13.19 ESTUDO DE ANÁLISE DE RISCO

Mapa 13.20-1 – Pontos sensíveis ao longo do trecho do gasoduto terrestre 546

Figura 13.19-1 –Distribuição percentual do total de eventos registrados para dutos..... 525
Figura 13.19-2 –Distribuição percentual do total de eventos registrados por tipo de tubulação 539
Figura 13.19-3 – Total de eventos registrados para gasoduto de distribuição 539
Figura 13.19-4 – Composição das tubulações que sofreram danos..... 540
Figura 13.19-5 – Causas dos acidentes envolvendo tubulações em aço carbono 541
Figura 13.20-1 – Vista da localização da UTE, destacado em vermelho a delimitação da sua área de ocupação..... 544
Figura 13.20-2 – Vista do traçado do gasoduto desde a FSRU até a UTE..... 545
Figura 13.20-3 – Velocidade do vento: média mensal 551
Figura 13.20-4 – Temperatura do ar: média mensal..... 557
Figura 13.20-5 – Temperatura do solo: média mensal..... 559
Figura 13.20-6 – Umidade relativa do ar: média mensal 561
Figura 13.20-7 – Umidade relativa do ar: média mensal 562
Figura 13.20-8 – Precipitação: total mensal..... 563
Figura 13.20-9 – Insolação: total mensal..... 564
Figura 13.20-10 – Insolação: média mensal 565
Figura 13.21-1 – Diagrama simplificado do ciclo combinado..... 572
Figura 13.21-2 – Diagrama simplificado do ciclo combinado..... 572

Quadro 13.19-1 – Número de acidentes em dutos com liberação de produto para o mar 524
Quadro 13.19-2 – Número de ocorrências de acidentes por tipo de instalação 525
Quadro 13.19-3 – Modo de operação por tipo de instalação 526
Quadro 13.19-4 – Causas e locais dos acidentes..... 528
Quadro 13.19-5 – Distribuição do stipos de consequências por operação..... 529
Quadro 13.19-6 – Frequência de falhas recomendadas para risers e dutos..... 530
Quadro 13.19-7 – Distribuição de tamanho de furo recomendado para risers e tubulações 530
Quadro 13.19-8 – Tipo de instalação por tipo de lineração e severidade 532
Quadro 13.19-9 – Taxas de falha dos equipamentos e distribuição do tamanho de furo para acidentes em dutos..... 534
Quadro 13.19-10 – Acidentes ocorridos em tubulações no período de 1995 a 2014 537
Quadro 13.19-11 – Acidentes por tipo de tubulação..... 538
Quadro 13.19-12 – Ocorrências do DOT para as características similares do gasoduto em estudo 540
Quadro 13.20-1 – Classificação da estabilidade atmosférica (PASQUILL; SMITH, 1983) 553
Quadro 13.20-2 – Classificação da estabilidade atmosférica (ZANNETTI, 1990) 554
Quadro 13.20-3 – Classificação da estabilidade atmosférica instável na hora noturna (IRWIN, 1980)..... 554
Quadro 13.20-4 – Estações e parâmetros utilizados..... 556
Quadro 13.20-5 – Temperatura do ar: média sazonal 557
Quadro 13.20-6 – Temperatura do solo: média sazonal..... 559
Quadro 13.20-7 – Umidade realtiva do ar: média sazonal..... 561

Quadro 13.20-8 – Pressão atmosférica: média sazonal 562
Quadro 13.20-9 – Precipitação: total sazonal 563
Quadro 13.20-10 – Insolação: total mensal sazonal 565
Quadro 13.21-1 – Características do duto de distribuição de gás natural 573
Quadro 13.21-2 – Rendimento previsto referido ao PCI do combustível 574
Quadro 13.21-3 – Características principais da turbina a gás 575
Quadro 13.21-4 – Características principais da geração de vapor 576
Quadro 13.21-5 – Características principais dos gases de exaustão e chaminés 576
Quadro 13.21-6 – Características principais da turbina a vapor 577
Quadro 13.21-7 – Características principais dos geradores elétricos acoplados a cada turbina à gás 578
Quadro 13.21-8 – Características principais dos geradores elétricos acoplados a cada turbina à gás 578
Quadro 13.22-1 – Informações necessárias para realização da APP 582
Quadro 13.22-2 – Modelo geral da planilha de APP 585
Quadro 13.22-3 – Categorias de severidade 586
Quadro 13.22-4 – Categorias de frequência 587
Quadro 13.22-5 – Modelo da matriz de aceitabilidade para classificação dos cenários acidentais 589
Quadro 13.22-6 – Riscos do Gasoduto – Trecho terrestre 593
Quadro 13.22-7 – Riscos do Gasoduto – Trecho submarino 595
Quadro 13.22-8 – Riscos da estação de recebimento de gás 597
Quadro 13.22-9 – Riscos do sistema de geração de energia 599
Quadro 13.22-10 – Canário com categoria de risco mario 602

Sumário

13.19 ESTUDO DE ANÁLISE DE RISCO 519
13.19.1 HISTÓRICO E ANTECEDENTES 523
13.19.2 TRECHO SUBMARINO DO GASODUTO 523
13.19.3 TRECHO TERRESTRE DO GASODUTO 535
13.19.4 UNIDADES TERMELÉTRICAS 542
13.20 DADOS GERAIS DA ÁREA DE LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO 543
13.20.1 DADOS GERAIS SOBRE A REGIÃO 543
13.20.2 NÚMERO DE PESSOAS EXISTENTES AO LONGO DO DUTO 547
13.20.3 DADOS METEOROLÓGICOS 549
13.20.4 ESTABILIDADE ATMOSFÉRICA 552
13.20.5 DADOS RELATIVOS 554
13.21 DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO E SISTEMAS 565
13.21.1 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS 565
13.21.2 OPERAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO 571
A) TURBINA A GÁS (TG) 574
B) GERADOR DE VAPOR DE RECUPERAÇÃO DE CALOR (GVRC) 575
C) TURBINA A VAPOR (TV) 577
D) GERADOR ELÉTRICO 578
A) SISTEMA DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL 579
B) SISTEMA DE TRATAMENTO DE ÁGUA 579
C) SISTEMA DE ÁGUA DE RESFRIAMENTO PRINCIPAL 579
D) SISTEMA FECHADO DE ÁGUA DE RESFRIAMENTO 579
E) SISTEMA DE DOSAGEM PARA CICLO ÁGUA VAPOR 580
F) SISTEMA DE COMPRESSÃO DE AR 580
G) SISTEMA DE ÓLEO LUBRIFICANTE 580
H) SISTEMA DE TRATAMENTO DE EFLUENTES 580
I) SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO 581
13.21.3 CARACTERIZAÇÃO DAS SUBSTÂNCIAS RELACIONADAS 581
13.21.4 ASPETOS DE SEGURANÇA 582
13.22 IDENTIFICAÇÃO DOS RISCOS 582
13.22.1 ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS (APP) 582

13.19.1 Histórico e Antecedentes

A análise histórica de acidentes é realizada por meio de consulta a bancos de dados, internacionais e nacionais, e por meio de literatura especializada, as quais permitem informações a respeito de acidentes, tais como: causas, tipologias acidentais e número de vítimas.

A análise de acidentes passados, suas causas, efeitos e circunstâncias em que ocorreram são de fundamental importância para a identificação de processos e situações propícias a acidentes, facilitando, assim, a implantação de medidas tanto preventivas como corretivas, e facilitando a intervenção em situações emergenciais.

De forma a possibilitar uma avaliação mais eficaz das referências estudadas, foram consultados bancos de dados relacionados à atividade, considerando tanto o gasoduto submarino quanto o gasoduto terrestre e as instalações da UTE.

13.19.2 Trecho Submarino do Gasoduto

Para o trecho submarino do gasoduto, foram utilizadas informações de quatro bancos de dados, possibilitando desta forma maior grau de confiabilidade das informações coletadas:

- WOAD – *Wordwilde Offshore Accident Databank*, publicado pela DNV *Technica*;
- PARLOC – *The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines*, publicadopelo HSE e *Institute of Petroleum* – IP;
- OGP (International Association of Oil & Gas Producers) – Risk Assessment Data Directory;
- HSE (Health & Safety Executive) – Offshore Hydrocarbon Releases Statistics.

Os tópicos a seguir apresentam um resumo das informações utilizadas provenientes destas fontes de informações.

- *WOAD - Wordwilde Offshore Accident Databank, publicado pela DNV Technica*

Embora estes dados estatísticos do WOAD estejam relacionados a dutos que transportam óleo ou óleo com gás associado, foi realizado o levantamento por se tratar de instalação similar à abordada no presente estudo (gasoduto submarino) e proporcionar noções de dimensão dos eventos registrados. Assim, são mostrados os levantamentos de ocorrências acidentais registradas em dutos nos quais tenham ocorrido liberação de óleo, gás e produtos perigosos para o ambiente marinho, noperíodo de1970-2007, segundo dados do WOAD.

Grau de dano por tipo de instalação (duto)

O **Quadro 13.19-1** e a **Figura 13.19-1** apresentadas a seguir mostram os número de acidentes comliberação de produto para o mar em dutos, por grau deseveridade, nos registros do WOAD, durante os anos de 1970-2007.

Quadro 13.19-1 – Número de acidentes em dutos com liberação de produto para o mar

Gradu de Dano	Número de Registros	Percentual do toal de Eventos Informados
Catastrófico	**24**	43%
Crítico	**10**	18%
Médio	**16**	28%
Marginal	**-**	0%
Desorezível	**6**	11%
Informados	**56**	-
Não Informados	**56**	
Total	**112**	

Fonte: WOAD

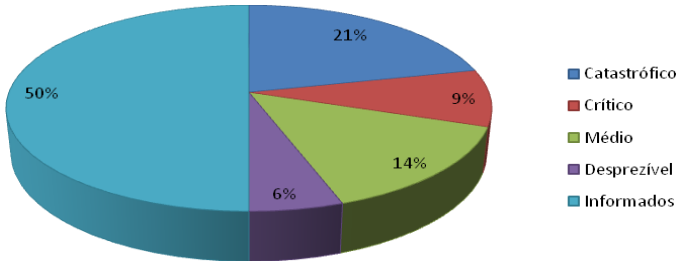


Figura 13.19-1 –Distribuição percentual do total de eventos registrados para dutos
Fonte: WOAD

Conforme pode ser observado nos dados apresentados acima, 43% do total de registros em dutos com informações tiveram proporções ambientais em níveis considerados catastróficos.

Tipo de Acidente por Tipo de Instalação (Duto)

O **Quadro 13.19-2** mostra o número de ocorrências relacionando o tipo de acidente ocorrido em dutos submarinos, para o período de 1970-2007, no mundo inteiro.

Quadro 13.19-2 – Número de ocorrências de acidentes por tipo de instalação

Tipo de Aciente	Ocorrências em Dutos Submarinos	
	Número de Registros	Percentual
Blowout	-	-
Tombamento	-	-
Colisão	**18**	**16%**
Explosão	-	-
Queda de Carga	-	-
Incêndio	-	-
Adernamento	-	-
Vazamento	**87**	**78%**
Danos Estruturais	**7**	**6%**
Problemas no Poço	-	-

Total	**112**	

Fonte: WOAD

De acordo com os registros de tipos de acidentes, verifica-se que 78% do total estão relacionados com vazamentos de modo geral, não especificando as causas dos mesmos. Entretanto, analisando a sequência dos registros pode ser observado que os registros de causas definidas estão concentrados em impactos mecânicos e danos estruturais do duto por quebra ou fadiga.

Modo de Operação por Tipo de Instalação (Duto)

O **Quadro 13.19-3** mostra o número de ocorrências relacionando o modo de operação com os acidentes ocorridos em dutos submarinos para o período de 1970-2007 no mundo inteiro.

Quadro 13.19-3 – Modo de operação por tipo de instalação

Modo de Operação	Ocorrências em Dutos Submarinos	
	Número de Registros	Percentual
Perfuração	**-**	**-**
Perfuração e Produção	**-**	**-**
Acomodação	**-**	**-**
Produção	**2**	**1,8%**
Compressão	**-**	**-**
Apoio	**-**	**-**
Transferência	**110**	**98,2%**
Bombeamento	**-**	**-**
Injeção	**-**	**-**
Operação de Lançamento	**-**	**-**
Riser	**-**	**-**
Outros	**-**	**-**
Total	**112**	**-**

Fonte: WOAD

Dos eventos registrados, praticamente todos ocorreram durante o modo de transferência de produto pelo duto. Com exceção do modo de produção que apresentou 2 registros do total de acidentes, não

foram verificados ocorrências para os demais modos de operação por não possuírem registros efetivamente ou pelo modo de operação não ocasionar influência sobre o tipo de instalação abordada.

- *PARLOC – The Update of Loss Containment Data for Offhore Pipelines*

O PARLOC é um banco de dados com informações coletadas desde o ano de 1996 até o fim do ano de 2000. Este banco de dados foi desenvolvido por Mott Macdonald e publicado pelo HSE - *Health and Safety Executive, Institute of Petroleum - IP* e UKOOA – *UnitedKingdom Offshore Operators Association* do Reino Unido.

As informações extraídas desta publicação referem-se principalmente a dados de linhas de processo de plataformas de exploração e dutos submarinos (com até 5 km de extensão e maiores que 5 km). Ressalta-se que, embora a citada publicação trate de plataformas, as informações referentes às taxas de falha de tubulação serão utilizadas no cálculo de frequência das hipóteses acidentais.

Este relatório é o 5º já publicado (anteriormente foram lançadas publicações nos anos de 1990, 1992, 1994 e 1996), sendo analisado um total de 1.567 dutos instalados no Mar do Norte, correspondendo a um universo amostral de 24.837 km e uma experiência operacional por ano de 328.858 km de observação.

Os acidentes ocorridos foram analisados e agrupados de acordo com cinco principais fatores, os quais foram considerados importantes para a análise da frequência de ocorrência dos cenários acidentais de vazamentos, conforme apresentado a seguir:

- Causa;
- Localização da tubulação afetada (*riser*, zona de segurança[1]e*mid line*[2]);
- Diâmetro da tubulação;
- Comprimento da tubulação;
- Produto transportado.

[1]Referem-se às tubulações com distanciamento menor ou igual a 500 m a partir da plataforma.

[2]Referem-se às tubulações com distanciamento maior que 500 m da plataforma.

Ressalta-se que foram reunidas algumas fontes de informação para a verificação dos dados de falha obtidos no PARLOC. Tais publicações são listadas a seguir:

- UKOOA *Catalogue*, 1995;
- UK *Health and Safety Executive* (HSE) *pipeline database*, 1992;
- UK *Department of Energy* (DEn) *pipeline records,* 1984;
- *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD) *pipeline database*;
- *Subsea Guide and* 6th *Edition Field Development Guide, published by* OPL;
- *Pipeline Operators*.

Causas dos Acidentes e Localização da Tubulação

As causas dos acidentes foram agrupadas de acordo com a localização do evento acidental. Desta forma, foram considerados sete locais de ocorrência dos acidentes, a saber:

- Plataforma;
- *Riser*;
- Zona de Segurança;
- *Mid Line*;
- Poço: (até 500 m de um poço submarino);
- Zona Próxima ao Litoral;
- Monobóia.

O **Quadro 13.19-4** apresenta a causa dos acidentes registrados por local do vazamento.

Quadro 13.19-4 – Causas e locais dos acidentes

Causa	Plataforma	*Riser*	Zona de Segurança	Mid Line	Poço	Zona próxima ao litoral	Monobóia
Impacto por Âncora	**0**	**0**	**6**	**2**	**0**	**0**	**0**
Impacto	**0**	**0**	**1**	**8**	**0**	**0**	**0**

Corrosão	**1**	**5**	**5**	**11**	**4**	**0**	**0**
Estrutural	**0**	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Material	**0**	**2**	**4**	**2**	**1**	**0**	**1**
Naturais	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Outras	**0**	**4**	**2**	**4**	**1**	**0**	**0**
Total	**1**	**12**	**18**	**27**	**6**	**0**	**1**

Fonte: PARLOC

Conforme se observa na tabela acima, a área de tubulação com maior registro de acidentes refere-se à *mid-line* (área com distanciamento maior que 500 m com relação à plataforma), causados principalmente pelo processo corrosivo e por impactos externos (em sua grande maioria, com navios).

Número de Acidentes por Tamanho de Furo

O **Quadro 13.19-5** apresenta o levantamento da distribuição do tamanho dos furos e/ou consequências relacionadas às etapas de operação da plataforma.

Quadro 13.19-5 – Distribuição do stipos de consequências por operação

Etapa	Número de Incidentes	Consequências					
		Sem vazamento	Com vazamento	Furo de 0-20 mm	Furo de 20-80 mm	Furo de 80 mm ou maior	Porte de furo desconhecido
Operação	**248**	**152**	**96**	**56**	**16**	**21**	**3**
Parada	**17**	**15**	**2**	**0**	**1**	**1**	**0**
Construção	**66**	**47**	**19**	**2**	**0**	**16**	**1**
Antes do Comissionamento	**12**	**11**	**1**	**1**	**0**	**0**	**0**
Hidroteste	**20**	**4**	**16**	**7**	**1**	**7**	**1**
Comissionamento	**3**	**1**	**2**	**0**	**1**	**1**	**0**
Total	**366**	**230**	**136**	**66**	**19**	**46**	**5**

Fonte: PARLOC

De acordo com o **Quadro 13.19-5**, dos vazamentos ocorridos, 66 acidentes (49% aproximadamente) são relativos a furos de até 20 mm e 46 acidentes (34% aproximadamente) são furos maiores que 80 mm, podendo chegar até a ruptura total destas linhas.

- *OGP – Riser and Pipeline Release Frequencies*

Nesta publicação,de março de 2010, são contemplados dados de frequências vazamento em risers e dutos. As frequências são dadas com base na análise de condutas de transporte de hidrocarbonetos.

Para seções offshore, as frequências são dadas para risers e tubulações de aço e flexíveis. As frequências recomendadas e os dados associados são apresentados no **Quadro 13.19-6** e as respectivas distribuições de acordo com os registros obtidos no **Quadros 13.19-7**.

Quadro 13.19-6 – Frequência de falhas recomendadas para risers e dutos

Tubulação	Categoria	Frequência de Falha	Unidade
Dutos submersos: em águas abertas	Óleo ou gás processado, duto com diâmetro ≤ 24”	$5,1 \times 10^{-5}$	Falha por km-ano
	Óleo ou gás processado, duto com diâmetro > 24”	$1,4 \times 10^{-5}$	Falha por km-ano
Dutos submersos: cargas externas, causando danos na zona de segurança	Diâmetro ≤ 16”	$7,9 \times 10^{-4}$	Falha por ano
	Diâmetro > 16”	$1,9 \times 10^{-4}$	Falha por ano
Dutos submersos flexíveis	Todos	$2,3 \times 10^{-3}$	Falha por km-ano
Risers	Aço - diâmetro ≤ 16”	$9,1 \times 10^{-4}$	Falha por ano
	Aço - diâmetro > 16”	$1,2 \times 10^{-4}$	Falha por ano
	Flexível	$6,0 \times 10^{-3}$	Falha por ano

Fonte: OGP

Quadro 13.19-7 – Distribuição de tamanho de furo recomendado para risers e tubulações

Tamanho do Furo	Duto Submerso	Riser
Pequeno (< 20 mm)	74 %	60 %
Médio (20 a 80 mm)	16 %	15 %
Grande (> 80 mm)	2 %	25%

Ruptura Total	**8 %**	

Fonte: OGP

No **Quadro 13.19-6**, a maioria das frequências é dada por km por ano à medida que são dependentes do comprimento da tubulação. Para um típico duto de comprimento L (km), com frequência de falha F_{km}, a frequência de vazamento F ao longo do comprimento total da tubulação é simplesmente dada por:

$$F = L \times F_{km}[\text{por ano}]$$

Existem várias causas que podem resultar na frequência falha de um gasoduto específico, ou para uma secção de umduto, sendo diferente do que simplesmente obtidos utilizando as frequências. Em geral, existem dois grupos principaisde causas que proporcionam a falha da tubulação. O primeiro grupo está relacionado às cargas que excedem as cargas críticas de gasodutos, geralmente resultando em um incidente isolado. O segundo grupo está relacionado com os efeitos de enfraquecimento e desgaste gradual do duto ao longo de um determinado período. Para o presente estudo foram abordados apenas os casos pertinentes às ocorrências offshore, como:

a) Incidentes isolados

- Arraste de Cargas;
- Âncora do navio/ naufrágio;
- Movimentação do leito marítimo.

b) Mecanismos de atuação ao longo do tempo

- Corrosão;
- Fadiga;
- Flambagem.

