2014	4.618	24.218	10.437	72.827	1.393	113.494
2019	4.784	27.786	12.400	85.423	1.346	131.739
Período	Acréscimo médio (10^3 m ³ /dia)					
2010-2019	4.784	16.232	7.475	52.214	650	81.355

Fonte: EPE (2011)

Do ponto de vista da oferta, é importante destacar o aumento da produção de gás proveniente do pré-sal, além da instalação do terminal de importação de GNL na Baía de Guanabara, que já entrou em operação.

A camada pré-sal é um gigantesco reservatório de petróleo e gás natural, localizado nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo (região litorânea entre os estados de Santa Catarina e o Espírito Santo).

As descobertas recentes dos reservatórios do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos, indicam a possibilidade de um volume recuperável entre 22 a 33 bilhões de barris de óleo equivalente.

Vale frisar que para possibilitar a exploração e produção do óleo proveniente do pré-sal se faz necessário o transporte e processamento do gás natural associado.

Se forem confirmadas as estimativas da quantidade de petróleo da camada pré-sal brasileira, o Brasil poderá se transformar, futuramente, num dos maiores produtores e exportadores de petróleo e derivados do mundo (FIEPE, 2010).

Em 1979, a Petrobras atingiu a referida camada através de perfuração de poços na Bacia de Campos, mas as descobertas não foram significativas. Em 2005, as expectativas quanto à potencialidade da camada do pré-sal aumentaram, consideravelmente, após a descoberta do campo Tupi, na Bacia sedimentar de Santos. Além do Tupi, foram descobertos os campos Iara, Carioca, Júpiter, Caramba, Bem-Te-Vi, Parati, Guará e Ogum.

O campo de Tupi é o principal campo de petróleo descoberto, tem uma reserva estimada de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo, sendo considerado uma das maiores descobertas do mundo dos últimos sete anos. Segundo estimativas, Tupi deverá chegar ao fim de 2011 produzindo 100 mil barris/dia de petróleo e até 5 milhões de metros cúbicos de gás natural.

Além da plataforma de Tupi estão previstas mais dez plataformas na área do pré-sal, sendo dois pilotos para produção antecipada em Guará (2013) e Tupi Nordeste (2014). Entre 2015 e 2016 prevêem-se as outras oito plataformas denominadas “replicantes” a serem construídas no estaleiro Rio Grande.

A transferência de gás de Tupi para Mexilhão só será possível para os três primeiros pilotos (Tupi, Guará e Tupi Nordeste), limitada a 10 milhões de metros cúbicos por dia de gás, o que faz necessária a existência de uma outra rota em 2014, quando entrar o primeiro replicante.

Das soluções para escoar a produção adicional de gás, está a construção de um novo gasoduto de 350 a 400 quilômetros saindo de Tupi-Iracema direto para Cabiúnas (RJ), onde a Petrobras já opera estação de tratamento. Ele terá capacidade para transportar de 11 a 13 milhões de m³/dia (FORMIGLI, 2010).

Para possibilitar o recebimento e tratamento dos volumes adicionais de gás da Bacia de Santos pelo Terminal de Cabiúnas será necessário instalar novas unidades de tratamento e processamento de gás natural, bem como realizar melhorias nos sistemas de utilidades já existentes.

A oferta de gás da Bacia de Santos é significativa e reduz a dependência da importação (nacional e boliviana), representando segurança energética para o país.

A **Tabela II.3.1-3** apresenta a previsão de produção potencial nacional diária de gás natural até 2019. Contando apenas com as atuais reservas totais, prevê-se uma tendência crescente significativa até 2013, quando se atingirá um pico de produção de 113,4 milhões de metros cúbicos diários.

Tabela II.3.1-3 - Previsão de Produção Nacional de Gás Natural no Período 2010-2019, por Nível de Incerteza de Recurso. Valores em milhões de metros cúbicos diários

Gás	2010 *	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
RND	0,000	0,164	1,598	3,638	7,154	13,119	30,071	42,334	56,232	64,479
RC	1,331	5,643	11,146	14,893	17,795	27,149	42,144	59,049	73,367	88,595
RT	78,736	92,279	110,370	113,420	111,950	107,985	103,087	97,235	83,658	77,760
Total	80,067	98,086	123,114	131,950	136,900	148,254	175,301	198,618	213,257	230,834

Fonte: EPE, 2011. (*) as previsões no ano de 2010 contemplaram informações disponíveis até junho/2009. Legenda: RND - contribuição prevista dos recursos não-descobertos, nos campos a descobrir em blocos sob concessão até a Rodada 10; RC - Contribuição prevista dos recursos contingentes, nas descobertas em estágio de avaliação exploratória em blocos sob concessão até a Rodada 10; RT - Produção prevista das reservas totais nos campos já em desenvolvimento ou produção.

Em resumo, a ampliação da oferta doméstica pelo PLANGÁS, associada à manutenção da importação da Bolívia, aos três terminais de GNL e à entrada da produção de gás oriunda dos campos da camada do Pré-Sal deverão assegurar o equilíbrio entre a oferta e demanda de gás para os próximos anos.

A **Figura II.3.1-2** apresenta a projeção do balanço de gás natural para o decênio 2010-2019 para as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A análise do balanço de gás natural das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste em conjunto se deve ao fato da malha de gasoduto de transporte dessas regiões apresentar elevado grau de integração, permitindo a maior liberdade de movimentação de gás entre elas, apesar de limites restritivos atuais para a Região Sul (EPE, 2011).

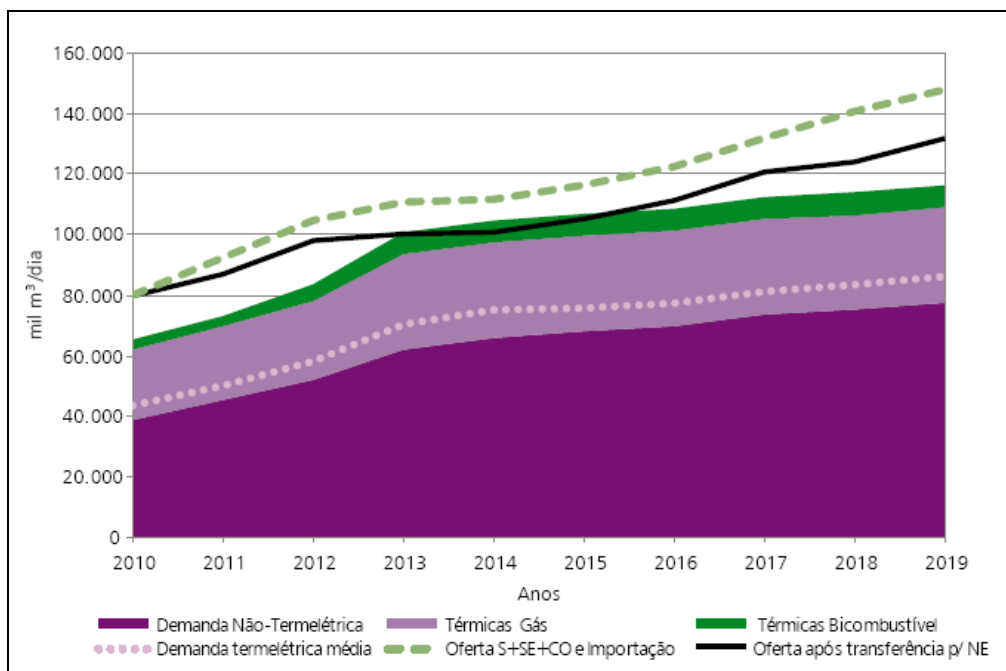


Figura II.3.1-2 – Regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste – Projeção do Balanço de Gás Natural. Fonte: EPE, 2011

As principais razões técnicas e econômicas que justificam o Projeto de Ampliação de Processamento de Gás e Condensado de Cabiúnas estão sintetizadas a seguir:

- Os equipamentos que compõem a maioria das instalações são idênticos aos de instalações já existentes no TECAB, propiciando ganhos técnicos e econômicos por conta do seu projeto executivo já pago, padronização nos procedimentos de operação e manutenção e rapidez na construção e montagem;
- As tecnologias de processamento de gás natural e de processamento de condensado de gás natural são as mesmas já adotadas no Terminal de Cabiúnas e, operacionalmente, amplamente conhecidas. As tecnologias escolhidas são internacionalmente reconhecidas como adequadas em termos técnicos, econômicos e ambientais, considerando as condições de contorno do projeto.
- Cabiúnas é o maior conjunto processador de gás natural do País, já dispondo de parte da infraestrutura para recebimento e tratamento dos volumes adicionais de gás da Bacia de Santos.

Em resumo, a justificativa para a ampliação do Terminal de Cabiúnas é viabilizar o processamento do gás natural produzido no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos, contribuindo de forma significativa para o abastecimento do mercado nacional com gás natural e a conseqüente redução na dependência da importação.

II.3.2 – Sociais

A implantação da ampliação do TECAB se reveste de importância social para a Região Sudeste e para o Brasil, desde a fase de construção até a de operação. Os benefícios sociais decorrentes do aumento da oferta de empregos na região, que dispõe de mão-de-obra treinada nas atividades a desenvolver nas obras, em especial para o município de Macaé e seus vizinhos, e a geração de demanda por serviços nesses locais — com conseqüente incremento na arrecadação de impostos — são sentidos na etapa de construção, estimada em 36 meses.

Durante a operação, ao longo de seus, pelo menos, 30 anos de vida útil, a ampliação do TECAB trará benefícios sociais diretos e indiretos para as populações da Região Sudeste, tendo em vista que o gás processado possibilitará a implantação de mais empreendimentos que utilizem gás natural que gerem empregos e renda e, em última análise, propiciem melhorias da qualidade de vida, pela substituição da queima de outros combustíveis mais poluentes do que o gás natural.

II.3.3 – Locacionais

Em termos de localização, o projeto de ampliação do TECAB não apresenta alternativas locacionais, uma vez que, as novas unidades serão interligadas processualmente com o restante do terminal, tornando o projeto viável econômica, financeira e ambientalmente.

As unidades foram projetadas a partir de unidades já existentes e em operação, tendo como única localização o TECAB.

Dadas as características do projeto, haverá estreito relacionamento com as unidades existentes e com as utilidades instaladas no terminal (tratamento de efluentes, abastecimento de água, geração de energia elétrica, etc.).

As vantagens locacionais do projeto de ampliação do Terminal de Cabiúnas são evidentes. Além disso, a concepção original do TECAB já previa a sua construção modulada, de forma a acompanhar as necessidades do aumento dos volumes de gás natural a processar, na dependência do crescimento da produção e da demanda por esse insumo.

II.3.4 – Ambientais

O gás natural é um combustível cujas características permitem uma redução da poluição, se usado em substituição a outros, notadamente óleo, carvão e lenha.

O gás natural oferece, por isso, uma resposta às preocupações do mundo moderno, relativas à proteção do meio ambiente e à melhoria da qualidade de vida nos centros urbanos. Sua crescente utilização deverá contribuir para uma redução sensível nas taxas de poluição nas cidades, minimizando danos ao meio ambiente e à saúde das populações.

Em vista disso, o uso do gás natural está sendo considerado, cada vez mais, uma alternativa adequada para resposta técnica e econômica aos problemas de poluição. As aplicações para esse fim são bastante diversificadas, abrangendo as seguintes formas:

- Uso direto do gás em instalações industriais, particularmente em olarias e cerâmicas;
- Substituição de combustíveis em instalações industriais, domésticas ou de geração elétrica;
- Como combustível automotivo em carros, caminhões e ônibus;
- Como matéria-prima na indústria petroquímica;
- Na incineração de solventes provenientes da aplicação e secagem das tintas nas indústrias automobilísticas, de móveis, gráficas, etc. Quando a reação é completa, os produtos da combustão se resumem a água, CO₂ e energia (com possíveis contaminantes em baixíssima concentração, p. ex., NO_x). O calor recuperado é geralmente usado para produzir vapor ou aquecer locais de trabalho. Essa aplicação recente permite economia de 20 a 30% de energia;

- Em projetos de co-geração de energia elétrica e térmica.

Na indústria, sua utilização apresenta diversos benefícios, dentre os quais se destacam:

- Não exige gasto de energia com o pré-aquecimento para queima.
- Elimina o custo financeiro de estocagem.
- Reduz o seguro por não estocar combustível inflamável.
- Diminui os custos de operação e manutenção.
- Retarda os investimentos em troca de equipamentos.
- Evita impurezas e depósito de compostos contaminantes.
- Não altera a coloração de produtos.
- Alcança curvas de temperatura ideais.
- Garante elevados padrões de qualidade, proporcionando competitividade nos mercados mais nobres.
- Reduz significativamente as restrições dos órgãos ambientais e contribui para a melhoria da qualidade do ar.
- Não depende de desmatamento/reflorestamento.
- Por ser mais leve que o ar, facilita a dispersão em caso de vazamento.

A certeza de uma disponibilidade maior estimulará o desenvolvimento de tecnologias que aumentem a eficiência do uso do gás natural, incluindo-se a substituição de combustíveis usados anteriormente, como o carvão vegetal, aplicado como fonte de energia em vários processos industriais, contribuindo para a conservação de florestas naturais, bem como para a diminuição da poluição atmosférica.

De um modo geral, as vantagens e desvantagens associadas à ampliação do TECAB são sintetizadas a seguir:

- Vantagens: aumento oferta de gás natural, utilização de tecnologia similar à já existente para processamento de gás e condensado, utilização de parte das infra-estruturas já existentes no terminal; otimização da logística de instalação das novas unidades a partir do agrupamento de atividades similares;

- Desvantagens: aumento na geração de resíduos sólidos e efluentes líquidos decorrente da operação das novas unidades, aumento nas emissões atmosféricas originadas da queima de gás nos fornos e de efluentes gasosos na tocha, gerando emissões de óxidos de nitrogênio (NOx), óxidos de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP) e gases de efeito estufa, aumento nos níveis de ruído provenientes das novas unidades e aumento no consumo de energia.

No que se refere às desvantagens relacionadas ao empreendimento, vale destacar que a Petrobras, em suas atividades internas, tem como foco o aumento da ecoeficiência de processos e produtos, visando a redução do consumo de recursos naturais e dos impactos sobre o meio ambiente.

A ecoeficiência inclui aspectos econômicos (preços competitivos), a qualidade dos produtos (satisfação das necessidades humanas – adequação ao uso), ergonomia, saúde e adequação social (qualidade de vida), ecologia e meio ambiente (redução progressiva dos impactos ambientais), aspectos biofísicos do planeta (redução da intensidade de recursos materiais utilizados). Todos esses aspectos são permeados pelo necessário conhecimento científico e tecnológico e considerados em todo o ciclo de vida do produto – do início da cadeia produtiva até a sua disposição final (LEYEN, 2008).

Para tal, pressupõem-se sete elementos fundamentais para a ecoeficiência:

- Minimizar a intensidade de materiais dos bens e serviços;
- Minimizar a intensidade energética de bens e serviços;
- Minimizar a dispersão de tóxicos;
- Fomentar a reciclabilidade dos materiais;
- Maximizar a utilização sustentável de recursos renováveis;
- Estender a durabilidade dos produtos;
- Aumentar a intensidade de serviço dos bens e serviços;
- Promover a educação dos consumidores para um uso mais racional dos recursos naturais e energéticos.

A **Figura II.3.4-1** apresenta o conceito de sustentabilidade corporativa em suas três dimensões, segundo a visão da API – IPIECA, com foco nas indústrias de óleo e gás.



Figura II.3.4-1 - Sustentabilidade corporativa na indústria de óleo e gás. Fonte: (IPIE e API, 2003). Apud LEYEN, 2008.

A Petrobras, com o foco na ecoeficiência, atua na produção, refino e distribuição do petróleo dentro de padrões rigorosos de segurança, buscando a utilização racional de água e energia, e a menor geração possível de efluentes, resíduos e emissões em todas as suas unidades, de modo a reduzir o impacto no meio ambiente e reforçar seu compromisso com a busca da excelência em suas operações.

O compromisso da companhia está explícito em seu Plano Estratégico 2020 que estabelece a missão, a visão, as estratégias e objetivos corporativos da Petrobras para o futuro.

De acordo com o referido Plano, a companhia tem como Missão “atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua”.

Já a Visão da companhia é “ser uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo e a preferida pelos seus públicos de interesse”. Para tanto, são atributos da Visão 2020:

- Forte presença internacional;
- Referência mundial em biocombustíveis;
- Excelência operacional, em gestão, recursos humanos e tecnologia;
- Rentabilidade;
- Referência em responsabilidade social e ambiental;
- Comprometimento com o desenvolvimento sustentável.

Assim, alinhada à sua Missão e Visão a Petrobras definiu uma Política e quinze diretrizes corporativas que orientam a gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS), tendo investido na melhoria dos seus processos, conforme expresso na sua política de gestão de SMS:

- “Educar, capacitar e comprometer os trabalhadores com as questões de SMS, envolvendo fornecedores, comunidades, órgãos competentes, entidades representativas dos trabalhadores e demais partes interessadas.
- Estimular o registro e tratamento das questões de SMS, e considerar nos sistemas de consequência e reconhecimento o desempenho em SMS.
- Atuar na promoção da saúde, na proteção do ser humano e do meio ambiente mediante identificação, controle e monitoramento de riscos, adequando a segurança de processos às melhores práticas mundiais e mantendo-se preparada para emergências.
- Assegurar a sustentabilidade de projetos, empreendimentos e produtos ao longo do seu ciclo de vida, considerando os impactos e benefícios nas dimensões econômica, ambiental e social.
- Considerar a ecoeficiência das operações e produtos, minimizando os impactos adversos inerentes às atividades da indústria.”

As diretrizes de SMS da Companhia abrangem:

1. Liderança e responsabilidade: a Petrobras, ao integrar segurança, meio ambiente e saúde a sua estratégia empresarial, reafirma o compromisso de todos os seus empregados e contratados com a busca de excelência nessas áreas;

2. Conformidade legal: as atividades da empresa devem estar em conformidade com a legislação vigente nas áreas de segurança, meio ambiente e saúde;
3. Avaliação e gestão de riscos: riscos inerentes as atividades da empresa devem ser identificados, avaliados e gerenciados de modo a evitar a ocorrência de acidentes e/ou assegurar a minimização de seus efeitos;
4. Novos empreendimentos: os novos empreendimentos devem estar em conformidade com a legislação e incorporar, em todo o seu ciclo de vida, as melhores práticas de segurança, meio ambiente e saúde;
5. Operação e manutenção: as operações da empresa devem ser executadas de acordo com procedimentos estabelecidos e utilizando instalações e equipamentos adequados, inspecionados e em condições de assegurar o atendimento as exigências de segurança, meio ambiente e saúde;
6. Gestão de mudanças: mudanças, temporárias ou permanentes, devem ser avaliadas visando à eliminação e/ou minimização de riscos decorrentes de sua implantação;
7. Aquisição de bens e serviços: o desempenho em Segurança, Meio ambiente e Saúde de contratados, fornecedores e parceiros deve ser compatível com o Sistema da Petrobras;
8. Capacitação, educação e conscientização: capacitação, educação e conscientização devem ser continuamente promovidas de modo a reforçar o comprometimento da força de trabalho com o desempenho em Segurança, Meio ambiente e Saúde;
9. Gestão de informações: informações e conhecimentos relacionados a Segurança, Meio ambiente e Saúde devem ser precisos, atualizados e documentados de modo a facilitar sua consulta e utilização;
10. Comunicação: as informações relativas à Segurança, Meio ambiente e Saúde devem ser comunicadas com clareza, objetividade e rapidez, de modo a produzir os efeitos desejados;
11. Contingência: as situações de emergência devem estar previstas e ser enfrentadas com rapidez e eficácia visando a máxima redução de seus efeitos;
12. Relacionamento com a comunidade: a empresa deve zelar pela segurança das comunidades onde atua, bem como mantê-las informadas sobre impactos e/ou riscos eventualmente decorrentes de suas atividades;

13. Análise de acidentes e incidentes: os acidentes e incidentes decorrentes das atividades da empresa devem ser analisados, investigados e documentados de modo a evitar sua repetição e/ou assegurar a minimização de seus efeitos;
14. Gestão de produtos: a empresa deve zelar pelos aspectos de segurança, meio ambiente e saúde de seus produtos desde sua origem até sua destinação final, bem como empenhar-se na constante redução dos impactos que eventualmente possam causar;
15. Processo de melhoria contínua: a melhoria contínua do desempenho em Segurança, Meio ambiente e Saúde deve ser promovida em todos os níveis da empresa, de modo a assegurar seu avanço nessas áreas.

O Plano Estratégico 2020 da Petrobras apresenta ainda novos desafios de gestão, que incluem:

- Disciplina de Capital: Busca de maior eficiência na implantação de projetos (prazos e custos); Gestão de Estoques; Redução de Custos Operacionais e Administrativos e Gestão de Portfólio;
- Recursos Humanos: ser referência internacional, no segmento de energia, em gestão de pessoas, tendo seus empregados como seu maior valor;
- Responsabilidade Social: ser referência internacional em responsabilidade social na gestão dos negócios, contribuindo para o desenvolvimento sustentável;
- Mudança Climática: atingir patamares de excelência, na indústria de energia, quanto à redução da intensidade de emissões de gases de efeito estufa nos processos e produtos, contribuindo para a sustentabilidade do negócio e para a mitigação da mudança climática global;
- Tecnologia: ser referência mundial em tecnologias que contribuam para o crescimento sustentável da Companhia nas indústrias de petróleo, de gás natural, petroquímica e de biocombustíveis.

A seguir são listados alguns exemplos de ações e programas desenvolvidos pela Petrobras com base em sua Política, Missão e Visão.

Em 1993 foi criado o Programa Tecnológico de Meio Ambiente (PROAMB), com o propósito de gerir a carteira de projetos ambientais da Petrobras, provendo

e antecipando soluções tecnológicas que contribuam para o alcance dos objetivos de excelência ambiental traçados pela companhia. Desde sua criação, o PROAMB tem transitado por três fases diferentes, conforme segue:

- No período de 1993 a 1999 o enfoque estratégico estava dirigido ao controle de emissões, a remediação de áreas afetadas e o tratamento de resíduos;
- De 2000 a 2003 a finalidade foi o desenvolvimento de tecnologias que dessem suporte ao programa de excelência na gestão ambiental e segurança operacional, especialmente no que se refere ao desenvolvimento de tecnologias para previsão, detecção e controle de emergências ambientais, monitoramento ambiental costeiro e oceânico, tratamento de resíduos e áreas afetadas.
- A partir de 2004, a prioridade passou a ser a prevenção, obedecendo aos princípios da sustentabilidade e da ecoeficiência dos processos.

O PROAMB está estruturado em 9 projetos sistêmicos, agrupados em quatro temas tecnológicos identificados como prioritários para dar suporte à estratégia ambiental da Petrobras: Qualidade do Ar e Mudanças Climáticas, Recursos Hídricos, Resíduos e Áreas Impactadas e Proteção de Ecossistemas Especiais e Biodiversidade, conforme segue:

- PROAMB 1 - Minimização de emissões e avaliação de impactos atmosféricos;
- PROAMB 2 - Redução da concentração de carbono na atmosfera;
- PROAMB 3 - Minimização do consumo de água e da geração e descarte de efluentes hídricos;
- PROAMB 4 - Tecnologias para prevenção e minimização de contaminantes em matérias-primas e correntes internas;
- PROAMB 5 - Tratamentos avançados de efluentes hídricos;
- PROAMB 6 - Minimização de resíduos- 3R (recuperação, reuso e reciclagem);
- PROAMB 7 - Tecnologias novas ou não convencionais para tratamento de resíduos e áreas impactadas;

- PROAMB 8 - Avaliação, prevenção de impactos e recuperação de ecossistemas de interesse especial;
- PROAMB 9 - Tecnologias sustentáveis para exploração e produção de petróleo e gás em áreas sensíveis offshore.

No que se refere especificamente à gestão de emissões atmosféricas da Companhia, desde 2003 foi implantado um Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas na Petrobras denominado SIGEA, o qual calcula mensalmente os principais poluentes regulados (SOx, NOx, MP (material particulado), hidrocarbonetos e CO) e os gases de efeito estufa relacionados com a indústria do petróleo (CO₂, CH₄ e N₂O).

