

## **II.8.4 - Gerenciamento de Riscos**

### **II.8.4.1 - Introdução**

O Gerenciamento de Riscos pode ser definido como o processo de formulação e implantação de medidas e procedimentos que têm por objetivo prevenir, reduzir e controlar os riscos existentes numa instalação, de modo a manter a sua continuidade operacional dentro de padrões de risco considerados toleráveis ao longo de sua vida útil.

Sendo o risco uma função da frequência de ocorrência de eventos indesejados e dos respectivos danos ou impactos (consequências), o seu gerenciamento deve contemplar medidas que visem tanto reduzir as frequências de ocorrência de eventuais acidentes (prevenção), como minimizar as consequências (proteção) decorrentes destes eventos.

Dentro deste contexto, este capítulo apresenta o Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR) para a atividade de produção da FPSO Cidade de Niterói a ser instalada no Campo Marlin Leste. Antes da apresentação do PGR propriamente dito, são apresentados a seguir, os níveis de risco residuais estimados para os cenários de acidentes identificados na Análise Preliminar de Perigos (APP), conforme solicitado no TERMO DE REFERÊNCIA CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 013/07, “TERMO DE REFERÊNCIA PARA ELABORAÇÃO DO ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA E RESPECTIVO RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL - RIMA, PARA A AMPLIAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO CAMPO DE MARLIN LESTE, BACIA DE CAMPOS”.

### **II.8.4.2 - Estimativa dos Riscos Residuais**

Os riscos residuais referem-se a estimativas dos níveis de risco que permanecem nas atividades da instalação após a implementação das medidas preventivas propostas na APR. A reavaliação de risco apresentada no Quadro 8.4.2.1 a seguir tem caráter estritamente qualitativo.

**Quadro 8.4.2.1 – Risco Residual para as Atividades de Instalação e Operação do FPSO Cidade de Niterói.**

Riscos Residuais – Fase de Instalação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
1	Pequena liberação de óleo diesel devido a vazamento por contato de barcos passantes com as embarcações envolvidas na fase de instalação do FPSO (fase de instalação)	B	III	2	R1) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área R2) Abortar a operação em caso de mudanças bruscas de tempo ou condições meteorológicas desfavoráveis. R3) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações para qualquer tipo de atividade nas proximidades; R4) Verificar a possibilidade / necessidade de utilizar Rebocadores com redundância na máquina principal e no mínimo duas máquinas principais operando R5) Estabelecer plano de inspeção e manutenção periódica das embarcações R6) Estabelecer procedimento de segurança de reboque de unidades R7) Definir um canal exclusivo de comunicação entre as embarcações envolvidas na operação	A	III	1
2	Grande liberação de óleo diesel devido a vazamento por contato de barcos passantes com as embarcações envolvidas na fase de instalação do FPSO (fase de instalação)	A	IV	2	R1) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área R3) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações para qualquer tipo de atividade nas proximidades; R4) Verificar a possibilidade / necessidade de utilizar Rebocadores com redundância na máquina principal e no mínimo duas máquinas principais operando R5) Estabelecer plano de inspeção e manutenção periódica das embarcações R6) Estabelecer procedimento de segurança de reboque de unidades R7) Definir um canal exclusivo de comunicação entre as embarcações envolvidas na operação	A	IV	2

Riscos Residuais – Fase de Instalação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
3	Queda de materiais plásticos, produtos químicos a bordo etc	B	II	1	R1) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área R2) Abortar a operação em caso de mudanças bruscas de tempo ou condições meteorológicas desfavoráveis. R3) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações para qualquer tipo de atividade nas proximidades; R5) Estabelecer plano de inspeção e manutenção periódica das embarcações R8) Seguir o procedimento de segurança de carregamento das embarcações.	A	II	1
4	Pequena liberação de óleo diesel devido a vazamento por contato entre as embarcações envolvidas na fase de instalação	B	III	2	R2) Abortar a operação em caso de mudanças bruscas de tempo ou condições meteorológicas desfavoráveis. R5) Estabelecer plano de inspeção e manutenção periódica das embarcações R7) Definir um canal exclusivo de comunicação entre as embarcações envolvidas na operação	A	III	1
5	Grande liberação de óleo diesel devido a vazamento por contato entre as embarcações envolvidas na fase de instalação	A	IV	2	R5) Estabelecer plano de inspeção e manutenção periódica das embarcações R7) Definir um canal exclusivo de comunicação entre as embarcações envolvidas na operação	A	IV	2
6	Pequena liberação de fluido de preenchimento durante o teste de estanqueidade das linhas de coleta/ escoamento	C	II	2	R9) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R10) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;.	B	II	1
7	Grande liberação de fluido de preenchimento durante o teste de estanqueidade das linhas de coleta/ escoamento	B	IV	3	R9) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R10) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;.	A	IV	2