- *HSE – Offshore Hydrocarbon Release Statistics*

Este relatório, HSR 2001 002, abrange o período de 01 de outubro de 1992 a 31 de Março de 2001, sexto relatório sobre estatísticas obtidas a partir do banco de dados HCR (*Hydorcarbon Release*).

Foram registrados um total de 2.071 acidentes com liberações de hidrocarbonetos, verificados durante o período de 8 anos e meio desde o start-up dos vazamentos de hidrocarbonetos até 31 de março de 2001.

O *HSE HEALTH & SAFETY EXECUTIVE*. *Offshore Hydrocarbon Realeases Statistics* – *Hid Statistics Report* HSR 2001 002, Janeiro 2002, apresenta dados refinados, ou seja, por dimensões dos equipamentos e com distribuição da frequência para diferentes tamanhos de furos em instalações *offshore,* relacionando diversos equipamentos distintos. O relatório do HSE fornece os dados das taxas de falha de diversos tipos de equipamentos, detalhando suas características, tais como: o tipo, material, forma de acionamento e range de diâmetro. As taxas de falha são obtidas através da divisão do número de vazamentos pelo número total de registros de cada equipamento, dispostos nas tabelas do referido relatório.

A partir deste detalhamento, o HSE também oferece a porcentagem de ocorrência de vazamentos de cada classe de furos, para que se obtenha a distribuição adequada da frequência. Sendo assim, foram extraídos os dados pertinentes ao empreendimento abordado no presente estudo de forma a se obter dados significativos e um comparativo com os demais bancos de dados apresentados anteriormente.

O **Quadro 13.19-8** apresenta os registros relacionando o tipo de instalação com o tipo de vazamento e a severidade do acidente, estabelecendo um comparativo com o total de ocorrências para o mesmo tipo de vazamento nas demais unidades offshore estudadas.

Quadro 13.19-8 – Tipo de instalação por tipo de lineração e severidade

Instalação	Tipo de Vazamento						Total
	Gás			Bifásico			
	Grande	Significativo	Menor	Grande	Significativo	Menor	
Instalação Submarina	1	3	1	2	-	-	7
Todas Instalações Offshore	96	721	295	27	129	21	1.994

Fonte: HSE

De acordo com o **Quadro 13.19-8**, as ocorrências em instalações submersas, das quais fazem parte os duto e risers representam uma parcela pouco representativa (0,35%) quando comparado com o total de

registros em instalações envolvendo gases ou sistemas bifásicos. Quando isolado apenas os gases esse percentual é de 0,45%.

O **Quadro 13.19-9** apresenta as taxas de falha dos equipamentos e as distribuições pelos tamanhos de furos, assim como o universo amostral utilizado nas análises do bando de dados do HSE.

Quadro 13.19-9 – Taxas de falha dos equipamentos e distribuição do tamanho de furo para acidentes em dutos

Equipamento	Ano	Equipamentos/Ano	Taxa (por ano)	Distribuição do Tamanho de Furo					
				<10 mm	10<25 mm	25<50 mm	50<75 mm	75<100 mm	>100 mm
Duto de aço, > 16”	Anteriores	639.601	1,16E-06	-	-	1	-	-	-
	1999/00	109.572		-	-	-	-	-	-
	2000/01	110.772		-	-	-	-	-	-
Total		859.945	Distribuição	-	-	1	-	-	-
Duto de aço 12” < D ≤ 16”	Anteriores	225.417	-	-	-	-	-	-	-
	1999/00	40.316		-	-	-	-	-	-
	2000/01	40.316		-	-	-	-	-	-
Total		306.049	Distribuição	-	-	-	-	-	-
Duto Flexível > 16”	Anteriores	10.375	-	-	-	-	-	-	-
	1999/00	1.733		-	-	-	-	-	-
	2000/01	1.733		-	-	-	-	-	-
Total		13.841	Distribuição	-	-	-	-	-	-
Duto Flexível 12” < D ≤ 16”	Anteriores	3.250	4,71E-04	-	-	-	1	1	-
	1999/00	500		-	-	-	-	-	-
	2000/01	500		-	-	-	-	-	-

Fonte: HSE

13.19.3 Trecho Terrestre do Gasoduto

Um melhor entendimento das causas e características dos acidentes, já ocorridos, nos permite um aperfeiçoamento das normas de inspeção e das atividades de manutenção para as instalações já existentes e subsídios na seleção dos critérios de projeto.

- *Causas Iniciadoras*

Quanto às causas dos vazamentos nos dutos terrestres, estas estão divididas em cinco principais categorias descritas a seguir.

a) Atividade de Terceiros - Forças Externas: nesta categoria de causas foram considerados os danos provocados por movimentação de terra por escavação ou por equipamento de perfuração sobre ou próximo à faixa do duto, danos resultantes de operação não autorizada em alguma válvula instalada no duto ou mesmo danos acidentais como a utilização de explosivos próxima ao duto sem autorização, impacto por colisão devido ao tráfego rodoviário, ferroviário ou marítimo. Os danos por atividade de terceiros ocorrem com maior frequência em dutos de menor diâmetro, pois estes possuem menor espessura de parede, sendo, portanto mais vulneráveis.

b) Falha Mecânica: entende-se por falha mecânica, tanto falhas de projeto e construção, como falha do material. Os vazamentos atribuídos a falhas de projeto e construção são relativamente raros e ocorre nos casos de descuido no preenchimento da camada de proteção do duto, má preparação da superfície do solo para instalação dos dutos ou aplicação inadequada do revestimento, provocando a corrosão do material do duto. O excesso de tensão em flanges ou o emprego de material impróprio nas gaxetas resultaram em vazamentos, normalmente de pequeno volume vazado. Um forte impacto no duto durante a construção também pode resultar em corrosão por stress e eventual falha. As falhas de material são decorrentes de contaminação na liga durante o processo de laminação e ou falhas no próprio processo.

c) Corrosão: estatisticamente, foi observado que a corrosão tem sido o maior contribuinte para os acidentes de vazamentos. Em termos de volume vazado foi observado que a quantidade vazada resultante da corrosão foi comparativamente menor que para outras causas e o impacto ambiental decorrente foi negligenciável. Foram considerados nesta categoria corrosão externa e interna. A corrosão externa é um processo gradual que, quando não detectado e combatido, resultará em uma eventual perfuração do duto. Grande parte deste tipo de corrosão ocorreu na zona de transição do duto enterrado para aéreo ou em cruzamentos com rodovias e ferrovias. Este problema é reduzido aplicando-se revestimento no duto, complementado com proteção catódica. A corrosão interna também está considerada nesta categoria, porém no caso de gasodutos esta causa não é tão importante quanto nos oleodutos que transportam petróleo ou alguns derivados não processados, que podem conter ainda certo teor de água ou no caso de linhas que sejam mantidas pressurizadas com água.

d) Erro Operacional: foram considerados como erro operacional, a falha no sistema de alívio de pressão no caso de sobrepressão no duto e erros humanos como esquecimento do fechamento de válvulas de dreno depois da retirada de equipamento, sobrepressão em estações de bombeamento ou compressão por operação incorretas de válvulas manuais, etc.

e) Causas Naturais: as causas naturais são aquelas em que são provocadas por problemas geológicos, como desmoronamento, desabamento e abalos sísmicos. Este tipo de causa não tem ocorrido em intensidade que venha a provocar danos ao duto ou vazamento de seu conteúdo. Problemas hidrológicos (inundação) podem ser considerados como causas naturais de acidentes, porém poucos acidentes causaram danos físicos suficientes para provocar vazamentos em dutos. Uma exceção registrada resultou de uma inundação intensa provocada pelo transbordamento de um rio. Este fator foi suficiente para provocar a queda das margens do rio e danificar a travessia do duto.

Assim, uma das grandes vantagens da análise de riscos é a antecipação de falhas no sistema analisado, permitindo identificar suas causas potenciais e possíveis consequências. Tal antecipação pode ser

realizada através da análise de acidentes ocorridos anteriormente em instalações similares, registrados tanto na literatura especializada quanto em bancos de dados informatizados. Esse tipo de análise permite realizar uma avaliação estatística das causas mais frequentes e das condições locais que favoreceram a ocorrência de sinistros. Os bancos de dados internacionais mais apropriados para avaliação estatística de ocorrências acidentais envolvendo gasodutos terreses são:

a) MHIDAS, organizado a partir de dados coletados pelo SRD (Safety and Reliability Directorate), da Inglaterra, uma das instituições mais respeitáveis na área de prevenção de riscos químicos e petroquímicos no mundo;

b) 7th EGIG-Report, Considerando o relatório *Gas Pipeline Incidents* relativo aos dutos de gás natural das companhias que compõem o *European Gas Pipeline Incident Data Group - EGIG (British Gas PLC, Gaz de France, N. V. Nederlandse Gasunie, SNAM S.P.A.* etc) é muito utilizado para levantamento das causas iniciadoras de acidentes;

a) DOT, organizado pelo Departamento de Transporte dos Estados Unidos, contendo registros de acidentes envolvendo o transporte e distribuição de gás natural naquele país, bastante utilizado para levantamento das causas iniciadoras e conhecimento das medidas mitigadoras aplicadas.

Neste estudo, concentramos a análise histórica e avaliação estatística através do banco de dados do DOT-USA uma vez que é mais aplicado na análise de acidentes envolvendo gasodutos terrestres.

Ocorrências Obtidas

De acordo com os dados levantados em 15 de dezembro de 2015 junto ao PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration) - U.S. Department of Transportation. foram obtidos 10.840 registros de acidentes no período de 1995 a 2014 (20 anos) envolvendo todos os sistemas de tubulações. O **Quadro 13.19-10** mostra os dados obtidos neste período.

Quadro 13.19-10 – Acidentes ocorridos em tubulações no período de 1995 a 2014

Ano	Nº Acidentes
1995	349
1996	381
1997	346
1998	389
1999	339
2000	380
2001	341
2002	642
2003	672
2004	671
2005	719
2006	639
2007	613
2008	659
2009	628
2010	588
2011	594
2012	571
2013	619
2014	700
Total Geral	**10.840**

Fonte: US DOT Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 2015

Analisando o **Quadro 13.19-11** e a **Figura 13.19-2**, observa-se que as tubulações contendo líquidos perigosos representam mais da metade dos acidentes ocorridos nos últimos 20 anos, apresentando 56%, ou seja, 6.099 registro de acidentes no período. Considerando apenas as tubulações de gás natural (coleta, transporte e distribuição) este número correspondeu a 44%.

Quadro 13.19-11 – Acidentes por tipo de tubulação

Tubulações	Nº Acidentes
Gasoduto de Distribuição	**2.568**
Gasoduto de Coleta	**227**
Gasoduto de Transporte	**1.946**

Líquidos Perigosos	**6.099**
Total Geral	**10.840**

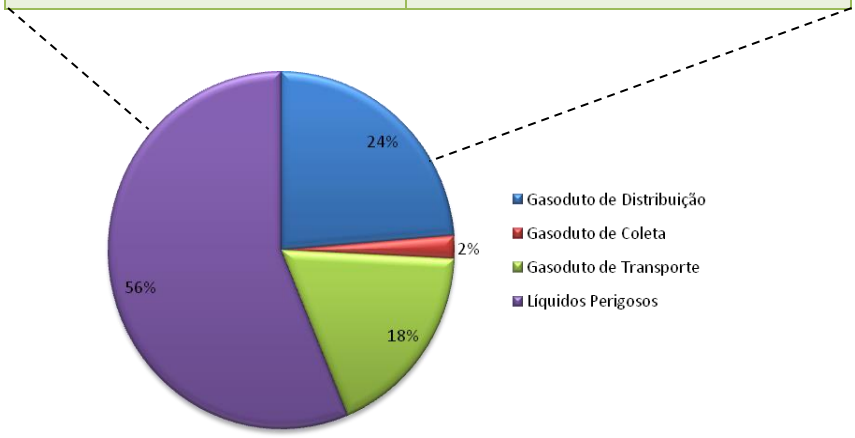


Figura 13.19-2 –Distribuição percentual do total de eventos registrados por tipo de tubulação
Fonte: US DOT Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 2015

A **Figura 13.19-3** mostra o registro de acidentes para os sistemas de Distribuição, Coleta e Transporte de Gás Natural. Observa-se que a maior incidência é para os sistemas de distribuição apresentando 54% das ocorrências registradas no período.

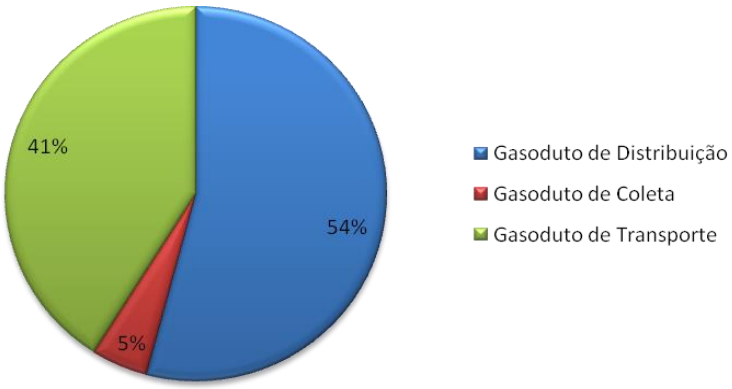


Figura 13.19-3 – Total de eventos registrados para gasoduto de distribuição
Fonte: US DOT Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 2015

Dutos em Aço Carbono

A análise histórica, mais detalhada, dos acidentes envolvendo tubulações de gás natural de distribução contemplou um horizonte de 5 anos (2010 a 2015). Neste período foram registrados 645 acidentes envolvendo este tipo de tubulação.

Em consulta ao Banco de Dados do DOT neste período, observou-se que nos acidentes relatados para Gasodutos de Distribuição há diversos tipos de materiais dos quais são compostas as tubulações, quais sejam: aço, ferro, cobre, pástico e outros materiais. A **Figura 13.19-4** mostra que das ocorrências relatadas predominam acidentes em tubulações compostas por aço com 290 registros (45%) seguidos dos acidentes em tubulações de plásticos com 176 registros (27%).

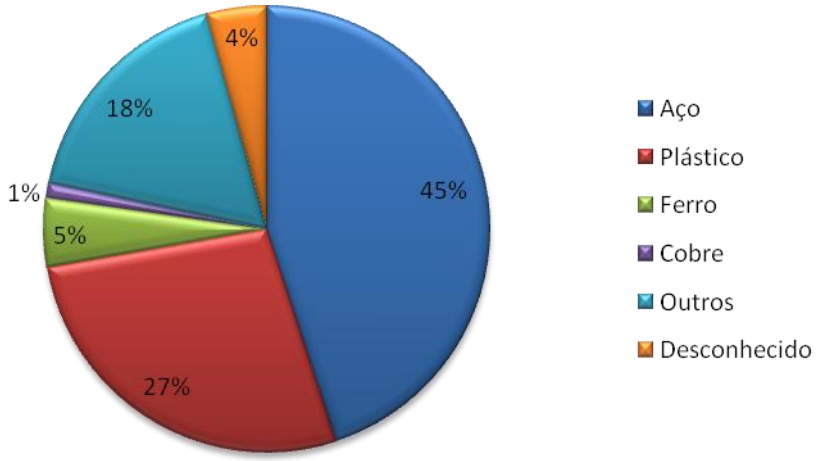


Figura 13.19-4 – Composição das tubulações que sofreram danos
Fonte: US DOT Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 2015

Dos acidentes registrados para Gasodutos de Distribuição de Aço, o DOT nos fornece em alguns dados, a especificação da tubulação que sofreu o dano, como também, seu ano de instalação, se houve morte, se houve explosão ou incêndio. Observou-se que os acidentes prevalecem para a especificação do aço API 5L. Especificamente para as características similares do gasoduto, objeto do estudo, o DOT nos fornece a ocorrência de dois acidentes (**Quadro 13.19-12**):

Quadro 13.19-12 – Ocorrências do DOT para as características similares do gasoduto em estudo

Ano	Material	Especificação	Diâmetro	Ano Instalação	Incêndio	Explosão	Ferimento	Morte
2011	Aço	API 5 L X-42	16	1960	Não	Não	Não	Não
2014		API 5		2007				

Fonte: US DOT Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 2015

Analisando os dados relativos as causas dos acidentes envolvendo gasodutos de distribuição em aço, observa-se na **Figura 13.19-5** que forças ocasionadas por algum elemento de fora do sistema sobre os elementos que compõem o gasoduto, conhecida como "Forças Externas" são as maiores causadoras dos acidentes correspondendo a 37% do total, seguida por danos oriundos de escavações com 28%.

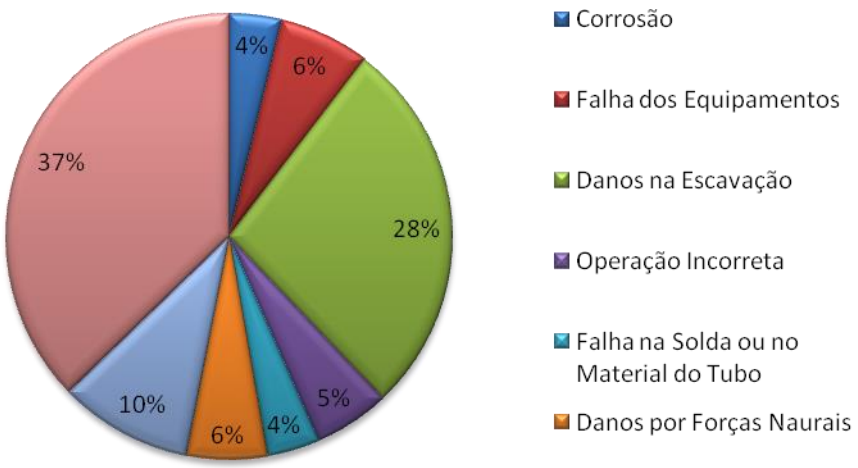


Figura 13.19-5 – Causas dos acidentes envolvendo tubulações em aço carbono
Fonte: US DOT Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 2015

Os resultados dessa análise estatística, aliada aos resultados da APP, indicarão as medidas preventivas a serem implantadas durante a fase operacional do gasoduto da UTE Porto de Sergipe I de modo a

minimizar as chances de ocorrências de danos às instalações e seus consequentes efeitos em termos de vazamentos de gás.

13.19.4 Unidades Termelétricas

A pesquisa para a elaboração da análise histórica de incidentes internos à UTE Porto de Sergipe I, envolvendo os sistemas de geração de energia foi desenvolvida através de consulta aos seguintes bancos de dados, de usuários de gás combustível.

a) CADAC – É o Cadastro de Acidentes Ambientais desenvolvido e operado pela CETESB Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental do Estado de São Paulo. O CADAC é um banco de dados de acidentes mais simplificado que possui cadastrado os acidentes ocorridos a partir de 1978 atendidos pela equipe de emergência da Divisão de Tecnologia Ambiental da CETESB. Contém, portanto, quase que exclusivamente acidentes ocorridos em nível nacional e, particularmente, no Estado de São Paulo.

b) ANÁLISE DOS REGISTROS DAS OCORRÊNCIAS ANORMAIS (ROAs) - Os registros das ocorrências anormais da PETROBRAS são uma ferramenta valiosa para o gerenciamento operacional e dos equipamentos, como também para a redução dos perigos, constituindo um processo contínuo de melhoria nos aspectos de segurança. Os ROAs apresentam uma quantidade de registros e forma de tabulação que não permitem uma análise estatística baseada em uma distribuição gaussiana. Da análise dos ROAs do período de 1985 a 1992, contendo um total de 254 acidentes, selecionou-se 32 relacionados a gás natural. Estes registros indicam incidentes com potencial de riscos, tais como:

1. Ocorrência relativa a acidente ocupacional, sem repercussão aos limites externos do empreendimento onde foi registrado;

2. Ocorrências envolvendo compressor com consequências restritas a paradas ou problemas operacionais. Exemplos:
   - Curto-circuito em painel de comando do compressor;
   - Falha em válvula causando problemas mecânicos (vibração) na sucção do compressor;
   - Princípios de incêndio por perda de conteúdo;
   - Vazamento de gás através de válvula de dreno.
3. Ocorrência envolvendo um compressor, com incêndio e explosão durante sua partida. Situação controlada, mas com danos operacionais e ao equipamento;
4. Perdas de conteúdo em conexões e tubulação, mas sem consequências graves.