A contribuição da Petrobras para mitigação das emissões de gases do efeito estufa e de poluentes regulados, esta se dá através de ações agrupadas em 3 eixos, alinhados com sua Estratégia Corporativa e os seus valores, com as suas política corporativa de SMS e de atuação corporativa, conforme segue:

1. Gestão das emissões atmosféricas através de:

- Conscientização da força de trabalho, por meio de treinamentos e capacitações;
- Quantificação das emissões atmosféricas;
- Estimulo a projetos de abatimento de emissões e sequestro de carbono;
- Investimento em projetos de redução de emissão de poluentes regulados, tanto em seus processos como produtos;
- Gestão corporativa das oportunidades de uso dos mecanismos de mercado;
- Fomento a pesquisa;
- Comunicação sistemática das emissões atmosféricas;
- Participação em fóruns nacionais e internacionais;
- Contribuição na formulação de políticas públicas;
- Estabelecimento de objetivos e indicadores visando ao controle e a gestão das emissões atmosféricas

2. Ecoeficiência através de:

- Quantificação, verificação e controle das emissões por sistema auditável;
- Introdução de novas tecnologias menos intensivas em carbono;
- Produção de combustíveis mais limpos;

- Estímulo a consumidores e fornecedores para mitigar suas emissões;
- 3. Investimentos em fontes de energia alternativas e renováveis visando:
 - Diversificação energética na carteira de produtos da empresa;
 - Aumento da participação da energia renovável nas suas atividades;
 - Introdução e disseminação de novas tecnologias.

No que condiz a mudança climática, a Petrobras estabelece estratégias, objetivos e metas capazes de permitir a incorporação das questões relacionadas a mudança climática global ao planejamento e gestão de seu negócio.

Para tanto, trabalha em conjunto com a comunidade científica e empresarial, no desenvolvimento de soluções tecnológicas viáveis que contribuam para mitigar as emissões em longo prazo e contribui com iniciativas locais, acordos nacionais e internacionais que tratam de emissões de gases de efeito estufa e do controle dos poluentes regulados.

O Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Americo Miguez de Mello (CENPES) é coordenador institucional das tecnologias que movem a Petrobras. Nele são desenvolvidas as pesquisas de todos os órgãos da empresa. As pesquisas realizadas pelo CENPES são reconhecidas internacionalmente e posicionam o Brasil entre os países detentores de tecnologia de ponta da indústria de petróleo.

Nele são realizadas pesquisas para identificar problemas e necessidades, acompanhar e avaliar as inovações tecnológicas nacionais e internacionais e realizar estudos em laboratórios e plantas-piloto, com o objetivo de propor soluções adequadas ao mercado e a legislação.

Com relação às emissões atmosféricas, os programas do CENPES trabalham para definir bases tecnológicas para gestão da qualidade do ar, ecoeficiência de processos e produtos, incorporando tecnologias mais limpas para a minimização das emissões atmosféricas, maximização da eficiência energética e utilização de fontes de energia alternativas e renováveis no âmbito da Petrobras.

Nesse contexto, o Terminal de Cabiúnas, que é parte integrante do sistema Petrobras, está alinhado com estas diretrizes corporativas, demonstrando uma preocupação constante em reduzir os impactos ambientais das suas atividades. Desse modo, os procedimentos e diretrizes dos sistemas de segurança já praticados pelo TECAB serão estendidos às novas unidades com vistas à

proteção das instalações industriais, bem como a preservação da saúde das pessoas e a integridade do meio ambiente. Dentre essas medidas, destacam-se:

- Procedimentos do Sistema de Gestão Ambiental;
- Procedimentos e Sistemas de Monitoração e Detecção de Vazamentos;
- Procedimentos e Sistemas de Combate a Incêndio, de Detecção de Fogo e Gás,
- Procedimentos de Manutenção e Inspeção;
- Sistemas de Bloqueio em Caso de Acidentes;
- Plano de Resposta a Emergência;
- Programa de Gerenciamento de Riscos do terminal;
- Gerenciamento de resíduos das Unidades, tendo como objetivo prioritário a não geração de resíduos e, secundariamente, a redução, a reutilização, a reciclagem e a destinação final;
- Adequado tratamento e destinação final dos efluentes líquidos originados das unidades do TECAB;
- Controle e Monitoramento da qualidade do ar na área do empreendimento;
- Controle e Monitoramento dos Níveis de Ruído no entorno do TECAB;
- Ações de Preservação e Valorização do Patrimônio Arqueológico;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas, entre outros.

II.4 – DESCRIÇÃO DO EMPREENDIMENTO

O Terminal de Cabiúnas é considerado um dos mais importantes do país, responsável por transportar e processar a maior parte do gás natural da Bacia de Campos.

O Terminal tem como principais atribuições receber parte da produção de petróleo da Bacia de Campos e transferir para Refinaria Duque de Caxias, transportar gás natural até os centros consumidores do Rio de Janeiro, fornecer gás natural veicular (GNV) para região sudeste, produzir e enviar gás liquefeito de petróleo (GLP) a inúmeras distribuidoras que o direcionam aos mercados do Norte Fluminense, das regiões dos Lagos e Serrana, e de Vitória (ES), além de produzir o líquido de gás natural (LGN) matéria prima do Pólo Gás-químico do Rio de Janeiro, utilizada na produção de polietilenos.

Para atender a nova demanda do PLANSAL, prevê-se a ampliação do Terminal de Cabiúnas. As futuras instalações são descritas nos itens que seguem.

O **Anexo 2** mostra a Planta de Arranjo do TECAB, com as instalações atuais e futuras do Terminal.

II.4.1 – Descrição do Projeto

A ampliação do TECAB consiste na instalação de unidades de tratamento e processamento de gás natural, assim como melhorias nos sistemas de utilidades do Terminal, possibilitando o atendimento à nova demanda de gás natural do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS).

As novas instalações consistem nos seguintes sistemas:

- 1 coletor de condensado de gás natural;
- 1 Unidade de Remoção de Mercúrio de Gás Natural (URHG);
- 1 Unidade de Remoção de CO₂ de Gás Natural (URCO₂), composta por duas unidades (URCO₂ I e II);
- 1 Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN II);
- 1 Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPGN IV);
- 1 Unidade de Tratamento Cáustico de GLP (UTC II);
- Melhorias no Sistema de Injeção de C5+ no Petróleo;
- 1 subestação elétrica;
- Ampliação do Centro Integrado de Controle (CIC);
- Interligação das novas unidades ao sistema de resfriamento de água;
- 1 compressor adicional no sistema de geração de ar comprimido;
- Adequações no sistema de combate a incêndio.

Atualmente o TECAB possui capacidade para processar 20 milhões m³/dia de gás natural e 4,5 mil m³/dia de condensado. As novas instalações serão projetadas para receber 13 milhões m³/dia de gás natural e 4.7 mil m³/dia de condensado e processar 5 milhões m³/dia de gás natural e 1,5 mil m³/dia de condensado. Assim, o terminal terá capacidade total de processamento de gás natural de aproximadamente 25 milhões m³/dia e 6 mil m³/dia de condensado.

O gás natural proveniente do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos chegará ao TECAB por um novo gasoduto de 367 km de extensão aproximadamente. O projeto prevê operação em fase densa ou em regime bifásico e, por este motivo, será instalado no Terminal um novo coletor de condensado para separar as correntes de gás natural e de condensado de gás natural, formado durante o escoamento.

O gás, juntamente com o seu condensado, será encaminhado ao novo coletor de condensado (U-302), onde ocorrerá a separação dos mesmos. Cada fração será direcionada para suas respectivas unidades de tratamento e processamento, conforme descrito a seguir.

O fluxo de gás será direcionado para a Unidade de Remoção de Mercúrio (URHG) e posteriormente para a Unidade de Remoção de Dióxido de Carbono (URCO₂). A partir deste ponto, o gás seguirá para um *header* ao qual estão interligadas todas as plantas de processamento de gás natural do TECAB, incluindo a futura Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN II). Nesta etapa o gás poderá ser encaminhado para as seguintes unidades:

- Unidade de Tratamento de Gás Natural - UTGN I (U-208) e posterior processamento nas Unidades de Recuperação de Líquido de Gás Natural – URL I e II (U-206/207);
- Unidade de Tratamento de Gás Natural – UTGN II (U-212) e posterior processamento na Unidade de Recuperação de Líquido de Gás Natural – URL III (U-210);
- Nova Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN II (U-211).

O gás natural não tratado no TECAB também poderá ser exportado pelo gasoduto GASDUC II, para processamento na REDUC (Refinaria Duque de Caxias, Rio de Janeiro).

O processamento do gás natural, além de gerar o gás processado, também produz correntes de gás liquefeito de petróleo (GLP) e gasolina natural (C5+). O gás natural processado nas UPGN II e URLs I, II e III será enviado aos gasodutos GASDUC III (Cabiúnas-Reduc) e/ou GASCAV (Cabiúnas-Vitória).

Por sua vez, o fluxo de condensado de gás natural, oriundo do novo coletor, será encaminhado para as unidades de processamento de condensado de gás natural no TECAB, incluindo a futura Unidade de Processamento de Condensado

de Gás Natural (UPCGN IV). O processamento do condensado gera uma corrente de gás natural residual, que é encaminhada às Unidades de Processamento (UPGN), uma corrente de GLP e outra de C5+.

O GLP produzido nas Unidades de Processamento de Gás e de Condensado (UPGN e UPCGN) é enviado à Unidade de Tratamento Cáustico (UTC). No caso das novas unidades UPGN II e UPCGN IV, o GLP será enviado à futura instalação da Unidade de Tratamento Cáustico (UTC II). Após a UTC, o GLP é encaminhado ao oleoduto OSDUC II (Cabiúnas - Duque de Caxias) ou vendido via caminhões na base de carregamento existente.

Finalmente, o C5+ produzido pelas UPGN II e UPCGN IV será enviado aos tanques de C5+ do terminal, juntamente com o C5+ produzido pelas demais unidades de processamento do TECAB. A partir dos tanques, o C5+ será injetado no oleoduto OSDUC I pelas bombas B-40002 A/B que serão adaptadas para este objetivo ou injetado no OSDUC IV (anteriormente denominado GASDUC I).

As **Figuras II.4.1-1 e II.4.1-2** mostram esquematicamente as unidades a serem instaladas no Terminal de Cabiúnas, assim como suas correntes de processo.

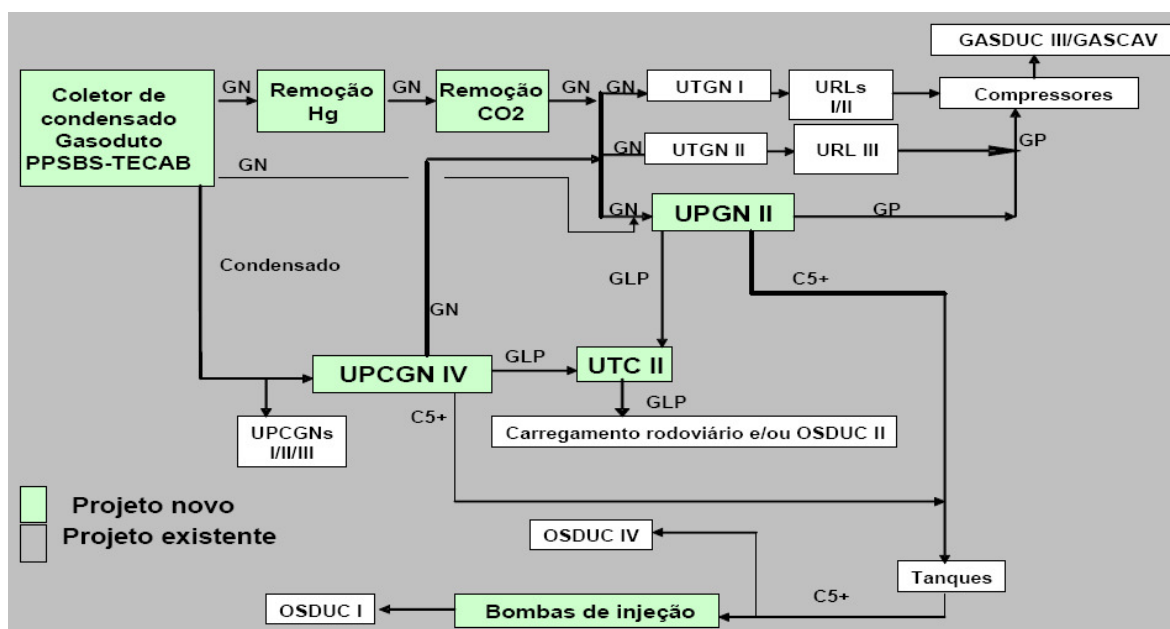
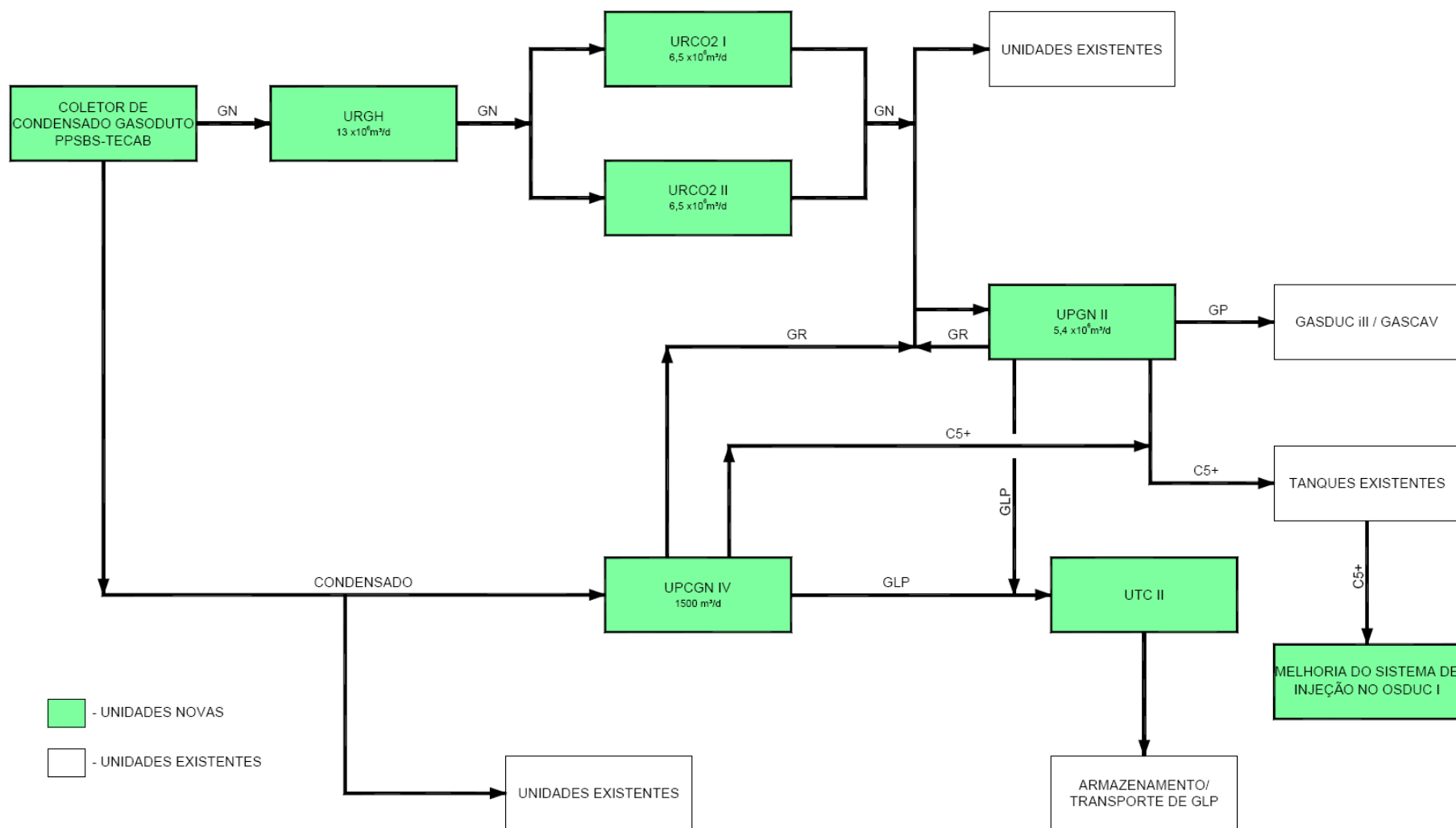


Figura II.4.1-1 – Esquema das unidades do TECAB



URGH: UNIDADE DE REMOÇÃO DE MERCÚRIO; URCO2: UNIDADE DE REMOÇÃO DE CO₂; UPGN: UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL; UPGN: UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE CONDENSADO DE GÁS NATURAL; UTC: UNIDADE DE TRATAMENTO CÁUSTICO; GN: GÁS NATURAL NÃO-PROCESSADO; GP: GÁS PROCESSADO; GR: GÁS RESIDUAL; OSDUC I: OLEODUTO CABIÚNAS-REDUC; GASDUC III: GASODUTO CABIÚNAS-REDUC; GASCAV: GASODUTO CABIÚNAS-VITÓRIA; PPSBS: PÓLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS; TECAB:TERMINAL DE CABIÚNAS.

Figura II.4.1-2 – Representação esquemática das unidades atuais e futuras do TECAB

As novas unidades a serem instaladas no TECAB estão descritas nos **itens II.4.1.1 a II.4.1.14.**

II.4.1.1 – Coletor de Condensado

O novo coletor de condensado será instalado após o *scraper* de chegada do gasoduto que interligará o Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) ao TECAB, sendo responsável em separar as correntes de gás natural e de condensado formado durante o escoamento.

O novo coletor será dedicado ao sistema de produção e escoamento de gás do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos e será dimensionado para uma capacidade de 13 milhões m³/dia de gás natural (a 20 °C e 1 atm) e 4,7 mil m³/dia de condensado de gás natural (a 90 kgf/cm² e 19 °C). O coletor terá capacidade de armazenamento 1,5 mil m³ de condensado a ser acumulado no coletor por conta da passagem de esferas ou *pigs* no gasoduto.

O coletor também deverá separar água livre que eventualmente será recebida da plataforma, funcionando nestes casos como um separador trifásico.

O gasoduto terá pressão máxima de operação admissível igual à pressão de projeto, 254 kgf/cm²g, podendo admitir uma sobrepressão de 10% de acordo com a norma ASME B 31.8, enquanto o coletor terá pressão de projeto de 100 kgf/cm²g. Por este motivo, o projeto deverá prever um sistema do tipo HIPPS (*High Integrity Pressure Protection System*) para garantir a quebra entre a pressão de projeto do gasoduto (254 kgf/cm²g) e do coletor (100 kgf/cm²g).

Por conta das características do escoamento entre o PPSBS e o TECAB, deverão ser previstos dois patamares distintos de controle utilizando uma válvula de contra pressão (*backpressure valve*) instalada a montante do coletor, podendo operar controlando a pressão de chegada em 90 ou 115 kgf/cm²g. O patamar de controle a montante em 90 kgf/cm²g visa à minimização do volume de condensado gerado no TECAB e deverá ser adotado para vazões entre 7 e 13 milhões m³/dia, ao passo que o patamar de 115 kgf/cm²g, seria adotado para que o escoamento seja realizado em fase densa, para vazões entre 0 e 7 milhões m³/dia.

É importante observar que haverá situações que o sistema poderá operar com controle em 115 kgf/cm²g mesmo na faixa de 7 a 13 milhões m³/dia, caso

haja capacidade no TECAB para absorver o líquido de gás formado na despressurização para 90 kgf/cm².g.

As composições molares de gás natural e condensado a serem consideradas a montante da válvula de contra pressão, considerando a chegada do gás a 115 kgf/cm².g são mostradas na **Tabela II.4.1.1-1**.

Tabela II.4.1.1-1 – Composição molar do gás natural a 115 kgf/cm².g

Gás	A	B
Pressão (kgf/cm ² . g)	115	115
Temperatura (°C)	17	19
H ₂ O	5 ppmv	5 ppmv
H ₂ S	5 ppmv	5 ppmv
CO ₂	3,000	2,625
N ₂	0,572	0,708
C1	78,615	71,056
C2	9,033	12,428
C3	5,836	8,063
IC4	0,820	0,951
nC4	1,412	2,413
IC5	0,250	0,561
nC5	0,302	0,778
C6	0,115	0,263
C7	0,036	0,120
C8	0,009	0,028
C9	0,001	0,006
C10	0,000	0,002
Teor de CO ₂ mínimo / máximo = 2,3 / 4% molar		
Teor de Hg máximo: 2 µg/Nm ³		

Fonte: MD-4150.50-1231-941-PUG-002

As composições molares de gás natural (C e D) e de condensado (E e F) a serem adotadas a montante da válvula de contra pressão, considerando a chegada do gás a 90 kgf/cm².g, estão descritas nas **Tabelas II.4.1.1-2 e II.4.1.1-3** e só deverão ser utilizadas para o coletor e para a URHG.

Tabela II.4.1.1-2 – Composição molar do gás natural a 90 kgf/cm².g

Gás	C	D
Pressão (kgf/cm².g)	90	90
Temperatura (°C)	12	19
H ₂ O	5 ppmv	5 ppmv
H ₂ S	5 ppmv	5 ppmv
CO ₂	3,000	2,636
N ₂	0,572	0,736
C1	78,614	72,790
C2	9,033	12,226
C3	5,836	7,493
IC4	0,820	0,831
nC4	1,412	2,042
IC5	0,250	0,433
nC5	0,302	0,578
C6	0,115	0,165
C7	0,036	0,060
C8	0,009	0,011
C9	0,001	0,002
Teor de CO ₂ mínimo / máximo = 2,3 / 4% molar		
Teor de Hg máximo: 2 µg/Nm ³		

Fonte: MD-4150.50-1231-941-PUG-002

Tabela II.4.1.1-3 – Composição molar do condensado a 90 kgf/cm².g

Condensado	E	F
Pressão (kgf/cm².g)	90	90
Temperatura (oC)	19	13
H ₂ O	5 ppmv	5 ppmv
H ₂ S	5 ppmv	5 ppmv
CO ₂	2,436	2,536
N ₂	0,247	0,264
C1	41,954	44,219
C2	15,807	16,180
C3	17,622	17,336
IC4	2,971	2,804
nC4	8,643	8,011
IC5	2,715	2,388
nC5	4,140	3,578
C6	1,912	1,541
C7	1,123	0,845
C8	0,321	0,226
C9	0,080	0,054
C10	0,030	0,019
Teor de CO ₂ mínimo / máximo = 2,3 / 4% molar		
Teor de Hg máximo: 2 µg/Nm ³		

Fonte: MD-4150.50-1231-941-PUG-002

O Fluxograma de processo do coletor de condensado encontra-se no **Anexo 3** deste EIA.

II.4.1.2 – Unidade de Remoção de Mercúrio - URHG

Com base no teor previsto de até $2 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ de mercúrio no gás natural oriundo do Pré-Sal, é necessária a instalação de um sistema de remoção deste metal, uma vez que este contaminante traz problemas de integridade aos permutadores de alumínio das Unidades de Remoção de Líquidos (URLs) existentes no TECAB.

A Unidade de Remoção de Mercúrio de Gás Natural terá vazão de projeto de 13 milhões m^3/dia de gás natural e será composta por dois módulos idênticos e independentes, cada um com capacidade de tratamento de 6,5 milhões de m^3/dia , com faixa operacional de 50 a 110 %.

A remoção de mercúrio será feita por meio de leitos fixos, os quais serão dimensionados para operar durante 6 anos, permitindo que a troca seja realizada juntamente com a inspeção dos vasos, na frequência exigida pela NR-13. Após os 6 anos de uso, os leitos serão encaminhados ao fabricante ou empresa especializada para descarte adequado dos mesmos.

A **Figura II.4.1.2-1** apresenta o esquema geral do processo da URHG.