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
1	Pequena liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas nos risers de produção dos poços produtores e válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	R1) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações quando houver manutenção das linhas submarinas e risers; R2) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; R3) Estabelecer programa de avisos às embarcações que atuam na área sobre a existência de risers/linhas/dutos no local; R4) Interromper imediatamente o sistema de elevação artificial dos poços produtores, injeção de gás e água, com shutdown em todo sistema de produção, com indícios da perda de posicionamento da plataforma; R5) Proceder às inspeções periódicas na linha de fluxo e nos risers submarinos por meio de Veículo de Controle Remoto. R6) Medir o potencial eletroquímico do riser para eficiência de proteção catódica periodicamente; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	B	I	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
2	Grande liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas nos risers de produção dos poços produtores e válvulas/flanges do trecho.	A	III	1	R1) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações quando houver manutenção das linhas submarinas e risers; R2) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; R3) Estabelecer programa de avisos às embarcações que atuam na área sobre a existência de risers/linhas/dutos no local; R4) Interromper imediatamente o sistema de elevação artificial dos poços produtores, injeção de gás e água, com shutdown em todo sistema de produção, com indícios da perda de posicionamento da plataforma; R5) Proceder às inspeções periódicas na linha de fluxo e nos risers submarinos por meio de Veículo de Controle Remoto. R6) Medir o potencial eletroquímico do riser para eficiência de proteção catódica periodicamente; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1
3	Pequena liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas no Header de Produção (Coletor de Produção dos poços) e válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	C	I	1
4	Grande liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas no Header de Produção (Coletor de Produção dos poços) e válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
5	Pequena liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas no Header de Teste (Coletor de teste dos poços) e/ou válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	C	I	1
6	Grande liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas no Header de Teste (Coletor de teste dos poços) e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1
7	Pequena liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas em linha a montante do trocador de calor de teste (HDG-1056) até a SDV a jusante do vaso separador de teste (MBD-1010), trocador de calor de teste (HDG-1056), vaso separador de teste (MBD-1010) e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	I	1
8	Grande liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas em linha a montante do trocador de calor de teste (HDG-1056) até a SDV a jusante do vaso separador de teste (MBD-1010), trocador de calor de teste (HDG-1056), vaso separador de teste (MBD-1010) e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
9	Pequena liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas em linha a montante do trocador de calor de entrada (HDG-1055) até a SDV a jusante do vaso separador de alta pressão (MBD-1015), trocador de calor de entrada (HDG-1055), vaso separador de alta pressão (MBD-1015) e/ou válvulas/flanges do trecho	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	C	I	1
10	Grande liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas em linha a montante do trocador de calor de entrada (HDG-1055) até a SDV a jusante do vaso separador de alta pressão (MBD-1015), trocador de calor de entrada (HDG-1055), vaso separador de alta pressão (MBD-1015) e/ou válvulas/flanges do trecho	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1
11	Pequena liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas em linhas desde as SDV a jusante dos vasos separadores (MBD-1015 e MBD-1010) até a SDV a jusante do vaso separador de baixa pressão (MBD-1125), trocadores de calor (HZZ-1115/HZZ-1110A/B), vaso separador de baixa pressão (MBD-1025) e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	I	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
12	Grande liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas em linhas desde as SDV a jusante dos vasos separadores (MBD-1015 e MBD-1010) até a SDV a jusante do vaso separador de baixa pressão (MBD-1125), trocadores de calor (HZZ-1115/HZZ-1110A/B), vaso separador de baixa pressão (MBD-1025) e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1
13	Pequena liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante do vaso separador de baixa pressão (MBD-1125) até o tratador eletrostático (MAD-1140), tratador eletrostático (MAD-1140), bomba centrífuga PBA-1145 A/B e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	I	1
14	Grande liberação de óleo (mistura bifásica) devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante do vaso separador de baixa pressão (MBD-1125) até o tratador eletrostático (MAD-1140), tratador eletrostático (MAD-1140), bomba centrífuga PBA-1145 A/B e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1



Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
15	Pequena liberação de óleo devido a falhas em linhas desde o tratador eletrostático (MAD-1140) até a SDV a jusante do resfriador de óleo (HZZ-1135), resfriador de óleo (HZZ-1135), sistema de medição de óleo e/ou válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	C	I	1
16	Grande liberação de óleo devido a falhas em linhas desde o tratador eletrostático (MAD-1140) até a SDV a jusante do resfriador de óleo (HZZ-1135), resfriador de óleo (HZZ-1135), sistema de medição de óleo e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1
17	Pequena liberação de óleo devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante do resfriador de óleo (HZZ-1135) até a entrada dos tanques de armazenamento de óleo e/ou válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	C	I	1
18	Grande liberação de óleo devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante do resfriador de óleo (HZZ-1135) até a entrada dos tanques de armazenamento de óleo e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
19	Pequena liberação de TEG devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante da torre de contato de glicol (MAF-2215) até o tanque de flash MBD-2350, trocadores de calor HBG-2355/HBG-2335, tanque de flash MBD-2350 e/ou válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	C	I	1
20	Grande liberação de TEG devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante da torre de contato de glicol (MAF-2215) até o tanque de flash MBD-2350, trocadores de calor HBG-2355/HBG-2335, tanque de flash MBD-2350 e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	II	1
21	Pequena liberação de TEG devido a falhas em linhas desde o tanque de flash MBD-2350 até a torre de regeneração de glicol (ZBE-2310), torre de regeneração de glicol (ZBE-2310), trocador de calor HBG-2330, filtros MAJ-2345A/B/MAJ-2340 e/ou válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	C	I	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
22	Grande liberação de TEG devido a falhas em linhas desde o tanque de flash MBD-2350 até a torre de regeneração de glicol (ZBE-2310), torre de regeneração de glicol (ZBE-2310), trocador de calor HBG-2330, filtros MAJ-2345A/B/MAJ-2340 e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; .	B	II	1
23	Pequena liberação de TEG devido a falhas em linhas desde a saída da torre de regeneração de glicol (ZBE-2310) até a torre de contato de glicol (MAF-2215), torre de contato de glicol (MAF-2215), trocador de calor HBG-2220, tanque de estocagem intermediário ABJ-2315, bombas PBE-2325A/B e/ou válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R10) Controlar o nível de TEG no tanque de estocagem, avaliando eventuais perdas	C	I	1
24	Grande liberação de TEG devido a falhas em linhas desde a saída da torre de regeneração de glicol (ZBE-2310) até a torre de contato de glicol (MAF-2215), torre de contato de glicol (MAF-2215), trocador de calor HBG-2220, tanque de estocagem intermediário ABJ-2315, bombas PBE-2325A/B e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R10) Controlar o nível de TEG no tanque de estocagem, avaliando eventuais perdas	B	I	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
25	Pequena liberação de TEG devido a falhas em linhas desde o tanque de estocagem de TEG até a entrada do tanque de drenagem (ABJ-2315), tanque de estocagem de TEG, bombas de injeção de glicol e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R10) Controlar o nível de TEG no tanque de estocagem, avaliando eventuais perdas	B	I	1
26	Grande liberação de TEG devido a falhas em linhas desde o tanque de estocagem de TEG até a entrada do tanque de drenagem (ABJ-2315), tanque de estocagem de TEG, bombas de injeção de glicol e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R10) Controlar o nível de TEG no tanque de estocagem, avaliando eventuais perdas	A	I	1
27	Pequena liberação de MEG devido a falhas em linhas a montante do trocador de calor HZZ-2755 até a SDV a jusante do separador de MEG de alta pressão (MBD-2715), separador de MEG de alta pressão (MBD-2715), trocador de calor HZZ-2755 e/ou válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	C	I	1
28	Grande liberação de MEG devido a falhas em linhas a montante do trocador de calor HZZ-2755 até a SDV a jusante do separador de MEG de alta pressão (MBD-2715), separador de MEG de alta pressão (MBD-2715), trocador de calor HZZ-2755 e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	II	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
29	Pequena liberação de MEG devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante do separador de MEG de alta pressão (MBD-2715) até a SDV a jusante do separador de MEG de baixa pressão (MBD-2725), separador de MEG de baixa pressão (MBD-2725) e/ou válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	C	I	1
30	Grande liberação de MEG devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante do separador de MEG de alta pressão (MBD-2715) até a SDV a jusante do separador de MEG de baixa pressão (MBD-2725), separador de MEG de baixa pressão (MBD-2725) e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	II	1
31	Pequena liberação de MEG devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante do separador de MEG de baixa pressão (MBD-2725) até as linhas de injeção de MEG nos risers, tanques de estocagem de MEG ABJ-2730/ABJ-2735, bombas PBE-2740/PBE-2750A/B/PBE-2745A/B, unidade de distribuição de MEG e/ou válvulas/flanges do trecho.	D	I	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R11) Controlar o nível de MEG no tanque de estocagem, avaliando eventuais perdas R12) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção nos tanques de estocagem de MEG ABJ-2730/ABJ-2735	C	I	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
32	Grande liberação de MEG devido a falhas em linhas desde a SDV a jusante do separador de MEG de baixa pressão (MBD-2725) até as linhas de injeção de MEG nos risers, tanques de estocagem de MEG ABJ-2730/ABJ-2735, bombas PBE-2740/PBE-2750A/B/PBE-2745A/B, unidade de distribuição de MEG e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R11) Controlar o nível de MEG no tanque de estocagem, avaliando eventuais perdas R12) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção no tanques de estocagem de MEG ABJ-2730/ABJ-2735	B	I	1
33	Pequena liberação de água oleosa devido a falhas em linha desde os pontos de coleta de drenagem aberta até o Dirty Slop Tank, tanque ABJ-3420 (Open Drain Sump Tank), bomba PBE-3425 A/B, tanque de Slop sujo (Dirty Slop Tank) e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	I	1
34	Grande liberação de água oleosa devido a falhas em linha desde os pontos de coleta de drenagem aberta até o Dirty Slop Tank, tanque ABJ-3420 (Open Drain Sump Tank), bomba PBE-3425 A/B, tanque de Slop sujo (Dirty Slop Tank) e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R13) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	I	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
35	Pequena Liberação de água oleosa devido a falhas em linha desde a saída do Dirty Slop Tank até o Oily Water Separator e linhas de retorno para o Dirty Slop Tank, tanque Clean Slop Tank, tanque Oily Water Separator e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	I	1
36	Grande liberação de água oleosa devido a falhas em linha desde a saída do Dirty Slop Tank até o Oily Water Separator e linhas de retorno para o Dirty Slop Tank, tanque Clean Slop Tank, tanque Oily Water Separator e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1
37	Pequena liberação de água oleosa devido a falhas em linha desde os pontos de coleta de drenagem fechada até o Dirty Slop Tank e retorno para a linha de saída do separador de alta pressão, tanque ABJ-3410 (Closed Drain Sump Tank), bomba PBE-3415 A/B e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	I	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
38	Grande liberação de água oleosa devido a falhas em linha desde os pontos de coleta de drenagem fechada até o Dirty Slop Tank e retorno para a linha de saída do separador de alta pressão, tanque ABJ-3410 (Closed Drain Sump Tank), bomba PBE-3415 A/B e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1
39	Pequena liberação de produto químico (Etanol, inibidor de corrosão, desemulsificante, anti-espumante, inibidor de incrustação) devido a falhas em linha rígida /flexível desde o Tote Tank até o tanque de armazenamento, no Tote tank e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	B	I	1
40	Grande liberação de produto químico (Etanol, inibidor de corrosão, desemulsificante, anti-espumante, inibidor de incrustação) devido a falhas em linha rígida /flexível desde o Tote Tank até o tanque de armazenamento, no Tote tank e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;	A	II	1



Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
41	Pequena liberação de produto químico (Etanol, inibidor de corrosão, desemulsificante, anti-espumante, inibidor de incrustação) devido a falhas em linha desde o tanque de armazenamento até os pontos de injeção, tanque de armazenamento, bombas de injeção e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R13) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção	B	I	1
42	Grande liberação de produto químico (Etanol, inibidor de corrosão, desemulsificante, anti-espumante, inibidor de incrustação) devido a falhas em linha desde o tanque de armazenamento até os pontos de injeção, tanque de armazenamento, bombas de injeção e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R13) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção	A	I	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
43	Pequena liberação de Diesel devido a falhas em linha de abastecimento de óleo Diesel até tanque de armazenamento de Diesel durante a transferência do barco de apoio ao FPSO e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	<p>R2) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área;</p> <p>R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO</p> <p>R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos;</p> <p>R14) Abortar a operação em caso de mudanças bruscas de tempo ou condições meteorológicas desfavoráveis.</p> <p>R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo</p> <p>R15) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações para qualquer tipo de atividade nas proximidades da plataforma;</p> <p>R16) Cumprir o procedimento de aproximação de unidade marítima</p> <p>R17) Posicionar a embarcação de apoio de forma que no caso de perda de propulsão, esta se afaste da plataforma ao invés de ir ao encontro da mesma</p>	B	II	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
44	Grande liberação de Diesel devido a falhas em linha de abastecimento de óleo Diesel até tanque de armazenamento de Diesel durante a transferência do barco de apoio ao FPSO e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R2) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R14) Abortar a operação em caso de mudanças bruscas de tempo ou condições meteorológicas desfavoráveis. R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo R15) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações para qualquer tipo de atividade nas proximidades da plataforma; R16) Cumprir o procedimento de aproximação de unidade marítima R17) Posicionar a embarcação de apoio de forma que no caso de perda de propulsão, esta se afaste da plataforma ao invés de ir ao encontro da mesma	A	II	1
45	Pequena liberação de Diesel devido a falhas em linha desde o tanque de armazenamento de Diesel até os equipamentos à Diesel, tanque de armazenamento de Diesel e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R13) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção	B	I	1
46	Grande liberação de Diesel devido a falhas em linha desde o tanque de armazenamento de Diesel até os equipamentos à Diesel, tanque de armazenamento de Diesel e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	IV	3	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R13) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	III	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
47	Pequena liberação de Diesel devido a falhas em linha desde os equipamentos à diesel até o sistema de tratamento de Diesel, filtros MAJ-6070 A/B; bombas PBA-6012 A/B e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R13) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção	B	I	1
48	Grande liberação de Diesel devido a falhas em linha desde os equipamentos à diesel até o sistema de tratamento de Diesel, filtros MAJ-6070 A/B; bombas PBA-6012 A/B e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R13) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	I	1
49	Pequena liberação de óleo lubrificante devido a falhas no tanque de armazenamento de óleo lubrificante e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	II	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R13) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção	B	I	1
50	Grande liberação de óleo lubrificante devido a falhas no tanque de armazenamento de óleo lubrificante e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	III	2	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R13) Verificar a presença/necessidade de instalação de diques de contenção R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
51	Pequena liberação de óleo produzido devido a falhas em linhas de abastecimento dos tanques de carga centrais (1, 2 3, 4 e 5) e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	I	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	B	I	1
52	Grande liberação de óleo produzido devido a falhas em linhas de abastecimento dos tanques de carga centrais (1, 2 3, 4 e 5) e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	II	1	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	II	1
53	Pequena liberação de óleo produzido devido a falhas em linhas de abastecimento dos tanques de carga laterais (1, 3 e 5) e/ou válvulas/flanges do trecho.	C	III	3	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	B	III	2
54	Grande liberação de óleo produzido devido a falhas em linhas de abastecimento dos tanques de carga laterais (1, 3 e 5) e/ou válvulas/flanges do trecho.	B	IV	3	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo	A	IV	2

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
55	Pequena liberação de óleo produzido durante a operação de transferência (offloading) devido a falhas em mangote de conexão com o navio aliador e/ou válvulas e flanges do trecho.	C	III	3	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R18) Verificar a existência de procedimento de teste de estanqueidade do mangote; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo R21) Estabelecer os setores de operação das embarcações não envolvidas com a operação de “offloading”.	B	III	2
56	Grande liberação de óleo produzido durante a operação de transferência (offloading) devido a falhas em mangote de conexão com o navio aliador e/ou válvulas e flanges do trecho.	B	IV	3	R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R18) Verificar a existência de procedimento de teste de estanqueidade do mangote; R14) Abortar a operação em caso de mudanças bruscas de tempo ou condições meteorológicas desfavoráveis. R19) Definir um canal exclusivo de comunicação entre o NA e a P-52. R20) Definir as responsabilidades de coordenação da operação de carregamento. R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo R21) Estabelecer os setores de operação das embarcações não envolvidas com a operação de “offloading”.	A	IV	2

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
57	Liberação de querosene devido a queda/colisão de helicópteros com o FPSO.	A	II	1	R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo; R22) A operação de pouso e decolagem deverá ser acompanhada por equipe de segurança e um funcionário de prontidão; R23) Antes do pouso e decolagem aguardar confirmação da equipe de segurança da plataforma; R24) Só realizar pouso e decolagem se as condições meteorológicas e de tráfego aéreo estiverem adequadas para que se evitem acidentes;	A	II	1
58	Grande liberação de óleo, derivados e produtos nocivos ao meio ambiente devido ao afundamento do FPSO CIDADE DE NITERÓI.	A	IV	2	R2) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; R8) Prever plano de manutenção e inspeção de linhas, conexões, válvulas e equipamentos para o FPSO R9) Prever inspeção visual de rotina para verificação de vazamentos; R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo; R25) Controlar operações de lastreamento da plataforma; R15) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações para qualquer tipo de atividade nas proximidades da plataforma;	A	IV	2

Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
59	Pequena liberação de óleo diesel e cargas diversas devido ao Choque com barcos de apoio	C	III	3	R2) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; R14) Abortar a operação em caso de mudanças bruscas de tempo ou condições meteorológicas desfavoráveis. R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo R15) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações para qualquer tipo de atividade nas proximidades da plataforma; R16) Cumprir o procedimento de aproximação de unidade marítima R17) Posicionar a embarcação de apoio de forma que no caso de perda de propulsão, esta se afaste da plataforma ao invés de ir ao encontro da mesma.	B	III	2
60	Grande liberação de óleo diesel e cargas diversas devido ao Choque com barcos de apoio	B	IV	3	R2) Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; R14) Abortar a operação em caso de mudanças bruscas de tempo ou condições meteorológicas desfavoráveis. R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo R15) Adotar procedimentos de aproximação das embarcações para qualquer tipo de atividade nas proximidades da plataforma; R16) Cumprir o procedimento de aproximação de unidade marítima R17) Posicionar a embarcação de apoio de forma que no caso de perda de propulsão, esta se afaste da plataforma ao invés de ir ao encontro da mesma.	A	IV	2



Riscos Residuais – Fase de Operação								
Evento	Descrição	Risco Original			Recomendações	Risco Residual		
		F	S	R		F	S	R
61	Grande liberação de óleo (mistura bifásica) devido ao Blowout dos poços produtores (ADR-446, J-1H, J-2H, J-3H, J-4H, J-5H, J-6H, J-7H)	A	IV	2	<p>R4) Interromper imediatamente o sistema de elevação artificial dos poços produtores, injeção de gás e água, com shutdown em todo sistema de produção, com indícios da perda de posicionamento da plataforma;</p> <p>R7) Prever Plano de Emergência Individual (PEI), para incidentes de poluição por óleo</p> <p>R26) Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva do sistema de prevenção de “blowout”, segundo recomendação do “American Petroleum Institute – API”.</p> <p>R27) Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança DHSV e válvulas de controle na cabeça do poço;</p> <p>R28) Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de blowout;</p>	A	III	1

### ***II.8.4.3 - Programa de Gerenciamento de Riscos PGR das Atividades de Produção da FPSO Cidade de Niterói***

#### ***II.8.4.3.1 - Bases do PGR das Atividades de Produção da FPSO Cidade de Niterói***

O Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR) para as atividades de operação e instalação da FPSO Cidade de Niterói apresentado a seguir baseia-se na estruturação indicada no Documento CGPEG/DILIC/IBAMA N°. 013/07 referido acima. Segundo o Item II.8.4 Parágrafo C do referido documento, o PGR deve contemplar os seguintes procedimentos (também denominados elementos de gestão):

1. Definição de atribuições;
2. Plano de inspeções periódicas;
3. Programas de manutenção (preventiva e corretiva)
4. Plano para capacitação técnica dos funcionários/treinamentos;
5. Processo de contratação de terceiros
6. Registro e investigação de acidentes
7. Gerenciamento de mudanças;
8. Sistema de permissão para trabalho.

Os elementos de gestão indicados acima estão em consonância com programas de gerenciamento de riscos que vêm sendo formulados por diversos organismos internacionais, tais como as Práticas Recomendadas do API RP-7501) e RP-752), o Process Safety Management System<sup>3</sup>) da OSHA, o Risk Management Program<sup>4</sup>) da EPA dos Estados Unidos, o Safety Management System<sup>5</sup>) do HSE da Inglaterra e a European Directive on Hazardous Installations<sup>6</sup>) da Comunidade Econômica Européia (Revision 2).

É importante ressaltar que tanto a PETROBRAS quanto a MODEC International LLC, proprietária do FPSO a ser utilizado na atividade de produção, já dispõem cada uma delas de um sistema de gestão integrada de saúde, meio ambiente e segurança completamente implementado. Tais sistemas de gestão já

contemplam todos os elementos de gestão indicados acima. Dessa forma, o PGR ora apresentado resultou de contribuições do PGR de ambas as empresas.

#### *II.8.4.3.2 - Objetivos do PGR*

Os objetivos do PGR consistem em minimizar e controlar os riscos para o meio ambiente, através da aplicação de um conjunto de práticas modernas de gestão, as quais abrangem todos os aspectos importantes para a segurança das atividades de instalação e operação da FPSO Cidade de Niterói e estão em consonância com padrões e normas internacionais de gestão de segurança em instalações de exploração de óleo e gás em alto mar.

#### *II.8.4.3.3 - Estrutura do PGR*

A essência de um programa de gerenciamento de riscos decorre da compreensão de que a segurança de uma instalação complexa depende do seu gerenciamento global e não apenas de fatores isolados. No contexto desse sistema de gerenciamento global, a operação segura da instalação requer a implementação de um sistema integrado de estruturas, responsabilidades e procedimentos (conjuntamente denominados “elementos de gestão”), em consonância com recursos e soluções tecnológicas disponíveis.

Conforme mencionado anteriormente, a estrutura do Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR) para a atividade de instalação e operação da FPSO Cidade de Niterói é formada pelos seguintes elementos de gestão, conforme indicado no Termo de referência CGPE/DILIC/IBAMA Nº 013/07:

1. Definição de atribuições;
2. Plano de inspeções periódicas;
3. Programas de manutenção (preventiva e corretiva)
4. Plano para capacitação técnica dos funcionários/treinamentos;
5. Processo de contratação de terceiros
6. Registro e investigação de acidentes
7. Gerenciamento de mudanças;

## 8. Sistema de permissão para trabalho.

Os procedimentos formulados para a implementação de cada um dos elementos acima está indicada nas seções seguintes.

### *II.8.4.3.4 - Definição de Atribuições*

Em relação à implementação e condução do PGR das atividades de instalação e operação da FPSO Cidade de Niterói, as atribuições dos diversos envolvidos estão explicitadas abaixo. Tais atribuições são apenas aquelas que têm relação com os elementos de gestão do PGR; não apenas existem inúmeras outras atribuições para as pessoas indicadas abaixo, mas também vários outros postos de trabalho com suas respectivas atribuições. Por exemplo, várias pessoas citadas abaixo têm atribuições específicas durante a ocorrência de situações de emergência.