13.20 DADOS GERAIS DA ÁREA DE LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

13.20.1 Dados Gerais Sobre a Região

O terreno onde irá ser construído o projeto está localizado no estado do SERGIPE, no município de Barra dos Coqueiros, nas coordenadas de Latitude 725547.73 mE e Longitude 8803642.36 mS, em um terreno situado na SE-100 número 48, vizinho ao Porto de Sergipe. O terreno é limitado ao norte pela Rodovia SE 100, ao Oeste pelo terreno do Terminal Marítimo Inácio Barbosa, e ao Leste e Sul pelo parque eólico de Barra dos Coqueiros, e possui área de 1.355.000 m².

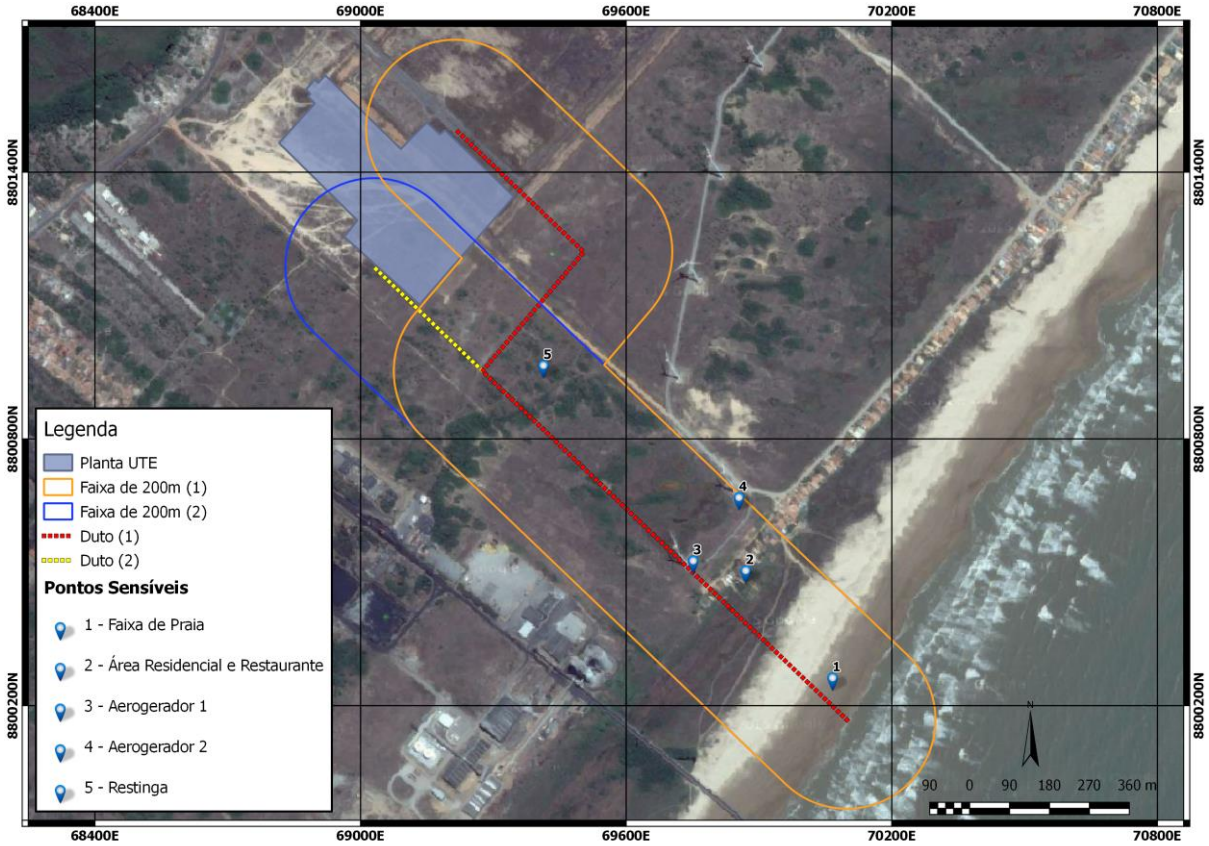
Figura 13.20-1 – Vista da localização da UTE, destacado em vermelho a delimitação da sua área de ocupação
Fonte: Google Earth, 2015

O combustível a ser utilizado com insumo para a UTE será expurgado de um gasoduto de 6 km, para uso exclusivo pela UTE PORTO DE SERGIPE I, ligando-a diretamente a uma Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (FSRU, Floating StorageandRegasification Unit). A FSRU ficará ancorada a uma distância de 4,8km da costa.

Figura 13.20-2 – Vista do traçado do gasoduto desde a FSRU até a UTE

Fonte: GENPOWER, 2015

O **Mapa 13.20 -1** mostra o traçado terrestre do gasoduto indicando a faixa dos 200 metros e as ocupações sensíveis ao longo do seu trecho.



Mapa 13.20-1 – Pontos sensíveis ao longo do trecho do gasoduto terrestre

Fonte: Google Earth, 2015

13.20.2 Número de Pessoas Existentes ao Longo do Duto

Observa-se na **Figura 13.20-2** que o gasoduto terá sua maior extensão lançadaem área marítima. Dos 6 km de duto, 4,8 km ficará no mar e 1,2 km em terra.

Ao longo do seu traçado em terra, o gasoduto cruzará longitudinalmente uma área de residências de veraneio, na praia de Jatobá, município de Barra dos Coqueiros, e correrá paralelamente à área do Terminal Marítimo Inácio Barbosa. Na distância de 200 metros para cada lado do duto, existem 30 residências, do tipo casa de praia, e um restaurante. Considerando uma ocupação média de 5 pessoas por residências, a população fixa estimada dentro da faixa de 200 metros é de 150 pessoas.

Existe, no entanto, uma população flutuante, que utiliza a área de praia e o restaurante para o seu lazer, principalmente nos finais de semana e feriados. Dentro da faixa de 200 metros para cada lado do traçado do duto, pode-se estimar um acréscimo de 100 pessoas na região de praia nesses períodos e durante período diurno.

Fora da área residencial, duto corre em região de restinga, cruzando a área onde estão instalados os aerogeradores do Parque Eólico de Sergipe. Na faixa de 200 metros para o lado norte do traçado, existem dois aerogeradores passíveis de serem atingidos pelos efeitos de eventuais incêndios ou explosões de gás.

Foto 1: Vista da área residencial
Fonte: Sebastião Andrelino, 2015

Foto 2: Restaurante
Fonte: Sebastião Andrelino, 2015

Foto 3: Aerogeradores
Fonte: Sebastião Andrelino, 2015

Foto 4: Faixa de praia
Fonte: Sebastião Andrelino, 2015

Foto 5: Área de restinga ao longo da faixa do duto
Fonte: Sebastião Andrelino, 2015

13.20.3 Dados Meteorológicos

A capacidade de difusão, transporte ou remoção de poluentes lançados por uma determinada fonte na atmosfera está intimamente ligada às condições meteorológicas da região. Fatores como o perfil vertical de temperatura e os ventos influem na estabilidade e no mecanismo de trocas turbulentas das propriedades do ar no entorno da região de instalação da UTE Porto de Sergipe I.

O vento é uma grandeza de influência meteorológica, que tem importância fundamental extraordinária no âmbito da proteção ambiental. Sempre foi dedicado interesse especial às formas do movimento aéreo da atmosfera. Através do vento, ocorre o transporte das propriedades do ar junto à fonte emissora para outras regiões. Este transporte pode ser horizontal (conhecido como advecção) ou vertical (convecção).

Os movimentos turbulentos que geram o transporte vertical propiciam uma mistura eficiente das propriedades do ar na camada próximo ao solo com as camadas de ar superior. Através dessa mistura a concentração de poluentes liberados na baixa atmosfera diminui, melhorando a qualidade do ar. Em períodos de calmaria (velocidade do vento inferior a 0,5 m/s), a mistura turbulenta da atmosfera diminui e o ar fica quase estagnado. Então, a concentração de poluentes tende a se elevar nas áreas próximas à superfície, podendo chegar a níveis críticos para a saúde.

A dispersão dos poluentes também está diretamente relacionada ao perfil vertical de temperatura, uma vez que ela determina em grande parte, a estabilidade da atmosfera. A condição de maior estabilidade ocorre quando há inversão térmica, na qual a temperatura aumenta com a altura. Nesta situação, o ar quente (menos denso) fica sobre o ar frio (mais denso) inibindo os processos convectivos e a mistura do ar. A ocorrência de inversão térmica de superfície tem grande importância na dispersão da poluição, uma vez que a mesma pode ficar retida nas camadas inferiores da atmosfera, gerando altas concentrações próximas ao solo. As principais causas de inversões térmicas de superfícies são a radiação e a subsidência:

a. Radiação: durante a noite o solo perde calor, formando uma camada de ar mais fria junto ao solo;
b. Subsidência: um sistema de alta pressão causa movimentos subsidentes do ar, que acaba se aquecendo próxima ao solo, por compressão.

É sabido que as inversões de superfície são mais comuns durante a noite, quando os ventos são mais calmos e ocorre perda radioativa de calor do solo. No entanto, na região leste nordestina a baixa frequência de períodos de calmaria favorece a produção de turbulência mecânica, dificultando a formação de inversões.

A fraca atuação de massas polares e a ocorrência de intensos processos convectivos principalmente no inverno, também tornam as condições dinâmicas e térmicas muito desfavoráveis para o estabelecimento de inversões em superfície.

O comportamento do vento de uma região é determinado por vários fatores como as condições dinâmicas da atmosfera, a interação entre as escalas sinótica e grande escala, as características da rugosidade e relevo local, a localização geográfica e a rotação da Terra.

A velocidade do vento indica quão rápida o ar passa em determinado local. Fundamentalmente, as velocidades do vento são dadas em m/s, em aplicações de proteção ambiental. No âmbito de serviços meteorológicos e na navegação, é usada também a unidade nó ou força do vento.

A velocidade do vento medida no ano de 2014 na estação do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET)[3] apresentou uma média anual de 2,4 m/s.

A **Figura 13.20-3** apresenta a variação da média mensal de velocidade do vento evidenciando novembro como mês de maior velocidade com 2,9 m/s.

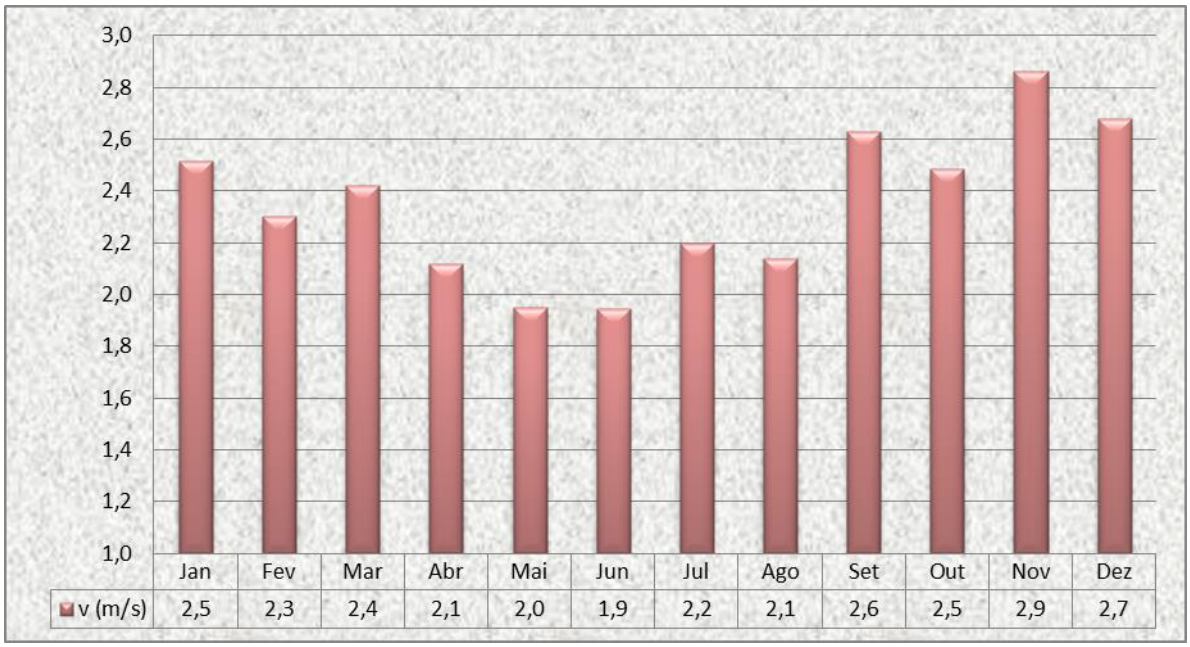


Figura 13.20-3 – Velocidade do vento: média mensal

Fonte: INMET, 2015

[3] Órgão vinculado ao Ministério da Agricultura e é considerada a estação oficial para fins de coleta de dados meteorológicos (temperatura, pressão, umidade, radiação, vento, ente outros).

Os dados relativos a frequência e direção do vento considerando 8 direções e 4 faixas de velocidades, estão apresentados no Volume 2/2 da Análise de Risco.

13.20.4 Estabilidade Atmosférica

O ar na atmosfera pode estar estável, neutro ou instável, dependendo da temperatura em que se encontra. A estabilidade atmosférica é um parâmetro usado nos estudos de dispersão para definir o estado da atmosfera ou descrever a sua capacidade dispersiva. Deste modo, este parâmetro descreve as propriedades da atmosfera que governam as acelerações dos movimentos verticais de uma parcela de ar.

Na atmosfera encontramos o ar em movimento constante, variando de acordo com a temperatura, umidade, pressão e outras propriedades.

SEINFELD (1978) explica a estabilidade através do comportamento de uma parcela de ar que não está sujeita a outros movimentos e que não se mistura com o ambiente (comportamento adiabático). Se a parcela de ar deslocada não está submetida a nenhuma força como resultado de sua nova vizinhança, a atmosfera é considerada neutra. Se a parcela de ar deslocada, está sujeita a forças que a façam ascender ainda mais, a atmosfera é considerada instável. Por outro lado, se o deslocamento da parcela de ar ocorre de forma a restaurar a sua posição original, a atmosfera é dita estável.

O critério de estabilidade para determinar a resultante das forças que atuam em uma massa de ar, resulta da comparação entre o gradiente adiabático da parcela e o perfil real de temperatura existente na atmosfera. Os modelos gaussianos empregam classes de estabilidade para qualificar a capacidade de dispersão da atmosfera, ou seja, para estimar os parâmetros de dispersão nas direções transversal e vertical, em relação à direção de propagação da pluma (que é a direção dos ventos) e consequentemente, para efetuar as previsões das concentrações.

Diversos estudos foram realizados buscando avaliar a intensidade da turbulência atmosférica. Dentre estes cita-se PASQUILL (1961), que através da execução de vários experimentos, distinguiu 6 classes de estabilidade:

- A - altamente instável;
- B – instável;

- C - ligeiramente instável;
- D – neutra;
- E - ligeiramente estável e
- F - estável.

Muitos modelos (também aqueles recomendados pela Environmental Protection Agency - EPA dos EUA) associavam a difusão às classes de estabilidade atmosférica, por serem mais simples de avaliar.

As classes de estabilidade podem ser realmente, calculadas com técnicas semi-empíricas utilizando, como exemplo, o método de PASQUILL ou de TURNER, baseados em observações meteorológicas simples (**Quadros 13.20-1 e 13.20-2**), ou de medidas do desvio padrão da velocidade vertical do vento σ_w, da direção lateral do vento σ_θ, do gradiente vertical de temperatura $\Delta T/\Delta z$, do número de Richardson, como apresentado no Quadro 13.20-3.

Quadro 13.20-1 – Classificação da estabilidade atmosférica (PASQUILL; SMITH, 1983)

Insolação/Cobertura do Céu		Velocidade do vento no solo (m/s)				
		<2	>2 e <3	>3 e <5	>5 e <6	≥ 6
Dia	Insolação forte	A	A-B	B	C	C
	Insolação moderada	A-B	B	B-C	C-D	D
	Insolação fraca	B	C	C	D	D
Dia ou Noite	Céu coberto	D	D	D	D	D
Noite	Cobertura sutil ou ≥ 0,5	-	E	D	D	D
	Cobertura sutil ou ≤ 0,4	-	F	E	D	D

Fonte: Moreira, 2007

As categorias de insolação apresentadas no Quadro 10 são definidas conforme critérios proposto por GIFFORD (1990) como sendo:

a. Forte: Radiação Solar > 700 W/m^2;
b. Moderada: 350 W/m^2 ≤ Radiação Solar ≤ 700 W/m^2;
c. Fraca: Radiação Solar < 350 W/m^2.

Quadro 13.20-2 – Classificação da estabilidade atmosférica (ZANNETTI, 1990)

Categoria de Estabilidade	Categoria de Pasquill	σ_θ (graus)	Gradiente Vertical de Temperatura (°C/m 10^{-2})	Número de Richardson a 2m	σ_w / ū
Muito instável	A	25,0	< -1,9	-0,9	> 0,15
Instável	B	20,0	-1,9 a -1,7	-0,5	0,10 a 0,15
Pouco instável	C	15,0	-1,7 a -1,5	-0,15	0,10 a 0,15
Neutro	D	10,0	-1,5 a -0,5	0,00	0,05 a 0,10
Pouco estável	E	5,0	-0,5 a 1,5	0,40	0,00 a 0,05
Estável	F	2,5	1,5 a 4,0	0,80	0,00 a 0,05

Fonte: Moreira, 2007

Quadro 13.20-3 – Classificação da estabilidade atmosférica instável na hora noturna (IRWIN, 1980)

Categoria Individual de σ_θ (graus)	Velocidade do Vento (m/s)	Categoria Noturna Correta
A	< 2,9	F
	2,9 – 3,6	E
	> 3,6	D
B	<2,4	F
	2,4 – 3,0	E
	> 3,0	D
C	<2,4	E
	≥ 2,4	D

Fonte: Moreira, 2007

O parecer sobre a classe de estabilidade atmosférica da região e os dados de vento e radiação solar que o subsidiaram estão apresentados no Volume 2/2 da Análise de Risco.

13.20.5 Dados Relativos

O tempo e o clima são conceitos usados em Meteorologia para se entender o comportamento da atmosfera em diferentes "intervalos de tempo". O tempo em uma determinada região do planeta pode ser considerado como a soma da ação de diversas variáveis atmosféricas (por exemplo: chuva, sol e

vento) num limitado e curto período de tempo, já o clima (da referida região) seria o comportamento médio da atmosfera por um longo período de tempo: meses ou anos.

Devido a este fato, o clima de uma região é resultado direto da interação de vários fatores naturais como à interação entre as massas de ar, correntes marítimas, localização geográfica, a vegetação e o relevo. No entanto, fatores antropogênicos como o desmatamento, a urbanização, a industrialização e o uso do solo vêm ganhando cada vez mais influência na alteração das condições climáticas em todo o mundo.

O clima caracteriza-se pelos elementos: temperatura do ar, umidade do ar, precipitação, pressão atmosférica, vento e radiação. Conhecer o comportamento médio da atmosfera e estudar parâmetros relacionados ao clima são elementos essenciais para o desenvolvimento de um Estudo de Análise de Riscos.

Para caracterização do clima e da meteorologia, foi utilizado como metodologia de análise, o cálculo estatístico de médias mensais e horárias das variáveis meteorológicas e climatológicas das região de Aracaju/SE e Itabaiana/SE.