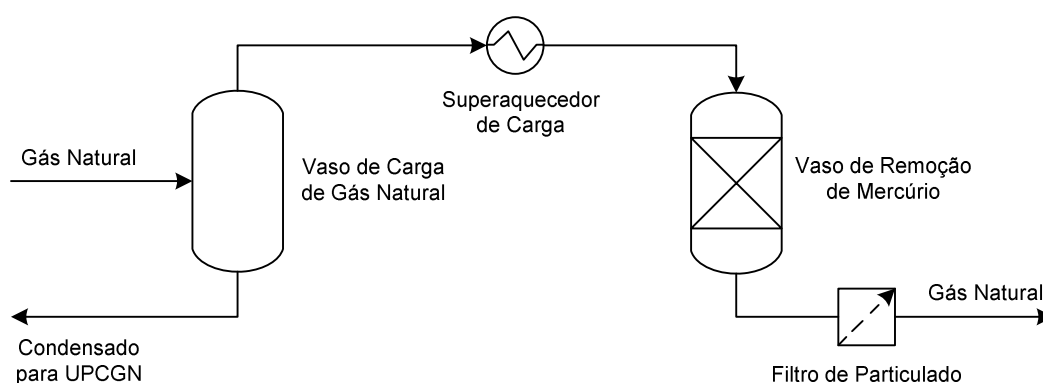


Figura II.4.1.2-1 – Fluxograma simplificado da URHG

Inicialmente gás natural passa por um vaso de carga onde o condensado de gás formado é separado e enviado à UPGN. O gás é encaminhado para o superaquecedor de carga para garantir que não haverá líquido no vaso de remoção de mercúrio. O gás superaquecido passa pelo leito fixo onde o mercúrio

ficará retido. Antes de ser encaminhado à próxima etapa do processo o gás passa por um filtro para eliminar possíveis partículas remanescentes do leito fixo.

Fluxograma de processo da URHG encontra-se no **Anexo 3** deste EIA.

II.4.1.3 – Unidade de Remoção de CO₂ URCO₂

Com base no teor previsto de até 4% de CO₂ no gás natural oriundo do Pré-Sal, é necessária a instalação de um sistema de remoção desta substância, uma vez que o CO₂ pode atingir o seu ponto de congelamento nas Unidades de Remoção de Líquidos (URLs) existentes no TECAB, levando à interrupção do processo.

A Unidade de Remoção de CO₂ de Gás Natural (RRCO₂) será composta por duas unidades de 6,5 milhões m³/dia de gás natural (a 20°C e 1 atm) e irá tratar o gás oriundo da Unidade de Remoção de Mercúrio citada no item anterior. Na saída da URCO₂, o gás natural isento de CO₂ será enviado para a futura UPGN II e para as URLs existentes no TECAB. O processo de remoção baseia-se na reação de amina com CO₂.

O gás natural filtrado proveniente da URHG passa por um vaso de carga para separar condensados porventura presentes na corrente de gás. Para garantir que hidrocarbonetos condensados não cheguem à torre absorvedora, a corrente de gás é previamente aquecida.

O gás é então encaminhado à torre absorvedora, onde o CO₂ contido no gás é absorvido por uma solução de amina. O gás que deixa a coluna é resfriado e enviado para um vaso de gás tratado. Neste vaso, há separação do gás tratado e do líquido condensado. O gás tratado, com baixo teor de CO₂, é encaminhado para processamento em outras unidades. O líquido condensado é direcionado para o Vaso Expansor de Amina.

A solução de amina rica em CO₂ do fundo da torre absorvedora também é encaminhada ao Vaso Expansor de Amina. Neste vaso, o vapor é separado e utilizado como parte do combustível do Forno de Óleo Térmico.

A corrente de amina rica, após ser filtrada e aquecida, é alimentada na torre regeneradora de amina, onde o CO₂ é liberado. O vapor é encaminhado para o vaso de topo da torre, onde o vapor separado, rico em CO₂ (corrente ácida), será tratado para remoção de H₂S, possibilitando sua posterior emissão para a atmosfera. O líquido separado no vaso retorna à torre como refluxo por meio de

uma bomba. Parte do líquido que passa pela bomba pode ser descartado para eliminar produtos de degradação da amina, tais como amônia, amina fixa e outros sais.

A amina pobre que sai do fundo da torre regeneradora de amina passa por um filtro e parte da corrente é utilizada para aquecer a corrente de gás que chega à URCO₂. A solução de amina é resfriada e enviada a um vaso pulmão de amina pobre. A partir deste vaso pulmão a amina é direcionada à torre absorvedora de CO₂ para reagir com o gás natural.

A **Figura II.4.1.3-1** apresenta simplificada o processo da URCO₂.

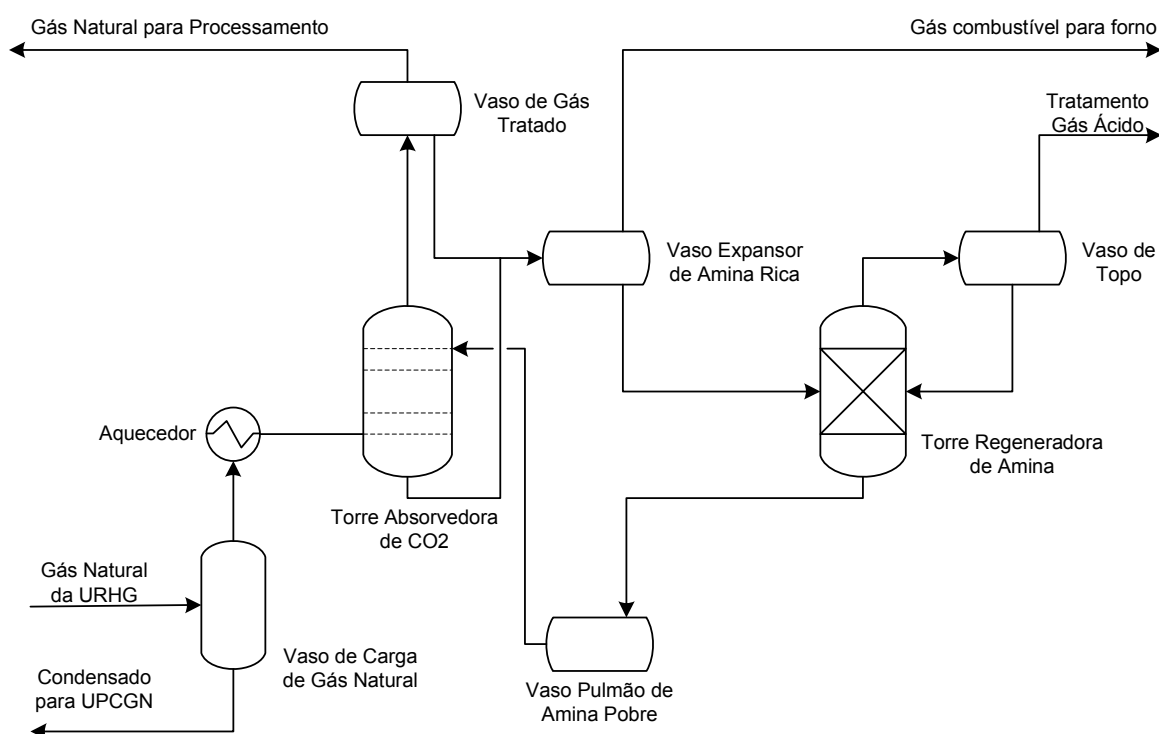


Figura II.4.1.3-1 – Fluxograma simplificado da URCO₂

Em todo o processo da URCO₂ será priorizado uso de *air cooler* para resfriamento das correntes.

A necessidade de aquecimento deverá ser atendida com o uso de óleo térmico da BR tipo OT68 OF, o mesmo utilizado no projeto das UPCGNs II e III. O forno de óleo térmico irá utilizar como gás combustível o gás gerado na própria unidade e também em unidades externas, como nas URLs.

A drenagem do vaso de gás combustível do forno de óleo térmico será enviada para tocha (dreno fechado).

Para a drenagem amínica haverá um *sump tank* único, a ser construído no para os dois módulos, com capacidade de 30 m³, para envio por caminhão para uma ETE externa. Deverá ser provida facilidade para injeção de nitrogênio para manutenção do tanque, além de bomba para envio para o caminhão e conexão para uso eventual de uma bomba provida pelo caminhão.

A drenagem oleosa (produtos não amínicos) será direcionada para o sistema de drenagem oleosa do TECAB e a drenagem do vaso de entrada será enviada para as UPCGNs I, II e III, mas também deverá haver a opção de envio para o sistema de drenagem fechado (tocha).

Após a URCO2, o gás natural será enviado para as unidades de processamento. Em caso de diminuição de vazão nestas unidades, o gás será enviado para sucção dos compressores de exportação para a REDUC e para o coletor de envio à UTGN e UPGN existentes.

O Fluxograma de processo da URCO2 I e II (unidades idênticas) encontra-se no **Anexo 3** deste EIA.

II.4.1.4 – Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN II (U-211)

O gás natural proveniente da Unidade de Remoção de CO₂ poderá ser encaminhado às Unidades de Processamento de Gás já existentes no Terminal ou para a futura instalação, denominada Unidade de Processamento de Gás Natural II (UPGN II).

O Processamento de Gás Natural tem por objetivo separar as frações pesadas ou ricas (propano e mais pesados) existentes no gás natural úmido ou rico, gerando o chamado gás natural seco ou pobre (metano e etano) e fracionar as frações pesadas, gerando o gás liquefeito de petróleo (GLP) e a gasolina natural (C5+).

A UPGN II terá capacidade para tratar 5,4 milhões m³/dia de gás natural (20°C e 1 atm), utilizando processo de refrigeração simples e terá 2 casos de operação: o caso normal visa à produção de GLP e o caso alternativo visa à produção de propano refrigerante, conforme descrito a seguir.

O gás de venda será obtido por meio de resfriamento com ciclo de refrigeração a propano. Para que seja resfriado, é necessário remover o vapor de água em equilíbrio no gás.

O gás irá passar por permutadores enquanto o agente desidratante (monoetilenoglicol - MEG) será aspergido para remoção do vapor de água. Após os permutadores, o gás segue para o vaso de separação a alta pressão, resfriador de gás a propano e vaso de separação de gás de venda.

O líquido gerado nos vasos de separação seguem para o vaso separador de LNG. Neste vaso há separação de três fases: fase gasosa, fase líquida aquosa contendo MEG e fase líquida contendo hidrocarboneto. A fase gasosa é direcionada à corrente de gás de venda, a fase líquida contendo MEG segue para a seção de regeneração de glicol e a fase com hidrocarbonetos é enviada para a seção de desetanização.

Seção de Desetanização

A desetanização tem como objetivo separar o metano e etano do C3+. A fase líquida com hidrocarbonetos segue para um vaso de carga. A corrente de topo do vaso, rica em C1 e C2, é direcionada ao vaso de sucção e ao *header* de gás de venda. O líquido que deixa o vaso é encaminhado para a torre desetanizadora, dotada de um condensador parcial.

O gás residual da torre também é direcionado ao vaso de sucção e ao header de gás de venda, enquanto o líquido de fundo da torre desetanizadora, com a fração de C3+ é encaminhado à torre de desbutanização.

Seção de Desbutanização

Caso normal – produção de GLP

Esta condição de operação tem por objetivo separar o GLP da gasolina (C5+) e garantir a especificação de pentanos e mais pesados no GLP. O GLP é o gás de topo da torre de desbutanização. Após ser resfriado e expandido, o GLP segue para a Unidade de Tratamento Cáustico de GLP (UTC II).

O GLP atenderá a Resolução 18/2004 da ANP e será enviado para as esferas de GLP do TECAB para ser vendido nas bases de carregamento do Terminal ou escoado pelo OSDUC II.

O C5+ é o produto de fundo da torre de desbutanização. Após ser utilizado para aquecer a carga da torre, é resfriado e encaminhado para os tanques de armazenamento.

O C5+ atingirá a especificação de pressão de vapor máxima de 0,7 kgf/cm².a a 37,8 °C, pois deverá ser misturado ao petróleo produzido pela Bacia de Campos pelo oleoduto OSDUC I ou enviado para a REDUC pelo OSDUC IV (oleoduto Cabiúnas-REDUC).

Caso alternativo – produção de propano

A UPGN II também terá a função de produzir a reposição de propano utilizado nos ciclos de refrigeração das unidades do TECAB.

Operando em outras condições de processo, a torre desbutanização gera como produto de topo o propano e como produto de fundo o C4+.

O propano produzido será enviado para os vasos acumuladores de cada unidade. O C4+ será enviado para reprocessamento nas UPCGNs existentes gerando GLP e C5+.

Em ambos os casos (normal e alternativo), o gás processado será enviado aos gasodutos GASDUC III / GASCAV e deverá atender os requisitos da Resolução 16/2008 da ANP. O propano produzido será enviado para os vasos acumuladores de propanos das unidades do TECAB, o C4+ será encaminhado para as esferas de líquido de gás natural (LGN) existentes, para as UPCGNs II e III também já existentes ou para a futura UPCGN IV para ser reprocessado. O C5+ irá para os tanques de armazenamento deste produto e o GLP será tratado na Unidade de Tratamento Cáustico (UTC III).

O Fluxograma de processo da UPGN II encontra-se no **Anexo 3** deste EIA.

II.4.1.5 – Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural – UPCGN IV (U-301)

A nova Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural será projetada para processar 1,5 mil m³/dia de condensado (a 20°C e 1 atm) proveniente do novo coletor de condensado. Esta unidade será idêntica à UPCGN

III existente no TECAB e será instalada por conta da nova demanda de condensado que será proveniente da Bacia de Santos.

O gás residual gerado na UPCGN IV será enviado para reprocessamento nas UPGNs do TECAB, o GLP seguirá para a Unidade de Tratamento Cáustico (UTC II) e o C5+ será encaminhado para os tanques de armazenamento.

O condensado proveniente dos coletores será direcionado para a Coluna Desetanizadora, onde serão removidos os componentes mais voláteis (basicamente, metano e etano), que serão direcionados para o compressor de gás residual. O condensado já desetanizado (GLP e gasolina natural) proveniente do fundo da Coluna Desetanizadora será fracionado na Coluna Desbutanizadora.

O gás residual proveniente do compressor será enviado para as Unidades de Recuperação de Líquidos (URL) e UPGN para recuperação do etano e eventuais compostos mais pesados também presentes.

O GLP produzido no topo da Coluna Desbutanizadora será enviado para a Unidade de Tratamento Cáustico (UTC III) para remoção de gás sulfídrico e mercaptanas. Posteriormente será encaminhado para o oleoduto OSDUC II ou transportado por caminhões.

O C5+ será enviado aos tanques de armazenamento existentes.

A energia térmica necessária à operação das colunas de destilação (Desetanizadora e Desbutanizadora) será fornecida por meio de circuito fechado de óleo térmico, aquecido no Sistema de Óleo de Aquecimento (por meio de Forno de Óleo Térmico), cujo combustível será o gás residual produzido nas URLs, composto basicamente por metano.

O Fluxograma de processo da UPCGN IV encontra-se no **Anexo 3** deste EIA.

II.4.1.6 – Unidade de Tratamento Cáustico de GLP – UTC II (U-305)

A Unidade de Tratamento Cáustico (UTC) tem como objetivo remover os principais compostos corrosivos presentes no GLP, tais como H₂S, CO₂ e mercaptanas, para enquadramento do produto nas especificações vigentes da ANP.

Por conta do teor previsto de até 5 ppmv de H₂S no gás natural oriundo do Pré-Sal, a UTC irá tratar o GLP efluente da UPGN II e da UPCGN IV.. A Unidade de Tratamento Cáustico de GLP terá capacidade para tratar 1,8 mil m³/dia de

GLP, utilizando soda cáustica para remover o H_2S . A UTC II terá o mesmo processo da unidade já existente no Terminal (U-400).

O processo da unidade baseia-se em reações de neutralização dos contaminantes presentes no GLP com uma solução de hidróxido de sódio.

As reações ocorrem em fase líquida pelo contato entre a fase oleosa – GLP e a fase aquosa – soda cáustica, em um vaso reator com recheio para favorecer o contato entre as duas fases.

A **Figura II.4.1.6-1** apresenta o fluxograma simplificado da UTC.

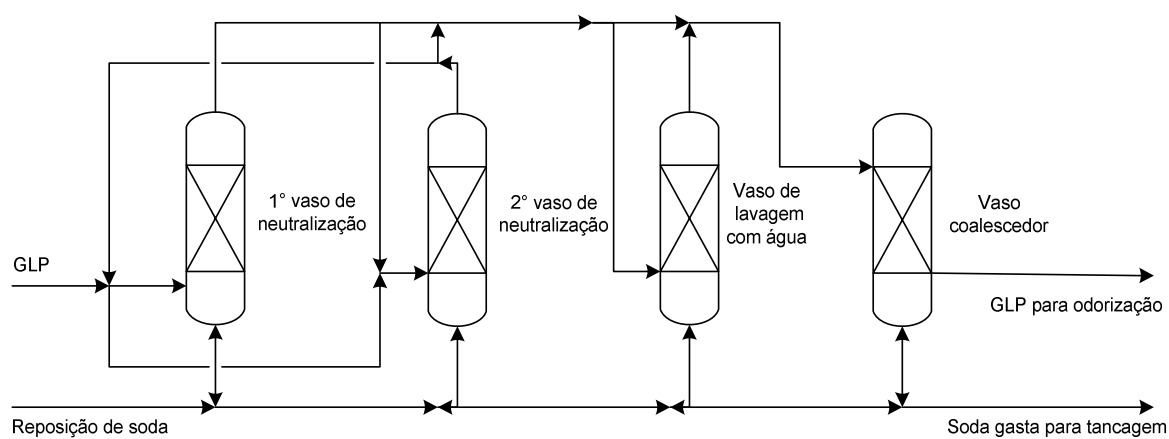


Figura II.4.1.6-1- – Fluxograma simplificado da UTC

O efluente gerado no processo (solução de soda exausta) é composto principalmente por água, hidróxido de sódio, sulfeto ácido de sódio e carbonato de sódio. Este efluente será alinhado com os tanques de petróleo conforme o tratamento atual, na linha de recebimento de petróleo da Bacia de Campos.

Odorização do GLP

Conforme especificação da resolução 18/2004 da ANP, o GLP deve ser odorizado. Atualmente a odorização é realizada de forma automática. Este sistema deverá ser ampliado considerando a produção de GLP das UPGN II e UPCGN IV.

O Fluxograma de processo da UTC II encontra-se no **Anexo 3** deste EIA.

II.4.1.7 – Sistema de Injeção de C5+ no OSDUC I

Devido ao incremento previsto na produção de C5+ no TECAB associado ao gás natural proveniente do Pré-Sal, será necessário automatizar o processo de mistura do C5+ ao petróleo, atualmente realizado de forma manual nos tanques de petróleo.

Para tanto, serão utilizadas duas bombas dosadoras existentes (B-40002 A/B) para a injeção do C5+ no *header* de sucção das bombas de movimentação do petróleo para o oleoduto OSDUC I.

O projeto está prevendo a interligação destas 2 bombas com a sucção das bombas de petróleo existentes no OSDUC I (oleoduto TECAB-REDUC).

II.4.1.8 – Adequação do Centro Integrado de Controle (CIC)

O prédio existente do Centro Integrado de Controle (CIC) do TECAB será ampliado a fim de atender às necessidades do Projeto Rota Cabiúnas. Atualmente, toda a capacidade física do CIC é utilizada, de modo que a instalação de novas estações de controle requer a ampliação física deste prédio.

Portanto, a ampliação do CIC consiste em novas salas de equipamentos, telecomunicações e configuração de telas, além de prever na ampliação da sala de controle atual, considerado a necessidade de 8 (oito) operadores por turno e 8 consoles para operação das unidades relativas ao Projeto Rota Cabiúnas. Cada console é composto por 5 monitores LCD de 22" e 1 monitor de 24" associados à 24 microcomputadores a serem instalados na nova sala de equipamentos, além de 8 microcomputadores associados a servidores, comissionamento e manutenção.

Há também necessidade de ampliar a rede de telefonia no local, para atender a necessidade futura, assim como de novos encaminhamentos para os cabos a serem lançados sob o piso.

II.4.1.9 – Elétrica - Subestação

A nova subestação, descrita no **item II.4.4** (Caracterização da Geração de Energia), será responsável por suprir a demanda elétrica das novas instalações do TECAB: Coletor de Condensado, URHG, URCO2 (I e II) e UPGN II.

A principal subestação já existente no Terminal é composta basicamente de cinco importantes seções; sistema de alta tensão (138kV); três sistemas de média tensão idênticos (13,8 kV) sistema de baixa tensão (480V) e outros sistemas auxiliares tais como: sistema de iluminação, sistema de ar condicionado, sistema de pressurização, automação e sistemas de emergência.

O projeto básico apresentará as modificações necessárias no sistema elétrico existente no TECAB para atender as novas instalações. Será avaliada a inclusão de novas interligações entre os painéis da SE-5142 e das subestações de área, visando possibilitar uma melhor distribuição de cargas entre os transformadores, evitando sobrecargas nos transformadores em caso de contingência.

II.4.1.10 – Casa de Operadores

A casa de operadores ficará localizada próxima à nova subestação e tem como função abrigar os novos técnicos de operação que irão trabalhar no campo. A casa de operadores possuirá 6 estações de trabalho, com instalações para acesso à rede Petrobras e telefone fixo, balcão para emissão de Permissão de Trabalho (PT) e vestiários feminino e masculino.

II.4.1.11 – Tubovia e Área dos Scrappers

Haverá instalação de um novo trecho de tubovia, cujo detalhamento ocorrerá quando da finalização do projeto básico, que está em andamento.

Os scrappers não são instalações objeto do presente EIA, mas apenas a preparação do terreno para sua instalação futura.

II.4.1.12 – Utilidades

Ar Comprimido e de Serviço

Será instalado mais um compressor no sistema de ar comprimido (U-35134) para atender a demanda de ar de instrumento e ar de serviço das Unidades da ampliação do TECAB.

Água de Resfriamento e de Serviço

A vazão de água para as novas Unidades será fornecida pela Torre TR-512402 já existente, cuja capacidade instalada atende à nova demanda.

Durante a elaboração do projeto executivo serão definidos os pontos destas interligações através de estudo de malha, de forma a garantir o atendimento às demandas das novas Unidades em relação à vazão e pressão, sem prejuízo das Unidades existentes.

Para a água de serviço será utilizada a linha de saída do TQ-512101 (tanque de água bruta).

Água de Reposição (*make-up*) das Unidades de Remoção de CO₂

As Unidades de Remoção de CO₂ necessitam de água desmineralizada para diluir a mono etanolamina (MEA), pois o uso de água industrial poderá acarretar em acúmulo de sais e incrustações indesejáveis.

Deverá ser previsto sistema de desmineralização da água filtrada e clarificada na ETA do TECAB utilizando resinas e deionização.

A alimentação do sistema de desmineralização deverá ser proveniente do tanque de água filtrada da ETA existente.

Sistema de alívio

Os alívios das novas Unidades serão enviados à tocha de superfície (*Ground Flare*) existente. Os alívios gerados na área do Sistema de injeção de C5+ deverão ser encaminhados para a Tocha TA-541001 também existente.

Drenagem

Drenagem Fechada

A drenagem fechada das Novas Unidades deverá ser encaminhada para os Vasos de drenagem existentes V-29901/29902. As novas bombas de C5+ (B-

40004A/B), entretanto, deverão ser drenadas para o Sistema de drenagem fechada do parque de tancagem de C5+.

Drenagem Oleosa e Pluvial Contaminada

A drenagem oleosa e pluvial contaminada das unidades será direcionada para o tanque de água de formação da futura ETE do TECAB.

Drenagem Pluvial não Contaminada

A drenagem pluvial não contaminada será direcionada para um talvegue próximo à área de ampliação do TECAB.

II.4.1.13 – Segurança

O objetivo deste item é descrever os requisitos, os critérios e as diretrizes dos Sistemas de Segurança necessários para a proteção das novas instalações industriais, bem como a preservação da saúde das pessoas e a integridade do meio ambiente.

Sistema de Combate a Incêndio

Rede de Água de Combate a Incêndio

Para o atendimento de água de combate a incêndio às novas Unidades haverá ramais de derivação da rede de incêndio já existente no Terminal de Cabiúnas (TECAB).

O sistema atual será adaptado para atender aos requisitos de pressão e vazão para as novas Unidades, conforme as normas técnicas aplicáveis.