#### *Encarregado do FPSO*

- ★ Sensibilizar a equipe embarcada quanto à importância do PGR;
- ★ Solicitar a execução de ações de manutenção corretiva após a detecção de alguma falha de equipamento;
- ★ Aprovar os resultados das ações de manutenção e inspeção realizadas no FPSO;
- ★ Estabelecer a implementação do programa de treinamento, envolvendo a equipe de segurança da empresa, assim como a equipe das empresas contratadas;
- ★ Implementar as Diretrizes de Segurança para Contratadas para as empresas contratadas que operam o FPSO;
- ★ Estabelecer a equipe de investigação de acidentes ou incidentes e coordenar o cumprimento dos procedimentos estabelecidos para a realização da investigação.
- ★ Coordenar o gerenciamento de modificações na unidade, alocando recursos para o cumprimento dos procedimentos pertinentes;

- ★ Promover a implementação de práticas de trabalho seguro, notadamente o Sistema de Permissão de Trabalho;

#### *Gerência de Inspeção e Manutenção da MODEC*

- ★ Contribuir no Registro e Investigação de Acidentes
- ★ Contribuir no Gerenciamento de Mudanças
- ★ Responsável pela elaboração do Sistema de Permissão para Trabalho da Equipe de Inspeção e Manutenção

#### *II.8.4.3.5 - Inspeções Periódicas*

De um modo geral, a falha de um equipamento estático (vasos de pressão, tubulações, cabos de aço, estruturas, e outros) não ocorre de forma súbita, mas sim através de um processo de degradação que evolui com o tempo. Na maioria dos casos, é possível identificar-se sinais deste processo de degradação que permitem que tais equipamentos sejam reparados ou substituídos antes que a falha ocorra.

Na indústria em geral e na área offshore em particular, o diagnóstico da situação da integridade estrutural dos equipamentos estáticos (e de certos componentes estáticos de sistemas rotativos, tais como cabos de aço ou roletes dos guindastes) é obtido através de uma política de inspeções periódicas. Na FPSO Cidade de Niterói a formulação e implementação da política de inspeções periódicas dos equipamentos está a cargo da Gerência de Inspeção e Manutenção da MODEC.

A implementação deste item do Programa de Gerenciamento de Riscos tem, portanto, como objetivo principal minimizar a probabilidade de falha dos equipamentos estáticos que são críticos para a segurança das atividades de produção.

Define-se como equipamento/componente crítico para a segurança, todo aquele cuja falha implica em um comprometimento significativo da segurança das atividades de produção. O procedimento utilizado pela MODEC detalha as obrigações na determinação das inspeções, as técnicas aconselhadas

dependendo do serviço e material a ser inspecionado, os programas de inspeção a serem adotados além de um “test form” de inspeção de integridade mecânica.

#### *II.8.4.3.5.1 - Política de Inspeção de Equipamentos da MODEC*

A política de inspeção de equipamentos da MODEC consiste em submeter todos os equipamentos estáticos da FPSO a inspeções periódicas utilizando as técnicas de inspeção que mais se adequam aos mecanismos de danos característicos de cada tipo de equipamento: corrosão sob tensão, afinamento, fadiga, etc.

A periodicidade das inspeções dos equipamentos está baseada nos preceitos da Norma Regulamentadora NR-13 do Ministério do Trabalho, a qual estabelece os prazos máximos entre inspeções para diferentes categorias de vasos e tubulações.

Para os demais equipamentos não incluídos no âmbito da NR-13, tais como cabos de aço, roletes e elementos estruturais, a política de inspeção da MODEC baseia-se em estudos próprios de engenharia, nas regras das entidades classificadoras e nos resultados das inspeções realizadas. A Gerência de Manutenção e Inspeção da MODEC possui um sistema de registro e planejamento das inspeções que permite o acompanhamento temporal da evolução da integridade de cada equipamento e a previsão da necessidade de inspeções adicionais dentro do intervalo previsto para a inspeção de cada equipamento do FPSO.

#### *II.8.4.3.6 - Manutenção Preventiva*

Na MODEC, o órgão responsável pela formulação e implementação da Política de Manutenção Preventiva é a Gerência de Manutenção e Inspeção. De um modo geral, todos os equipamentos rotativos operacionais, bem como todos os equipamentos de segurança, são submetidos a algum tipo de manutenção preventiva. Nesta política estão também incluídos todos os equipamentos de içamento de cargas usados no FPSO, bem como os sistemas de alívio e de vent.

O planejamento da manutenção inclui rotina de inspeção, testes periódicos, substituição de equipamentos e componentes em intervalos de tempo pré-determinado, sendo todo este planejamento dirigido por um software de gerenciamento de manutenção. Dentro do plano de manutenção são gerados vários relatórios de acompanhamento tais como: planejamento de manutenção para o mês seguinte, número de ordens de trabalho para o mês seguinte, número de horas usada em manutenção.

O programa de manutenção da MODEC foca nos seguintes pontos:

- ★ Procedimentos para manutenção de equipamentos mecânicos críticos
- ★ Treinamento de pessoal focado em realização de uma manutenção segura para os trabalhadores e para o meio ambiente, levando em conta os procedimentos de segurança
- ★ Procedimentos de controle da qualidade que verifica a manutenção dos materiais e equipamentos
- ★ Confirmação da qualificação dos trabalhadores próprios e contratados
- ★ Procedimento para gerenciamento de mudanças

#### *II.8.4.3.7 - Capacitação Técnica*

Este item do Programa de Gerenciamento de Riscos tem como objetivo principal apresentar a política de capacitação técnica dos trabalhadores da FPSO Cidade de Niterói. A seguir encontra-se uma breve descrição dos tipos de treinamentos realizados pela MODEC.

- *Treinamento de Indução*

Este treinamento é concebido para desenvolver a familiarização dos novos empregados contratados com a empresa e plataformas, objetivando assegurar que todo o pessoal embarcado tenha um conhecimento mínimo necessário nas práticas de trabalho e prévio conhecimento de suas atividades.