Essas regiões foram selecionadas em virtude destes municípios possuir estação automática para coleta de dados, fornecendo boa representatividade do clima e da meteorologia da região do empreendimento. É justificada também perante as normas da Organização Mundial de Meteorologia – (OMM) a qual cita que cada estação é representativa para uma circunferência com raio de 150 km, centrada na estação.

A estação utilizada para fins de coleta de dados foi a pertencente ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET)[4] para os parâmetros de temperatura do ar, pressão atmosférica, umidade relativa do ar, dados de vento (velocidade e direção), precipitação e insolação e a pertencente ao Centro de Previsão de Tempo e estudos Climáticos (CEPTEC)/ Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) para os parâmetros de radiação e temperatura do solo.

O Quadro 13.20-4 mostra os dados das estações, parâmetros analisados e período estudado.

[4] Órgão vinculado ao Ministério da Agricultura e é considerada a estação oficial para fins de coleta de dados meteorológicos (temperatura, pressão, umidade, radiação, vento, ente outros).

Quadro 13.20-4 – Estações e parâmetros utilizados

Estação	Código	Localização	Altitude	Parâmetros Levantados	Período
Aracaju/SE	83096	Lat. -10.95 ºS Long. -37.04 ºW	4,72 m	Dados de vento Precipitação Insolação Temperatura do Ar Umidade Relalitva do Ar Pressão Atmosférica	2014
Itabaiana/SE	31802	Lat. -10,70 ºS Long. -37,42 ºW	200 m	Radiação	2014
				Temperatura do Solo	2013

Fonte: Elaboração própria, 2015

- *Clima*

Situada na Mesorregião do Leste Sergipano e na microrregião geográfica de Aracaju, o clima de Barra dos Coqueiros segundo a classifcação de Köppen-Geiger é do tipo "AM" – Tropical úmido a sub-úmido[5].

Temperatura do Ar

Através do aquecimento da superfície da terra ocorre uma transferência de calor do solo para a camada adjacente. Os gradientes verticais e horizontais de temperatura do ar favorecem os movimentos convectivos, que ajudam na dispersão dos poluentes. O aquecimento do ar ocorre, primariamente pela irradiação de ondas compridas do solo e por convecção. Enquanto a radiação incidente atinge seu máximo às 12h local, o máximo da temperatura do ar apenas surge às 14 – 15h. O mínimo geralmente ocorre pouco antes do nascimento do Sol. As variações são bem amplas com dia ensolarado e noite clara.

Como a temperatura do ar depende muito da temperatura do solo, as amplitudes são menores acima de superfície de águas do que sobre o solo. Efeitos especiais no decorrer do dia podem ser provocados por influências locais, tais como ventos terrestres e marítimos, ventos de montanhas e vales ou ventos de seara. A temperatura média do ar observada no período estudado correspondeu a 26,7°C.

[5] SERGIPE.SEPLANTEC/SUPES, 1997/2000.

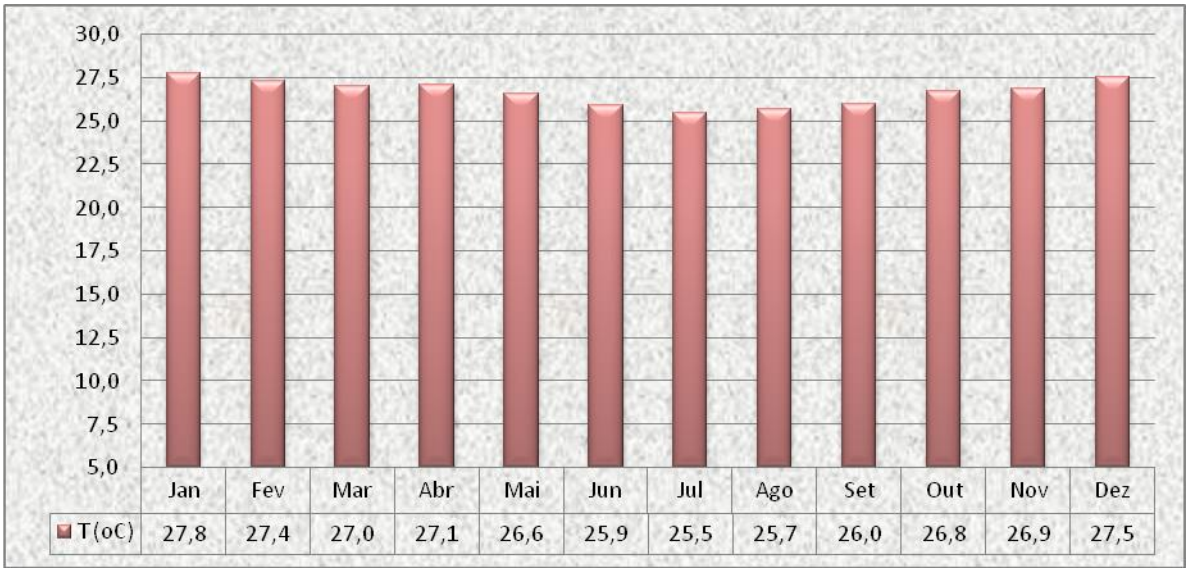


Figura 13.20-4 – Temperatura do ar: média mensal

Fonte: INMET, 2015

A **Figura 13.20-4** mostra que não há grandes variações durante o decorrer do ano apresentando uma aplitude térmica de 2,3º. Tem-se janeiro como o mês mais quente, com temperatura média de 27,8°C e julho o mês mais frio, com temperatura média de 25,5°C. Analisando o **Quadro 13.20-5** o qual nos fornece a média sazonal da temperatura média do ar da região, observamos que estas são maiores no verão (27,4°C) e menores no inverno (25,7°C)

Quadro 13.20-5 – Temperatura do ar: média sazonal

Estação	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Temperatura do ar (ºC)	**27,4**	**26,5**	**25,7**	**27,0**

Fonte: Elaboração Própria, 2015

Temperatura do Solo

O solo, além de armazenar e permitir os processos de transferência de água, solutos e gases, também armazena e transfere calor. A capacidade de um solo de armazenar e transferir calor é determinada pelas suas propriedades térmicas e pelas condições meteorológicas que, por sua vez, influenciam todos os processos químicos, físicos e biológicos do solo.

Os processos de transferência de calor no solo podem ocorrer por condução e convecção, com ou sem transferência de calor latente. A temperatura do solo é consequência desses processos e das trocas de calor entre a superfície do solo com a atmosfera. Nas trocas de calor entre a superfície do solo com a atmosfera, além dos processos de condução e convecção, ocorre, ainda, mais um processo: a radiação.

A radiação é o único processo de transferência que pode ocorrer no vácuo, porque nesse processo a energia ocorre por ondas eletromagnéticas. A condução ocorre pela transferência de energia térmica de uma partícula para outra e é geralmente o processo mais importante de transferência nos solos. Esse processo é governado pelas propriedades térmicas do solo, que por sua vez são tremendamente dependentes da umidade do solo. A convecção ocorre pelos fluidos em movimento (fluxo de massa) e é geralmente o processo mais importante de transferência de calor nos solos úmidos.A quantidade de calor que pode ser transmitida por condução no solo depende:

a) da propriedade do meio em transmiti-lo, ou seja, da sua condutividade térmica, que é a quantidade de energia térmica que o solo pode transmitir por segundo a uma distância de 1 metro, quando a diferença de temperatura nessa distância for de 1K (lê-se um Kelvin); e
b) da quantidade de energia térmica que uma massa ou volume de solo armazena antes que a sua temperatura se eleve (calor específico). O calor específico é a quantidade de energia térmica que 1kg ou $1m^3$ de solo necessita para aumentar a temperatura de 1K.

Em outras palavras, o calor específico do solo reflete a sua capacidade de atuar como um reservatório de calor, enquanto a condutividade a sua capacidade de transmiti-lo. Consequentemente, o tempo requerido para um determinado solo aumentar ou diminuir a temperatura depende de como o calor é transmitido e do calor específico de cada fase constituinte (sólida, líquida e gasosa). Assim, a temperatura do solo é uma variável meteorológica que determina os níveis de evaporação e aeração do mesmo cuja variação de temperatura é afetada pela interação com outros fatores, dentre eles:

a. Fatores Externos: relacionados aos elementos meteorológicos: radiação solar global, temperatura do ar, nebulosidade, chuva e vento.
b. Fatores Intrínsecos: relacionados ao tipo de solo, ao relevo e ao tipo de cobertura do terreno.

A temperatura média do solo observada no período estudado correspondeu a 27,7°C. Analisando os resultados, observa-se que a temperatura do solo difere bastante quando comparada com a temperatura do ar. Há uma variação no decorrer do ano bastante considerável entre os valores

apresentado uma amplitude térmica de 9,4º entre os meses de maior (março) e menor temperatura (julho)

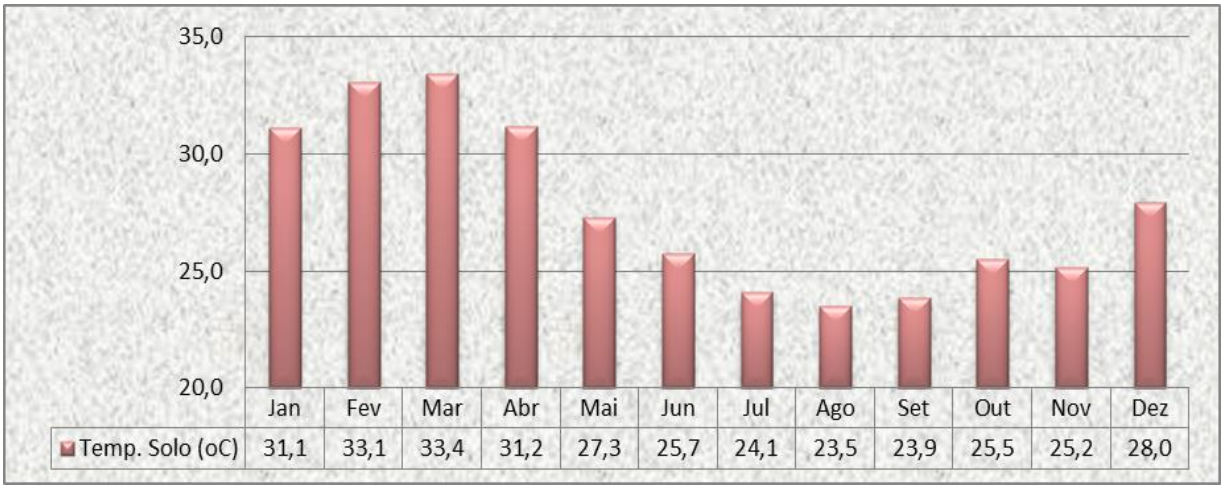


Figura 13.20-5 – Temperatura do solo: média mensal
Fonte: CPTEC, 2015

O mesmo comportamento é observado quando analisamos a média sazonal apresentada no **Quadro 13.20-6** que são maiores no verão (32,5°C) e menores no inverno (23,8°C).

Quadro 13.20-6 – Temperatura do solo: média sazonal

Estação	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Temperatura do solo (ºC)	**32,5**	**28,1**	**23,8**	**26,2**

Fonte: Elaboração Própria, 2015

Umidade Relativa

Entende-se por umidade o conteúdo de água em uma substância ou material. No caso da umidade do ar, a água esta misturada com o mesmo de forma homogênea no estado gasoso.

Como qualquer outra substância o ar tem um limite de absorção, este limite se denomina saturação. Abaixo do ponto de saturação (ponto de orvalho) o ar úmido não se distingue do ar seco ao simples olhar sendo absolutamente incolor e transparente. Acima do limite de saturação a quantidade de água em excesso se precipita em forma de neblina ou pequenas gotas de água (chuva).

A quantidade de água que o ar absorve antes de atingir a saturação depende da temperatura e aumenta progressivamente com ela.

O ar atmosférico sempre contém quantidade variável de vapor de água conforme a temperatura, região, estação, etc. Esse vapor, resultante da evaporação das águas dos mares, rios e lagos, sobretudo pela ação do calor solar, sobem na atmosfera e passa a fazer parte de sua composição. Devem-se ao vapor de água diversos fenômenos relevantes na vida de animais e plantas, como a chuva, neve, etc. O tempo depende não apenas dos ventos, mas também da umidade. Muitas vezes no verão se diz que o ar está úmido, pesado. O ar "pesado" tem grande umidade relativa; ele contém quase tanta umidade quanto pode conter.

Umidade relativa de um volume de ar é a relação entre a quantidade de vapor de d' água que ele contém e o que conteria se estivesse saturado. A quantidade de vapor d' água necessária para saturar um volume aumenta com a temperatura.

A temperatura em que o vapor d' água fica saturado chama-se ponto de orvalho. No inverno rigoroso, ao ar livre, o ar que se é expirado é tão úmido que, esfriando-se bastante, pode ficar abaixo do ponto de orvalho. Então ele se condensa formando uma névoa. A presença de vapor d'água favorece a diminuição da concentração de poluentes no ar. Pequenas partículas são incorporadas pelas gotículas de água que ajudam na remoção de poluentes. Este processo físico é conhecido como “wash-out”.

Por estar relativamente próxima ao litoral a região de interesse recebe normalmente maior contribuição de umidade do ar de origem marinha face às circulações atmosféricas predominantes daquele setor. Quando de situações de intensa radiação solar, sobretudo nos meses de primavera, verão e outono, a evaporação das águas do solo em combinação com a maior transpiração das plantas supre de água a atmosfera local, embora o aquecimento solar induza um aumento de temperatura à superfície, este a diminuição da umidade relativa do ar. No inverno, a atuação mais intensa da Alta Subtropical do Atlântico Sul favorece a predominância de condições de céu claro e de tempo mais seco.

A umidade relativa média do ar observada no período estudado correspondeu a 76,0%.

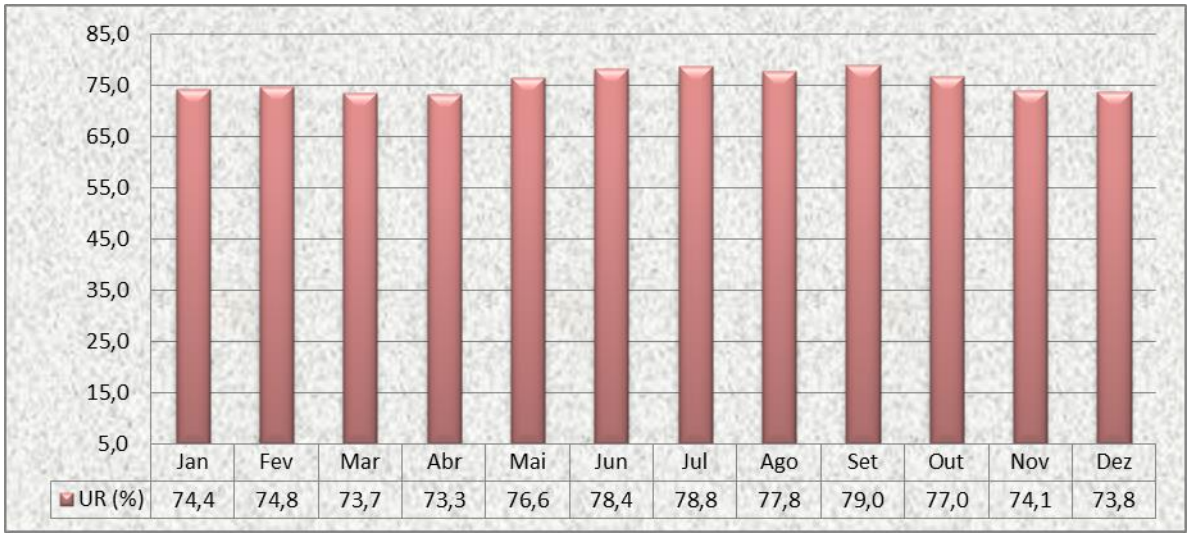


Figura 13.20-6 – Umidade relativa do ar: média mensal
Fonte: INMET, 2015

A média da umidade relativa do ar por estação está apresentada no **Quadro 13.20-7**, a qual indica maior valor no inverno (78,5 %) e menor no verão (74,3°C).

Quadro 13.20-7 – Umidade realtiva do ar: média sazonal

Estação	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Umidade relativa do ar (%)	**74,3**	**76,1**	**78,5**	**74,9**

Fonte: Elaboração Própria, 2015

Pressão Atmosférica

O mais importante para o entendimento da pressão atmosférica é o conhecimento nas variações que ela está sujeita sob o efeito de diversos fatores. Basicamente quase todas a variáveis meteorológicas estão vinculadas a pressão atmosférica.

Os sistemas de Alta Pressão resultam da descida do ar frio. A rotação da Terra faz o ar, ao descer, circular à volta do centro da alta pressão. O ar desloca-se no sentido dos ponteiros do relógio no hemisfério Norte e, no Sul, na direção contrária.

Os sistemas de Baixa Pressão são causados pela elevação do ar quente. Este circula no sentido dos ponteiros do relógio no hemisfério Sul e na direção contrária no hemisfério Norte. No topo, o ar desloca-se para fora e é arrastado para outro lado.

Deve-se ter em mente que a pressão média ao nível do mar situa-se em torno de 1.013 Milibar (mB) ou Hectopascal (hPa), essas são as unidades de medidas mais utilizadas hoje em dia no mundo. Os instrumentos utilizados para determinar a pressão atmosférica chamam-se barômetro ou barógrafo. Diante disso quando temos uma pressão atmosférica superior a 1.013 mB ou hPa (alta pressão ou anticiclone) é por que o ar está mais pesado, descendo, consequentemente mais frio e seco. Se a pressão atmosférica estiver com valor abaixo de 1.013 mB ou hPa (baixa pressão ou ciclone) é porque o ar está mais leve, se ele está mais leve, ele subirá, subindo leva o calor e umidade que se transformarão em nuvens e mais tarde em chuva.

A média anual da estação é de 1.014,0 mB. A **Figura 13.20-7** mostra a variação média mensal da pressão atmosférica.

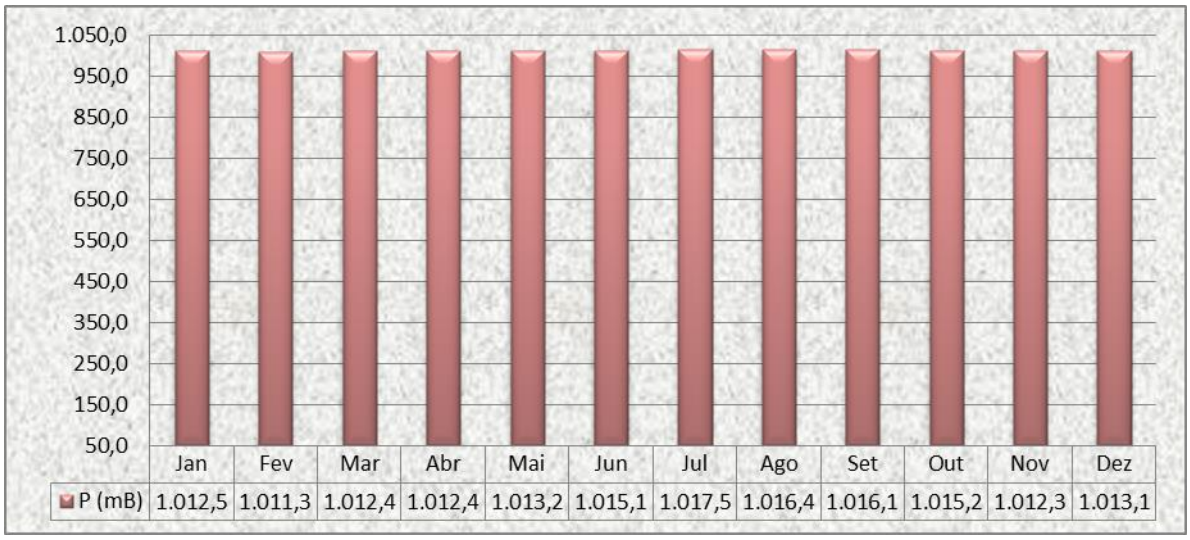


Figura 13.20-7 – Umidade relativa do ar: média mensal
Fonte: INMET, 2015

A média sazonal da pressão atmosférica está apresentada no **Quadro 13.20-8**, a qual indica maior valor no inverno (1.016,7 mB) e menor no verão (1.012,1 mB).