Bombas de água de Combate a Incêndio

Durante a fase de Projeto Básico será verificada a necessidade de ampliação do parque de bombas de água de combate a incêndio.

Hidrantes e Canhões- Monitores

Os tipos de hidrantes são padronizados na norma PETROBRAS N-111. Os hidrantes adotados no projeto são do tipo VII – horizontal com seis (6) saídas. Cada saída será provida de válvulas angulares de 2½" de diâmetro (conforme especificado no item 3.3.2 da N-111F).

Os hidrantes deverão ter um conjunto de acessórios instalados em abrigos adequados próximos aos mesmos. Cada hidrante possuirá os seguintes equipamentos: tramos de mangueira de incêndio, derivações, esguichos, chaves STORZ.

O canhão-monitor é projetado para utilização em sistemas fixos de combate a incêndio para uso de água e/ou espuma. Quando em operação com esguichos de água, destina-se na maioria dos casos ao resfriamento de estruturas expostas ao calor. Cada canhão deverá ter o seu acionamento realizado por uma válvula hidráulica de abertura rápida de acionamento remoto e local.

O dimensionamento dos hidrantes e canhões-monitores será realizado de acordo com as normas N-1203 e NBR-17505-7.

Sistema de Aspersão (*Water Spray*)

Haverá sistema de aspersão para bombas que operem com hidrocarbonetos com temperatura acima de 250°C, temperatura acima de sua temperatura de auto-ignição ou com pressão superior a 34 kgf/cm²-man; vasos que contêm hidrocarboneto nas fases líquidas ou gasosa com temperatura acima de 250° C; transformadores a óleo de subestações elétricas, caso existentes; e outros equipamentos, conforme Norma API 2030.

Sistema de Espuma

Durante o Projeto Básico será verificada a necessidade de aplicação de sistema de espuma.

Sistema de Detecção de Fogo e Gás

Serão instalados sistemas que permitam monitorar o ambiente e instalações, continuamente, para detectar a ocorrência de incêndio e presença de gases e vapores inflamáveis e/ou tóxicos.

Além de detecção, estes sistemas deverão, a qualquer momento, anunciar a ocorrência através de alarmes visuais e sonoros, que atuarão no local de ocorrência do vazamento e com alarme no painel do CIC.

Os mesmos serão dimensionados conforme normas N-2761, NFPA 72 e NBR 9441. Os detectores de gases inflamáveis deverão ser projetados para monitorar continuamente o ambiente na faixa de 0 a 100% do Limite Inferior de Explosividade (LIE) e serem imunes a interferências eletromagnéticas, inclusive a rádio-freqüência.

Dada a ausência de normatização técnica e para melhor precisão na quantificação e locação dos detectores de gases, deverá ser elaborado, durante a fase de detalhamento, Estudo de Dispersão de Gases.

Deverão ser previstos detectores de chama para bombas de líquidos inflamáveis e combustíveis.

Os detectores deverão ser apropriados para área classificada, quando assim necessário, e certificados segundo portaria INMETRO 083/2006.

Os extintores de incêndio portáteis ou sobre rodas têm por objetivo combater o fogo em seu início e devem ser apropriados à classe de fogo a extinguir.

Deverão ser distribuídos pelas áreas a serem protegidas segundo NFPA 10 e deverão ser dimensionados, instalados e identificados de acordo com a NBR-12693 e NR-23.

Classificação de Áreas

A classificação de áreas com o fim de auxiliar na seleção e aplicação de equipamentos, dispositivos e materiais elétricos para uso em atmosferas explosivas será realizada conforme as Normas PETROBRAS N-2167, N-2155 e NBR-IEC 60079-10.

Os dispositivos de segurança, quando necessários, serão apropriados para áreas classificadas e certificados segundo portaria do INMETRO 083/2006.

Alarme de Segurança

O sistema de alarme de segurança deverá conter botoeiras de alarme do tipo “quebre o vidro e aperte o botão” e deverão ser instaladas a 1,20 m do solo.

O alarme deverá ser sonoro e visual e deverá ser audível em qualquer ponto da unidade e deverá ser instalado a, no mínimo, 2,30 m do solo. Os alarmes e botoeiras quando necessário deverão ser apropriados para área classificada e certificado segundo portaria do INMETRO 083/2006.

Proteção Passiva contra Fogo

Os projetos de proteção passiva contra fogo de elementos estruturais metálicos dentro das áreas sujeitas a incêndio nas instalações terrestres deverão ser elaborados conforme Norma PETROBRAS N-1756, API PUBL 2218 e ET de *Fireproofing* da EAB/ENPRO.

As eletrocalhas ou bandejas de cabos elétricos e de instrumentação que passam por cima de bombas e/ou flanges com produtos inflamáveis a menos de 8 metros deverão possuir proteção contra fogo.

Energia Elétrica de Emergência para Sistemas de Segurança

O Sistema elétrico de emergência deve ser projetado para garantir a operacionalidade dos sistemas críticos de segurança.

O Sistema deverá ser dimensionado tomando-se os parâmetros abaixo como referência:

- Sistema de detecção de gás e incêndio - 30 minutos;
- Sistema de telecomunicações - 8 horas;
- Circuito fechado de TV e Vídeo - 2 horas;
- Sistema de acionamento remoto de canhões monitores fixos - 2 horas;
- Iluminação de emergência - 2 horas.

Circuito Fechado de TV (CFTV)

O Sistema de CFTV tem como finalidade principal contribuir para uma operação segura das Unidades Industriais, através da supervisão das manobras operacionais e situações de maior risco através da monitoração (automática, programada ou manual) à distância, permitindo a minimização da exposição dos operadores aos agentes agressivos típicos de instalações industriais, todo o sistema deve ser acionado e comandado pelo CIC. Caso a CFTV fique dentro da unidade, deverá ser verificada a interferência da classificação de área.

Chuveiro Lava-Olhos de Emergência

Deverão ser previstos chuveiros e lava-olhos de emergência em aço carbono com acionamento manual, localizados em pontos estratégicos, tais como: bombas de hidrocarbonetos, pontos de drenagens e/ou amostragens, entre outros.

Este dispositivo de segurança deverá atender aos requisitos da Norma ANSI Z358.1 2004.

Equipamentos de Proteção Coletiva (EPC)

Os conjuntos autônomos de ar são utilizados quando há necessidade de entrada em ambientes com deficiência de oxigênio (O₂).

Além dos conjuntos autônomos deverão ser disponibilizados na área da unidade recursos para primeiros socorros (maca de emergência) que deverá estar protegida contra intempéries, caso instalada em área aberta.

Os EPCs citados neste documento não esgotam, necessariamente, os equipamentos de proteção coletiva das unidades.

Rotas de Fuga

As rotas de fugas deverão ser sinalizadas e providas de iluminação de emergência para orientar o escape de pessoas da Unidade em situação de emergência.

O acesso a pontos elevados deverá ser feito, preferencialmente, com escada normal ao invés de escada de marinho e quando só for viável utilizar escada de marinho, a mesma deverá ter guarda corpo para altura maior que 3 (três) metros referente ao solo, e em ambos os casos deverá existir linha de vida para o cinto de segurança.

O guarda corpo das escadas tipo marinho deverá ter espaço suficiente para permitir o acesso de pessoas usando conjunto autônomo para proteção respiratória.

Nos equipamentos em que serão previstas a realização de serviços de manutenção com intensa e permanente presença de pessoas, deverão ser instaladas plataformas com espaço adequado para a movimentação segura de pessoas e materiais.

II.4.1.14 – Automação e Instrumentação

Instrumentação

A instrumentação será definida pela disciplina de Processo e outras, compreendendo instrumentos e demais dispositivos de campo (inclusive os das unidades de “pacote”) e da mesma forma as funções de controle, de intertravamento, de alarme etc. Deverá também se considerar ainda o que for definido nas atividades de HAZOP e Classificação de Malhas de Segurança.

Automação e Controle

O grau de Automação será o mais elevado possível, de forma similar ao nível de automação adotado para as Plantas existentes. Todas variáveis necessárias ao controle e supervisão das plantas devem ser em malhas fechadas e/ou estarem disponíveis a equipe de operação ao nível de suas Estações de Supervisão e Controle (“ESC”) de forma a se constituir como operação totalmente remota. Para tanto, as ESCs serão instaladas no Centro Integrado de Controle (“CIC”) do TECAB.

Para os Sistemas de injeção de C5+ no OSDUC I deve haver a opção de operação pelo Centro Nacional de Controle Operacional (“CNCO”).

O projeto deverá considerar a integração do sistema que atenderá às presentes plantas à rede de Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) existentes em Cabiúnas, adotando as mesmas premissas de projeto de integração de CLPs adotada no projeto da construção das plantas do PLANGÁS.

Assim, deverá ser desenvolvido um estudo que verifique a possibilidade e viabilidade da interligação desses sistemas com a rede de CLPs existentes e utilização de uma nova ESC, seguido as práticas adotadas no sistema existente em Cabiúnas.

A interface Homem/Máquina a ser desenvolvida, deverá seguir as recomendações da norma EMUA 191, no tocante a criação de tags referente a alarmes e nos gerenciamentos desses, evitando sempre que possível a ocorrência de avalanche de alarmes, que impossibilita a correta operação dos sistemas sob supervisão. Os tags a serem criados para a Base de Dados do Sistema Supervisório deverão obedecer ao padrão ISA 5.1, sempre que possível.

A rede de CLPs desse empreendimento deverá seguir a arquitetura utilizada pelas outras plantas de processo do terminal.

As funções de segurança das malhas classificadas com sendo de segurança, deverão ser implementadas em um CLP dedicado, denominado CLP de Segurança. As plantas a serem instaladas deverão possuir, caso necessário, um CLP de Segurança por planta nova instalada.

II.4.2 – Implantação / Atividades Construtivas

II.4.2.1 – Locais e Logística de Apoio para as Obras

Canteiro de Obras

O Terminal já possui um canteiro de obras principal, localizado próximo ao coletor de condensado, na parte oeste do TECAB. Uma área coberta é destinada a escritórios, restaurante, vestiários, almoxarifado, ferramentaria, oficinas, etc.

Existem áreas destinadas para futuros canteiros de obras, que poderão ser utilizadas quando da implantação do empreendimento.

O **Mapa 1** apresentado no **Volume II** do presente EIA mostra as áreas dos canteiros de obra existente e previstos.

As empresas a serem contratadas para a ampliação do TECAB deverão seguir os Requisitos Básicos para Instalação de Canteiros de Obras da PETROBRAS, que estipula normas e diretrizes sobre a construção civil, sistema elétrico, segurança, meio ambiente, desmobilização do canteiro, dentre outras.

Após o fim das obras, alguns canteiros serão mantidos para utilização futura e os demais, após a desmobilização, terão suas áreas recuperadas e os resíduos gerados serão destinados para empresas especializadas e licenciadas.

Áreas de armazenamento de materiais, produtos e disposição de resíduos

A área de estocagem de materiais, produtos e área para disposição de resíduos será no próprio canteiro de obras. Os materiais e equipamentos radioativos a serem utilizados nos testes de gamagrafia serão armazenados no *bunker* existente no TECAB até que sejam utilizados, pois há necessidade de aguardar o menor fluxo de circulação de indivíduos na área de realização dos trabalhos.

Todos os resíduos gerados durante as obras serão segregados e armazenados no galpão de armazenamento de resíduos até a destinação final dos mesmos. O galpão será construído de forma a atender as normas ambientais vigentes. Ressalta-se que não haverá armazenamento de óleo lubrificante e combustível nos canteiros. Todos os abastecimentos serão efetuados por “comboio hidráulico”.

Áreas de empréstimo e bota-fora

As empresas a serem contratadas serão responsáveis pelas áreas de empréstimo e bota-fora. As empresas deverão dispor de licenciamento das áreas a serem utilizadas e atenderão todas as legislações ambientais vigentes. Atualmente o local licenciado para receber material do PLANSAL localiza-se na BR 101, km 172, pertencente à empresa Transforma Resíduos. Todas as áreas, inclusive de possíveis jazidas, estarão a uma distância média de 50 km do TECAB.

Estima-se que será necessário um volume de corte e aterro de aproximadamente 387.000 m³ e 350.000 m³, respectivamente. O volume de bota-fora é estimado em 179.500 m³.

Energia

A obtenção de todas as utilidades necessárias ao perfeito funcionamento do canteiro de obras será responsabilidade da empresa contratada, inclusive quanto a licenciamentos diversos.

A contratada deverá apresentar soluções sustentáveis de acordo com as orientações da Petrobras que possibilitem o uso racional de energia e água. A empresa contratada será responsável pelo fornecimento, armazenamento e distribuição de água potável para as necessidades da obra e para consumo humano.

O fornecimento de energia elétrica para o canteiro de obras será responsabilidade da empreiteira a ser contratada pela PETROBRAS, mas será utilizada a estrutura já existente no Terminal. Prevê-se a utilização de 2 trafos de 1 MVA para atender um consumo médio estimado de 1 MVA, atingindo aproximadamente 1,5 MVA no pico das obras.

Água

A água para uso geral (concreto, limpeza, banheiros, torneiras de pátio, lavagem de tubulação dentre outros) e para consumo humano (potável) será fornecida pela empresa a ser contratada para as obras. A empresa deverá atender todas as legislações ambientais vigentes e se responsabilizará por qualquer tratamento de água que vier a ser necessário.

Prevê-se que a água será fornecida por caminhões-tanque, mas a origem da água a ser consumida será definida e detalhada quando da elaboração do projeto básico.

Se considerado um consumo médio de água potável de aproximadamente 65 L/dia/pessoa (incluindo refeição; funcionário não alojado), durante o pico das obras, quando a mão-de-obra pode chegar a 4000 funcionários, o consumo de água potável será por volta de 260 m³/dia (260.000 L/dia).

Considerando-se também um consumo de água por área construída de aproximadamente 0,68 m³/m² e considerando a área de ampliação do TECAB de 135.000 m², o consumo de água para uso geral será por volta de 82 m³/dia.

Entretanto, ressalta-se que o consumo de água para uso geral e potável no canteiro de obras será definido no projeto básico.

Mão-de-Obra

Estima-se que durante a implantação das novas instalações do TECAB o efetivo médio seja por volta de 2000 trabalhadores, com pico de aproximadamente 4000 pessoas na obra, conforme apresentado no histograma da **Figura II.4.2.1-1**.

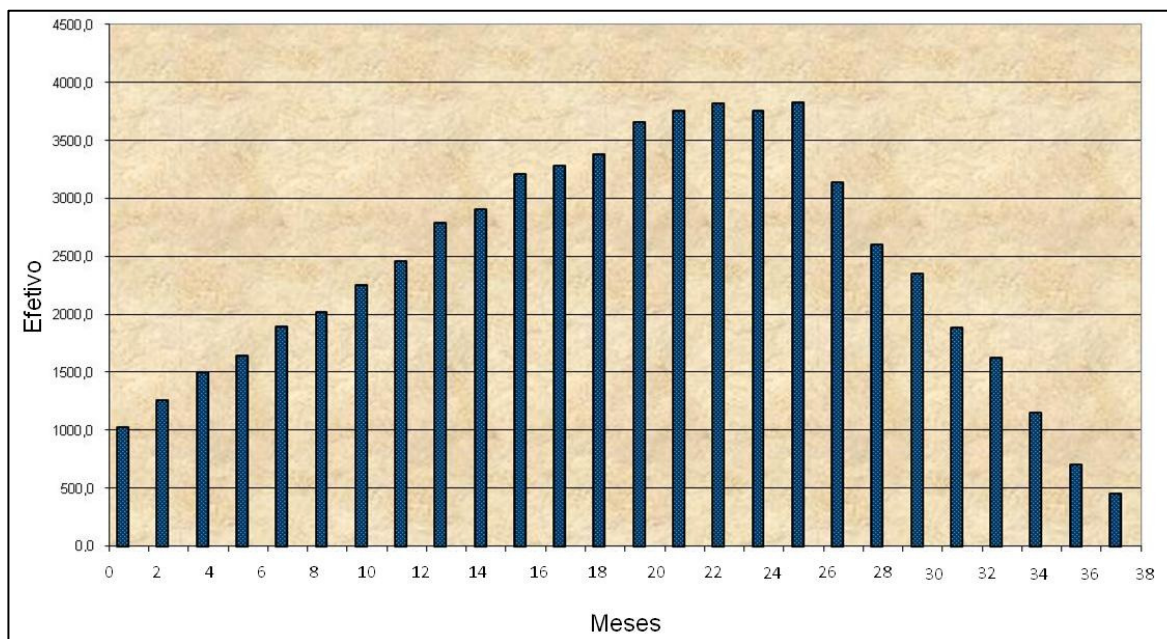


Figura II.4.2.1-1 – Histograma de Mão-de-Obra terceirizada durante a implantação

O aproveitamento da mão-de-obra local será priorizado, buscando-se utilizar trabalhadores de outras cidades apenas para complementar a equipe. A **Tabela II.4.2.1-1** apresenta o quantitativo médio de mão-de-obra por qualificação.

Tabela II.4.2.1-1 – Qualificação dos funcionários terceirizados durante a implantação

Mão-de-Obra	Qualificação	Quantidade Média Mensal
Mão-de-Obra Direta	Supervisores, Técnicos, Encarregados diversos, Líderes, Ajudantes, Mecânicos, Caldeireiros, Montadores, Encanadores, Eletricistas, Pedreiros, Pintores, Instrumentistas, Operadores etc	1130
Mão-de-Obra Indireta: Produção / Controle de Qualidade / Planejamento /	Gerentes, Coordenadores, Engenheiros, Supervisores, Inspetores, Assistentes Técnicos, Auxiliares Técnicos, Médicos,	2

Mão-de-Obra	Qualificação	Quantidade Média Mensal
SMS / Materiais / Projeto / Financeiro e Administrativo / Suprimentos / Controle de Qualidade	Enfermeiros, Instrutores, Ajudantes, Encarregados, etc	
Administração Contratual	Engenheiro, Auxiliar, Pessoal de Construção e Manutenção Canteiro etc	20
Sub-Contratados no Site	Diversos	846

Transporte

O transporte de funcionários será realizado predominantemente por ônibus fretados ou, em alguns casos, veículos leves. Estima-se uma circulação de 100 ônibus diariamente, podendo chegar a 180 no pico das obras, atendendo dois turnos.

O transporte de materiais, equipamentos, resíduos, produtos químicos, combustíveis, óleo lubrificante e diesel serão feitos por caminhão, conforme previsto na legislação rodoviária, obedecendo aos limites de peso, dimensões, autorização para cargas especiais, etc.

O transporte das fontes radioativas será feito por veículo respeitando-se toda a legislação vigente exarada da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN). Vale ressaltar que o uso de fontes radioativas será bastante limitado nas obras, sendo utilizado somente em casos especiais (testes de gamagrafia).

A quantidade prevista de veículos para a fase de implantação é de 15 a 20 caminhões por dia circulando dentro do TECAB, distribuídos na área civil em caminhões-caçamba de 12 m³, betoneiras de 8 m³. No transporte de materiais, máquinas e equipamentos, os caminhões e carretas possuirão capacidade de 20 a 30 toneladas. Excepcionalmente alguns veículos especiais serão utilizados para o transporte dos equipamentos de maior porte (até 150 toneladas).

O tráfego de veículos mais significativo e concentrado será o do transporte de trabalhadores, que ocorrerá no início da manhã e final da tarde em ônibus fretados, provenientes de Macaé e de cidades vizinhas.

O tráfego de caminhões de carga de materiais e equipamentos e de transporte de resíduos não é concentrado e não acrescentará pressão significativa sobre o tráfego na rodovia de acesso ao TECAB.

Edificações e Estruturas do Canteiro de Obras

Toda a estrutura do canteiro de obras será dimensionada para atender os funcionários que irão trabalhar na ampliação do TECAB. O canteiro irá dispor de escritório para pessoal administrativo, vestiários, sanitários masculinos e femininos, restaurante, área de lazer, ambulatório, almoxarifados, dentre outros. O ambulatório irá dispor de material necessário à prestação de Primeiros Socorros, conforme as características das atividades desenvolvidas. As instalações seguirão as normas e legislação vigente.

Sinalização

O canteiro de obras será sinalizado com placas educativas. Caso haja necessidade dos trabalhadores realizarem serviços em vias públicas, a força de trabalho usará obrigatoriamente colete ou tiras refletivas. Toda e qualquer sinalização em vias públicas atenderá às determinações do órgão competente.

II.4.2.2 – Atividades Construtivas

Equipamentos e técnicas construtivas

Os principais aspectos e técnicas construtivas das novas unidades do TECAB não fogem aos padrões tradicionais das atividades de construção civil e de montagem industrial de instalações de grande porte, seguindo os mesmos moldes de unidades já existentes. Os projetos das obras civis e dos equipamentos seguem normas nacionais e internacionais consagradas, sendo os aspectos ambientais tomados em conta desde o início da concepção da instalação até o momento de sua implantação, seguindo requisitos de Saúde, Meio Ambiente e Segurança da PETROBRAS.

Abordam-se, a seguir, alguns aspectos relevantes na implantação do empreendimento.

Meios de Acesso e de Serviço

O acesso ao TECAB é feito pela Rodovia Estadual RJ-106. A principal via de acesso dos equipamentos e materiais oriundos de fora é a BR-101. Internamente ao Terminal de Cabiúnas serão usadas as vias de acesso e de serviço já existentes e outras a serem construídas para melhorar os acessos internos do Terminal.

O **Mapa 2** apresentado no **Volume II** mostra os acessos internos do Terminal, existentes e previstos.

Preparo de Acessos e Movimentação de Materiais

Não serão necessários acessos novos para a ampliação do TECAB. A movimentação de materiais ocorrerá com a utilização da Rodovia RJ-106, cujos requisitos de segurança serão atendidos pela sinalização existente. Não se prevê a necessidade de sinalização especial durante as obras, mas o projeto de acesso será submetido aos órgãos responsáveis pelas vias, que poderão solicitar a inclusão de sinalizações adicionais. Eventuais transportes de cargas especiais serão tratados de forma individualizada, em consonância com a legislação em vigor.

Supressão de vegetação, movimentação de terra, terraplanagem, preparação do terreno e limpeza

Nos locais onde haja remanescentes de vegetação, a sua supressão será feita mediante a autorização de supressão de vegetação do Instituto Estadual de Florestas – IEF e em atendimento ao Código Florestal, implantando as devidas medidas compensatórias.

A área de terraplanagem da ampliação do TECAB será de aproximadamente 33.000 m². A movimentação de terra, a terraplanagem, a preparação do terreno e sua limpeza para instalação das fundações das estruturas serão realizadas obedecendo aos projetos básicos elaborados pela PETROBRAS.

Materiais

Os solos para aterros serão provenientes dos cortes necessários à implantação das estruturas.

O concreto para as obras será fornecido por empresas que operam centrais de concreto com entrega por caminhões-betoneira.

As principais matérias-primas utilizadas na obra são: perfis metálicos, tubos e conexões de aço, eletrodutos, cabos elétricos, válvulas de aço, tintas e solventes, material para isolamento térmico (silicato de cálcio e poliuretano expandido), material para construção civil (madeira, aço, concreto), dentre outros.

Fundações e estaqueamento

A caracterização geotécnica da área de ampliação do TECAB mostrou que os solos se apresentam laterizados, o que melhora significativamente suas propriedades geotécnicas.

Os principais riscos geotécnicos encontrados nestas área foram: corte de colinda com processo erosivo na forma de sulcos superficiais e exposição da corbertura detrítica laterizada.

A fase de operação não apresenta descrição de riscos geotécnicos, pois os mesmos, quando presentes, deverão ser realizados previamente a sua recomposição e/ou reestruturação de forma que atenda as especificidades técnicas das obras de engenharia a serem instaladas.

Durante a implantação, as atividades de fundação e estaqueamento serão realizadas por empresa especializada, atendendo todas as especificações de engenharia de forma a evitar quaisquer danos ambientais.

Erosão

As atividades passíveis de contribuir para a dinamização de processos erosivos estão relacionadas aos serviços de terraplenagem, os quais compreendem cortes e aterros. Para evitar o desencadeamento de processos erosivos, muros de arrimo, gabiões e taludes serão construídos.