O treinamento tem como objetivo promover uma prévia das atividades em unidades marítimas com a exposição dos valores fundamentais da empresa,

processos, equipamentos e operações com os procedimentos de segurança pertinentes. Para fornecer aos participantes esta exposição é realizado o treinamento formal em sala de aula, visitas de campo e o desenvolvimento de auto-estudo.

- *Treinamento pelo Trabalho*

O treinamento pelo trabalho é uma parte integral do sistema de treinamento da empresa. É endereçado para as várias funções operacionais da empresa. O sistema também permite ser adaptado a requerimentos que freqüentemente mudam quando a unidade marítima muda de locação e fica sob um novo regime contratual.

O módulo de treinamento pelo trabalho é uma ferramenta para o auto-desenvolvimento e o crescimento profissional. O treinamento aumenta a eficiência, a consciência em segurança e o moral. Consiste da combinação de práticas de trabalho no local e no desenvolvimento de auto-estudo. Permite aos participantes o progresso em seu próprio ritmo.

- *Prevenção e Combate a Incêndio e Salvatagem*

Este treinamento é obrigatório para todos os empregados que trabalham embarcados e para aqueles que necessitem embarcar mesmo que eventualmente. Este treinamento tem a aprovação da PETROBRAS e objetiva dar conhecimentos básicos teóricos e práticos sobre as técnicas de prevenção e combate a incêndio e sobrevivência no mar. Este curso é ministrado em inglês e em português.

#### *II.8.4.3.8 - Processo de Contratação de Terceiros*

A PETROBRAS exige que as empresas por ela contratadas para a prestação de serviços nas plataformas, sigam uma rigorosa política de segurança, meio ambiente e saúde ocupacional. Esta exigência baseia-se nas “Diretrizes para



Segurança de Contratadas”, emitida pela Diretoria da Petrobras, cujo texto está integralmente reproduzido a seguir.

#### *II.8.4.3.8.1 - Diretrizes para Segurança de Contratadas*

A cada dia, a utilização de mão-de-obra externa pela PETROBRAS tem proporcionado maior interação entre empregados da Companhia e de outras empresas.

Contudo, devido ao despreparo observado em algumas dessas empresas para a função Segurança, a Petrobras elaborou as Diretrizes para Segurança de Contratadas. Todos os órgãos da Companhia são orientados para seguir com rigor cada um de seus itens:

#### *Diretrizes para Segurança de Contratadas*

Elaborar diretrizes de segurança para confecção e gestão de contratos.

Acrescentar os dados relativos ao conjunto das contratadas nas estatísticas comparativas dos dados de acidentes da Petrobras com os de outras companhias ou associações de Companhias.

*No nível de órgão operacional ou de obra:*

*Avaliar o impacto da atividade contratada sobre o órgão, e vice-versa, antes da assinatura do contrato.*

Fazer constar do contrato os padrões de Segurança desejados, informando os riscos e definindo as condições especiais relativas a segurança e saúde ocupacional.

Obrigar a contratada a apresentar o seu plano de segurança previamente à assinatura do contrato e a instruir toda a sua equipe sobre os riscos das

atividades e sobre os procedimentos relacionados à obtenção de permissões para trabalho e respectivo atendimento.

Negociar indicadores de segurança com a contratada.

Obrigar a contratada a apresentar à Petrobras o resumo mensal de acidentes conforme o modelo proposto pela NB-18 - Cadastro de Acidentes - da Associação Brasileira de Normas Técnicas.

Manter os fiscais informados quanto aos aspectos de responsabilidade civil e criminal que decorrem dos acidentes do trabalho e quanto às normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho.

Acrescentar os dados relativos ao conjunto das contratadas nas estatísticas comparativas dos dados de acidentes do órgão com os de outras companhias ou associações de companhias.

Avaliar o desempenho de gerentes e fiscais, levando em conta o desempenho, em segurança, das contratadas sob sua responsabilidade.

Incentivar as contratadas a utilizar os programas de treinamento disponíveis, tais como os do SENAI/ SESI/ SENAC/ SESC e outros.

Incentivar a criação de comissões, como as CIPAS das próprias contratadas, para discussão dos procedimentos que envolvem segurança no trabalho.

*Manter, durante a vigência do Contrato:*

A avaliação sistemática dos indicadores de segurança.

A avaliação sistemática do atendimento às exigências contratuais relativas à segurança, registrando as não-conformidades.

O estabelecimento de prazos para correção das não-conformidades e a aplicação de penalidades no caso de não atendimento, que poderão incluir o cancelamento do contrato.

#### *II.8.4.3.9 - Registro e Investigação de Acidentes*

##### *II.8.4.3.9.1 - Registro*

Para todos os acidentes ocorridos durante as atividades na instalação, deverá ser estabelecida uma Comissão de Investigação e Análise, com a seguinte composição:

- ★ Representante da Área de Segurança Industrial;
- ★ Representante da Área de Saúde Ocupacional;
- ★ Supervisor Imediato do Acidentado;
- ★ Supervisor da Área onde ocorreu o Acidente ou Incidente;
- ★ Cipista;
- ★ Fiscal do Contrato (no caso de empregado Contratado);
- ★ Acidentado (Sempre que possível).

Dentre a metodologia empregada, destaca-se que:

- ★ O acidente ocorrido em aeronave, embarcação ou veículo terrestre, fornecido pela empresa para o transporte do empregado, deverá ser considerado como Acidente Típico.
- ★ O Acidente ocorrido no percurso para o local de refeição ou de volta dele, em intervalo de trabalho, quando o local de refeição se localizar fora da instalação da empresa, deverá ser considerado como Acidente de Trajeto.
- ★ Nas Unidades Marítimas de Produção e Perfuração da PETROBRAS, a emissão do Relatório de Acidente com Lesão (RAL) ou Relatório de Anomalia (RA), deverá ser feita pela Gerência local, ou por pessoa designada por ela.