Quadro 13.20-8 – Pressão atmosférica: média sazonal

Estação	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Pressão atmosférica (mB)	**1.012,1**	**1.013,6**	**1.016,7**	**1.013,5**

Fonte: Elaboração Própria, 2015

Precipitação

A chuva é um processo importante de limpeza da atmosfera. Os poluentes atmosféricos são incorporados à água da chuva, e em seguida removidos do ar por um processo físico conhecido como "rain-out". Além disso, correntes de ar que acompanham a formação e a ocorrência de chuva também ajudam a dispensar substâncias poluentes. A **Figura 13.20-8** indica os valores mensais de precipitação no período analisado. Os valores de precipitação medidos indicam um total anual de 829,9 mm.

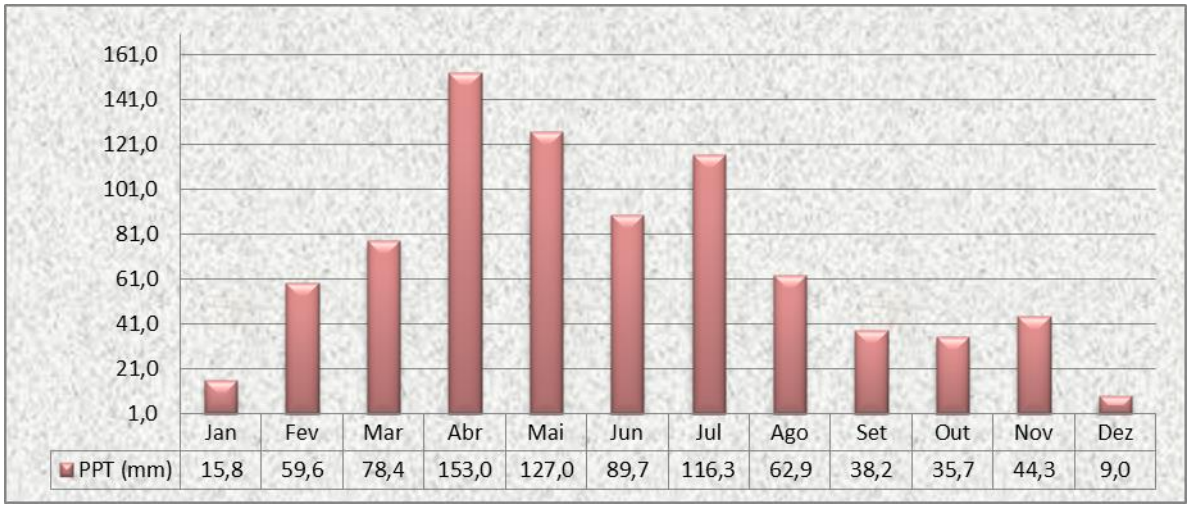


Figura 13.20-8 – Precipitação: total mensal
Fonte: INMET, 2015

Com relação à distribuição pluviométrica anual, a região possui duas estações, de abril a julho, com períodos prolongados de céu encarregado e tempo instável e um período mais seco, de agosto a março, quando os dias são ensolarados, com pancadas de chuva fortes, mas de curta duração.

O mês mais chuvoso é abril (total de 153,0 mm). Em dezembro, ocorrem os menores totais mensais (9,0 mm). O **Quadro 13.20-9** apresenta o total mensal de precipitação em cada estação do ano. As estações mais chuvosas são outono e inverno.

Quadro 13.20-9 – Precipitação: total sazonal

Estação	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Precipitação (mm)	**153,8**	**369,7**	**217,4**	**89,0**

Fonte: Elaboração Própria, 2015

Isolação

Insolação é o tempo durante o qual o feixe de luz ilumina uma superfície. A **Figura 13.20-9** mostra o valor total mensal para a região que apresetou um total anual de 2.901,5 horas.

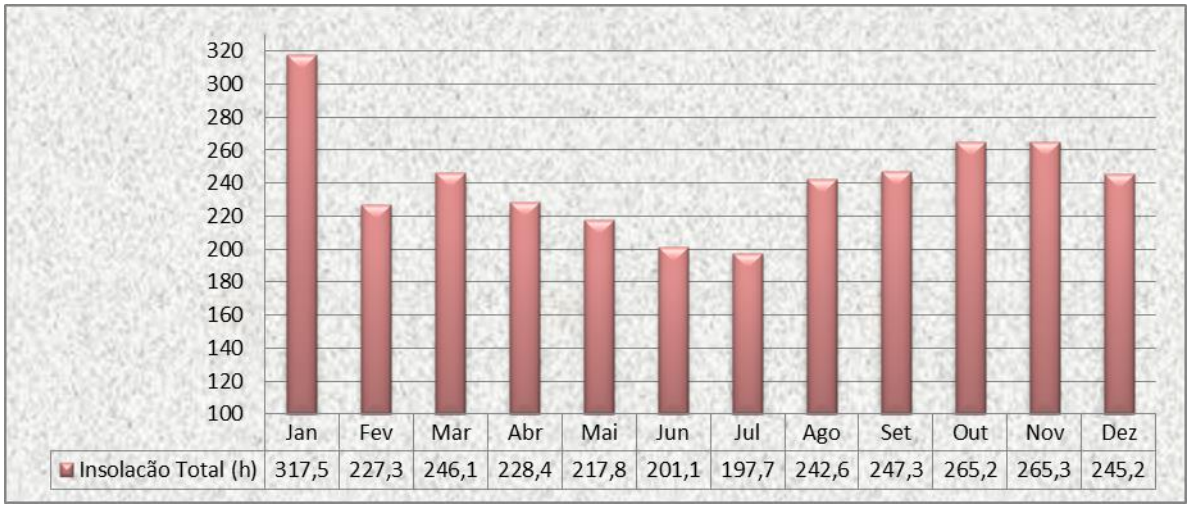


Figura 13.20-9 – Insolação: total mensal
Fonte: INMET, 2015

Aracaju por estar localizada próxima ao Equador recebe grande quantidade de radiação solar durante todo o ano. No entanto, nos meses mais chuvosos (abril a julho), boa quantidade dos feixes solares é interceptada pela camada de nebulosidade associada à atividade convectiva típica da estação, o que resulta em um decréscimo da insolação em superfície. A média mensal de insolação deste período é de 211,25 horas/mês. Nos demais meses, a menor nebulosidade determina a época de maior insolação do ano. Janeiro é o mês com maior número médio de horas de sol: 317,5 horas. O mês de menor média de insolação é o de julho, com um total de 197,7 horas.

Analisando em termos diários a região nos fornece uma média diária de 7,9 horas de sol/dia. A **Figura 13.20-10** mostra a média mensal no período estudado.

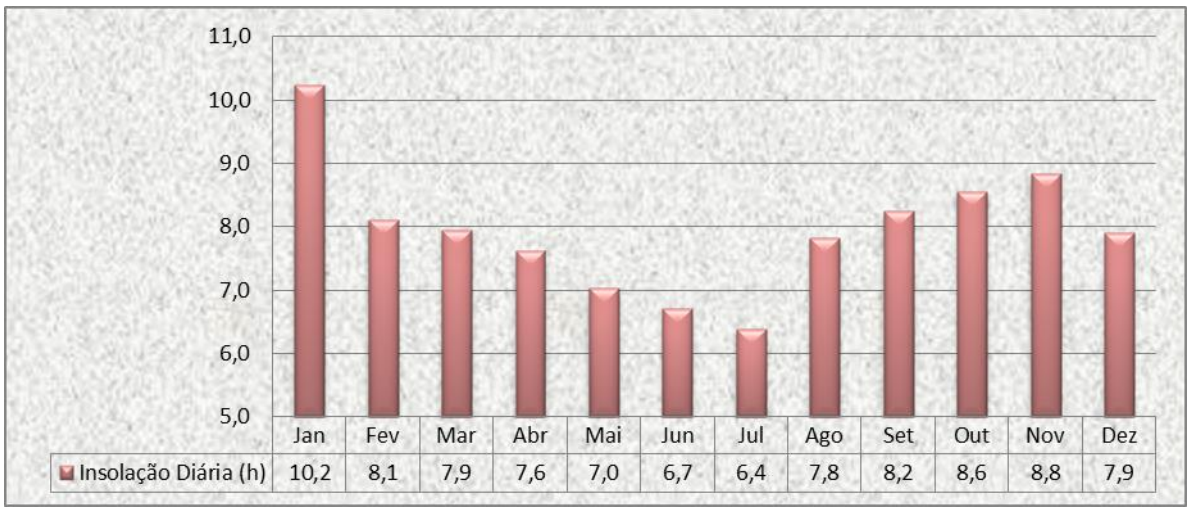


Figura 13.20-10 – Insolação: média mensal
Fonte: INMET, 2015

O **Quadro 13.20-10** mostra a variação sazonal das horas de sol em cada estação.

Quadro 13.20-10 – Insolação: total mensal sazonal

Estação	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Insolação (h)	**790,9**	**647,3**	**687,6**	**775,7**

Fonte: Elaboração Própria, 2015

13.21 DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO E SISTEMAS

13.21.1 Características Construtivas

- *Construção e Montagem*

Os serviços constarão basicamente de implantação do gasoduto do trecho terrestre através do método de vala aberta onde será instalada a tubulação[6]. Para instalação da tubulação serão realizadas, resumidamente as seguintes etapas:

a) desfile dos tubos;

[6] Detalhes para o trecho marítmo serão apresentados em estudo posterior após detalhamento do traçado e método construtivo junto com o projeto da FSRU.

b) soldagem elétrica dos tubos;

c) ensaio não destrutivo das soldas;

d) revestimento anticorrosivo das juntas soldadas;

e) abaixamento da coluna, e

f) recomposição do terreno às condições originais.

Antes do início de qualquer intervenção, o local será fotografado, com identificação de data, de forma a permitir completo reconhecimento das condições locais prévias à execução das obras. Haverá recomposição do terreno e demais locais onde for realizada a obra. Não será permitida durante a execução dos serviços o uso de germicidas, bactericidas, herbicidas, assim como, a prática de queimadas para a limpeza do terreno na implantação do gasoduto. Terá proteção e sinalização de todos os trechos da obra, conforme especificações e diretrizes da GENPOWER.

a) Abertura da pista

A abertura da pista consiste no desimpedimento e na preparação do trajeto onde será implantada a tubulação enterrada. A desobstrução da área deverá ser executada utilizando máquinas, ou através de ferramentas manuais adequadas.

b) Abertura de Vala

A escavação poderá ser realizada manualmente ou com auxílio de retroescavadeiras, ou qualquer outro equipamento ou ferramenta adequada.

A vala terá as dimensões necessárias para sua utilização conforme especificação da GENPOWER, devendo todo o material escavado ser retirado imediatamente da área da obra e colocado em local convenientemente providenciado, podendo o mesmo ser reaproveitado no reaterro da vala. A profundidade da vala deverá ser de modo a manter a distância mínima de 1,0m entre a geratriz superior do tubo e o pavimento acabado.

Será elaborado o plano de estabilização para as paredes da vala, sempre que o material oferecer riscos de desmoronamento ou danos a terceiros.

Em locais onde serão realizados "tie-ins" será permitido à manutenção da vala aberta por um período mais longo, porém a vala deverá ser totalmente cercada por tapume de madeira, com resistência suficiente para suportar eventuais impactos de animais, ou tamponadas com placas metálicas de solo.

A abertura da vala será realizada após a soldagem das colunas a serem abaixadas. Em qualquer local da obra em que a vala estiver aberta e houver a necessidade de pessoal entrar na vala para executar qualquer atividade, a mesma deverá ser escorada. A vala deverá ser aberta com profundidade suficiente para assegurar a cobertura mínima da tubulação, em relação ao nível da pista acabada, conforme projeto.

Deverão ser analisados, ao longo da diretriz, todos os trechos sujeitos a inundações e/ou alagamentos visando à instalação de revestimento de concreto, blocos ou reaterro. Todo o plano de aplicação de concreto deverá ser submetido à aprovação da Fiscalização.

O detalhamento de abertura das valas seguirá as seguintes orientações, quando couber:

a. Corte de toda a vegetação existente a 1,0 m dos eixos laterais da vala.

b. Remoção de raízes, pedras e todos os materiais / objetos que possam dificultar a abertura da vala e posterior lançamento dos cabos.

c. Retirada de água das áreas inundadas por dreno natural ou bomba elétrica (se possível).

d. Verificar se as valas estão deslocadas do eixo de instalação dos anodos.

e. A vala deverá ser confeccionada com 200 mm de largura por 600 mm de profundidade.

c) Transporte e Distribuição de Tubos

Os tubos destinados à construção do gasoduto deverão ser inspecionados antes de sua instalação. Será elaborada Planilha de Desfile que possibilite o cadastro e rastreamento dos tubos, seus números, fabricante, comprimento, quilômetro de montagem, junta de solda, espessura, dados da jaqueta de concreto (se houver) e do curvamento. Essa planilha terá total confiabilidade para permitir a totalização do comprimento real da linha ao final da montagem. O transporte de equipamentos, de tubos e materiais até os locais de utilização na obra (canteiros, áreas de armazenamento de tubos ou a pista),

será precedido de um planejamento de forma a respeitar as características das vias de acesso, quanto ao peso e dimensões máximas permitidas. Os tubos ao serem distribuídos devem se restringir aos limites da faixa de domínio e/ou da pista, não podendo causar danos à vegetação e demais benfeitorias fora dos seus limites. No desfile de tubos e rampas íngremes (>15º) em áreas urbanas, deverá ser feito pulmão, e só no momento da solda os mesmos poderão ser desfilados.

d) Curvamento a Quente

O curvamento a quente será realizado por empresas especializadas. As curvas a quente terão, no mínimo, raio de 3D, ou seja, o raio de curvatura não poderá ser inferior a três vezes o diâmetro do tubo. Em cada extremidade da curva haverá um trecho reto de, no mínimo, 50 cm. As extremidades serão biseladas conforme ASME B16.25. A montagem das curvas somente será executada após a passagem da placa calibradora e a aprovação da fiscalização da GENPOWER.

e) Curvamento a Frio

O curvamento de tubos poderá ser feito em planta fixa, ou ao lado da vala, desde que seja assegurada a rastreabilidade quando ao local exato de aplicação dos tubos. O curvamento dos tubos será feito exclusivamente com o uso de curvadeiras hidráulicas específicas para os serviços de construção de dutos terrestres, não sendo permitido o emprego de equipamentos obsoletos ou em condições precárias de conservação e manutenção. A montagem das curvas somente poderá ser executada após a passagem da placa calibradora e a aprovação da fiscalização da GENPOWER.

f) Ancoragem de Tubos

Os locais e quantidades dos tubos com jaqueta de concreto, como método de estabilidade contra a flutuação, nos locais onde o projeto executivo considerar necessário serão apresentados pela empresa contratada para análise e aprovação pela GENPOWER. A CONTRATADA deverá apresentar para análise e aprovação da GENPOWER, os locais e quantidades dos tubos com jaqueta de concreto, como método de estabilidade contra a flutuação, nos locais onde o projeto executivo considerar necessário.

g) Soldagem da Tubulação

A montagem e soldagem da tubulação seguirá a norma API 1104. A inspeção das soldas no campo será realizada por Inspetor de Soldagem qualificado pelos critérios da Fundação Brasileira de Tecnologia de Soldagem (FBTS) como Nível I. A qualificação da Especificação do Procedimento de Soldagem e dos Soldadores ou Operadores serão aprovados por Inspetor de Soldagem Nível II, conforme os critérios da FBTS e das normas aplicáveis.

h) Inspeção de Solda de Campo

Serão realizados exames das soldas das tubulações através de Ensaios não destrutivos - ENDs conforme critérios definidos nas normas nacionais e internacionais. Em qualquer caso, os ENDs devem ser feitos em 100% (cem por cento) das juntas soldadas, em toda a circunferência da mesma. Todos os ensaios não destrutivos devem ser acompanhados por inspetores qualificados: SEQUI/ABENDE/CNEN e sempre que necessário, com a respectiva autorização do CNEN. Os registros serão entregues ordenados, relacionando todas as informações referentes à junta inspecionada. Os equipamentos, o procedimento e os inspetores estarão qualificados antes da mobilização para a obra e necessariamente deverão possuir um nível de produtividade compatível com o cronograma da obra, considerando que todas as juntas serão inspecionadas.

i) Revestimento da Tubulação

Nos trechos enterrados os tubos serão fornecidos com revestimento externo em polietileno extrudado, tripla camada com espessura normal. As juntas soldadas deverão ser revestidas**,** utilizando mantas termo-retráteis adequadas e 100% verificadas com “holliday detector”.

j) Testes e Ensaios

Serão realizados todos os testes e ensaios exigidos pelas normas citadas e aplicáveis, incluindo teste hidrostático da linha e ENDs (Ensaios Não Destrutivos) das juntas soldadas. Para a execução do teste hidrostático, o equipamento utilizado para medição e controle dos diversos parâmetros da linha

(temperatura, pressão, tempo, etc.), será digital de forma a garantir maior qualidade e confiabilidade ao processo.

Serão realizados exames das soldas das tubulações através de Ensaios não destrutivos - ENDs conforme critérios definidos nas normas nacionais e internacionais. Em qualquer caso, os ENDs por ultrassom devem ser feitos em 100% (cem por cento) das juntas soldadas, em toda a circunferência da mesma. Todas as válvulas, instrumentos e materiais serão testados, calibrados, aferidos, preservados e condicionados, conforme normas vigentes.

k) Teste Hidrostático

Após a conclusão da montagem do duto, este será submetido a teste hidrostático para detecção de defeitos e alívio de tensões mecânicas. As pressões dos testes serão compatíveis com as normas específicas que regem a execução desses serviços. A pressão máxima de teste não deverá ser superior àquela que introduzam na tubulação tensões maiores que 90% (noventa por cento) do limite de escoamento do material. Os equipamentos necessários à realização do teste hidrostático atenderão a Norma API - RP - 1110.

Será previamente preparado ao início desses trabalhos, um plano de teste hidrostático para determinar em tempo hábil os pontos de divisão das linhas, aprovação dos procedimentos adotados e as pressões de teste a serem utilizadas em cada trecho. Todas as válvulas e instrumentos deverão ser testados, calibrados, aferidos, preservados e condicionados. Para a execução do teste hidrostático, o equipamento utilizado para medição e controle dos diversos parâmetros da linha, deverá ser digital de forma a garantir maior qualidade e confiabilidade ao processo.

l) Limpeza da Linha

Após a execução do teste hidrostático, será realizada a limpeza e secagem da linha através da passagem de *pigs* de raspegem, espuma para secar e outros que possam ser necessários. A tubulação ficará completamente limpa e sem resíduo de qualquer natureza, além de devidamente seca e preenchida com gás inerte, permanecendo assim até a sua operação.

m) Recomposição de Pista

Após o abaixamento da tubulação e o recobrimento da vala, a área será recomposta às suas condições originais.

n) Proteção Catódica

Será realizada Proteção Catódica provisória, durante as obras, da rede até à completa interligação da Proteção Catódica definitiva.

- *Dispositivos e Recursos de Segurança*

O gasoduto terá um sistema composto por 02 (duas) válvulas de bloqueio automáticas localizadas na entrada da estação de recebimento de gás e outra no tie-in com a FSRU.

13.21.2 Operação da Unidade de Produção

- *Processos de Geração de Energia*

Os processos de geração Termelétrica a combustível fóssil consiste tradicionalmente na utilização de máquinas térmicas, que fazem à conversão de parte da energia contida no combustível para energia elétrica. O processo para geração de energia elétrica utilizado pela UTE PORTO DE SERGIPE I será do tipo CICLO combinado. Será apresentada a seguir a descrição dos processos de geração utilizados pelas usinas propostas.

Ciclo Combinado

O ciclo combinado consiste basicamente em tirar proveito de parte da energia contida nos gases de exaustão da turbina a gás em uma caldeira de recuperação onde ocorre a produção de vapor para acionar uma turbina em ciclo Rankine. A configuração mais comum deste ciclo é a utilização conjunta dos ciclos de Brayton e Rankine, que obtém uma eficiência média em torno de 55 %. As **Figuras 13.21-1 e 13.21-2** apresentam um exemplo típico de uma planta operando em ciclo combinado.