A drenagem superficial deverá ser reconstituída, sendo as águas superficiais devidamente controladas por sistemas de drenagem constituídos por canaletas,

caixas, galerias, escadas hidráulicas e estruturas para descarga das águas nos talvegues.

As pilhas de resíduos e materiais, de caráter provisório ou definitivo, deverão ser adequadamente dimensionadas e dispostas de forma a não interferir com o sistema de drenagem superficial. Nas jazidas e áreas de bota-fora também serão implementadas valas, canaletas, galerias, caixas e estruturas hidráulicas de descarga, devidamente protegidas contra erosão.

Drenagem

A rede de drenagem dos canteiros deverá ser projetada e executada para atender de maneira simples possível o escoamento superficial, sendo dotada de dispositivos que facilitem a limpeza e desobstrução das mesmas. As redes dos canteiros devem ser interligadas de maneira compatível em termos de vazão e elevação às redes de drenagem existentes, provisórias ou definitivas. Quando os lançamentos das redes de drenagem ocorrer diretamente em corpos receptores, cuidados adicionais deverão ser tomados, como a adoção de bacias de sedimentação, dissipadores, enrocamentos e gabiões.

Oficinas, depósitos, postos de abastecimento e todas as demais instalações que demandem cuidados especiais deverão ter suas unidades projetadas com caixas separadoras de óleo, caixas de neutralização ou qualquer outro dispositivo que se faça necessário ao seu funcionamento adequado.

Resíduos

Durante a fase de implantação das novas instalações do TECAB serão gerados resíduos sólidos decorrentes das obras e de atividades de apoio, quantificados na **Tabela II.4.2.2-1**.

Tabela II.4.2.2-1 – Geração Prevista de Resíduos na Fase de Implantação

Classe	Fonte	Resíduos	Geração Anual prevista
CLASSE I	Serviço de saúde	Ambulatorial	150 kg
	Apoio de pintura	Contaminado	18.000 kg
	Produção		
	Produção	Pilha e bateria	150 kg
	Administrativo		
	Produção	Efluente sanitário	30.000 m ³
	Administrativo		
	Produção	Lâmpada fluorescente	700 unidades
	Administrativo		
CLASSE IIA	Produção	Óleo combustível	780 m ³
	Produção	Metal	9.000 kg
	Produção	Madeira	2.000 m ³
	Administrativo	Papel papelão	15.700 kg
	Produção		
	Refeitório	Orgânico	7.600 m ³
	Varrição	Lixo comum	2.000 m ³
CLASSE IIB	Administrativo		
	Produção	Plástico	8.000 kg ou
	Produção		10.000 m ³
	Produção	Entulho	2.000 m ³

Os resíduos gerados serão recolhidos diariamente e segregados de acordo com as classes a que pertencerem, de acordo com a NBR 10004.

Os resíduos segregados serão encaminhados a uma área do canteiro de obras destinada ao armazenamento temporário de resíduos gerados nas obras. A área será devidamente sinalizada e identificada, com distância mínima de 100 m de cursos de água.

Resíduos tais como pilhas, baterias e outras embalagens de produtos químicos deverão ser segregados à parte dos demais resíduos. Materiais contaminados com hidrocarbonetos serão acondicionados em recipientes adequados.

Todos os resíduos serão devidamente acondicionados e encaminhados para a disposição final por empresas licenciadas pelos órgãos oficiais competentes, atendendo as legislações ambientais vigentes.

Os testes de gamagrafia, que utilizará opcionalmente fontes de cobalto, irídio ou selênio, serão executados por meio de contrato com prestadora de serviços, que inclui o correto manuseio e controle de acondicionamento da fonte radioativa e descarte do material utilizado durante os ensaios.

Emissões

As emissões de material particulado nas áreas de circulação não pavimentadas e em trabalhos de terraplenagem serão minimizadas com a umectação das vias de circulação e acesso e proteção das cargas transportadas em caminhões, através do recobrimento das carrocerias com lonas. O detalhamento dos procedimentos para minimizar as emissões de material particulado será apresentado no Plano Ambiental para a Construção (PAC).

As emissões veiculares e de equipamentos motorizados serão minimizadas por meio de programas de manutenção preventiva e utilização de filtros adequados, exigidos pela Diretriz Contratual de Saúde, Meio Ambiente e Segurança para Terminais, da PETROBRAS e no PAC.

II.4.2.3 – Infraestrutura de Saneamento

Sistema de esgotamento sanitário

Tanto o fornecimento de água como a disposição de efluentes sanitários serão de responsabilidade da empresa a ser contratada para as obras, que irá atender as legislações ambientais vigentes.

O canteiro irá dispor de uma Estação de Tratamento de Esgoto provisória ao lado dos canteiros e sistema de banheiros químicos nas frentes de serviço.

Considerando uma geração de esgoto da ordem de 70 litros/dia/pessoa para ocupantes temporários de uma fábrica em geral, conforme estipulado na Norma da ABTN NBR N° 7229/93 e a quantidade de trabalhadores prevista no pico das obras (4000 trabalhadores), a geração máxima de efluentes sanitários será aproximadamente 280 m³/dia.

Banheiros Químicos

Nas frentes de serviço, adjacente à área de ampliação do TECAB será instalado um canteiro avançado, onde existirão instalações sanitárias tipo container, situadas em locais distantes a 150 m no máximo do posto de trabalho. Os efluentes destes sanitários serão retirados por caminhões para tratamento fora

do TECAB e atenderão os padrões da Norma Técnica INEA NT 202 – Critérios e padrões para lançamento de efluentes líquidos.

Deverão ser usados, para o tratamento do esgoto sanitário, sistemas provisórios de fossa e filtro da Saniflex ou similar, em conjunto com sumidouro.

Estação de Tratamento

No canteiro de obras, os efluentes dos vestiários e banheiros serão destinados a uma estação de tratamento própria provisória, cuja responsabilidade de instalação e operação será da empresa contratada. O efluente tratado poderá ser utilizado no próprio Terminal em umidificação do solo para evitar ressuspensão de poeira e rega de taludes gramados.

Os sistemas provisórios são facilmente dimensionáveis e instalados para atender as necessidades de cada canteiro. No final dos serviços todos os sistemas serão removidos e a área recomposta.

Os efluentes dos sistemas provisórios deverão ser monitorados periodicamente, e o lodo em excesso removido e encaminhado para tratamento adequado.

Sistema de drenagem de efluentes industriais

Sistema de Drenagem Pluvial

Em torno das novas unidades, serão implantadas redes de drenagem provisórias, que serão alinhadas para a rede de drenagem pluvial existente do TECAB, para posterior implantação da rede de drenagem definitiva, que será também alinhada para a rede existente.

A geração de águas pluviais contaminadas não é esperada, pois será priorizada a utilização de cobertura das áreas com potencial de contaminação com óleo.

Sistema de Drenagem e Tratamento de Efluentes Líquidos

Os principais descartes líquidos durante a construção das novas unidades do TECAB são os efluentes oleosos, os de revelação de filmes de gamagrafia e os

de testes hidrostáticos de tubulações e equipamentos. Esses efluentes deverão seguir as diretrizes apresentadas a seguir.

Efluentes Oleosos

Todos os locais onde possam ser gerados efluentes que contenham hidrocarbonetos devem ser dotados de piso impermeabilizado com contenção, e encaminhados para o tanque de drenagem existente (tanque de *slop*).

Efluentes de Revelação de Filmes de Gamagrafia

Todos os efluentes de revelação de filmes deverão ser tratados de forma a atender ao que determina a Resolução CONAMA no 357/05.

Antes do descarte, devem ser realizadas análises químicas, e somente poderão ser descartados os efluentes que atenderem à legislação ambiental vigente. A empresa a ser contratada será especializada e licenciada para o uso de gamagrafia, sendo também responsável pelo acondicionamento, transporte, tratamento e descarte dos efluentes de filmes radiográficos.

Efluentes de Teste Hidrostático e Limpeza de Tubulações

Será utilizada água tratada para os testes hidrostáticos a ser fornecida pela empresa a ser contratada. Em princípio, a água será proveniente de caminhão-pipa, mas sua origem será definida e detalhada durante a elaboração do projeto básico.

Durante os testes, a água deverá ser reutilizada após passar por um sistema de filtragem para eliminar eventuais partículas sólidas arrastadas do interior dos equipamentos e tubulações testados. Estima-se que será necessário um volume total de aproximadamente 2.000 m³. Após a realização de todos os testes, a água não será descartada, mas encaminhada ao sistema de combate a incêndio do Terminal.

O efluente líquido gerado durante a limpeza química de tubulações, contendo produtos químicos diluídos em água, será neutralizado e descartado pela empresa a ser contratada para este serviço, sendo transportado e tratado por empresas cadastradas licenciadas.

Para as demais tubulações que utilizarem limpeza com circulação de água em circuito fechado, será dado o mesmo tratamento que a água utilizada nos testes hidrostáticos: filtração de sólidos e reaproveitada no sistema de combate a incêndio.

II.4.2.4 – Desmobilização do Canteiro de Obras

Após o término das atividades no canteiro de obras será providenciada a retirada de todas as máquinas, equipamentos e instalações para deixar a área limpa. A área deverá receber uma recomposição vegetal onde for necessário, desde que a área não seja destinada a outro fim.

Caso o empreendedor manifeste a intenção de manter as benfeitorias realizadas em sua propriedade, a desmobilização ficará restrita a limpeza geral do canteiro com remoção de todas as sobras de material e máquinas.

Para a recomposição da área será considerado que existe dentro do próprio terreno o material vegetal *top soil* proveniente da raspagem de camada superficial do solo, devendo este ser utilizado para a recomposição. A recomposição inicialmente será executada uma subsolagem para romper as camadas compactadas das superfícies em pauta. Após recuperação do solo será adotado um método eficaz para a revegetação do local, priorizando sempre as espécies nativas.

Todos os aspectos ambientais que precisam ser controlados e monitorados durante as obras de implantação das novas unidades do TECAB estão descritos no Plano Ambiental para Construção e no Plano de Controle da Poluição, apresentados no **Capítulo VII**.

II.4.3 – Operação da Unidade

Neste item serão descritos os procedimentos operacionais, procedimentos de manutenção e inspeção, sistemas de monitoração e detecção de vazamentos, origem, quantificação e qualificação de mão-de-obra e serviços de segurança associados ao empreendimento.

II.4.3.1 – Matérias-Primas e Produtos

As matérias-primas do processo são o gás natural e o seu condensado produzido nos campos da Bacia de Campos, assim como os gases de combustão utilizados na UPCGN e na URCO2.

As possíveis composições do gás natural estão nas **Tabelas II.4.3.1-1 e II.4.3.1-2**, conforme já apresentados no **item II.4.1.1**.

Tabela II.4.3.1-1 – Composição molar do Gás Natural a 115 kgf/cm².g

Gás	A	B
Pressão (kgf/cm ² .g)	115	115
Temperatura (°C)	17	19
H ₂ O	5 ppmv	5 ppmv
H ₂ S	5 ppmv	5 ppmv
CO ₂	3,000	2,625
N ₂	0,572	0,708
C1	78,615	71,056
C2	9,033	12,428
C3	5,836	8,063
IC4	0,820	0,951
nC4	1,412	2,413
IC5	0,250	0,561
nC5	0,302	0,778
C6	0,115	0,263
C7	0,036	0,120
C8	0,009	0,028
C9	0,001	0,006
C10	0,000	0,002
Teor de Hg máximo: 2 µg/Nm ³		

Tabela II.4.3.1-2 – Composição molar do Gás Natural a 90 kgf/cm².g

Gás	C	D
Pressão (kgf/cm ² .g)	90	90
Temperatura (°C)	12	19
H ₂ O	5 ppmv	5 ppmv
H ₂ S	5 ppmv	5 ppmv
CO ₂	3,000	2,636
N ₂	0,572	0,736
C1	78,614	72,790
C2	9,033	12,226
C3	5,836	7,493
IC4	0,820	0,831
nC4	1,412	2,042

Gás	C	D
IC5	0,250	0,433
nC5	0,302	0,578
C6	0,115	0,165
C7	0,036	0,060
C8	0,009	0,011
C9	0,001	0,002
Teor de Hg máximo: 2 µg/Nm ³		

A composição molar do gás de combustão da UPCGN IV, considerando que esta unidade será igual à da UPCGN III já existente, está apresentada na **Tabela II.4.3.1-3**. O consumo de gás na UPCGN IV será aproximadamente 603 kg/h.

Tabela II.4.3.1-3 – Composição molar do gás de combustão

Gás	A
CO2	0,16
N2	0,76
C1	98,48
C2	0,57
C3	0,03

A composição do gás de combustão da URCO2 está apresentada na **Tabela II.4.3.1-4**.

Tabela II.4.3.1-4 – Composição molar do gás de combustão da URCO2

Gás	A	B
CO2	0,16	0,69
N2	0,76	0,70
C1	98,48	89,35
C2	0,57	8,95
C3	0,03	0,28
IC4	-	0,01
nC4	-	0,01

O processamento do gás natural e de seu condensado tem como produtos o gás natural processado, o GLP, a gasolina natural C5+, o propano e o C4+. As **Tabelas II.4.3.1-5 a II.4.3.1-7** mostram as composições destes produtos, exceto para o LGN, cuja composição é a mesma do gás natural.

Tabela II.4.3.1-5 – Composição molar do GLP formado em diversas Unidades do processo

Composição	GLP da UPGN II	GLP da UPCGN IV - A	GLP da UPCGN IV - B	GLP da UTC II
Estado Físico	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
H2O (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,13
H2S (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,0
CO2 (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,0
N2 (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,0
C1 (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,0
C2 (% mol)	0,89	1,0	1,0	0,91
C3 (% mol)	66,64	52,20	54,59	63,35
iC4 (% mol)	8,96	14,43	10,98	10,24
C4 (% mol)	22,02	30,87	31,93	24,10
iC5 (% mol)	0,85	0,98	0,97	0,73
C5 (% mol)	0,65	0,52	0,53	0,54
C6 (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,0
C7 (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,0
C8 (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,0
C9 (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,0
C10 (% mol)	0,0	0,0	0,0	0,0
Hg (% mol)	-	-	-	-
Total (kg mol/h)	619	182,4	169,4	802,6
Vapor (kg/h)	-	-	-	-
Líquido (kg/h)	30.191	9.254	8.536	39.414
Total (kg/h)	30.191	9.254	8.536	39.414
Temperatura (°C)	38	38	38	38

A: condensado gerado pelo gás da Bacia de Campos a 17 °C e B: a 19 °C

Tabela II.4.3.1-6 – Composição molar do C5+ formado Na UPGN e UPCGN

Composição	C5+ UPGN II	C5+ UPCGN IV A	C5+ UPCGN IV B
Estado Físico	Líquido	Líquido	Líquido
H2O (% mol)	0,00	0,00	0,00
H2S (% mol)	0,00	0,00	0,00
CO2 (% mol)	0,00	0,00	0,00
N2 (% mol)	0,00	0,00	0,00
C1 (% mol)	0,00	0,00	0,00
C2 (% mol)	0,00	0,00	0,00
C3 (% mol)	0,00	0,00	0,00
iC4 (% mol)	0,010	0,08	0,06

Composição	C5+ UPGN II	C5+ UPCGN IV A	C5+ UPCGN IV B
C4 (% mol)	0,34	0,92	0,94
iC5 (% mol)	34,39	21,91	26,16
C5 (% mol)	47,70	33,63	41,67
C6(% mol)	12,61	24,18	18,37
C7 (% mol)	4,18	13,00	9,63
C8 (% mol)	0,55	5,37	2,51
C9 (% mol)	0,079	0,91	0,53
C10 (% mol)	0,013	0,00	0,13
Hg (% mol)	-	0,00	0,00
Óleo Termico (% mol)	-	-	-
Total (kg mol/h)	67	68,3	58,6
Vapor (kg/h)	5.055	-	-
Líquido (kg/h)	-	5591	4614
Total (kg/h)	5.055	5591	4614
Temperatura (°C)	22,0	38,0	38,0

A e B: condensado gerado pelo gás da Bacia de Santos a 115 kgf/cm² e temperatura de 17 e 19 °C, respectivamente.

Tabela II.4.3.1-7 – Composição molar de produtos da UPGN II

Composição	Gás Natural Tratado	C5+	Propano	C4+	GLP
Estado Físico	Vapor	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
H2O (% mol)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
H2S (% mol)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
CO2 (% mol)	0,02	0,00	0,00	0,00	0,0
N2 (% mol)	0,94	0,00	0,00	0,00	0,0
C1 (% mol)	85,52	0,00	0,00	0,00	0,0
C2 (% mol)	10,44	0,00	1,38	0,00	0,89
C3 (% mol)	2,72	0,00	98,00	7,62	66,64
iC4 (% mol)	0,12	0,010	0,50	18,60	8,96
C4 (% mol)	0,21	0,34	0,13	47,31	22,02
iC5 (% mol)	0,015	34,39	0,00	9,86	0,85
C5 (% mol)	0,014	47,70	0,00	12,52	0,65
C6(% mol)	0,00	12,61	0,00	2,94	0,0
C7 (% mol)	0,00	4,18	0,00	0,98	0,0
C8 (% mol)	0,00	0,55	0,00	0,13	0,0
C9 (% mol)	0,00	0,079	0,00	0,019	0,0

Composição	Gás Natural Tratado	C5+	Propano	C4+	GLP
C10 (% mol)	0,00	0,013	0,00	0,00	0,0
Glicol (% mol)	-	0,14	-	0,032	-
Hg (% mol)	-	-	-	-	-
Total (kg mol/h)	7.724	67	199	1.445	619
Vapor (kg/h)	143.247	5.055	-	-	-
Líquido (kg/h)	-	-	8.773	8.849	30.191
Total (kg/h)	143.247	5.055	8.773	8.849	30.191
Temperatura (°C)	18	22	38	38	38

II.4.3.2 – Tecnologias Adotadas

As tecnologias utilizadas nas unidades existentes e futuras do TECAB estão descritas nos item a seguir.

Unidades de Processo

Unidades de Tratamento de Gás Natural - UTGN II

Esta unidade tem a função de remover o H₂S presente no gás para ser processado na URL. É composta de oito vasos com tecnologia apoiada em reatores de leito fixo da marca Sulfatreat, que são basicamente óxidos de ferro. Esses óxidos reagem com o H₂S formando sulfeto de ferro, o qual, após certo período (cerca de quatro anos), é descartado, sendo substituído o leito fixo.

Unidades de Recuperação de Líquido - URL

A tecnologia adotada é a da turboexpansão refrigerada, na qual, com a diminuição controlada da pressão e da temperatura do gás de entrada, em conjunto com fracionamento, os elementos mais pesados são separados e liquefeitos.

Unidade de Processamento de Gás Natural - UPGN

A tecnologia utilizada é do tipo refrigeração simples (destilação a baixa temperatura), em que ocorre a condensação dos hidrocarbonetos mais pesados por meio de redução de temperatura, com o uso de fluido refrigerante, que no caso da UPGN II é o gás propano.

Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural - UPCGN

A tecnologia adotada é a do fracionamento, em que com a diminuição da pressão do condensado, em conjunto com o aumento de temperatura e com fracionamento, os hidrocarbonetos mais leves se separam, permitindo a produção de GLP e C5+.

Utilidades

Turbo compressores

Os novos turbo compressores do Terminal, acionados por turbinas a gás, possui tecnologia de combustão com baixa emissão de óxidos de nitrogênio, conhecida como *Low NOx Burner*.

Tocha - Ground Flare

Atualmente existem 3 fontes de queima do sistema de alívio no TECAB, sendo 2 tochas (*flare*) verticais e 1 tocha multiponto (*Ground Flare*), que possui tecnologia mais moderna que as tochas convencionais.

A tocha *Ground Flare* foi instalada quando da última ampliação do Terminal e nesse tipo de tocha, diferente da tecnologia convencional, a queima é feita em 256 tochas de baixa altura (2,4m), enclausuradas por uma cerca refratária de forma que a queima fique distribuída em toda a área. Dessa forma tem-se:

- Menor radiação e calor;
- Não-exposição da chama (chama confinada pela cerca de proteção refratária);

- Menor ruído (máximo de 85dB(A) a 2,0m da cerca);
- Melhora na emissão de gases (estágios melhoram a queima);
- Chama não-visível a distância em condições de queima contínua;
- Menor consumo de gás de purga.

Sistemas de combustão e matriz de combustíveis utilizados

As tecnologias escolhidas nos sistemas de combustão do Terminal, todas baseadas no uso do gás processado, são internacionalmente reconhecidas como adequadas em termos técnicos, econômicos e ambientais, considerando as condições de contorno do projeto.

II.4.3.3 – Mão-de-Obra

Serão empregados 30 novos funcionários, advindos de concurso público nacional com qualificação conforme edital da TRANSPETRO e serão treinados na rede oficial de ensino técnico e/ou da Petrobras.

II.4.3.4 – Procedimentos Operacionais

Os procedimentos operacionais do coletor de condensado, plantas de processamento (UPGN II e UPCGN IV) e Unidade de Tratamento Cáustico (UTC II) serão operadas segundo os manuais de operação a serem emitidos no projeto básico, que serão calcados nos manuais existentes das unidades similares que estão em operação.

No projeto básico os procedimentos operacionais das Unidades de Remoção de Mercúrio (URHG) e de Remoção de CO₂ (URCO₂ I e II) também serão desenvolvidos e detalhados.

II.4.3.5 – Procedimentos de Manutenção e Inspeção

O padrão que visa estabelecer as diretrizes mínimas para o planejamento e a execução da Manutenção Industrial de Equipamentos e Instrumentos, na área de abrangência da Gerência de Processamento de Gás Natural do Segmento de

GASODUTOS da TRANSPETRO, é o PE-33-00517=G - Manutenção de instrumentos e equipamentos do TECAB.

A manutenção também utiliza o procedimento PE-33-00388=E Identificação da situação operacional dos instrumentos pela manutenção industrial.

A inspeção dos equipamentos é regida pela NR-13 (Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho) para vasos de pressão (inspeção interna, externa e teste hidrostático) e normas PETROBRAS para os demais equipamentos.

Após a realização das inspeções pelos técnicos e engenheiro de inspeção, são emitidos relatórios com as recomendações para a Manutenção do Terminal.

A inspeção segue o Plano de Inspeção de Equipamentos – TECAB. Os procedimentos atuais do Terminal serão adequados para as novas instalações, de acordo com os manuais de manutenção e prontuários dos equipamentos instalados.

Os seguintes procedimentos são empregados para a inspeção dos equipamentos:

- PE-36-00004=B Inspeção externa de equipamentos e acessórios;
- PE-3N6-00004-E - Inspeção Externa de Equipamentos.
- PE-3N6-00005-F Inspeção de Sistemas de Tubulação.
- PE-3N6-00006-E Inspeção Geral de Tanques de Armazenamento.
- PE-3N6-00007-D Inspeção em Esferas de GLP.
- PE-3N6-00008-E Inspeção Geral de Fornos.
- PE-3N6-00009-D Inspeção Geral de Permutadores de Calor.
- PE-3N6-00011-E Inspeção Geral de Torres de Processo.
- PE-3N6-00012-D Inspeção Geral de Vasos de Pressão.
- PE-3N6-00037-B Elaboração de Proj. de Alteração e Reparo de Caldeiras e Vasos de Pressão.
- PE-3N6-00038-E Livro de Registro de Segurança de Caldeiras e Vasos de Pressão.
- PE-3N6-00047-D Programas de Inspeção e Indicadores de Desempenho do STSE/INSP
- PE-3N6-00198-D Inspeção e Calibração de Válvulas de Segurança e Alívio.
- PE-3N6-00250-C Análise Crítica do SPIE.

- PE-3N6-00252-C Auditoria Interna em Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos
- PE-3N6-00254-E Aparelhagem de Inspeção.
- PE-3N6-00269-C Avaliação de Vida Residual em Equipamento e Tubulação.
- PE-3N6-00271-B Ensaio Não - Destrutivo - Líquido Penetrante.
- PE-3N6-00270-C Ultra-Som - Medição de Espessura a Frio.
- PE-3N6-00272-A Ensaio Não - Destrutivo - Partícula Magnética - Técnica do Yoke.
- PE-3N6-00273-B Ensaio Não - Destrutivo - Ultra - Som em Soldas de Tubulação.
- PE-3N6-00274-A Ensaio Não - Destrutivo - Ultra - Som em Solda de Vaso de Pressão.
- PE-3N6-00297-B Inspeção de Recebimento de Equipamentos, Materiais e Sobressalentes.
- PE-3N6-00302-0 Inspeção em Sistemas de Proteção Catódica.
- PG-2N1-00014-E Inspeção de Equipamentos.
- PE-1N8-00004 – Obtenção dos Índices de Manutenção.