- ★ Nas Unidades Marítimas de Produção, Perfuração ou Outras de Empresas Contratadas, a emissão do Relatório de Acidente com Lesão (RAL), Relatório de Anomalia (RA) envolvendo empregados próprios, deverá ser feita pela Contratada responsável, seguindo de preferência os Padrões PETROBRAS. O resultado dos Relatórios deverão ser apreciados pela PETROBRAS antes da divulgação.

Faz parte da política da MODEC a investigação e a notificação de todos os acidentes e incidentes que venham a ocorrer em suas unidades, acidentes estes que serão reportados abertamente. Segundo esta mesma política, empregados e subcontratados são encorajados a reportar todos os acidentes/incidentes.

O relatório de investigação de acidentes contém aspectos específicos que permitem entender as causas dos acidentes e tomar ações para prevenir as ocorrências de novos acidentes.

#### *II.8.4.3.10 - Gerenciamento de Mudanças*

No dia a dia da operação da unidade, várias modificações são efetuadas pelo pessoal de operação e manutenção visando aumentar a eficiência, melhorar a operabilidade e a segurança, acomodar inovações tecnológicas e implementar melhorias mecânicas. Por sua vez, existem inúmeros exemplos históricos de acidentes que ocorreram devido a modificações realizadas em processos e equipamentos, as quais foram feitas sem serem submetidas a um processo de análise dos possíveis riscos que poderiam estar sendo introduzidos pela modificação.

Portanto, é essencial que se assegure que modificações em processos e equipamentos não causem desvios que resultem na operação insegura dos equipamentos, ou seja, não aumentem o risco operacional dos processos e equipamentos das áreas. Para isto, é importante que, antes de serem executadas, passem por um processo de análise e aprovação que busque identificar todos os fatores de risco que poderiam estar sendo introduzidos com a modificação.

O objetivo deste elemento de gestão consiste em prover um procedimento ordenado e sistemático de análise dos possíveis riscos introduzidos por modificações, de identificação de medidas para a redução dos riscos e de aprovação formal antes que as mesmas sejam efetivamente realizadas no sistema.

#### *II.8.4.3.10.1 - O que Constitui uma Modificação*

No âmbito do PGR, uma modificação acontece sempre que alguma característica de engenharia do processo ou equipamento (mecânica, elétrica, de fluido de processo, instrumentação e controle, estrutural, etc) ou das suas condições operacionais (temperatura, pressão, vazão, limites de segurança de variáveis de processo, quantidades produzidas, etc) é alterada. Por exemplo, a substituição de uma bomba por outra de maior potência representa uma modificação, pois provoca uma alteração em parâmetros operacionais do processo (maior pressão, maior vazão, etc), sendo, portanto, considerada como uma modificação. Por outro lado, a troca de uma bomba que falhou, por outra com exatamente as mesmas características não se configura com uma modificação no âmbito do PGR, sendo referida apenas como uma “substituição por igual”. Portanto, uma “substituição por igual” refere-se a qualquer substituição de equipamento mecânico, elétrico, de instrumentação, ou componente em geral, por outro idêntico ou equivalente aprovado e especificado por códigos de engenharia.

#### *II.8.4.3.10.2 - Tipos de Modificação: Permanentes e Temporárias*

Dois tipos distintos de modificação são considerados neste elemento: as modificações permanentes e as modificações temporárias. Ambos os tipos podem ser responsáveis por grandes acidentes, de modo que ambos devem ser submetidos aos procedimentos especificados neste elemento de gestão. No entanto, para uma modificação temporária pode não ser necessário completar-se todos os passos requeridos para uma modificação permanente. Por exemplo, no caso de uma modificação temporária, a documentação do equipamento ou processo (fluxogramas de engenharia, fluxogramas de processo, etc.) não precisa ser alterada.

Para uma modificação temporária, deve ser especificado a data em que a modificação será desfeita e que o processo ou equipamento voltará à condição normal (anterior à modificação). A renovação do período de validade de uma modificação temporária deve ser analisada para se verificar se as medidas de proteção estão sendo mantidas conforme recomendadas na aprovação inicial.

#### *II.8.4.3.11 - Sistema de Permissão para Trabalho*

O objetivo deste elemento do PGR é estabelecer e implementar “práticas de trabalho seguro” que deverão ser cumpridas para todas as atividades que não fazem parte da rotina e que, por este motivo, possam representar um acréscimo de risco para os trabalhadores da plataforma. Para as seguintes atividades, que representam um potencial significativo de risco para os referidos trabalhadores, deverão ser cumpridos os procedimentos pertinentes para que as mesmas possam ser classificadas como atividades seguras, fazendo com que acidentes passíveis de ocorrer nas instalações analisadas tenham suas frequências e consequências minimizadas:

- ★ Trabalho a frio;
- ★ Trabalho a quente;
- ★ Trabalho em equipamentos elétricos;
- ★ Trabalho em gamagrafia ou radiografia;
- ★ Trabalhos submarinos;
- ★ Trabalho em áreas confinadas;
- ★ Abertura de equipamentos ou tubulações que contenham materiais perigosos.

Para a realização do último tipo de serviços mencionado deve ser feita a “Liberação da Área” na qual o mesmo será executado. Para as categorias restantes são estabelecidas “Permissões de Trabalho”. Além disso, todos os dias o responsável pela área de segurança deverá realizar um encontro com a equipe para discutir a aplicação das “Permissões de Trabalho”. Este encontro irá considerar todo o planejamento e preparação para uma determinada tarefa, avaliando todos os riscos envolvidos e prevendo medidas de redução de riscos.