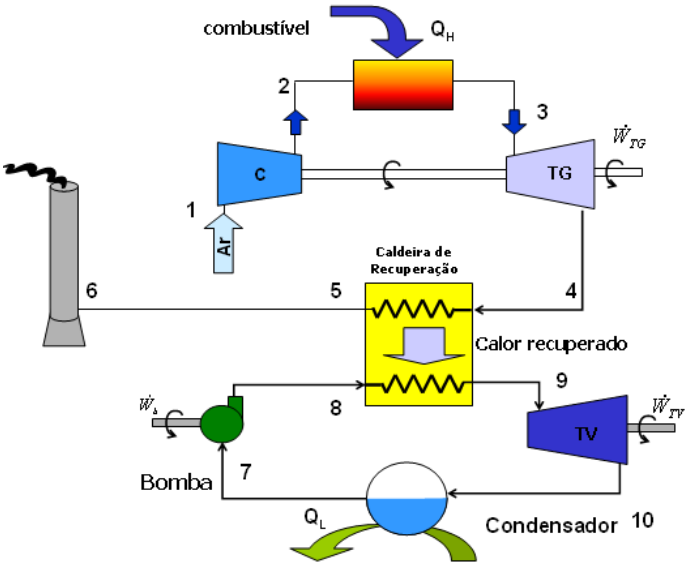


Figura 13.21-1 – Diagrama simplificado do ciclo combinado
Fonte: www.das.ufsc.br, 2015

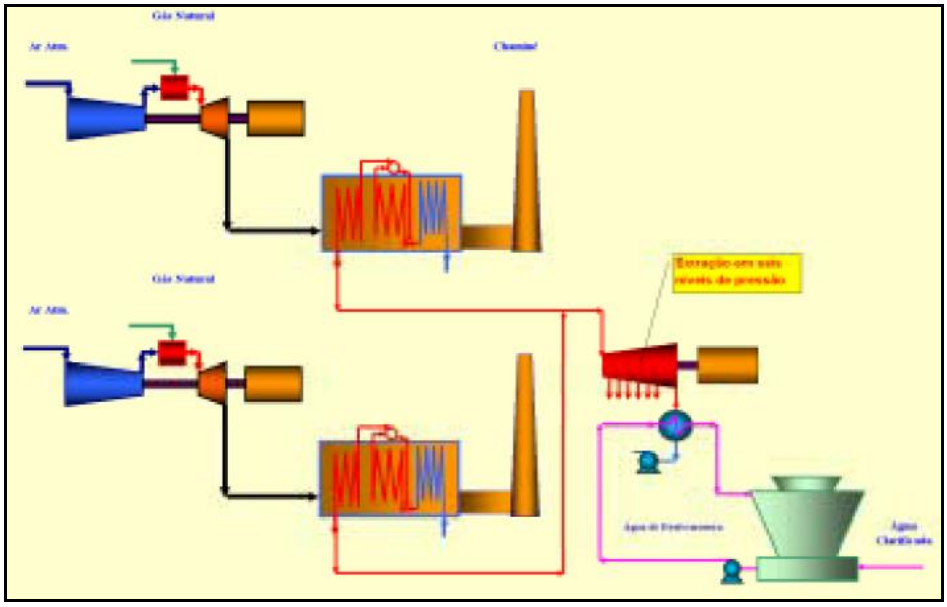


Figura 13.21-2 – Diagrama simplificado do ciclo combinado
Fonte: Jaakko Pöyry Engenharia Ltda.

Assim, para o projeto proposto, a UTE captará gás natural fornecido por uma FSRU a qual transformará sua energia calorífica em energia elétrica. Para este processo de transformação de energia calorífica em energia elétrica, o empreendedimento será composto de uma Central Geradora Termelétrica de Ciclo Combinado incluindo todos os processos periféricos e subestação de interligação a rede de distribuição.

A usina será composta de três Turbinas de Combustão e Geradores, um Geradores de Vapor de Recuperação de Calor, uma Turbina a Vapor e Gerador, quatro Transformadores Elevadores 20/500 kV, e dos equipamentos auxiliares necessários para sua operação, tais como torre de resfriamento, condensadores, sistema de óleo lubrificante, sistema de tratamento de água, sistema de tratamento de efluentes, sistema de resfriamento, sistema de compressão de gás, subestação elevadora, linhas de transmissão, sistema de admissão de ar, sistema de exaustão de ar, etc.

A Central Geradora Termelétrica da UTE PORTO DE SERGIPE I tem como fabricante a Alstom Switzerland, sendo caracterizada por um excelente desempenho, alta confiabilidade, baixa manutenção e baixos índices de emissões.

Combustível Principal

Seu combustível principal será expurgado de um gasoduto para uso exclusivo pela UTE PORTO DE SERGIPE I, ligando-a diretamente à Unidade Flutuante de Armazenamento e Regaseificação (FSRU, Floating Storage and Regasification Unit).

Quadro 13.21-1 – Características do duto de distribuição de gás natural

Descrição	Quantidade
Diâmetro máximo do tubo	406 mm (16in)
Espessura de parede	26,19 mm (mínima)
Material da tubulação	Aço carbono API 5L GRX60
Material do revestimento	Polietileno tripla camada
Comprimento do duto	6 km (aproximado)
Profundidade do duto no terreno	Mínimo 1,0 m
Pressão mínima de operação	35 bar
Pressão máxima de operação	50 bar
Sistemas de válvulas de bloqueio	Bloquei automático
Número de válvulas	02
Vida útil esperada	50 anos
Proteção catódica	sim

Fonte: GENPOWER, 2015

Rendimento Previsto Referido ao PCI do Combustível

O rendimento bruto da UTE PORTO DE SERGIPE I referido ao PCI do combustível está detalhado no **Quadro 13.21-2**, considerando os consumos internos e perdas da planta.

Quadro 13.21-2 – Rendimento previsto referido ao PCI do combustível

Descrição	Quantidade
Potência de geração de energia elétrica bruta	**1.516.000 kWe**
Consumo específico da planta ("Heat Rate")	**5.970 kJ/kWh**
Poder calorífico inferior - PCI	**48.236 kJ/Nm^3**
Rendimento bruto da UTE (bornes do gerador)	**60,3%**
Consumo de combustível	**6.195.574 Nm^3/dia**
Potência consumida e perdida (e)	**28.677 kWe**
Potência de geração de energia elétrica líquida (e)	**1.486.964 kWe**

Fonte: GENPOWER, 2015

- *Equipamentos e Sistemas Principais*

a) Turbina a Gás (TG)

A UTE PORTO DE SERGIPE I possuirá 03 Turbinas a Gás (TG). O ar ambiente é conduzido através da válvula de admissão e do revestimento de admissão para o compressor que ira pressurizá-lo e alimentado nos combustores. Nos combustores, ele é misturado com o combustível e inflamado, onde irá aumentar a temperatura de mistura dos produtos de combustão. A mistura comprimida e aquecida ira expandir na turbina, reduzindo a pressão e temperatura conforme a energia térmica é absorvida e convertida em trabalho mecânico. Uma parcela deste trabalho mecânico é usada para acionar o compressor e o restante é utilizado para acionar o gerador elétrico.

Para a partida da TG se faz necessário a utilização de um sistema deconversor de frequência de partida, que utiliza o gerador elétrico como motor para fornecer a unidade a velocidade autossustentável durante o ciclo de partida. Ao atingir uma velocidade autossustentável, o sistema de partida é consecutivamente desenergizado e a TG atinge sua velocidade nominal sozinha.

Cada TG é equipada com um resfriador de baixa pressão e um de alta pressão para seu resfriamento. A água e suprimida pelos economizadores AP. O vapor gerado pelos resfriadores é retornado ao sistema de vapor AP do GVRC. O Quadro 5.3-3 apresenta as principais características de cada TG projetada para queima de gás natural utilizada.

Quadro 13.21-3 – Características principais da turbina a gás

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
Fabricante	Alstom
Modelo	GT36
Temperatura de Admissão de Ar	25,5 °C
Altitude Absoluta do Terreno	10 m
Umidade Relativa	80,0 %
Taxa de compressão	33,2:1
Temperatura dos Gases de Exaustão da Turbina	635.4 °C
Potência Líquida nas Condições do Sítio	315.316 kWe
Consumo Específico da Turbina (*Heat Rate*)	9,070 kJ/kWh (gross @ LHV)
Consumo Específico da Planta (*Heat Rate*)	5,970 kJ/kWh (gross @ LHV)
Eficiência da Planta	60,3 %

Fonte: GENPOWER, 2015

b) Gerador de Vapor de Recuperação de Calor (GVRC)

Para recuperação do calor dos gases de exaustão das turbinas a gás e geração de vapor para injetá-lo na turbina a vapor serão utilizados um Gerador de Vapor da Recuperação de Calor (GVRC) do tipo tambor e circulação normal, com três níveis de pressão e queima suplementar. O GVRC será do tipo horizontal e irá operar em modo de recirculação natural. Os gases de exaustão da Turbina a Gás é a fonte quente para produção de vapor superaquecido.

A bomba de água de alimentação combinada de Alta Pressão (AP) e Média Pressão (MP) fornecerá a água de alimentação ao Gerador GVRC. A água de alimentação de Baixa Pressão (BP) será extraída dos economizadores AP/MP e, em seguida, será estrangulada até o nível de BP. O fluxo de água de alimentação será pré-aquecido nos economizadores e admitido nas baterias AP, MP e BP onde irão gerar vapor saturado.

As bombas de recirculação alimentam a serpentina de pré-aquecimento no final frio do GVRC. A água é retornada ao tanque de água de alimentação para manter a temperatura de fornecimento da água de alimentação nos níveis desejados.

O tanque de purga coleta os drenos contínuos e intermitentes do GVRC e também durante a partida da planta drenando os sistemas externos da turbina a vapor, que estarão próximos do GVRC. O tanque de purga atua como um separador de fase onde o vapor é descarregado para a atmosfera e condensado é bombeado ao sistema de água e vapor. Os estados de vapor gerado na seção de alta, intermediária e baixa pressão encontram-se indicados no **Quadro 13.21-4**.

Quadro 13.21-4 – Características principais da geração de vapor

Descrição		Quantidade
Alta Pressão	Vazão de Vapor Superaquecido	1,149.9 t/h
	Temperatura de Vapor Superaquecido	582,5 °C
	Pressão do Vapor Superaquecido	173,1 bar
Média Pressão	Vazão de Vapor Superaquecido	1259,4 t/h
	Temperatura de Vapor Superaquecido	585,0 °C
	Pressão do Vapor Superaquecido	44,82 bar
Baixa Pressão	Vazão de Vapor Superaquecido	93,0 t/h
	Temperatura de Vapor Superaquecido	288,2 °C
	Pressão do Vapor Superaquecido	5,28 bar

Fonte: GENPOWER, 2015

Após a passagem pelo gerador de vapor de recuperação de calor, os gases de combustão são emitidos à atmosfera pela chaminé da caldeira. O **Quadro 13.21-5** apresenta as principais características dos gases emitidos e das chaminés citadas acima.

Quadro 13.21-5 – Características principais dos gases de exaustão e chaminés

Descrição	Quantidade
Altura da Chaminé da Caldeira	45 m
Diâmetro Interno da Chaminé da Caldeira	7,0 m
Temperatura dos Gases de Exaustão	70,7 °C
Velocidade dos Gases de Exaustão	17,3 m/s
Vazão dos Gases de Exaustão	2124 t/h

Fonte: GENPOWER, 2015

c) Turbina a Vapor (TV)

A Turbina a Vapor (TV) será do tipo condensação reaquecida, composta por três câmaras de pressão. Os dois eixos da turbina para cada parte da turbina serão acoplados juntos rigidamente e o eixo da turbina de BP é acoplado rigidamente ao gerador elétrico, montado em eixo único com a TG.

O vapor de AP é injetado na turbina de AP através de duas válvulas paralelas de parada e duas válvulas paralelas de controle onde são expandidas a pressão reaquecida.

O vapor reaquecido é misturado ao vapor de MP e reaquecido no GVRC para aquecimento do vapor reaquecido que será admitido na turbina de MP através de duas válvulas de parada e duas válvulas de controle.

O vapor de BP é admitido na turbina de BP através de uma válvula de parada e um batente de controle para ser expandido e descarregado no condensador.

O condensador de água resfriada condensa o vapor de descarga da TV ou vapor desuperaquecido do *bypass* da TV pela rejeição de calor para a água de resfriamento.

Uma caixa rápida coleta o vapor dos drenos internos da TV na partida da planta. Após a separação, o vapor é descarregado para a câmara de vapor do condensador e o condensado é descarregado no reservatório do condensador. O sistema de controle de nível mantém o nível constante no tanque principal de condensado. O **Quadro 13.21-6** apresenta as principais características da TV.

Quadro 13.21-6 – Características principais da turbina a vapor

Descrição	Quantidade
Fabricante	Alstom
Velocidade de Rotação	3.600 rpm
Pressão de Vapor para Acionamento	173,1 bar
Temperatura de Vapor para Acionamento	582,5 °C
Pressão de Descarga	0,08 bar
Potência Elétrica Líquida na Saída do Gerador	570.052 kWe

Fonte: GENPOWER, 2015

d) Gerador Elétrico

Os **Quadros 13.21-7** e **13.21-8** apresentam as principais características dos geradores elétricos acoplados a cada uma das TGs e a TV.

Quadro 13.21-7 – Características principais dos geradores elétricos acoplados a cada turbina à gás

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
Fabricante	Alstom
Tipo	Síncrono – Trifásico
Potência Nominal	380 MVA
Fator de Potência	0,85
Voltagem Nominal	19 kV
Faixa de ajuste de voltagem	± 5 %
Frequência	60 Hz
Rotação	3600 rpm

Fonte: GENPOWER, 2015

Quadro 13.21-8 – Características principais dos geradores elétricos acoplados a cada turbina à gás

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE
Fabricante	Alstom
Tipo	Síncrono – Trifásico
Potência Nominal	770 MVA
Fator de Potência	0,85
Voltagem Nominal	24 kV
Faixa de ajuste de voltagem	± 5 %
Frequência	60 Hz
Rotação	3600 rpm

Fonte: GENPOWER, 2015

- *Características dos Sistemas Auxiliares*

Adicionalmente aos equipamentos citados acima, a Central Geradora Termelétrica UTE PORTO DE SERGIPE I necessita de diversos sistemas auxiliares para seu funcionamento.

a) Sistema de Fornecimento de Gás Natural

O sistema de fornecimento de gás natural deverá atender as necessidades da TG em termos de pressão, temperatura e qualidade. Antes de entrar na TG, o gás natural passará pelos medidores de vazão, pelo sistema de filtragem fina da TG e pelo sistema de preaquecimento do gás natural a temperatura constante, sendo alimentados pela água extraída dos economizadores BP. Para atendimento aos requisitos do gás combustível exigidos para o pleno funcionamento da TG, será necessário a utilização de compressor de gás com pressão mínima de entrada de 20 bar.

b) Sistema de Tratamento de Água

No sistema de tratamento de água será tratado a água para satisfazer aas necessidades de qualidade e quantidade para consumo de toda a planta. Os processos a serem utilizados serão clarificação, floculação e filtragem. O tratamento de água para o sistema fechado de água de resfriamento será do tipo leito misto com osmose reversa e ultra filtração.

c) Sistema de Água de Resfriamento Principal

O sistema de água de resfriamento principal proverá água fria ao condensador da TV e aos resfriadores do sistema fechado de água de resfriamento. A água aquecida é levada ao topo da torre de resfriamento onde é resfriada e coletada em sua base, onde as bombas de água de resfriamento terão o papel de circular a água no sistema.

A reposição de água é alimenta diretamente a base da torre de resfriamento. A purga é feita na descarga da bomba de água de resfriamento e é levada a planta de tratamento de efluentes. A água de resfriamento é tratada com ácidos e biocidas para prevenir a escalada e o crescimento orgânico no sistema. Para mandar os tubos do condensador limpos e manter a transferência de calor será instalado um dispositivo de limpeza do tipo bola de esponja.

d) Sistema Fechado de Água de Resfriamento

O sistema fechado de água de resfriamento é um sistema fechado preenchido com água desmineralizada para suprimento de vários consumos da ilha de potência com água fria limpa e não

corrosiva. A água aquecida é resfriada por meio de resfriadores água/água alimentados a partir do sistema de água de resfriamento auxiliar.

e) Sistema de Dosagem para Ciclo Água Vapor

Fosfato é dosado em solução diluída dentro das baterias de BP, MP e AP do GVRC com o propósito de manter o valor de pH necessário na água do GVRC. A água de alimentação e o sistema de condensado do ciclo água vapor são alcalinizados e dosados numa solução diluída de amônia. Em caso excepcional de alta concentração de oxigênio pode ser dosado uma solução diluída de remover de oxigênio.

f) Sistema de Compressão de Ar

O sistema de ar comprimido será instalado com o objetivo de suprir ar de serviço de instrumentação para o consumo das válvulas da usina, acumuladores, atividades de manutenção e outros.

g) Sistema de Óleo Lubrificante

O sistema de óleo lubrificante contempla tanques para armazenamento de óleo novo e óleo usado, bombas para esvaziamento e filtragem do óleo lubrificante, unidade de bombeamento para carregamento e descarregamento dos tanques.

h) Sistema de Tratamento de Efluentes

Todos os efluentes provenientes da bacia de contenção, da sala de máquinas e dos sistemas de tratamento de óleo lubrificante serão tratados em tanques distintos para o recebimento de resíduos industriais e para óleo lubrificante.

O pré-tratamento será por placas de gravidade, onde é retirada a maior parte do óleo. Após o pré-tratamento, os efluentes oleosos deverão ser tratados por flotação, com adição de produtos químicos para a remoção dos resíduos e correção do pH da água.

A estação de tratamento de efluentes atenderá ainda aos efluentes gerados nas instalações hidro sanitárias da UTE, assim como os rejeitos provenientes dos processos industriais destas.

A água tratada sai da unidade por ranhuras previstas para a retenção de partículas pesadas e, após analisada, é utilizada para regar as áreas jardinadas da planta. Os resíduos oleosos remanescentes serão coletados em tanques e recolhidos por firma especializada, autorizada para este fim, conforme legislação em vigor.

Os efluentes líquidos não deverão exceder os limites máximos especificados de acordo com a Resolução nº 357 do CONAMA ou níveis inferiores, de acordo com requisitos ambientais locais.

A monitoração da qualidade da água de descarga será constante. Os sistemas de tomada e a saída deverão ser providos com pontos de amostragem para a monitoração manual de rotina da qualidade de água de maneira segura.

Deverá ser implantado um sistema para monitoração contínua do pH dos efluentes de descarga, com alarme no anunciador local do ponto de monitoração da descarga e remotamente no anunciador principal do sistema DCS.

i) Sistema de Combate a Incêndio

O sistema básico de combate a incêndio contempla: torre de água de incêndio, bombas que manterão o sistema sempre pressurizado (sendo uma de emergência, acionada por motor a diesel), tubulação com hidrantes, mangueiras e pulverizadores.

Na sala de máquinas e na subestação haverá sistema fixo de CO_2, composto por cilindros de armazenamento, válvula de abertura rápida, tubos coletores, acionador e detector automático, com objetivo de detectar e extinguir o fogo através de inundação total do gás na área efetiva de risco. O CO_2 diminui a concentração de oxigênio do ambiente, fazendo com que o fogo não possa mais realizar o trabalho de combustão.

13.21.3 Caracterização das Substâncias Relacionadas

As Fichas de Segurança das substâncias relacionadas: gás natural e etilmercaptana (utilizado como odorizante) constam no Anexo I.

13.21.4 Aspetos de Segurança

Os dispositivos e recursos disponíveis na UTE para reduzir/eliminar os efeitos de ocorrências eventuais estão relacionados ao sistema de combate a incêndio da unidade conforme já apresentado no item *Características dos Sistemas Auxiliares*, como também pelo uso de gás odorizado fornecido pela FSRU.