II.4.3.6 – Procedimentos e Sistemas de Monitoração e Detecção de Vazamentos

Para detectar a ocorrência de eventuais vazamentos, há detectores de fogo e gás instalados em pontos estratégicos do Terminal, além das inspeções rotineiras que são efetuadas nas Unidades.

As ações de emergência são reguladas pelo PE-33-00485 - Plano de Resposta à Emergência (PRE) da PETROBRAS.

Sistemas de Bloqueio em Caso de Acidentes

Os sistemas de bloqueio serão conforme descrito no PE-33-00572=A - Procedimento para interrupção e controle da emergência.

Sistemas de Comunicação

Os sistemas são conforme descrito no padrão PE-33-00537=B Comunicação de serviços na área da GEPROC e no padrão PE-33-00572=A Procedimento para interrupção e controle da emergência.

Operação em caso de emergência

Em casos de emergência, como corte de suprimento de combustível ou manutenção não-programada, o processo do Terminal é interrompido para que a planta permaneça em seu estado mais seguro.

II.4.3.7 – Serviços de Segurança Associados ao Empreendimento

Os sistemas de segurança associados ao empreendimento estão listados a seguir.

Sistema de Combate a Incêndio

O sistema de combate a incêndio do Terminal de Cabiúnas é composto pelos equipamentos listados a seguir.

- 2 bombas de captação d'água da lagoa de Cabiúnas, com capacidade para 350 m³/h e acionamento a motor elétrico de 75HP/440V;
- 1 adutora de 12" de ferro fundido, com 2,5 km de extensão para abastecimento de reservatórios de água de combate a incêndio;
- 2 reservatórios piscina para armazenamento de água para combate a incêndio, com capacidade para 8.000 m³;
- 1 bomba para combate a incêndio com capacidade de 730 m³/h, acionada por motor elétrico de 700HP/4,16kV;
- 2 bombas para combate a incêndio com capacidade de 730 m³/h, acionadas por motor a diesel de 800HP;
- 1 bomba de pressurização da rede de incêndio (tipo jockey), capacidade de 26 m³/h, acionada por motor elétrico de 50HP/440V;

- 65 hidrantes;
- Sistema fixo de espuma nos tanques de slop (drenagem) e da ETE;
- Sistema móvel de pó químico;
- Sistema fixo de CO₂ nos turbocompressores;
- Sistemas de resfriamento das esferas de GLP e de LGN;
- Cabines contendo mangueiras e esguichos;
- Extintores portáteis;
- Sistemas de resfriamento do vaso tocha;
- Sistemas de detecção de gás e chama nos turbo compressores;
- Roupas de aproximação;
- Equipamentos autônomos de respiração;
- Sistemas de detecção das URLs;
- Sistema móvel de líquido gerador de espuma (LGE).

As melhorias no sistema de combate a incêndio previstas para atender a ampliação do TECAB estão descritas no **item II.4.1.13**, sendo que o detalhamento ocorrerá durante a elaboração do projeto básico.

II.4.4 – Caracterização da Geração de Energia

O Terminal de Cabiúnas é alimentado por duas linhas de transmissão em uma subestação de 138 kV. Esta subestação (SE-5142) possui configuração barra dupla a três chaves, com disjuntor de interligação, sendo que três transformadores de 138/13,8 kV – 40/50 MVA são responsáveis pelo suprimento das cargas do Terminal, por meio do sistema de 13,8 kV e deste reduzindo para 4,16 kV e 480 V.

As linhas de transmissão partem da subestação de Rocha Leão, da empresa distribuidora de energia AMPLA, e alimentam a subestação de entrada de Cabiúnas, que distribui internamente a energia por meio de cabos secos instalados diretamente no solo.

Em caso de interrupção do fornecimento pela AMPLA, três geradores de emergência, acionados por motores a diesel, entram automaticamente, alimentando o barramento de emergência. Os três geradores de energia de emergência do Terminal de Cabiúnas têm as características listadas a seguir.

Grupo Gerador (GE-5201)

O grupo gerador tem capacidade de 80KVA, opera com tensões de 480V/220V, frequência de 60 Hz.

Grupo Gerador (GE-20401)

O grupo gerador tem capacidade de 350KVA, opera com tensões de 480V/220V, frequência de 60Hz.

Grupo Gerador (GE-52301)

O grupo gerador tem capacidade de 350KVA, opera com tensões de 480V/220V, frequência de 60Hz.

O Terminal possui uma Subestação de Entrada e outras Subestações de Processo, responsáveis em abastecer áreas específicas do TECAB. Algumas das Subestações já existentes (SE-298, SE-300, SE-330, SE-523, SE-524, SE-5142, SE-33010) estão descritas a seguir, assim como a futura Subestação, projetada para atender as novas instalações da ampliação do Terminal.

Subestação de Entrada SE-5142

A chegada a Cabiúnas ocorre em uma Subestação de Entrada, responsável por suprir a demanda elétrica do TECAB. Esta Subestação recebe uma linha em circuito duplo de 138 kV. Transformadores reguladores de tensão, tipo com conservador, imersos em óleo mineral, abaixam a tensão de 138 kV para 13,8 kV.

Também são utilizados os seguintes níveis de tensão: 4,16 kV, 480 V e 220/127 V.

Subestação SE-298

É a Subestação responsável por suprir a demanda elétrica das instalações da UPCGN II. Os níveis de tensão utilizados são: 13,8 kV, 480 V e 220/127 V.

Subestação SE-300

A subestação SE-300 alimenta as cargas da UPCGN III (U-300) e também as bombas de GLP. É composta por dois transformadores de força de 13,8 kV-4,16kV e dois de 13,8-0,48 kV. Resistores de aterramento, dutos de barramentos de 4,16 kV e de 480 V, quadros de distribuição de 4,16 kV e de 480 V, centros de controle de motores de 480 V, bem como carregadores de baterias, baterias, UPS e painéis dos CLPs (Controladores Lógicos Programáveis) da instrumentação, completam o sistema. Um gerador diesel de emergência alimenta as cargas essenciais, no caso de falta de energia.

Os transformadores de força é do tipo selado, imersos em óleo mineral e estão instalados em baias cobertas com bacias de contenção de óleo. Os painéis e os outros equipamentos estão instalados em sala fechada e pressurizada. Os painéis dos CLPs localizam-se em sala climatizada.

Subestação SE-330

A Subestação SE-330 é responsável por suprir a demanda elétrica dos compressores da Unidade 300. Os níveis de tensão utilizados são: 4.16 kV, 480 V e 220/127 V.

Subestação SE-523

Subestação responsável por suprir a demanda elétrica das URLs I e II do TECAB. Os níveis de tensão utilizados são 13, 8 kV, 4.16 kV, 480 V e 220/127 V.

Subestação SE-524

A subestação SE-524 alimenta a URL III (U-210), a torre de resfriamento e a central de ar comprimido. É composta por dois transformadores de força de 13,8kV-4,16kV e dois de 13,8-0,48kV. Resistores de aterramento, dutos de barramentos de 4,16 kV e de 480 V, quadros de distribuição de 4,16 kV e de 480 V, centros de controle de motores de 480 V, bem como carregadores de baterias, baterias, UPS (suprimento de energia ininterruptível) e painéis dos CLPs da

instrumentação, completam o sistema. Um gerador diesel de emergência alimentará as cargas essenciais, no caso de falta de energia.

Subestação SE-33010

Como parte do PLANGAS, a SE-33010 foi instalada para o suprimento de energia elétrica aos novos turbo compressores e seus equipamentos auxiliares, tais como resfriadores a ar (*air coolers*), compressores de ar, sistema de iluminação, sistema de ar condicionado, ponte rolante, etc.

O projeto da subestação SE-33010 segue a configuração do tipo secundário seletivo, com dupla alimentação por meio de cabos de 4,16 kV provenientes dos cubículos que serão acrescentados aos painéis existentes na subestação existente SE-330.

Na subestação, há um grupo-gerador de emergência acionado por um motor a gás natural, pronto para partir automática e imediatamente em caso de falha de suprimento de energia elétrica via Subestação de Entrada de Cabiúnas.

Os alimentadores de 4,16 kV são conectados a dois transformadores de entrada 4,16 kV – 0,48 kV que, por sua vez, estão interligados, via dutos de barra, ao Centro de Distribuição de Cargas (CDC) de 480 V. Desse CDC, são alimentadas todas as cargas elétricas dessa instalação, quer diretamente por ele, quer pelo Centro de Controle de Motores (CCM) dedicado às unidades compressoras ou aos auxiliares das unidades.

O grupo-gerador de emergência é acionado por um motor a gás natural

Nova Subestação

A nova subestação será responsável por suprir a demanda elétrica das seguintes instalações: Coletor de Condensado, URHG, URCO2 (I e II) e UPGN II. Os níveis de tensão a serem utilizados são: 13,8 kV, 4,16 kV, 480 V e 220/127 V.

Nesta nova subestação, será instalado um gerador de emergência a diesel para suprimento das cargas elétricas essenciais e um sistema ininterrupto de energia (UPS) responsável por atender cargas dos sistemas de automação e instrumentação. A demanda elétrica da UPCGN IV e da UTC II será suprida por cubículos reservas em painéis elétricos existentes na atual subestação SE-524.

A **Tabela II.4.4-1** mostra o consumo médio mensal de energia nas áreas do TECAB.

Tabela II.4.4-1 – Consumo médio mensal de energia do TECAB

Unidades	Consumo (MWh)	Consumo (%)
Consumo da URGN .	526,94	2,796991
Compressores de Gás Residual URGN	173,16	0,919131
Compressores de Gás Natural	901,2	4,783559
Compressores de Gás Residual	176,88	0,938877
Compressores de Propano	167,06	0,886752
UPGN. + UPCGN I.	21,67	0,115024
UPCGN II e III	549,28	2,915572
Utilidades	2450,38	13,00659
OSDUC I (Bombeio de Petróleo)	1780,68	9,451828
OSDUC II (Bombeio de C 2+)	366,17	1,943626
E.T.E. (Estação de Tratamento de Efluentes)	0	0
Manutenção + Administrativo		0
URL.'s (Unidades de Refrigeração de Líquidos)	10856,56	57,62649
Outros (PCOM, CTCI, CIC, SLOP. ETC)	869,55	4,615561
TOTAL TECAB	18839,53	100

II.4.5 – Uso da Água

A captação de água bruta para abastecimento do Terminal é realizada no rio Macaé, no município de Macaé (RJ). O ponto de captação localiza-se nas coordenadas geográficas 22º13' S (latitude) e 42º53' W (longitude), conforme Decreto Estadual do Rio de Janeiro n. 27.482, de 28.11.2000, que outorga à Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS o direito de captar 220 L/s, 24h/dia, pelo prazo de dez anos. Essa captação atende ao TECAB e às instalações da PETROBRAS em Imbetiba (Macaé) por meio de adutoras independentes.

A adutora que atende o TECAB é uma tubulação de 10" de diâmetro e 18 km de comprimento, com vazão de projeto de 200 m³/h. O sistema de captação abastece o Tanque de Água Bruta (TQ-512101), com capacidade de 10.740 m³, que abastece a Estação de Tratamento de Água - ETA (UT-512101), que possui capacidade para tratar até 200 m³/h de água.

A ETA (UT-512101) do TECAB tem como finalidade tratar a água bruta captada no rio Macaé, em atendimento aos padrões CONAMA de potabilidade (Resolução.357/05) e os parâmetros determinados pela Portaria MS-518/94.

A ETA é do tipo aberta, com processo convencional (floculação, decantação com módulos tubulares, filtração e desinfecção). Na água bruta adiciona-se sulfato de alumínio (coagulante), carbonato de sódio (alcalinizante) e hipoclorito de sódio (pré-cloração) e, ao término do processo, são injetados carbonato de sódio (correção de pH) o hipoclorito de sódio (desinfecção).

O sistema de tratamento de água do TECAB ainda é composto por uma antiga ETA (Z-51007/6), anterior à ETA UT-512101. A água bruta oriunda do tanque TQ-51001 (1.200 m³) por gravidade é tratada nesta unidade (Z-51007/6), com capacidade de projeto de 50 m³/dia, e segue para o tanque TQ-51002, que tem capacidade para 100 m³.

A partir do tanque TQ-51002 é feita a alimentação da torre de resfriamento TR-51001. A água tratada é encaminhada às torres de resfriamento e aos reservatórios de água potável. O consumo atual de água no TECAB está em torno de 3.185 m³/dia.

A torre de resfriamento TR-512402, com capacidade de 7.200 m³/h, além de fornecer água atualmente à URL III (U-210) e à UPCGN III (U-300), também será responsável em atender as novas Unidades do TECAB, com exceção do Sistema de Injeção de C5+, que será alimentado pela TR-51001.

Para a ampliação do TECAB, a água de serviço será proveniente do tanque de água bruta existente TQ-512101.

Está sendo estimado um consumo adicional de água bruta em torno de 555 m³/dia para as novas unidades do TECAB. Este incremento no consumo será suprido pelas instalações já existentes no Terminal, que possui capacidade para atender a nova demanda, pois o consumo de água estimado para atender o PLANGAS será suficiente para atender também as novas instalações do TECAB. Dessa forma, não haverá um consumo de água adicional além do montante já licenciado pelo TECAB.

As **Figuras II.4.5-1 e II.4.5-2** mostram o balanço hídrico do Terminal considerando as situações atual e futura.

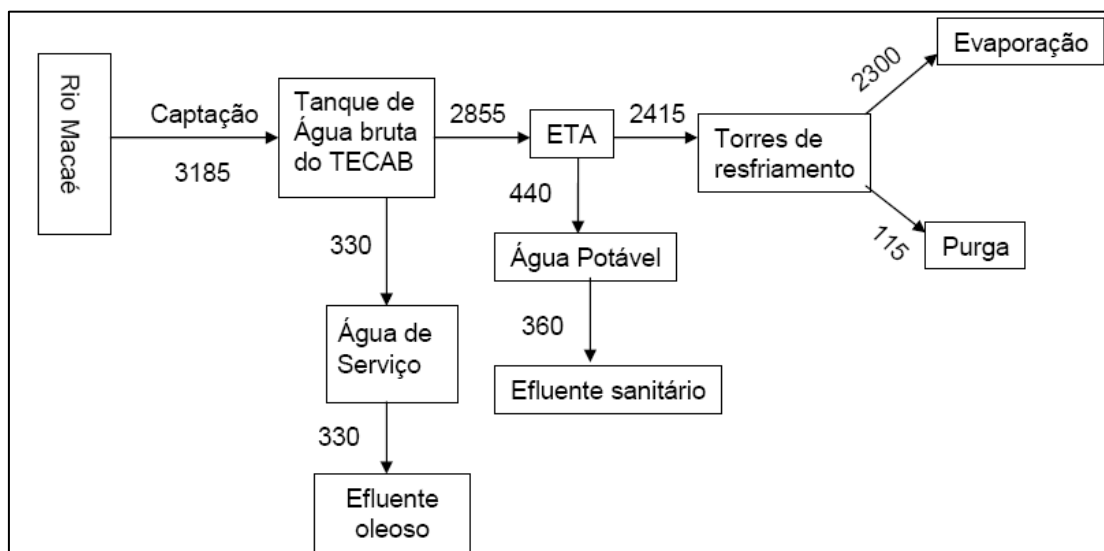


Figura II.4.5-1 – Balanço Hídrico geral com as instalações futuras (m³/dia)

A circulação de água industrial no circuito fechado da Situação Atual é de aproximadamente 297.000 m³/dia.

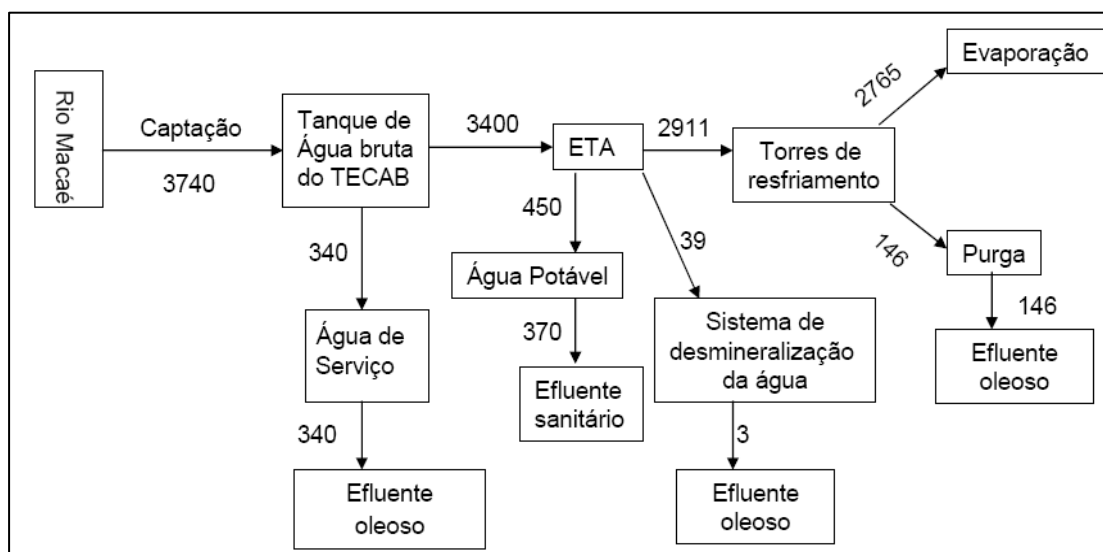


Figura II.4.5-2 – Balanço Hídrico geral com as instalações futuras (m³/dia)

Na Situação Futura, a circulação de água industrial no circuito fechado será de aproximadamente 361.056 m³/dia.

Tabela II.4.5-1 – Consumo de água no PLANSAL

Cenário	Consumo de água (m³/dia)
Atual	3185
Ampliação do TECAB	555
Total Futuro	3740

Os efluentes totais oleosos do Terminal são apresentados na **Tabela II.5.1-1**, no item a seguir, uma vez que o Balanço Hídrico não engloba água pluvial contaminada e água separada do petróleo da Bacia de Campos.

II.5 – TECNOLOGIAS E SISTEMAS DE CONTROLE AMBIENTAL

II.5.1 – Efluentes Líquidos

O Terminal prevê a geração de 310 m³/dia de efluentes devido à operação das novas instalações, distribuídos entre inorgânicos, sanitários e oleosos, conforme mostra a **Tabela II.5.1-1**.

Tabela II.5.1-1 – Efluentes Gerados no TECAB com o PLANSAL

Cenário	Efluente Sanitário (m³/dia)	Efluente Oleoso (m³/dia)	Efluente Inorgânico (m³/dia)	Efluente Orgânico (m³/dia)	Total Efluentes (m³/dia)
Situação Atual	360	1200	0,82	0	1561
Novas instalações	10	300	0,04	2,87	313
Total Futuro	370	1500	0,86	2,87	1874

Os efluentes inorgânicos referem-se àqueles gerados no laboratório. Os efluentes inorgânicos das torres de resfriamento são misturados aos oleosos e, desta maneira, estão quantificados como tal.

O efluente orgânico se refere à monoetanolamina, que será gerada exclusivamente nas URCO2 I e II. O efluente será enviado para um reservatório da URCO2 e posteriormente para uma ETE licenciada externa ao TECAB.

Os efluentes oleosos apresentados anteriormente no Balanços Hídricos (**Figuras II.4.6-1 e II.4.6-2**) são inferiores aos apresentados na **Tabela II.5.1-1**, uma vez que nos Balanços Hídricos não são contabilizados os efluentes oleosos decorrentes de água pluvial contaminada, água oleosa separada do petróleo da Bacia de Campos e drenos de equipamentos com óleo lubrificante.

A **Tabela II.5.1-2** mostra o local de geração e a destinação dos efluentes para as situações atuais e futuras do Terminal.

Tabela II.5.1-2 – Local de geração e destinação

Efluente	Fonte de Geração	Destinação Atual	Destinação Futura
Sanitário	<ul style="list-style-type: none">• Sanitários;• Refeitórios.	Encaminhado a sumidouros (fossa séptica) e posteriormente para empresa especializada no tratamento	Não haverá alteração
Oleoso	<ul style="list-style-type: none">• Água produzida (separada do petróleo);• Purga de torres de resfriamento;• Lavagens de pisos;• Água pluvial contaminada;• Drenos de equipamentos com óleo lubrificante.	Enviado para tratamento na REDUC pelo oleoduto OSDUC I	Tratamento em ETE a ser construída. O efluente tratado será lançado em poço profundo na Barra do Furado
Inorgânico	<ul style="list-style-type: none">• Laboratório	Acondicionado em bombonas; enviados a empresas externas especializadas no tratamento	Não haverá alteração
Orgânico (monoetanolamina)	<ul style="list-style-type: none">• URCO2 I e II	Não há geração atual	Tratamento em ETE externa

O lançamento do efluente oleoso e inorgânico gerado no Terminal será realizado por injeção em poço profundo na Barra do Furado após passarem por tratamento adequado, enquanto os efluentes sanitários serão lançados em sistema de fossa séptica e sumidouro.

Sistema de Tratamento de Efluentes Industriais

Atualmente os efluentes oleosos são enviados para a REDUC através do oleoduto OSDUC I. Encontra-se em processo de licenciamento a instalação de uma nova Estação de Tratamento de Efluentes, que irá tratar todo o efluente industrial gerado no TECAB, conforme descrito a seguir.

Estação de Tratamento de Efluentes Futura

O empreendimento consiste na implantação de uma nova ETE no TECAB, de um duto de aproximadamente 70 km de extensão entre o Terminal de Cabiúnas e a Estação de Barra do Furado, assim como dos sistemas de armazenamento e bombeamento em Barra do Furado, destinados à disposição final da água de formação por meio de injeção em poço.

A ETE será projetada para uma vazão de até 100 m³/h, operando de forma contínua durante 24 horas por dia. A caracterização média do efluente após o tratamento na ETE está indicada na **Tabela II.5.1-3**.

Tabela II.5.1-3 – Caracterização média do efluente após tratamento na ETE

Parâmetros	Concentração	Unidade
Sólidos suspensos	≤ 20	mg/L
Óleos e graxas	≤ 500	mg/L
pH	7 - 7,5	-
Sulfetos	< 1,0	mg/L
Amônia	80	mg/L
DBO ₅ total	1.000	mg/L
DBO ₅ solúvel	600	mg/L
Carbono orgânico total	360	mg/L
Fósforo	< 0,1	mg/L
Fenóis	10	mg/L
Salinidade	50.000	mg de NaCl/L
Alcalinidade forte (OH ⁻)	ausente	-
Alcalinidade fraca (CO ₃ ⁻² , HCO ⁻³ , borato, outros ânions fracos)	1.500	mg/L
Bário	70	mg/L
Boro	30	mg/L
Cádmio	<0,001	mg/L
Cálcio	2.600	mg/L
Chumbo	< 0,001	mg/L

Parâmetros	Concentração	Unidade
Cobre	0,0025	mg/L
Cromo	0,002	mg/L
Dureza	7.000	mg de CaCO ₃ /L
Estanho	< 0,001	mg/L
Ferro	2	mg/L
Magnésio	830	mg/L
Manganês solúvel	0,8	mg/L
Níquel	< 0,001	mg/L
Potássio	350	mg/L

Sistema de recebimento de água oleosa

O Terminal também recebe água de formação (água oleosa oriunda da extração do petróleo) e recebida em caminhões a vácuo, seguirá para o tanque para águas de caminhão, onde ocorrerá a decantação dos sólidos suspensos presentes. O tanque apresentará duas correntes de saída, uma de água oleosa e outra de lodo oleoso.

Tanque de carga

A água de formação recebida no Terminal será bombeada junto com o petróleo para os tanques de armazenamento. Após um período em repouso, devido à diferença de densidade, a água passará a ocupar a parte inferior do tanque e o óleo a superior. A água decantada será então drenada do tanque de armazenamento e bombeada para os tanques de carga da nova ETE.

Juntamente com a água de produção, a água oleosa proveniente da descarga de caminhões, a drenagem dos tanques de *slop* e, ocasionalmente, a água contaminada também serão encaminhadas para o tanque de carga da ETE.

Os tanques de carga da estação foram projetados para amortecer variações de vazão e consistirão na primeira etapa de remoção de óleo. Para tal, o equipamento será dotado de sistema flutuante de recolhimento de óleo.

Flotação

A remoção dos óleos ainda contidos no efluente será realizada por dois flotadores a ar induzido. Em caso de manutenção de um dos equipamentos a

vazão processada será reduzida para 70 m³/h, que representa a capacidade de projeto de um flotador.

Os óleos flotados serão encaminhados para um poço de recalque e deste bombeados para os tanques de *slop* e deste será encaminhado para injeção no sistema de petróleo.

Filtração em Leito de Areia

O efluente proveniente da etapa da remoção de óleo escoará para o poço de alimentação dos filtros de areia. A partir do poço de alimentação, o efluente será recalcado para um conjunto de filtros de areia em pressão. Os filtros de areia irão garantir um residual de sólidos suspensos inferior a 20 mg/l.

O sistema de contralavagem dos filtros de areia totalmente automatizado e controlado por um programador será provido de bombas, compressores e outros equipamentos necessários.

Os despejos da contralavagem dos filtros de areia serão encaminhados para o tanque para decantação, onde ocorrerá a separação de duas correntes, a corrente de fundo, com alta concentração de sólidos, será encaminhada para o sistema de centrifugação de lodo inorgânico, enquanto a corrente de topo, com baixa concentração de sólidos deverá ser encaminhada por bombeamento para os tanques de acúmulo e recebimento. O efluente resultante do tratamento nos filtros de areia será encaminhado para o tanque efluente tratado.

Sistema de Tratamento de Água Contaminada

Os efluentes contaminados gerados no Terminal serão encaminhados para os tanques de água contaminada, com capacidade de 300 m³ cada.

O efluente será então bombeado para a bacia de coagulação, onde ocorrerá adição de sulfato férrico; em seguida o efluente será extravasado para a bacia de floculação, onde ocorrerá adição de solução de polieletrólito. O efluente seguirá então para os flotadores a ar dissolvido.

Após a flotação, o efluente será enviado para a bacia de efluente flotado e em seguida será encaminhado por gravidade para a corrente de entrada da bacia de efluente tratado, apresentando também a opção de ser encaminhado para o sistema de filtros de areia.

O óleo flotado será encaminhado para a bacia de óleo, de onde será bombeado para os tanques de *slop*.

Sistema de tratamento de Lodo Oleoso

O lodo coletado na bacia de lodo de água de caminhão será bombeado para um sistema de centrifugação. O lodo oleoso proveniente da centrífuga possuirá um teor de 20% de sólidos.

Sistema de Tratamento de Lodo Inorgânico

O lodo inorgânico gerado no sistema de filtração será bombeado para um sistema de centrifugação. O lodo oleoso proveniente da centrífuga possuirá um teor de 20% de sólidos.

Armazenamento e transferência para Barra do Furado

A água produzida tratada na ETE será enviada para armazenamento no tanque de carga da ETE existente.

O efluente acumulado no tanque será bombeado através de um duto de epóxi reforçado com fibra de vidro, com diâmetro de 8 polegadas, para a Estação de Barra do Furado.

Armazenamento e injeção em Barra do Furado

O efluente bombeado a partir de Cabiúnas será armazenado em dois tanques, com capacidade de 800 m³ cada, e será posteriormente bombeado para injeção em poço profundo.

A construção da ETE atende às exigências de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) 02/08, celebrado com a FEEMA, em 8 de setembro de 2008, e do Aditivo celebrado com o INEA em 23 de dezembro de 2010.

Sistema de Tratamento de Efluentes Sanitários

Os esgotos sanitários são tratados por sistemas de fossas sépticas, filtros anaeróbios de fluxo ascendente e sumidouros, de acordo com a NBR-7229, sendo devidamente dimensionados e monitorados. Sua limpeza é feita num período máximo de seis meses e o lodo removido é enviado para uma estação de tratamento de efluentes externa, devidamente regularizada e atendendo à legislação.

Essa solução foi adotada por não existir próximo ao Terminal sistema de coleta pública nem corpo hídrico capaz de receber tais efluentes.

Atualmente a geração de efluentes sanitários é de aproximadamente 360 m³/dia e a implantação das novas unidades do TECAB irá gerar na etapa de operação um volume adicional de 10 m³/dia (aumento de aproximadamente 3 %). O sistema de fossa séptica já instalado possui capacidade para atender à nova demanda.

Na fase de obras, serão implantados sistemas idênticos em cada área de canteiro, que serão removidas ao final das obras.

II.5.2 – Emissões Atmosféricas

O Terminal possui em seu processo emissões de poluentes atmosféricos advindos de fontes quentes e fontes frias.

As fontes quentes se referem às emissões decorrentes de fontes de combustão, que no caso do TECAB decorre da queima de gás nas turbinas e fornos e de efluentes gasosos na tocha, gerando emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), óxidos de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), hidrocarbonetos e gases de efeito estufa (CO₂, CH₄, N₂O).

As fontes frias englobam as emissões evaporativas e fugitivas de compostos orgânicos voláteis (COV) do processo:

- Emissões Evaporativas: decorrentes dos tanques de armazenamento;
- Emissões Fugitivas: decorrentes dos acessórios de tubulação (válvulas, flanges, bombas, compressores), separador água/óleo (SAO), torres de refrigeração.

A ampliação do Terminal implicará em novas fontes quentes de emissão, aumento das emissões fugitivas dos acessórios, das emissões do SAO e da tocha de superfície. As emissões atmosféricas previstas na operação atual e futura do Terminal foram quantificadas conforme apresentado nos itens a seguir.

A **Figura II.5.2-1** mostra a localização das fontes de emissão de poluentes atmosféricos atuais e futuras do TECAB.

Figura II.5.2-1: Fontes de Emissão de Poluentes Atmosféricos

II.5.2.1 – Fontes Quentes

Situação Atual e Futura

As fontes quentes a serem instaladas na ampliação do TECAB são:

- 1 forno na Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN II);
- 1 forno na Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN IV);
- 1 forno na Unidade de Remoção de CO₂ (URCO2 I);
- 1 forno na Unidade de Remoção de CO₂ (URCO2 II);
- 1 chaminé do motor do gerador da nova Subestação;
- Aumento das emissões da tocha de superfície já existente;
- 1 conversor de H₂S para as URCO2;
- 2 *vents stacks*: 1 para cada URCO2 I e II (apenas gases de efeito estufa).

A tocha de superfície (*Ground Flare*) será a única fonte já existente que terá um aumento de emissões devido à ampliação do TECAB. As tochas não são responsáveis pela combustão contínua de correntes do processo. Quando há paradas não programadas ou alívio de correntes no processo, estas correntes são encaminhadas à tocha para que seus compostos sejam oxidados antes do lançamento na atmosfera.

Para a tocha de superfície considerou-se o aumento no alívio oriundo do incremento do processamento de gás natural de 25 % em relação a 2010. Para as demais tochas, que podem receber os alívios oriundos do futuro processamento de condensado, não são estimados potenciais aumentos em relação aos quantitativos de 2010.

Considerando os alívios emergenciais de correntes ricas em sulfeto de hidrogênio provenientes das novas Unidades de Remoção de CO₂ (URCO2 I e II) está previsto um conversor de H₂S. Para as URCO2 também estão previstos 2 *vent stacks* para liberação do CO₂ proveniente da seção de tratamento de gás ácido.

Todas as informações sobre as fontes e taxas de emissões foram fornecidas pela PETROBRAS. As taxas de emissão foram simuladas pelo Sistema de Gerenciamento de Emissões da PETROBRAS (SIGEA), que utiliza os fatores de

emissão do AP-42 da Agência Ambiental dos Estados Unidos – *United States Environmental Protection Agency* (USEPA). Os fatores da USEPA consideram as diferentes tipologias das fontes de combustão, os combustíveis utilizados e seus respectivos consumos.

As emissões simuladas no SIGEA para as fontes já existentes foram obtidas com base nas emissões de 2010. Para as emissões das fontes futuras foram utilizados os consumos de gás natural previstos no projeto de ampliação do TECAB.

As **Tabelas II.5.2.1-1 e II.5.2.1-2** apresentam as características e taxas de emissão das principais fontes quentes nas situações atual e futura do Terminal, respectivamente.

Tabela II.5.2.1-1 – Características físicas das principais fontes pontuais de emissão do TECAB – Situação Atual

Fonte	Equipamento Gerador	Combustível	Consumo combustível (t/a)	Coordenada X	Coordenada Y	Altura (m)	Cota (m)	Diâmetro (m)	Area (m²)	Veloc. Saída (m/s)	Temperatura		Taxas de Emissão (g/s)					
											(°C)	(K)	NOX	CO	MP	SOX	HCNM	HCT
Chaminé GE52301	Motor	Diesel	2,03	219502	7532745	4,35	26,5	0,152	0,018	10	535	808	0,0056	0,0012	0,0004	0,0005	0,0003	0,0005
Chaminé GE20401	Motor	Diesel	2,03	219700	7533024	4,35	12,5	0,152	0,018	10	535	808	0,0056	0,0012	0,0004	0,0005	0,0003	0,0005
Chaminé GE5201	Motor	Diesel	2,03	219865	7532904	4,35	15	0,152	0,018	10	535	808	0,0043	0,001	0,0001	0,0005	0,0000	0,0001
Chaminé B66404B	Motor	Diesel	2,03	220221	7532783	3	13	0,152	0,018	10	535	808	0,0056	0,0012	0,0004	0,0005	0,0003	0,0005
Chaminé B20903B	Motor	Diesel	2,03	219601	7532553	3	22	0,152	0,018	10	535	808	0,0056	0,0012	0,0004	0,0005	0,0003	0,0005
Chaminé B66401C	Motor	Diesel	2,03	220221	7532786	3	13	0,152	0,018	10	535	808	0,0056	0,0012	0,0004	0,0005	0,0000	0,0005
Chaminé B66401B	Motor	Diesel	2,03	220221	7532789	3	13	0,152	0,018	10	535	808	0,0043	0,001	0,0001	0,0005	0,0000	0,0001
Chaminé B66402	Motor	Diesel	2,03	220221	7532792	3	13	0,152	0,018	10	535	808	0,0043	0,001	0,0001	0,0005	0,0003	0,0001
Chaminé TC C33003A	TC	Gás	8599,81	219370	7533023	13,3	12,5	0,914	0,657	24	527	800	1,9523	0,5008	0,0403	0	0,0129	0,0653
Chaminé TC C33003B	TC	Gás	8599,81	219367	7533023	13,3	12,5	0,914	0,657	24	527	800	1,9523	0,5008	0,0403	0	0,0129	0,0653
Chaminé TC C33003C	TC	Gás	8599,81	219364	7533023	13,3	12,5	0,914	0,657	24	527	800	1,9523	0,5008	0,0403	0	0,0129	0,0653
Chaminé TC C33003D	TC	Gás	8599,81	219361	7533023	13,3	12,5	0,914	0,657	24	527	800	1,9523	0,5008	0,0403	0	0,0129	0,0653
Chaminé F-29801	Forno UPCGN II	Gás	2722,69	219471	7532566	52,8	26,5	0,840,	0,554	10	302	575	0,1971	0,1527	0,0138	0	0,0158	0,02
Chaminé F-29601	Forno UPCGN I	Gás	880,42	219715	7533054	29,9	12,5	0,840,	0,554	10	250	523	0,1093	0,0846	0,0077	0	0,0051	0,0111
Chaminé F-20601	Forno URL I	Gás	1577,58	219433	7532710	39,09	25	0,620,	0,30,2	10	250	523	0,1142	0,0885	0,008	0	0,0093	0,0116
Chaminé F-20602	Forno URL I	Gás	3421,49	219447	7532710	29,9	25	0,990,	0,770,	10	153	426	0,2477	0,1919	0,0174	0	0,0199	0,0251
Chaminé F-20701	Forno URL II	Gás	1397,58	219393	7532710	39,09	25	0,620,	0,30,2	10	250	523	0,1012	0,0784	0,0071	0	0,0080	0,0103
Chaminé F-20702	Forno URL II	Gás	2826,94	219379	7532710	29,9	25	0,990,	0,770,	10	153	426	0,2047	0,1585	0,0143	0	0,0164	0,0208
Chaminé F-20401	Forno	Gás	306,72	219655	7533054	29,9	12,5	0,620,	0,30,2	10	153	426	0,0533	0,0413	0,0037	0	0,0019	0,0054
Chaminé TC C-33003 E	TC	Gás	2668,52	219180	7533154	13,3	15	0,914	0,657	24	527	800	0,7898	0,373	0,03	0	0,0039	0,0486
Chaminé TC C-33003 F	TC	Gás	2668,52	219177	7533154	13,3	15	0,914	0,657	24	527	800	0,7898	0,373	0,03	0	0,0039	0,0486
Chaminé TC C-33003 G	TC	Gás	2668,52	219174	7533154	13,3	15	0,914	0,657	24	527	800	0,7898	0,373	0,03	0	0,0039	0,0486
Chaminé TC C-33003 H	TC	Gás	2668,52	219171	7533154	13,3	15	0,914	0,657	24	527	800	0,7898	0,373	0,03	0	0,0039	0,0486
Chaminé TC C-33003 I	TC	Gás	2668,52	219168	7533154	13,3	15	0,914	0,657	24	527	800	0,7898	0,373	0,03	0	0,0039	0,0486
Chaminé TC C-33003 J	TC	Gás	2668,52	219165	7533154	13,3	15	0,914	0,657	24	527	800	0,7898	0,373	0,03	0	0,0039	0,0486
Chaminé F-30001	Forno UPCGN III	Gás	2722,69	219485	7532484	52,8	26,5	0,840,	0,554	10	302	575	0,1971	0,1527	0,0138	0	0,0158	0,02
Chaminé F-21001	Forno URL III	Gás	225,6	219245	7532710	39,09	25	0,620,	0,30,2	10	250	523	0,0653	0,0506	0,0046	0	0,0013	0,0066
Chaminé F-21002	Forno URL III	Gás	708,57	219258	7532710	29,9	25	0,990,	0,770,	10	153	426	0,2052	0,1589	0,0144	0	0,0042	0,0208
Tocha TA-541001	Tocha	Gás	3342	219499	7533198	60	22,5	0,520,	0,212	135	1000	1.273	0,2763	1,6025	0,4064	0	0,7520	9,2098
Tocha TA-541002	Tocha	Gás	3342	219498	7533198	60	22,5	0,520,	0,212	80	1000	1.273	0,2763	1,6025	0,4064	0	0,7520	9,2098
Ground Flare	Tocha	Gás	16208	218970	7533538	12	40	94	6939,8	0,004	1000	1.273	0,8527	4,9458	1,2544	0	1,4590	11,3695
TOTAL (g/s)													15,49	13,56	2,52	0	3,14	30,50
TOTAL (t/ano)													481,78	421,74	78,24	0,12	97,57	948,56

Tabela II.5.2.1-2 – Características físicas das principais fontes pontuais de emissão do TECAB – Fontes da Ampliação do TECAB

Fonte	Equipamento Gerador	Combustível	Consumo combustível (t/a)	Coordenada X	Coordenada Y	Altura (m)	Cota (m)	Diâmetro (m)	Area (m²)	Veloc. Saída (m/s)	Temperatura		Taxas de Emissão (g/s)					
											(°C)	(K)	NOX	CO	MP	SOX	HCNM	HCT
Ground Flare	Tocha	Gás	20260	218970	7533538	12	40	94	6939,8	0,005	1000	1273	0,213	1,236	0,31	0	0,3647	2,842
Chaminé GE da Ampliação	Motor	Diesel	2,03	219275	7532624	4,35	32	0,152	0,018	10	535	808	0,006	0,001	0,001	0	0,0003	0,001
Forno (F-30101)	Forno	Gás	2722,69	219115	7532604	52,8	32	0,62	0,302	10	302	575	0,197	0,153	0,014	0	0,00	0,02
Forno (F-30301)	Forno	Gás	22464	219335	7532624	70	32	1,4	1,539	14	211	484	1,23	0,54	0,05	0	0,06	0,07
Forno (F-30401)	Forno	Gás	22464	219385	7532624	70	32	1,4	1,539	14	211	484	1,23	0,54	0,05	0	0,06	0,07
Forno (F-21101)	Forno	Gás	9600	219195	7532614	62	32	1,1	0,95	10,7	271	544	2,88	1,27	0,11	0	0,13	0,17
Conversor H ₂ S	Forno URCO ₂	Gás	10574,4	219335	7532634	20	32	1,1	0,95	10,7	271	544	0,75	0,6	0,05	0	0,063	0,08
TOTAL (g/s)													6,51	4,34	0,59	0	0,67	3,25
TOTAL (t/ano)													202,37	135,01	18,31	0	20,99	101,19

Gases de Efeito Estufa

As estimativas de emissões de gases de efeito estufa foram simuladas pelo SIGEA e fornecidas pela PETROBRAS.

A simulação do SIGEA utiliza os fatores de emissão do AP-42 da Agência Ambiental dos Estados Unidos – *United States Environmental Protection Agency* (USEPA). As **Tabelas II.5.2.1-3 e II.5.2.1-4** apresentam os resultados das estimativas de emissões realizadas para as Situações Atual e Futura, respectivamente. Os fatores de emissão utilizados consideram que ocorre combustão completa do gás natural.

Tabela II.5.2.1-3 - Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa – Situação Atual

Fonte	Equipamento Gerador	Combustível	Consumo combustível (t/a)	T (°C)	T (K)	Taxas de Emissão (t/a)			
						CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ Equivalente
Chaminé GE52301	Motor	Diesel	2,03	535	808	6,46	0,01	0	6,87
Chaminé GE20401	Motor	Diesel	2,03	535	808	6,46	0,01	0	6,87
Chaminé GE5201	Motor	Diesel	2,03	535	808	6,46	0	0	6,53
Chaminé B66404B	Motor	Diesel	2,03	535	808	6,46	0,01	0	6,87
Chaminé B20903B	Motor	Diesel	2,03	535	808	6,46	0,01	0	6,87
Chaminé B66401C	Motor	Diesel	2,03	535	808	6,46	0	0	6,53
Chaminé B66401B	Motor	Diesel	2,03	535	808	6,46	0	0	6,53
Chaminé B66402	Motor	Diesel	2,03	535	808	6,46	0,01	0	6,87
Chaminé TC C33003A	TC	Gás	8599,81	527	800	22598,74	1,63	0,57	22809,48
Chaminé TC C33003B	TC	Gás	8599,81	527	800	22598,74	1,63	0,57	22809,48
Chaminé TC C33003C	TC	Gás	8599,81	527	800	22598,74	1,63	0,57	22809,48
Chaminé TC C33003D	TC	Gás	8599,81	527	800	22598,74	1,63	0,57	22809,48
Chaminé F-29801	Forno UPGCN II	Gás	2722,69	302	575	7154,74	0,13	0,12	7196,03
Chaminé F-29601	Forno UPGCN I	Gás	880,42	250	523	2313,59	0,04	0,04	2326,94
Chaminé F-20601	Forno URL I	Gás	1577,58	250	523	4145,59	0,08	0,07	4169,51
Chaminé F-20602	Forno URL I	Gás	3421,49	153	426	8991,05	0,16	0,16	9042,93
Chaminé F-20701	Forno URL II	Gás	1397,58	250	523	3672,6	0,07	0,06	3693,79
Chaminé F-20702	Forno URL II	Gás	2826,94	153	426	7428,69	0,14	0,13	7471,56
Chaminé F-20401	Forno	Gás	306,72	153	426	806	0,01	0,01	810,65
Chaminé TC C-33003 E	TC	Gás	2668,52	527	800	7012,39	0,51	0,18	7077,78
Chaminé TC C-33003 F	TC	Gás	2668,52	527	800	7012,39	0,51	0,18	7077,78
Chaminé TC C-33003 G	TC	Gás	2668,52	527	800	7012,39	0,51	0,18	7077,78
Chaminé TC C-33003 H	TC	Gás	2668,52	527	800	7012,39	0,51	0,18	7077,78

Fonte	Equipamento Gerador	Combustível	Consumo combustível (t/a)	T (°C)	T (K)	Taxas de Emissão (t/a)			
						CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ Equivalente
Chaminé TC C-33003 I	TC	Gás	2668,52	527	800	7012,39	0,51	0,18	7077,78
Chaminé TC C-33003 J	TC	Gás	2668,52	527	800	7012,39	0,51	0,18	7077,78
Chaminé F-30001	Forno UPCGN III	Gás	2722,69	302	575	7154,74	0,13	0,12	7196,03
Chaminé F-21001	Forno URL III	Gás	225,6	250	523	592,84	0,01	0,01	596,27
Chaminé F-21002	Forno URL III	Gás	708,57	153	426	1862	0,03	0,03	1872,75
Tocha TA-541001	Tocha	Gás	3342	1000	1.273	8343,19	143,71	0,27	11444,98
Tocha TA-541002	Tocha	Gás	3342	1000	1.273	8343,19	143,71	0,27	11444,98
Ground Flare	Tocha	Gás	16208	1000	1.273	41740,95	278,78	1,31	48002,42
TOTAL (t/ano)						235.070,2	576,63	5,96	249.027,4

Tabela II.5.2.1-4 - Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa – Fontes da Ampliação do TECAB

Fonte	Equipamento Gerador	Combustível	Consumo combustível (t/a)	T (°C)	T (K)	Taxas de Emissão (t/a)			
						CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ Equivalente
Ground Flare	Tocha	Gás	20260	1000	1273	10435,24	69,70	0,33	12000,61
Chaminé GE da Ampliação	Motor	Diesel	2,03	535	808	6,46	0,01	0	6,87
Forno (F-30101)	Forno UPGN IV	Gás	2722,69	302	575	7155	0,13	0,12	7196
Forno (F-30301)	Forno URCO2 II	Gás	22464	211	484	24023	0,47	0,45	24173
Forno (F-30401)	Forno URCO2 II	Gás	22464	211	484	24023	0,47	0,45	24173
Forno (F-21101)	Forno UPGN III	Gás	9600	271	544	56214	1,09	1,05	56565
Conversor H ₂ S	Forno URCO2	Gás	10574,4	271	544	26462	0,52	0,49	26626
Vent da URCO2 I	-	-	-	55	328	93,68	0,46	-	103,34
Vent da URCO2 II	-	-	-	55	328	93,68	0,46	-	103,34
TOTAL (t/ano)						148.506,06	73,31	2,89	150.947,16

A **Tabela II.5.2.1-5** traz a consolidação das emissões atmosféricas das fontes quentes do TECAB, apresentando as emissões atuais, as emissões apenas da ampliação do Terminal e as emissões totais futuras.

Tabela II.5..12-5– Consolidação das emissões das fontes quentes

Cenário	Emissões em t/ano – fontes quentes						
	NOx	CO	MP	SOx	HCNM	HCT	CO ₂ Equivalente
Situação Atual	481,78	421,74	78,24	0,12	97,57	948,56	249.027
Ampliação do TECAB	202,37	135,01	18,31	0,00	20,99	101,19	150.947
TOTAL Situação Futura	684,15	556,75	96,55	0,12	118,56	1049,75	399.974

II.5.2.2 – Fontes Frias

Emissões Evaporativas

As emissões evaporativas do TECAB são provenientes de tanques de armazenamento:

Para estimar as emissões evaporativas de compostos orgânicos voláteis foi utilizado o programa TANKS 4.09d disponibilizado pelo *United States Environmental Protection Agency* (USEPA). As informações sobre os tanques e suas emissões foram fornecidas pela PETROBRAS.

Os dados de entrada no programa são constituídos de dados meteorológicos da região onde estarão os tanques, informações sobre o produto que será movimentado e especificações dos tanques.