13.22 IDENTIFICAÇÃO DOS RISCOS

13.22.1 Análise Preliminar de Perigos (APP)

A Análise Preliminar de Perigos – APP (**Preliminary Hazard Analysis – PHA**) é uma técnica qualitativa cujo objetivo consiste na identificação dos cenários de acidente possíveis em uma dada instalação, classificando-os de acordo com categorias pré-estabelecidas de "frequência de ocorrência" e de "severidade" e propondo medidas para redução dos riscos da instalação, quando julgadas necessárias. Os critérios para estabelecimento das categorias de frequências e de consequências para cenários identificados na APP estão também descritos nesta seção, juntamente com aqueles para a definição dos cenários para que devam ser objeto de medidas de mitigação de riscos.

- *Dados Necessários*

As principais informações requeridas para a realização da APP estão indicadas no **Quadro 13.22-1**.

Quadro 13.22-1 – Informações necessárias para realização da APP

Região	- Dados demográficos - Dados climatológicos
Instalações	- Premissas de projeto - Especificações técnicas de projeto - Especificações de equipamento - Layout da instalação - Descrição dos principais sistemas de proteção e segurança
Substâncias	- Propriedades físicas e químicas - Características de inflamabilidade - Características de toxicidade

Fonte: Elaboração própria, 2015

- *Descrição da Metodologia*

A metodologia de APP adotada no presente trabalho compreende a execução das seguintes tarefas:

a. definição dos objetivos e do escopo da análise;
b. definição das fronteiras das instalações analisadas;
c. coleta de informações sobre a região, as instalações, as substâncias perigosas envolvidas e os processos;
d. realização da APP propriamente dita (preenchimento da planilha);
e. elaboração das estatísticas dos cenários identificados por categorias de frequência e de severidade;
f. análise dos resultados e preparação do relatório.

O escopo da APP realizada abrange todos os eventos perigosos cujas causas tenham origem nas instalações analisadas, englobando tanto as falhas intrínsecas de componentes ou sistemas, como eventuais erros operacionais (erros humanos). Ficam excluídos da análise os eventos perigosos causados por agentes externos, tais como: queda de aviões, de helicópteros ou de meteoritos, terremotos e inundações. Tais eventos externos foram excluídos por serem as suas frequências de ocorrência consideradas extremamente remotas. As principais informações requeridas para a realização da APP são as seguintes:

- sobre as instalações: layout e descrição dos principais sistemas de proteção e segurança;
- sobre os processos: descrição dos processos envolvidos; e
- sobre as substâncias: propriedades físicas de inflamabilidade e de toxidade do produto.

A realização da análise dita é feita através do preenchimento de uma planilha (Quadro 3 - Modelo Geral da Planilha de APP). A planilha utilizada nesta APP possui 9 colunas, as quais devem ser preenchidas conforme a descrição apresentada abaixo:

1ª coluna: Perigo

Esta coluna deve conter os perigos identificados para o sistema em estudo, ou seja, eventos que podem causar danos às instalações, funcionários e ao meio ambiente. Portanto, os perigos referem-se a eventos tais como: liberação de carga explosiva, vazamento de material inflamável, queima descontrolada, aumento de pressão, incêndios e explosões.

2ª coluna: Causa (s)

As causas básicas de cada perigo devem ser discriminadas nesta coluna. Estas causas podem envolver tanto falhas intrínsecas de equipamentos (vazamentos, rupturas, falhas de instrumentação, etc.), como erros humanos de operação e manutenção.

3ª coluna: Modo de Detecção

Esta coluna é preenchida com o modo de detecção do perigo correspondente.

4ª coluna: Efeito (s)

O resultado de uma ou mais causas é definido como efeito. Os possíveis efeitos danosos de cada perigo identificado devem ser listados nesta coluna. Os principais efeitos dos acidentes envolvendo substâncias explosivas e inflamáveis incluem, entre outros:

- formação de nuvem explosiva;
- incêndio em poça de produto inflamável;
- formação de tocha (jato de fogo);
- incêndio em nuvem de vapor de produto inflamável;
- explosão de nuvem e vapor inflamável e
- contaminação ambiental.

Quadro 13.22-2 – Modelo geral da planilha de APP

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGO								DATA:
Área:								Cliente:
Subsistema:								Rev.
Documento Referência:								Folha: **Modelo**
PERIGO	CAUSA(S)	MODO DE DETECÇÃO	EFEITO (S)	CAT. CONS.	CAT. PROB.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS MITIGADORAS	CENÁRIO(S)

CATEGORIA DE SEVERIDADE	CATEGORIA DE FREQUÊNCIA	CATEGORIA DE RISCO
BA - Baixa MO - Moderada CR - Crítica CA - Catastrófica	FR – Frequente PR – Provável OC – Ocasional RE - Remoto IM – improvável	VRC – Crítico VRS – Sério VRM – Moderado VRB – Baixo VRD – Desprezível

5ª coluna: Categoria de Severidade

No âmbito desta APP, um cenário de acidente é definido como o conjunto formado pelo perigo identificado, suas causas e cada um dos seus efeitos. Exemplos de cenários de acidente possíveis seriam:

a. Grande liberação de carga explosiva ou substancia inflamável devido à ruptura de tubulação levando à formação de uma nuvem explosiva ou inflamável; ou
b. Grande liberação de gás inflamável devido à sobrepressurização de vasos por erro operacional resultando em explosão de nuvem de vapor

De acordo com a metodologia de APP adotada neste trabalho, os cenários de acidente devem ser classificados em Categorias de Severidade, as quais fornecem uma indicação qualitativa do grau de severidade das consequências dos cenários identificados. As Categorias de Severidade utilizadas no presente trabalho estão reproduzidas no **Quadro 13.22-3**.

Quadro 13.22-3 – Categorias de severidade

Categoria	Descrição
BA - Baixa	• Não provoca lesões e nem danos à saúde em funcionários e terceiros (não funcionários e público externo). • Não provoca nenhum impacto ambiental ao meio ambiente. • Não provoca danos ou provoca danos de pequena monta aos equipamentos, materiais e instalações. • Não provoca parada de produção ou provoca atrasos insignificantes. • Não provoca nenhuma alteração na qualidade do produto. • Pode provocar insignificante repercussão entre os funcionários e terceiros dentro da propriedade e nenhuma na comunidade. • A falha não irá resultar em uma degradação maior do sistema, nenhuma lesão é esperada, não contribuindo para um aumento do risco ao sistema.
MO - Moderada	• Provoca lesões leves ou perturbações leves à saúde de funcionários ou terceiros quando dentro da propriedade. Nenhum dano à comunidade é notado. • Provoca impacto leve e reversível ao meio ambiente, dentro da propriedade. • Provoca danos de pequena monta aos equipamentos, materiais e instalações. • Provoca parada de produção de curta duração. • Provoca pequena alteração na qualidade do produto detectável ainda no processo ou pelo cliente, porém, sem danos maiores. • Pode provocar uma repercussão significativa entre funcionários/terceiros dentro • A falha irá degradar o sistema em certa extensão, porém sem comprometê-lo seriamente, nem causar lesões graves (danos controláveis).

CR - Crítica	• Provoca lesões e danos à saúde com certa gravidade em funcionários ou terceiros quando dentro da propriedade, e lesões ou danos à saúde de gravidade leve em membros da comunidade. • Uma ou outra morte ou lesão incapacitante pode ocorrer em pessoas dentro da propriedade. • Provocam danos severos ao meio ambiente interno à propriedade, às vezes irreversíveis, e danos de gravidade leve fora da propriedade, às vezes irreversíveis. • Provoca danos de grande monta aos equipamentos, materiais e instalações da propriedade, e danos de razoável monta na comunidade. • Exige ações corretivas imediatas para evitar seu desdobramento catastrófico. • Provoca parada de produção de longa duração. • Provocam grandes alterações na qualidade do produto, passível de não ser detectada quando em processo. • Pode provocar repercussão de grande monta entre os funcionários e terceiros dentro da propriedade e repercussão significativa na comunidade. • A falha causará danos substanciais ao sistema, provocando lesões e resultando em risco inaceitável (ações preventivas e corretivas imediatas são requeridas).
CA - Catastrófica	• Podem provocar mortes, lesões graves, danos irreversíveis à saúde de funcionários, terceiros e membros da comunidade em geral. • Podem provocar danos de grande monta e irreversíveis ao meio ambiente interno ou externo à propriedade. • Podem provocar destruição total de equipamentos, materiais e instalações, internamente ou externamente à propriedade. • Pode provocar parada permanente de produção com destruição da planta ou parte significativa dela. • Provoca graves alterações na qualidade do produto, com grande repercussão na opinião pública. • Ações indenizatórias coletivas podem ocorrer. • Pode provocar repercussão de grande monta e duradoura entre os funcionários e terceiros dentro da propriedade e repercussão de grande monta com razoável duração na comunidade. • A falha irá produzir severa degradação ao sistema e ao meio ambiente, resultando em sua perda total, ou ainda, em lesões graves e mortes (ações preventivas e corretivas imediatas são requeridas).

Fonte: Elaboração própria, 2015

6ª coluna: Categoria de Frequência - Segue a seguinte hierarquização:

Quadro 13.22-4 – Categorias de frequência

Valor	Categoria	Descrição
FR	Frequente	- Esperado ocorrer várias vezes durante a vida útil da instalação.
PR	Provável	- Esperada uma ocorrência do cenário na vida útil do sistema.
OC	Ocasional	- A ocorrência do cenário depende de uma única falha humana/equipamento.
RE	Remoto	- A ocorrência do cenário depende de falhas múltiplas no sistema humana/equipamento

IM	Improvável	- Falha mecânica de vasos de pressão - Falhas múltiplas de sistemas de proteção

Fonte: Elaboração própria, 2015

7ª coluna: Categoria de Risco - A determinação qualitativa do risco é efetuada através da combinação de pares ordenados formada pela categorização da Frequência e da Severidade do evento obtém-se uma matriz de riscos, a qual fornece uma indicação qualitativa do nível de risco. A Matriz de Riscos utilizada neste trabalho está mostrada no **Quadro 13.22-5**.

8ª coluna: Medidas Preventivas/Mitigadoras - São medidas de proteção sugeridas pela equipe que participou da APP que podem ser utilizadas para evitar/minimizar o evento indesejável e suas consequências. Esta coluna deve ser preenchida com as medidas preventivas/corretivas ou quaisquer observações adequadas para a redução dos riscos.

9ª coluna: Número do Cenário - Esta coluna é preenchida com o número do cenário correspondente.

	FREQUENTE TMEO < 1ano Esperando ocorrer várias vezes durante a vida útil da instalação	**PROVÁVEL** 10^0 < TMEO < 10^2 Esperada uma ocorrência do cenário na vida útil do sistema	**OCASIONAL** 10^2 < TMEO < 10^4 A ocorrência do cenário depende de uma única falha humana/equipamento	**REMOTO** 10^4 < TMEO < 10^6 A ocorrência do cenário depende de falhas múltiplas no sistema humana/equipamento	**IMPROVAVEL** TMEO > 10^6 Falha mecânica de vasos de pressão. Falhas múltiplas de sistemas de proteção.
BAIXA Incidentes operacionais que podem causar indisposição ou mal-estar ao pessoal e danos insignificantes ao meio ambiente e equipamentos (facilmente reparáveis e de baixo custo)	**AG - Análise Global** Analisar medidas para reduzir o risco de ocorrências comuns a vários pontos da planta	**AC - ACEITO**			
MODERADA Com potencial para causar danos ao pessoal, meio ambiente ou equipamentos/instrumentos (controláveis e de baixo custo).	**NAC - NÃO ACEITO**	**AG- Análise Global** Analisar medidas para reduzir o risco de ocorrências comuns a vários pontos da planta			
CRÍTICA Com potencial para causar uma ou algumas vítimas fatais ou grandes danos ao meio ambiente ou às instalações. Exige ações corretivas imediatas para evitar seu desdobramento em catástrofe.			**CRI - Confirmar Risco** Confirmar o risco: 1. Após Medidas da APP 2. Após Análise de Vulnerabilidade **Se permanecer recomendar:** 3. Análise Quant. de Risco	**AC - ACEITO** Se aplicável, vazamentos de substâncias inflamáveis ou tóxicas, realizar análise de vulnerabilidade para confirmar que a **severidade não é Catastrófica**	
CATASTRÓFICA Com potencial para causar várias vítimas fatais. Danos irreparáveis (custo/tempo) às instalações.			**AP - Análise Prévia** Confirmar o risco: 1. Após Medidas da APP 2. Após Análise de Vulnerabilidade **Se permanecer**, o Cenário só poderá **ser aceito** se previamente demonstrado por uma Análise Quantitativa de Risco.		**CR - Confirmar Risco** Confirmar o risco: 3. Após Medidas da APP 4. Após Análise de Vulnerabilidade **Se permanecer recomendar:** 3. Análise Quant. de Risco

ÁREA DE ACIDENTES COM GRAVIDADE CRÍTICA E CATASTRÓFICA (ANÁLISE DE VULNERABILIDADE)

Quadro 13.22-5 – Modelo da matriz de aceitabilidade para classificação dos cenários acidentais

Risco Aceito (AC): Esta categoria indica uma condição de risco aceitável, onde a redução da frequência ou da severidade não é necessária. Possíveis melhorias propostas para estes cenários devem ser encaradas como sugestão, não havendo necessidade de sua implantação para convivência com o risco representado pelo cenário. Nenhum estudo adicional é requerido ou recomendado.

Análise Global (AG): Cenários classificados nesta categoria apresentam como característica uma alta frequência de ocorrência associada a uma baixa severidade. As ações vinculadas a estes cenários têm caráter abrangente e normalmente estão vinculadas a políticas de inspeção, manutenção e gerenciamento dos sistemas. Também estão enquadradas neste caso as ações relativas a sistema de detecção de gases e proteção dos equipamentos, sistemas de intertravamento atuando em vários equipamentos, sistemas de contenção e abatimento. Os cenários classificados nesta categoria terão recomendações, cuja implantação é desejável, mas sem um caráter imediato, pois o cenário ainda está em uma condição de risco intermediária e sendo governado pela frequência. As ações apesar de necessárias podem ser planejadas para implantação futura.

Confirmar Risco (CRI): Cenários com severidade mais alta (CRÍTICA) ou (CATASTRÓFICA) exigem uma maior atenção. Os cenários classificados com severidade CRÍTICA e frequência OCASIONAL e os cenários de severidade CATASTRÓFICA e frequência IMPROVÁVEL, demandam a confirmação desta condição ou redução do seu risco. Neste contexto, é necessária uma análise de vulnerabilidade (AV) que determine a área de abrangência do cenário. O resultado da AV irá confirmar ou alterar a severidade atribuída ao cenário. Caso se confirme o risco previsto na APP e as medidas propostas não garantam a retirada do cenário desta condição, deverá ser prevista uma Análise Quantitativa de Riscos (AQR).

Análise de Vulnerabilidade – AV: Estarão sujeitos a AV os cenários de severidade CRÍTICA e baixa frequência. O estudo de vulnerabilidade nestes casos permite a confirmação da severidade do cenário e estabelece a área de influência dos acidentes, possibilitando a utilização destes resultados no planejamento de Emergências (parte integrante do Programa de Gerenciamento de Riscos – PGR). O resultado da AV irá confirmar ou alterar a severidade atribuída ao cenário. As AVs serão realizadas apenas nos casos que envolvam formação de nuvens tóxicas, incêndios e explosão. Possíveis melhorias propostas para estes cenários devem ser encaradas como sugestão, não havendo necessidade de sua implantação para convivência com o risco representado pelo cenário.

Análise Prévia – AP: Os cenários classificados com severidade CATASTRÓFICA e frequência OCASIONAL ou REMOTA demandam a confirmação desta condição ou a redução do seu risco. Neste contexto, é necessária uma AV que determine a área de abrang6encia do cenário. O resultado da análise de vulnerabilidade (AV) irá confirmar ou alterar a severidade atribuída ao cenário. Caso se confirme o RISCO previsto na APP e as medidas propostas não garantam a retirada do cenário desta condição, deverá ser prevista um AQR. Naturalmente, por ser uma análise qualitativa, a APP é fortemente conservativa para ocorrências catastróficas. Após as medidas da APP, caso um cenário fique na região "NÃO ACEITA igual a AP", uma análise quantitativa de risco deverá ser feita, para verificar com mais precisão a aceitabilidade do risco.

Risco Não Aceito (NAC): Cenários cujo risco NÃO É ACEITAVEL o cenário deve ser eliminado ou ter o seu risco drasticamente reduzido. As medidas relacionadas a estes cenários são recomendações obrigatórias e de aplicação imediata.

Recomendações

NAC → Implementação IMEDIATA

AP → Implementação IMEDIATA

CRI → Implementação com prazo negociado com o OAC

AG → Implementação com prazo negociado com o OAC

Após o preenchimento de uma planilha de APP, é elaborado o gráfico cartesiano denominado "**MATRIZ DE ACEITABILIDADE PARA CLASSIFICAÇÃO DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS"**. Essa é a representação gráfica dos pares ordenados "Categoria de Frequência" e "Categoria de Severidade" obtida para cada cenário. Este gráfico fornece a transparência dos perigos avaliados e serve como um instrumento de decisão.

- *Resultados*

Os resultados obtidos através da técnica da Análise Preliminar de Perigos estão apresentados a seguir, divididos em dois grandes grupos:

a) Grupo A) riscos da operação do gasoduto de transferência de gás natural (trechos submarino e terrestre), entre a FSRU e a UTE; e

b) Grupo B: riscos da operação da rede interna de distribuição do gás natural e do processo de geração de energia elétrica. Os **Quadros 13.22-6** a **13.22-9** apresentam as planilha da APP elaboradas.

Quadro 13.22-6 – Riscos do Gasoduto – Trecho terrestre

Análise Preliminar de Perigos (APP) **Empreendimento: UTE Porto de Sergipe** **Sistema:** Gasoduto de Transferência **Sub-sistema: Gasoduto terrestre** **Flr.** 01/08
Referência: Tubulação em: Aço Carbono → 16 polegadas **Data:** Dez/2015

PERIGO	CAUSA	MODO DE DETEC.	EFEITOS	CAT. DE FREQUENCIA	CAT. DE SEVERIDADE	CAT. DE RISCO	MEDIDAS Preventivas / Mitigadoras	CENÁRIO
Pequena liberação de Gás Natural	- **Falha Secundária** da estrutura de suporte do duto, provocando furo do mesmo. - **Compressão mecânica**, por tráfego irregular de carga pesada, sobre o faixa do gasoduto, para encurtar o trajeto. **- Falha de fiscalização,** * Furo do duto devido a impactos externos causados por máquinas e equipamentos de perfuração/ escavação pertencentes a terceiros. - **Erosão** do solo devido movimentação de solo na área do gasoduto. **- Falha de equipamentos:** * Vazamento em flanges das válvulas manuais de bloqueios; * Vazamento nas conexões/flanges do sistema de "by pass" da válvula; * Furo do duto devido à corrosão interna e externa por formação de pilhas galvânicas e falhas de solda	Visual e olfativo e por fechamento de válvulas automáticas observadas pelo Sistema supervisório, motivado por queda de pressão ou aumento de vazão.	**- Contaminação,** nas imediações do ponto de vazamento, por nuvem explosiva e asfixiante, com risco para pessoas a uma distância aproximada de até 20 metros; - **Formação de nuvem**, num perimetro mais amplo, com risco para transeuntes e população residente; - **Risco de explosão**, devido à presença de eletricos na área de influência do Gasoduto. - **Risco de formação de Jato de Fogo**, após a detonação da nuvem de gás.	OC	MO	AC	- O gás é odorizado para facilitar a detecção de vazamentos; - Realizar inspeção periódica no trecho do gasoduto; - Manter o traçado do duto atualizado em mapas e piquetar sinalizando o gasoduto; - Manter a realização de Ultrassom nas soldas executadas de acordo com as normas vigentes. - Realizar teste hidrostático antes de colocar o gasoduto para operar no intuito de garantir a estanqueidade e resistência de dutos, soldas e flanges, antes de colocá-lo em operação e sempre que o mesmo sofre manutenção (ex.: abertura de flanges, troca de tubulação e soldas {área termicamente afetada}) - Dar manutenção aos sistemas de proteção catódica e manter o gás isento de umidade.	1

Análise Preliminar de Perigos (APP) **Empreendimento: UTE Porto de Sergipe** **Sistema:** Gasoduto de Transferência **Sub-sistema: Gasoduto terrestre** **Flr.** 02/08
Referência: Tubulação em: Aço Carbono → 16 polegadas **Data:** Dez/2015

PERIGO	CAUSA	MODO DE DETEC.	EFEITOS	CAT. DE FREQUENCIA	CAT. DE SEVERIDADE	CAT. DE RISCO	MEDIDAS Preventivas / Mitigadoras	CENÁRIO
Grande liberação de gás natural.	Ruptura da tubulação devido a: impactos externos causados por máquinas e equipamentos de perfuração / escavação pertencentes a terceiros	Visual e olfativo e por fechamento de válvulas automáticas observadas pelo Sistema supervisório, motivado por queda de pressão ou aumento de vazão.	– **Contaminação,** nas imediações do ponto de vazamento, por nuvem explosiva e asfixiante; – **Formação de nuvem**, num perimetro mais amplo, com risco para transeuntes e população residente; – **Risco de explosão**, devido à presença de fontes de ignição s na área de influência do Gasoduto; – **Risco de formação de jato de Fogo**, após a detonação da nuvem de gás.	RE	CR	CRI	- O gás é odorizado para facilitar a detecção de vazamentos; - Realizar inspeção periódica no trecho do gasoduto; - Manter Equipe de Pronto Atendimento para enfrentamento de acidentes de severidade alta; - Apresentar e manter atualizado o Plano de Ação de Emergência e o Plano de Contingência, com revisão no mínimo de 2 (dois) anos ou quando ocorrer alterações no projeto apresentado e aprovado ; - Manter o traçado do duto atualizado em mapas e piquetar sinalizando o gasoduto; - Manter a realização de Ultrassom nas soldas executadas de acordo com as normas vigentes. - Realizar teste hidrostático antes de colocar o gasoduto para operar no intuito de garantir a estanqueidade e resistência de dutos, soldas e flanges, antes de colocá-lo em operação e sempre que o mesmo sofre manutenção (ex.: abertura de flanges, troca de tubulação e soldas {área termicamente afetada}) - Dar manutenção aos sistemas de proteção catódica e manter o gás isento de umidade.	2
	Ruptura da tubulação devido à pressão excessiva durante bombeamento			RE	CR	CRI		3

Quadro 13.22-7 – Riscos do Gasoduto – Trecho submarino

Análise Preliminar de Perigos (APP) **Empreendimento: UTE Porto de Sergipe** **Sistema:** Gasoduto de Transferência **Sub-sistema: Gasoduto submarino** **Flr.** 03/08
Referência: Tubulação em: Aço Carbono → 16 polegadas **Data:** Dez/2015

PERIGO	CAUSA	MODO DE DETEC.	EFEITOS	CAT. DE FREQUENCIA	CAT. DE SEVERIDADE	CAT. DE RISCO	MEDIDAS Preventivas / Mitigadoras	CENÁRIO
Pequena liberação de Gás Natural	**- Falha de nos dutos, em soldas e equipamentos:** * Vazamento em flanges das válvulas manuais de bloqueios; * Vazamento nas conexões/flanges do sistema de "by pass" da válvula; * Furo do duto devido à corrosão interna e externa por formação de pilhas galvânicas e falhas de solda	Visual e por fechamento de válvulas automáticas observadas pelo Sistema supervisório, motivado por queda de pressão ou aumento de vazão.	- **Contaminação,** dissolução de gás natural na coluna de água; - **Formação de nuvem**, no ponto de afloramento da coluna de gás, com risco para embarcações na área de dispersão da nuvem; - **Risco de explosão**, devido à presença de fontes de ignição na área de influência do Gasoduto; - **Risco de formação de jato de Fogo**, após a ignição da nuvem de gás.	OC	MO	AC	- O gás é odorizado para facilitar a detecção de vazamentos; - Realizar inspeção periódica no trecho do gasoduto; - Manter Equipe de Pronto Atendimento para enfrentamento de acidentes de severidade alta em mar, como também equipamentos especificos para combater estes tipos de acidentes; - Manter sempre atualizados os desenhos da Rede Principal e de Distribuição junto a empresas públicas e privadas que possam realizar serviços de escavação na faixa do duto. - Manter placas de sinalização e advertência nas caixas de válvulas. - Manter sistema completo de sinalização da faixa do duto. - Manter a realização de Ultrassom nas soldas executadas de acordo com as normas vigentes. - Realizar teste hidrostático antes de colocar o gasoduto para operar no intuito de garantir a estanqueidade e resistência de dutos, soldas e flanges. - Dar manutenção aos sistemas de proteção catódica e manter o gás isento de umidade.	4

Análise Preliminar de Perigos (APP) **Empreendimento: UTE Porto de Sergipe** **Sistema:** Gasoduto de Transferência **Sub-sistema: Gasoduto submarino** **Flr.** 04/08
Referência: Tubulação em: Aço Carbono → 16 polegadas **Data:** Dez/2015

PERIGO	CAUSA	MODO DE DETEC.	EFEITOS	CAT. DE FREQUENCIA	CAT. DE SEVERIDADE	CAT. DE RISCO	MEDIDAS Preventivas / Mitigadoras	CENÁRIO
Grande liberação de gás natural.	Ruptura da tubulação devido a: impactos externos causados por âncoras e petrechos de pesca de arraste.	Visual e por fechamento de válvulas automáticas observadas pelo Sistema supervisório, motivado por queda de pressão ou aumento de vazão.	- **Contaminação,** dissolução de gás natural na coluna de água; - **Formação de nuvem**, no ponto de afloramento da coluna de gás, com risco para embarcações na área de dipersão da nuvem; - **Risco de explosão**, devido à presença de fontes de ignição na área de influência do Gasoduto. - **Risco de formação de jato de Fogo**, após a ignição da nuvem de gás.	RE	CR	CRI	- O gás é odorizado para facilitar a detecção de vazamentos; - Realizar inspeção periódica no trecho do gasoduto; - Manter Equipe de Pronto Atendimento para enfrentamento de acidentes de severidade alta em mar, como também equipamentos especificos para combater estes tipos de acidentes; - Apresentar e manter atualizado o Plano de Ação de Emergência e o Plano de Emergencia Individual, com revisão no mínimo de 2 (dois) anos ou quando ocorrer alterações no projeto apresentado e aprovado; - Manter o traçado do duto atualizado em mapas e piquetar sinalizando o gasoduto; - Manter a realização de Ultrassom nas soldas executadas de acordo com as normas vigentes. - Realizar teste hidrostático antes de colocar o gasoduto para operar no intuito de garantir a estanqueidade e resistência de dutos, soldas e flanges, antes de colocá-lo em operação e sempre que o mesmo sofre manutenção (ex.: abertura de flanges, troca de tubulação e soldas {área termicamente afetada}); - Dar manutenção aos sistemas de proteção catódica e manter o gás isento de umidade.	5
	Ruptura da tubulação devido à pressão excessiva durante bombeamento			RE	CR	CRI		6

Quadro 13.22-8 – Riscos da estação de recebimento de gás

Análise Preliminar de Perigos (APP) **Empreendimento: UTE Porto de Sergipe** **Sistema:** Recebimento de gás **Sub-sistema: Aquecimento e medição do gás** **Flr.** 05/08 **Referência:** Tubulação em: Aço Carbono → Diâmetro variados **Data:** Dez/2015								
PERIGO	**CAUSA**	**MODO DE DETEC.**	**EFEITOS**	**CAT. DE FREQUENCIA**	**CAT. DE SEVERIDADE**	**CAT. DE RISCO**	**MEDIDAS** **Preventivas / Mitigadoras**	**CENÁRIO**
Pequena liberação de Gás Natural	**- Falha de equipamentos** * Vazamento em flanges das válvulas manuais de bloqueios; * Vazamento nas conexões/flanges do sistema de "by pass" da válvula; * Furo do duto devido à corrosão interna e externa por formação de pilhas galvânicas e falhas de solda.	Visual e olfativo e por fechamento de válvulas automáticas observadas pelo Sistema supervisório, motivado por queda de pressão ou aumento de vazão.	– **Contaminação,** nas imediações do ponto de vazamento, por nuvem explosiva e asfixiante; – **Formação de nuvem**, num perimetro mais amplo, com risco para operadores da UTE; – **Risco de explosão**, devido à presença de fontes de ignição s na área de entorno da UTE; – **Risco de formação de jato de Fogo**, após a detonação da nuvem de gás.	OC	MO	AC	- O gás é odorizado para facilitar a detecção de vazamentos. - Manter placas de sinalização e advertência. - Realizar inspeção periódica no trecho do gasoduto; - Manter a realização de Ultrassom nas soldas executadas de acordo com as normas vigentes. - Realizar teste hidrostático antes de colocar o gasoduto para operar no intuito de garantir a estanqueidade e resistência de dutos, soldas e flanges, antes de colocá-lo em operação e sempre que o mesmo sofre manutenção (ex.: abertura de flanges, troca de tubulação e soldas {área termicamente afetada}) - Dar manutenção aos sistemas de proteção catódica e manter o gás isento de umidade.	7

Análise Preliminar de Perigos (APP) **Empreendimento: UTE Porto de Sergipe** **Sistema:** Recebimento de gás **Sub-sistema: Rede de dutos** **Flr.** 06/08
Referência: Tubulação em: Aço Carbono → Diâmetro variados **Data:** Dez/2015

PERIGO	CAUSA	MODO DE DETEC.	EFEITOS	CAT. DE FREQUENCIA	CAT. DE SEVERIDADE	CAT. DE RISCO	MEDIDAS Preventivas / Mitigadoras	CENÁRIO
Grande liberação de gás natural.	Ruptura da tubulação devido a: impactos externos causados veículos e cargas.	Visual e por fechamento de válvulas automáticas observadas pelo Sistema supervisório, motivado por queda de pressão ou aumento de vazão.	**- Contaminação,** nas imediações do ponto de vazamento, por nuvem explosiva e asfixiante; - **Formação de nuvem**, num perimetro mais amplo, com risco para operadores da UTE; - **Risco de explosão**, devido à presença de fontes de ignição s na área de entorno da UTE. - **Risco de formação de jato de Fogo**, após a detonação da nuvem de gás.	RE	CR	CRI	- O gás é odorizado para facilitar a detecção de vazamentos. - Manter placas de sinalização e advertência. - Realizar inspeção periódica no trecho do gasoduto; - Manter a realização de Ultrassom nas soldas executadas de acordo com as normas vigentes. - Realizar teste hidrostático antes de colocar o gasoduto para operar no intuito de garantir a estanqueidade e resistência de dutos, soldas e flanges, antes de colocá-lo em operação e sempre que o mesmo sofre manutenção (ex.: abertura de flanges, troca de tubulação e soldas {área termicamente afetada}) - Dar manutenção aos sistemas de proteção catódica e manter o gás isento de umidade.	8
	Ruptura da tubulação devido à pressão excessiva durante bombeamento			RE	CR	CRI		9

Quadro 13.22-9 – Riscos do sistema de geração de energia

Análise Preliminar de Perigos (APP) **Empreendimento: UTE Porto de Sergipe** **Sistema:** Geração de energia **Sub-sistema: Turbinas a gás e vapor** **Flr.** 07/08
Referência: P&I Turbina Vapor - 01_ELA10434_Genpower_PID e P&I Turbinas Gas - 01_ELA10095-1 FUEL GAS SUPPLY SYSTEM **Data:** Dez/2015

PERIGO	CAUSA	MODO DE DETEC.	EFEITOS	CAT. DE FREQUENCIA	CAT. DE SEVERIDADE	CAT. DE RISCO	MEDIDAS Preventivas / Mitigadoras	CENÁRIO
Sobreaquecimento na turbina	– Falha mecânica; – Excesso de vibração; – Falta de lubrificação; – Desbalanceamento do eixo; – Falha de projeto ou operação; – Erro no ajuste do "set point".	Visual e por fechamento de válvulas automáticas observadas pelo Sistema supervisório, motivado por queda de pressão ou aumento de vazão.	- "Shut down" da unidade; - Possíveis danos a turbina.	OC	MO	AC	- Monitoramento automático da vibração. - Alarme sonoro e visual indicando aumento de temperatura e/ou vibração, velocidade muito alta ou muito baixa, etc. - Inspeção periódica. - Manutenção preventiva.	10
Furo na linha de suprimento de gás natural	- Corrosão; - Impacto mecânico; - Erro de projeto; - Falha de montagem.		- Vazamento de produto e possibilidade de incêndio, se houver fonte de ignição.	OC	MO	AC	- Rotinas de manutenção preventiva. - Rotinas de manutenção corretiva. - Rotinas operacionais. - Treinamento de segurança dos operadores.	11
Vazamento de gás	- Falha estrutural; - Erro de projeto; - Falha de montagem.		- Emissão de nuvem tóxica para a atmosfera com possibilidade de intoxicar operadores e/ou incêndio, casa haja fonte de ignição.	OC	CR	CRI	- Detectores de gás no interior da carcaça da turbina. - Ventilação forçada nas "casas das turbinas", evitando acúmulo de gases. - Rotinas operacionais. - Rotinas de manutenção preventiva/corretiva. - Acionamento do PAE/PAM	12
Faísca	- Quebra de palheta; - Desbalanceamento (vibração).	Através do Sistema supervisório de monitoramento do equipamento (ALARME)	- Possíveis danos à turbina.	OC	CR	CRI	- Sistema para desligamento da turbina se houver desbalanceamento, bloqueando a entrada de gás e iniciando a purga e/ou drenagem. - Treinamento dos operadores.	13

Análise Preliminar de Perigos (APP) **Empreendimento: UTE Porto de Sergipe** **Sistema:** Gasoduto de Transferência **Sub-sistema: Turbinas a gás e a vapor** **Flr.** 08/08
Referência: P&I Turbina Vapor - 01_ELA10434_Genpower_PID e P&I Turbinas Gas - 01_ELA10095-1 FUEL GAS SUPPLY SYSTEM **Data:** Dez/2015

PERIGO	CAUSA	MODO DE DETEC.	EFEITOS	CAT. DE FREQUENCIA	CAT. DE SEVERIDADE	CAT. DE RISCO	MEDIDAS Preventivas / Mitigadoras	CENÁRIO
Furo na tubulação de Água	– Corrosão por falha no sistema de água desmineralizada; – Falha de projeto; – Falha de montagem.	Através do Sistema supervisório de monitoramento do equipamento (ALARME)	– Vazamento de água para o interior da caldeira.	OC	CR	CRI	– Medição de nível abaixo nos tambores com intertravamento para “shut down” na turbina; – Medição de pressão na linha de alimentação de água; – Aumento da vazão de recirculação de água; – Inspeção periódica.	14
Aumento da pressão no sistema de vapor	– Bloqueio indevido de válvulas; – Excesso de geração de vapor; – Falha de malha de controle.		– Possibilidade de ruptura da caldeira, com lesões a operadores e danos estruturais.	OC	CR	CRI	– Alívio de pressão pela válvula de alívio; – Abertura da válvula de segurança, caso persista a elevação da pressão; – Treinamento dos operadores.	15

- *Estatísticas dos Cenários por Categorias de Frequência e Severidade*

A **A**nálise **P**reliminar de **P**erigos - **APP** do gasoduto de distribuição para atendimento do mercado consumidor de gás natural levou à identificação de 15 (quinze) possíveis cenários de acidentes, distribuídos ao longo do traçado do duto de Aço Carbono. Como um duto de gás é uma instalação linear e será enterrado em continente e sobre solo marítimo, ou seja, não exposto, os cenários de acidentes são mínimos e em sua maioria de risco menor.

Segundo os critérios adotados para as categorias de frequências neste trabalho, não foi identificado nenhum cenário nas categorias de frequência **FR** ("frequente"), **PR** ("provável") e **IM** ("improvável"), foram identificados 09 (nove) cenário na categoria de frequência **0C** ("ocasional"), 06 (seis) na categoria **RE** ("remota").

A partir dos critérios utilizados para a categoria severidade, os cenários de acidente foram distribuídos da seguinte forma: nenhum cenário de severidade **BA** ("baixa") ou com severidade **CA** ("catastrófica"), 10 (dez) cenário com severidade **CR** ("crítica"), 5 (cinco) com severidade **MO** ("moderada"). O risco associado a cada um dos cenários identificados é definido pela interseção das categorias de frequência e de severidade na Matriz de Riscos representada pelo **Quadro 13.22-5**.

De acordo com os critérios adotados neste estudo, os cenários encontrados na Matriz de Risco foram:

a) Risco Aceito – 5 (cinco) cenários;
b) Confirmar Risco – 10 (dez).

Conforme aponta a Matriz de Risco os cenários com severidade mais alta (CRÍTICA) ou (CATASTRÓFICA) exigem uma maior atenção. Na APP realizada foram levantados 10 (dez) cenários classificados com severidade CRÍTICA, combinando com 9 (nove) de frequência OCASIONAL e 1 (um) com frequência REMOTA que demandam a confirmação desta condição ou redução do seu risco. Neste contexto, é necessária uma análise de vulnerabilidade (AV) que determine a área de abrangência do cenário. O resultado da AV irá confirmar ou alterar a severidade atribuída ao cenário. Caso se confirme o risco previsto na APP e as medidas propostas não garantam a retirada do cenário desta condição, deverá ser prevista uma Análise Quantitativa de Riscos (AQR).

- Relação dos Cenários nas Categorias de Severidade Maior

O **Quadro 13.22-10** contém a relação dos Cenários classificados na Categoria de Severidade Crítica.

Quadro 13.22-10 – Canário com categoria de risco mario

CENÁRIO	PERIGO	DESCRIÇÃO
2	**Grande liberação de gás natural.**	Ruptura da tubulação devido a: impactos externos causados por máquinas e equipamentos de perfuração / escavação pertencentes a terceiros
3		Ruptura da tubulação devido à pressão excessiva durante bombeamento
5		Ruptura da tubulação devido a: impactos externos causados por âncoras e petrechos de pesca de arraste.
6		Ruptura da tubulação devido à pressão excessiva durante bombeamento
8		Ruptura da tubulação devido a: impactos externos causados veículos e cargas.
9		Ruptura da tubulação devido à pressão excessiva durante bombeamento
12	**Vazamento de gás**	- Falha estrutural; - Erro de projeto; - Falha de montagem.
13	**Faísca**	- Quebra de palheta; - Desbalanceamento (vibração).
14	**Furo na tubulação de Água**	– Corrosão por falha no sistema de água desmineralizada; – Falha de projeto; – Falha de montagem.
15	**Aumento da pressão no sistema de vapor**	– Bloqueio indevido de válvulas; – Excesso de geração de vapor; – Falha de malha de controle.

- Conclusões Gerais da APP

A Matriz de Referencial de Risco – MRR aponta 10 (dez) cenários de maior preocupação que são os cenários nº 02, 03, 05, 06, 08, 09, 12, 13, 14 e 15 decorrentes de um acidente de grande porte, em virtude do rompimento total do duto ou operação complexas. Portanto, os cenários de grande vazamento de gás natural, decorrente de ruptura total da tubulação são os cenários de maior preocupação, que é consequência principalmente de impactos externos causados por máquinas e equipamentos de perfuração/escavação, para o trecho terrestre, e Ruptura da tubulação devido a:

impactos externos causados por âncoras e petrechos de pesca de arraste, para o trecho submarino, ou Ruptura da tubulação devido à pressão excessiva durante bombeamento. A área máxima de alcance desses efeitos deverá ser estimada através de simulações matemáticas e servirão de base para cálculo dos índices de risco individual e social.

Os cenários estudados devem ser trabalhados pela UTE junto aos seus funcionários que atuarão em campo, como também as contratadas que prestam serviços de manutenção ou outro qualquer no intuito de que as discussões do EAR e sua APP concorram para redução dos riscos especificamente os identificados na APP trazendo assim, tanto a redução da probabilidade de ocorrência dos cenários acidentais identificados quanto de suas possíveis consequências.

Os cenários críticos de vazamento de gás do trecho terrestre do gasoduto e da UTE serão tratados no Volume 2/2 deste estudo quanto à avaliação de suas consequências e riscos para a população.

Os cenários do trecho submarino do gasoduto serão tratados em estudo posterior em conjunto com os cenários da FSRU.