Dados Meteorológicos

Para a estimativa das emissões dos tanques são necessários dados meteorológicos de no mínimo três anos consecutivos dos seguintes parâmetros:

- Temperatura Média (°F);
- Pressão Atmosférica Média (psi);

- Médias Mensais de Temperatura Máxima (°F);
- Médias Mensais de Temperatura Mínima (°F);
- Médias Mensais de Velocidades do Vento (mph - milha por hora);
- Médias Mensais de Fatores de Insolação (Btu/day ft²).

A fonte dos dados meteorológicos estão listadas na **Tabela II.5.2.2-1**.

Os dados meteorológicos brutos inseridos no programa são apresentados no **Anexo 4** e os dados consolidados no programa TANKS são mostrados na **Tabela II.5.2.2-1**.

Tabela II.5.2.2-1– Dados meteorológicos consolidados

Parâmetro	Valor
Temperatura Média (°F)	74,1
Pressão Atmosférica Média(psi)	14,7
Médias Mensais de Temperatura máxima (°F)	96,22
Médias Mensais de Temperatura mínima (°F)	60,95
Médias Mensais de Velocidade do Vento (mph)	5,9
Médias Mensais de Fatores de Insolação (BTU/dia.ft2)	1540,08

(Fonte: PETROBRAS)

Dados do Produto Movimentado

Os dados físico-químicos do produto movimentado necessários à modelagem matemática no programa TANKS são:

- Categoria do produto (líquidos orgânicos, destilados, óleos);
- Densidade do líquido;
- Peso molecular em estado líquido e vapor;
- Curva de pressão de vapor entre 40 °F e 100 °F.

Os dados dos produtos movimentados podem ser utilizados da biblioteca do programa ou cadastrados de acordo com as características do produto.

Especificações dos tanques

As especificações dos tanques necessárias à realização da estimativa no programa TANKS variam de acordo com o tipo de tanque.

Os tanques do TECAB são verticais de teto flutuante para este tipo de tanque os dados de entrada no TANKS são:

- Diâmetro;
- Comprimento;
- Volume de trabalho;
- “Turnovers” (giro anual);
- Movimentação anual;
- Cor/condição do costado externo (boa, levemente oxidado, etc.);
- Temperatura do líquido, caso seja aquecido;
- Acessórios dos tanques.

A modelagem no TANKS foi realizada com as unidades de medida no sistema ASTM. A **Tabela II.5.2.2-2** apresenta os fatores de conversão utilizados na conversão das unidades do sistema SI para o sistema ASTM.

Tabela II.5.2.2-2 – Fatores de conversão da unidades*

Grandeza	Unidades		Fator de Conversão
	SI	ASTM	
Massa Molecular	g/mol	lb/mol	0,002205
Pressão	mbar	psi	0,0145038
Densidade	g/cm ³	lb/gal	8,345405
Movimentação	m ³ /ano	gal/ano	264,172052
Comprimento	m	ft	3,28084
Insolação	W/m ²	Btu/ft ² day	7,60796
Volume	m ³	gal	264,172052

*Para converter do SI para o ASTM, multiplicar pelo fator de conversão.

Os acessórios para cada tanque são estimados pelo programa TANKS, em função das características dos mesmos.

Todas as características dos tanques e a movimentação dos produtos podem ser visualizadas nas listagens do tipo “SUMMARY TANKS 4.09d”, apresentadas no **Anexo 4** deste EIA.

As características dos tanques e a estimativa de suas emissões anuais estão discriminadas nas **Tabelas II.5.2.2-3 e II.5.2.2-4**.

Tabela II.5.2.2-3 – Características dos tanques de armazenamento do Terminal

CARACTERÍSTICAS DOS TANQUES VERTICAIS												
Tanque (TAG)	Tipo de Tanque		Produto Armazenado	Altura (m)	Diâmetro (m)	Cor/ Condição do costado externo	Condição do costado interno	Cor/ Condição/ Tipo do teto	Forma de união das chapas	Sistema de controle	Material	Auto-Suportado
TQ-41001	Teto Flutuante	IFRT	Petróleo	14,490	73,13	Branca / Boa	Branca / Boa	Branca / Flutuante	Solda	Selo PW Sobre o líquido	AC	Sim
TQ-41002	Teto Flutuante	IFRT	Petróleo	14,570	73,13	Branca / Boa	Branca / Boa	Branca / Flutuante	Solda	Selo PW Sobre o líquido	AC	Sim
TQ-41003	Teto Flutuante	IFRT	Petróleo	14,510	73,14	Branca / Boa	Branca / Boa	Branca / Flutuante	Solda	Selo PW Sobre o líquido	AC	Sim
TQ-41004	Teto Flutuante	IFRT	Petróleo	14,530	73,14	Branca / Boa	Branca / Boa	Branca / Flutuante	Solda	Selo PW Sobre o líquido	AC	Sim
TQ-41005	Teto Flutuante	IFRT	Petróleo	14,290	73,15	Branca / Boa	Branca / Boa	Branca / Flutuante	Solda	Selo PW Sobre o líquido	AC	Sim
TQ-41006	Teto Flutuante	IFRT	Petróleo	14,530	73,16	Branca / Boa	Branca / Boa	Branca / Flutuante	Solda	Selo PW Sobre o líquido	AC	Sim
TQ-41007	Teto Flutuante	IFRT	Petróleo	14,460	72,52	Branca / Boa	Branca / Boa	Branca / Flutuante	Solda	Selo PW Sobre o líquido	AC	Sim
TQ-41008	Teto Flutuante	IFRT	Petróleo	14,470	72,52	Branca / Boa	Branca / Boa	Branca / Flutuante	Solda	Selo PW Sobre o líquido	AC	Sim
TQ-40001	Teto fixo	VFRT	C5+	12,140	8,28	Cinza / Boa	Branca / Boa	Cinza / Fixo	Solda	NA	NA	NA

CARACTERÍSTICAS DOS TANQUES VERTICAIS

Tanque (TAG)	Tipo de Tanque		Produto Armazenado	Altura (m)	Diâmetro (m)	Cor/ Condição do costado externo	Condição do costado interno	Cor/ Condição/ Tipo do teto	Forma de união das chapas	Sistema de controle	Material	Auto-Suportado
TQ-40002	Teto fixo	VFRT	C5+	12,200	8,28	Cinza / Boa	Branca / Boa	Cinza / Fixo	Solda	NA	NA	NA
TQ-40003	Teto fixo	VFRT	C5+	11,920	8,30	Cinza / Boa	Branca / Boa	Cinza / Fixo	Solda	NA	NA	NA
TQ-40004	Teto fixo	VFRT	C5+	11,960	8,30	Cinza / Boa	Branca / Boa	Cinza / Fixo	Solda	NA	NA	NA

AC: Aço Carbono

(Fonte: SIGEA - PETROBRAS)

Tabela II.5.2.2-4 – Características dos tanques de armazenamento do Terminal

CARACTERÍSTICAS DOS TANQUES VERTICAIS						SITUAÇÃO ATUAL				SITUAÇÃO FUTURA			
Tanque (TAG)	Capacidade Útil (m³)	Altura (m)	Diâmetro (m)	Coordenadas		Produto	Movimentação anual(m³)	Altura média do líquido (m)	HCT (t/ano)	Produto	Movimentação anual	Altura média do líquido (m)	HCT (t/ano)
				X	Y								
TQ-41001	60.000	14,490	73,13	219995	7532737	Petróleo	1191857	6,5	1,04	Petróleo	783000	6,5	0,80
TQ-41002	60.000	14,570	73,13	219866	7532737	Petróleo	1191857	6,5	1,04	Petróleo	783000	6,5	0,80
TQ-41003	60.000	14,510	73,14	219742	7532701	Petróleo	1191857	6,5	1,04	Petróleo	783000	6,5	0,80
TQ-41004	60.000	14,530	73,14	219995	7532608	Petróleo	1191857	6,5	1,04	Petróleo	783000	6,5	0,80
TQ-41005	60.000	14,290	73,15	219866	7532572	Petróleo	1191857	6,5	1,04	Petróleo	783000	6,5	0,80
TQ-41006	60.000	14,530	73,16	219742	7532572	Petróleo	1191857	6,5	1,04	Petróleo	783000	6,5	0,80
TQ-41007	60.000	14,460	72,52	219903	7532449	Petróleo	1191857	6,5	1,04	Petróleo	783000	6,5	0,80
TQ-41008	60.000	14,470	72,52	219774	7532449	Petróleo	1191857	6,5	1,04	Petróleo	783000	6,5	0,80
TOTAL									8,32	TOTAL			6,4

(Fonte: SIGEA - PETROBRAS)

Emissões Fugitivas

As Emissões Fugitivas são provenientes do escoamento de produtos em acessórios de tubulação, como válvulas, flanges, bombas, compressores, dentre outros.

Para estimar as emissões fugitivas decorrentes de acessórios de tubulação e dispositivos utiliza-se o método da AP42 da *United States Environmental Protection Agency* (USEPA), com fatores de emissão constantes no documento *Protocol for Equipment Leak Emission Estimates* (EPA-453/R/95-017) - *Table 2-2 - Refinery Average Emission Factors*.

Para o cálculo das emissões fugitivas são necessárias informações sobre número de acessórios ou equipamentos em função do tipo de produto movimentado (gás, líquido leve ou líquido pesado), assim como o tempo de operação.

As seguintes definições são usadas para determinar a classificação do produto que escoar pelos acessórios de tubulações:

- Gás (G): material em estado gasoso nas condições de operação;
- Líquidos leves (LL): material em estado líquido no qual a soma da concentração dos componentes da corrente com pressão de vapor acima de 0,3 kPa a 20° C seja igual ou superior a 20% em peso;
- Líquidos pesados (LP): nem gás, nem líquido leve.

As estimativas de emissões foram calculadas pelo SIGEA e fornecidas pela PETROBRAS.

A **Tabela II.5.2.2-5** apresenta as emissões fugitivas dos acessórios das unidades já existentes no TECAB.

Tabela II.5.2.2-5– Estimativa de emissões fugitivas de COV nos acessórios – Situação Atual

Acessórios	Emissão (t/ano)		
	CH4	HCNM*	HCT*
Acessórios de Linha	4,1	4,92	9,02

*HCNM: Hidrocarbonetos não metânicos (COV); HCT: Hidrocarbonetos Totais

(Fonte: SIGEA - PETROBRAS)

A **Tabela II.5.2.2-6** apresenta o quantitativo estimado dos acessórios da ampliação do TECAB, assim como suas emissões fugitivas.

Tabela II.5.2.2-6– Estimativa de emissões fugitivas de COV nos acessórios

Acessórios	Quantidade	Emissão (t/ano)		
		CH4	HCNM	HCT
LL				
Válvulas	700	0,413	0,052	0,465
Flanges	1200			
Alívio	30			
Bombas	30			
Gás				
Válvulas	3400	1,59	0,199	1,789
Flanges	4100			
Alívio	90			
Compressores	24			
TOTAL		2,00	0,25	2,25

*CH₄: Metano; HCNM: Hidrocarbonetos não metânicos (COV); HCT: Hidrocarbonetos Totais

(Fonte: SIGEA - PETROBRAS)

Emissões de Fontes Abertas

A estimativa das emissões de compostos orgânicos voláteis do Separador Água-Óleo e das torres de resfriamento foi realizada utilizando o fator de emissão do AP-42 – *Compilation of Air Pollutant Emission Factors do United States Environmental Protection Agency* (USEPA). Considerou-se o fator de emissão de um SAO sem controle de emissões (sem cobertura). A cópia da tabela do USEPA encontra na **Figura II.5.2.2-2**.

Table 5.1-2 (Metric And English Units). FUGITIVE EMISSION FACTORS
FOR PETROLEUM REFINERIES^a

EMISSION FACTOR RATING: D

Emission Source	Emission Factor Units	Emission Factors		Applicable Control Technology
		Uncontrolled Emissions	Controlled Emissions	
Cooling towers ^b	kg/10 ⁶ L cooling water	0.7	0.08	Minimization of hydrocarbon leaks into cooling water system; monitoring of cooling water for hydrocarbons
	lb/10 ⁶ gal cooling water	6	0.7	Minimization of hydrocarbon leaks into cooling water system; monitoring of cooling water for hydrocarbons
Oil/water separators ^c	kg/10 ³ L waste water	0.6	0.024	Covered separators and/or vapor recovery systems
	lb/10 ³ gal waste water	5	0.2	Covered separators and/or vapor recovery systems
Storage	See Chapter 7 - Liquid Storage Tanks			
Loading	See Section 5.2 - Transportation And Marketing Of Petroleum Liquids			

^a References 2,4,12-13.

^b If cooling water rate is unknown (in liters or gallons) assume it is 40 times the refinery feed rate (in liters or gallons). Refinery feed rate is defined as the crude oil feed rate to the atmospheric distillation column. 1 bbl (oil) = 42 gallons (gal), 1 m³ = 1000 L.

^c If waste water flow rate to oil/water separators is unknown (in liters or gallons) assume it is 0.95 times the refinery feed rate (in liters or gallons). Refinery feed rate is defined as the crude oil feed rate to the atmospheric distillation column. 1 bbl (oil) = 42 gal, 1 m³ = 1000 L.

Figura II.5.2.1-2: Cópia da Tabela 5.1-2 do AP-42, Capítulo 5.1

A **Tabela II.5.2.2-7** mostra a vazão de operação do SAO e das torres de resfriamento do TECAB, o fator de emissão utilizado e a estimativa das emissões de compostos orgânicos voláteis atuais, considerando operação anual contínua (8760 h/ano).

Tabela II.5.2.2-7– Estimativa das emissões do SAO no TECAB – Situação Atual

Coluna	a	b	c	d	e
Fonte	Vazão (m ³ /dia)	Vazão (m ³ /h)	Horas Trabalhadas (h/ano)	Fator de Emissão (kg/L)	Emissão (t/ano)
Separador Água-Óleo	1200	50	8760	0,6 * 10 ⁻³	262,80
Torre de Resfriamento	49,92	2,08	8760	0,7 * 10 ⁻⁶	0,013
TOTAL					262,81

sendo:

- Coluna a: Vazão de efluente oleoso informada pela PETROBRAS em m³/dia;
- Coluna b: Vazão em m³/h = (m³/dia)/24;

- Coluna c: Horas trabalhadas: para a estimativa de emissões, considerou-se a operação contínua durante o ano (8760 h/ano);
- Coluna d: Fator de emissão do AP-42 do USEPA;
- Coluna e: Emissão de COV (t/ano): Coluna b*Coluna c*Coluna d.

A **Tabela II.5.2.2-8** apresenta a estimativa das emissões de compostos orgânicos voláteis para a vazão adicional do SAO decorrente da ampliação do TECAB.

Tabela II.5.2.2-8– Estimativa das emissões do SAO – Ampliação do TECAB

Coluna	a	b	c	d	e
Fonte	Vazão (m ³ /dia)	Vazão (m ³ /h)	Horas Trabalhadas (h/ano)	Fator de Emissão (kg/L)	Emissão (t/ano)
Separador Água-Óleo	300	12,5	8760	0,6 * 10 ⁻³	65,70

Consolidação das Emissões

O total das emissões de compostos orgânicos voláteis e dos hidrocarbonetos totais das fontes frias do TECAB é apresentado na **Tabela II.5.2.2-9**.

Tabela II.5.2.2-9– Consolidação das emissões de COV das fontes frias

Cenário	Emissões em t/ano – fontes frias				
	HCNM (COV)*			CH ₄ (Metano)	HCT (HCNM + CH ₄)
	Tanques	Fugitivas	Fontes Abertas	Fugitivas	
Situação Atual	8,32	4,92	262,81	4,1	280,15
Situação Futura (incremento)	6,4	0,25	65,70	2,00	74,35
TOTAL – Situação Futura	14,72	5,17	328,51	6,10	354,5
TOTAL – Situação Futura	348,4			12,2	360,6

*HCNM: Hidrocarbonetos Não-Metano; HCT: Hidrocarbonetos Totais

II.5.3 – Resíduos Sólidos

As novas instalações que fazem parte do escopo deste projeto terão como resíduos sólidos os recheios dos vasos de processamento de gás natural da UPGN II, de tratamento de GLP da UPGCN IV e dos leitos fixos da URHG e da URCO2.

Esses resíduos serão devidamente analisados, acondicionados e encaminhados para reuso pelo fornecedor sem retorno para a PETROBRAS ou enviados para empresas que os reaproveitarão em seus processos.

Os resíduos industriais gerados atualmente no Terminal são apresentados na **Tabela II.5.3-1.**

Tabela II.5.3-1 – Resíduos TECAB – Situação Atual

Unidade	Resíduo	Geração Atual	Destinação
UTGN I	Leito fixo Sulfatraet HP (óxidos de ferro)	472 t/ 6 anos	Co-processamento a cada 6 anos
UTGN II	Leito fixo de Sulfatreat HP	236 t/ 6 anos	Co-processamento a cada 6 anos
URL I	Leito fixo de peneira molecular (zeólitos)	69 t/ 6 anos	Co-processamento a cada 6 anos
URL II	Leito fixo de peneira molecular	69 t/ 6 anos	Co-processamento a cada 6 anos
URL III	Leito fixo de peneira molecular	69 t/ 6 anos	Co-processamento a cada 6 anos
UPGCN II	Leito fixo de Sulfatreat HP	86 t/ 2 anos	Co-processamento a cada 2 anos
UPGCN III	Leito fixo de Sulfatreat HP	86 t/ 2 anos	Co-processamento a cada 2 anos
Geral	Industrial oleoso (borra, areia, terra, brita, isolamentos etc)	100 t/ano	Empresa especializada
Geral	Resíduos contaminados com tintas ou solventes	104 t/ano	Empresa especializada
Geral	Produtos químicos vencidos / gastos	2,2 t/ano	Empresa especializada
Geral	Lixo Comum	180 t/ano	Aterro
Geral	Industrial não-oleoso (plásticos, recipientes metálicos, vidros)	1,5 t/ano	Reciclagem
Geral	Papel não contaminado	0,6 t/ano	Reciclagem

Os resíduos são segregados, acondicionados em tambor e armazenados em galpão antes de sua destinação final.

Com a entrada das novas unidades da ampliação do TECAB, o Terminal irá gerar resíduos dos leitos fixos da URHG, UPGCN e URCO2, após a saturação dos mesmos. Os leitos serão encaminhados ao fabricante ou à empresa especializada para disposição final adequada.

Tabela II.5.3-2 – Geração de Resíduos – Ampliação TECAB

Unidade	Resíduo	Geração novas instalações	Destinação
UPGCN IV	Leito fixo de Sulfatreat HP	86 t/ 2 anos	Co-processamento a cada 2 anos
URHG	Leito fixo;	50 t/ 6 anos	Encaminhado ao fabricante a cada 6 anos
	Inertes	10 t/ 6 anos	Encaminhado ao fabricante a cada 6 anos
URCO2	Leito fixo (óxido metálico)	260 t/ 1,8 anos	Encaminhado ao fabricante ou empresa especializada a cada 1,8 anos
	Carvão Ativado	22,5 t/ano	Empresa especializada
Geral	Industrial oleoso (borra, areia, terra, brita, isolamentos etc)	100 t/ano	Empresa especializada
Geral	Resíduos contaminados com tintas ou solventes	104 t/ano	Empresa especializada
Geral	Produtos químicos vencidos / gastos	2,2 t/ano	Empresa especializada
Geral	Lixo Comum	180 t/ano	Aterro
Geral	Industrial não-oleoso (plásticos, recipientes metálicos, vidros)	1,5 t/ano	Reciclagem
Geral	Papel não contaminado	0,6 t/ano	Reciclagem

Os resíduos gerados nas atividades gerais do TECAB (resíduos comuns, recicláveis, oleosos, contaminados etc) são gerenciados da forma descrita a seguir.

- Resíduos domésticos do refeitório - os sólidos oriundos do refeitório são encaminhados para aterro sanitário devidamente licenciado. Os líquidos

são tratados no sistema de esgotos conforme os outros efluentes sanitários.

- Resíduos dos escritórios - os papéis, que são predominantes, são segregados, reutilizando as outras faces em impressoras ou transformados em blocos de rascunho e enviados para reciclagem (Classe IIA). Cartuchos de impressora são encaminhados para reciclagem — recarregados e reutilizados (Classe I).
- Resíduos recicláveis - papéis, papelão, plásticos, vidro e sucatas são segregados e destinados para reciclagem, sendo o valor arrecadado transformado em cestas básicas distribuídas em comunidades carentes da região (Classes IIA e IIB).
- Galões e tambores contaminados - todos os produtos químicos são, por força de contrato, adquiridos sem a embalagem, que é de propriedade do fornecedor, existindo discriminação em nota fiscal. Assim, todas as embalagens são devolvidas ao fabricante para reuso ou destinação.

II.5.4 – Ruídos e Vibrações

Fase de Instalação

As obras de implantação irão provocar ruídos em função da circulação de veículos e da operação de máquinas e equipamentos típicos de obras.

Para a estimativa da pressão sonora nos canteiros de obra, considerou-se o funcionamento simultâneo de equipamentos na obra como fontes pontuais.

Considerou-se 6 (seis) canteiros, sendo que o canteiro de obra principal atualmente está instalado. Por ser o canteiro principal estimou-se a maior quantidade de máquinas e equipamentos operando neste local.

Os equipamentos mais ruidosos previstos na fase de implantação estão apresentados na **Tabela II.5.4-1**.

Tabela II.5.4-1 – Ruídos associados aos canteiros durante a implantação do TECAB

Fonte	Quantidade	Nível de Pressão Sonora a 1m da fonte dB(A)
Canteiro de Obra Principal	1	106,0
Canteiro de Obra 1	1	95,5
Canteiro de Obra 2	1	95,5

Fonte	Quantidade	Nível de Pressão Sonora a 1m da fonte dB(A)
Canteiro de Obra 3	1	95,5
Canteiro de Obra 4	1	95,5
Canteiro de Obra 5	1	95,5

Os níveis de ruídos a que os trabalhadores estarão submetidos, serão reduzidos a valores aceitáveis, compatíveis com a legislação ambiental vigente, mediante o uso de EPI específico conforme normas regulamentadoras (NR-15) do Ministério do Trabalho. Em caso de necessidade de exposição de operários a situações em que os níveis de ruído sejam superiores ao valor citado, serão respeitados os limites de tempo de exposição constantes da referida norma.

Os níveis de ruído externo ao terreno do TECAB não ultrapassarão os níveis máximos estabelecidos na NBR 10.151 – Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas Visando o Conforto da Comunidade. A estimativa do nível de ruído nos principais receptores externos ao TECAB são mostrados no Capítulo VI (Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais).

Os níveis de vibração em áreas externas atenderão as legislações pertinentes.

Fase de Operação

Os equipamentos mais ruidosos previstos na fase de operação que serão instalados estão apresentados na **Tabela II.5.4-2**.

Tabela II.5.4-2 – Relação de equipamentos considerados na operação do TECAB – Situação Atual

Unidades	Quantidade	Nível de ruído dB(A) ¹
Casa dos compressores de ar	S2513: 04	79,5
	A5134: 05	86,8
Air coolers	6 (Gás) 6 (óleo)	91,0
Compressores U-330	04 turbos (Ecomp 1)	92,4 (Obs. vários equip. desligados)
Casa dos compressores	06 Turbos (Ecomp 2)	97,0
Torre de resfriamento (02 unidades)	Para cada unidade: 05 Bombas	Velha: 85,4
	04 Ventiladores 04 Motores	Nova: 83,0
Casa de bombas de injeção de C5+	04 Bombas	Não avaliado

Pátio de bombas de óleo	09 Bombas	97,0
Casa de Bombas slop	2 sistemas, com 2 Bombas cada: Elevatoria e SAO	Não avaliado

1 – Pressão sonora a 1 m do equipamento

Tabela II.5.4-3 – Relação de equipamentos considerados na operação – Ampliação do TECAB

Unidades	Quantidade	Nível de ruído dB(A) ¹
Casa dos compressores de gás	2 centrífugos e 2 rotativos (UPGN II); 2 rotativos (UPCGN II)	85db(A)
Air coolers	2 (URCO2); 3 (UPCGN IV)	85db(A)
Casa dos compressores de ar	01	85db

1 – Pressão sonora a 1 m do equipamento

A modelagem de ruído encontra-se no Capítulo VI (Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais).