



Universidade do Estado do Rio de Janeiro
Centro de Tecnologia e Ciências
Instituto de Química

Alex Garcia de Almeida

**Identificação de indicadores globais para o monitoramento da
segurança de processos de plataformas de produção de petróleo e
gás natural: estudo de caso da indústria brasileira**

Rio de Janeiro
2013

Alex Garcia de Almeida

Identificação de indicadores globais para o monitoramento da segurança de processos de plataformas de produção de petróleo e gás natural: estudo de caso da indústria brasileira

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Processos Químicos, Petróleo e Meio Ambiente.



Orientador: Prof. Dr. Marco Antônio Gaya de Figueiredo

Rio de Janeiro
2013

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ/REDE SIRIUS/CTC/Q

A447

Almeida, Alex Garcia de.

Identificação de indicadores globais para o monitoramento da segurança de processos de plataformas de produção de petróleo e gás natural: estudo de caso da indústria brasileira. / Alex Garcia de Almeida. - 2013.

144 f.

Orientador: Marco Antonio Gaya de Figueiredo.

Dissertação (mestrado) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Instituto de Química.

1. Controle de processos - Teses. 2. Gerenciamento de riscos – Teses. 3. Plataformas de perfuração – Teses. 4. Petróleo – Produção - Teses. I. Figueiredo, Marco Antonio Gaya de. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Instituto de Química. III. Título.

CDU 658.562.3

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos a reprodução total ou parcial desta tese.

Assinatura

Data

Alex Garcia de Almeida

Identificação de indicadores globais para o monitoramento da segurança de processos de plataformas de produção de petróleo e gás natural: estudo de caso da indústria brasileira

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação do Instituto de Química, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Processos Químicos, Petróleo e Meio Ambiente

Aprovada em 12 de março de 2013

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Marco Antonio Gaya de Figueiredo (orientador)
Instituto de Química da UERJ

Prof. Dr. André Luiz Hemerly Costa
Instituto de Química da UERJ

Prof. Dr. Fábio Merçon
Instituto de Química da UERJ

Prof. Dr. Geraldo André Thurler Fontoura
Universidade Federal Fluminense

Rio de Janeiro
2013

AGRADECIMENTOS

A Deus e todas suas manifestações em minha vida, incluindo meus pais Jacy e Penha, minha família, minha querida Fernanda, e amigos espalhados por esse mundo.

À ANP pelo apoio à pesquisa aqui conduzida e aos colegas da SSM/ANP pelas discussões sobre o tema e auxílio nas avaliações para a aplicação da metodologia.

Ao Grupo Técnico de Segurança do IBP pelo apoio na aquisição dos dados fundamentais para o resultado deste trabalho.

À todos do programa de pós-graduação da UERJ, incluindo professores, pessoal de secretaria e apoio que permitiram o ambiente perfeito para a realização do presente curso.

Ao meu orientador Dr. Marco Antonio Gaya de Figueiredo pelos debates e contrapontos que contribuíram de sobremaneira para a melhoria da presente dissertação.

RESUMO

ALMEIDA, Alex Garcia de. *Identificação de Indicadores Globais para o monitoramento da segurança de processos de plataformas de produção de petróleo e gás natural: Estudo de caso da indústria brasileira*. 2013. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

Este trabalho verificou o tema de segurança de processos no segmento de plataformas de produção de petróleo e gás no mar de forma a propor um modelo de indicadores globais a fim de facilitar a identificação de fragilidades no gerenciamento de riscos de processos da indústria de produção de petróleo e gás natural no mar. O resultado esperado é o fornecimento de dados para a otimização de recursos regulatórios na busca da melhoria da segurança operacional. Para tal, buscando conhecer a postura das empresas no cumprimento da necessidade regulamentar da implementação de um Sistema de Gestão de Segurança de Processos (SGSP), foram identificadas as principais práticas preventivas para a o gerenciamento de riscos. Por conseguinte, mensurou-se o esforço na implementação deste SGSP como correlação direta para a prevenção de acidentes (foco preventivo). Já a análise dos resultados deste gerenciamento de riscos (foco reativo) foi obtido através incidentes operacionais classificados de acordo com sua respectiva importância/impacto, dentro de linhas de corte pré-estabelecidas. Assim, o indicador Global preventivo (IGPRV) e o Indicador Global reativo (IGRTV) foram elaborados agregando diferentes indicadores específicos de cada segmento para simplificar a análise e incluir a articulação de conceitos de segurança de processos à atuação regulatória. Os indicadores globais propostos quantificam conceitos subjetivos e complexos para o estabelecimento de metas e permitem aferir o desempenho das ações e projetos da regulação da indústria. Também permitem a identificação e a disseminação das melhores práticas de gerenciamento de riscos, comparando-as em diferente níveis de gerenciamento. Na análise dos resultados, pôde-se perceber que a utilização dos indicadores globais propostos pode responder com sucesso às necessidades regulatórias identificadas.

Palavras-chave: Segurança de Processos. Plataforma. Indicador preventivo. Indicador Reativo. Indicador Global.

ABSTRACT

This study has verified process safety in the segment of offshore production platforms for oil and gas in order to propose a model of global indicators to identify weaknesses in risk management aiming to optimize regulatory resources in their role to overview of industry's operational safety. Its method, in the leading point of view, leads to know the real position of oil companies in fulfilling the regulatory requirements of implementing the SGSO, as were identified main key practices for the adoption of this system and therefore measured the effort in implementation as direct correlation to prevent major accidents. In other hand, the lagging focus was obtained by classifying incidents according to their relative importance /impact within pre-established cutting lines. The Global indicator of leading segment (IGPRV) and Global Indicator of lagging segment (IGRTV) are designed to simplify analysis by quantifying subjective and complex concepts for establishing goals and allow assessment of requirements of Industry's safety regulation, to allow identification and dissemination of best practices in risk management. This perception has as objective to raise a continued improvement and optimize regulatory resources to prevent major accidents. In the context of the proposed topic and within the data analyzed in this study it was found that the proposed global indicators allow the identification of relative weakness, allowing management act aiming improve allocation of resources to application regulatory efforts. They also allow the identification and dissemination of best practices in risk management when they are compared in different levels of management. The adequacy of the proposed indicators as instruments of information and evaluation came from numerous studies that incorporated different perceptions and different methods of analysis and safety monitoring, enabling monitoring the safety guideline processes. It could be seen that the use of identified global indicators can respond successfully to proposed needs in a regulatory framework.

Keywords: Process Safety. Platforms. Leading Indicator. Lagging Indicator. Global Indicator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Evolução da produção de petróleo e gás natural no mar ao longo dos anos de acordo com a profundidade da lâmina d'água	25
Figura 2	Esquemático resumido de processamento de petróleo e gás natural em plataformas	28
Figura 3	Esquema típico de campo desenvolvido com a utilização de mais de um tipo de plataforma	29
Figura 4	Esquema do processo de separação de fluidos típico de processamento de petróleo e gás natural	30
Figura 5	O processo de gerenciamento de riscos	40
Figura 6	Estimativa, análise e avaliação de riscos.	42
Figura 7	Reação dos diferentes tipos de indicadores a partir da degradação de segurança	53
Figura 8	Sistematização do controle e gerenciamento de riscos.	55
Figura 9	Controle efetivo de riscos	61
Figura 10	Diagrama do modelo do “queijo suíço”	63
Figura 11	Fases das atividades desenvolvidas na pesquisa	70
Figura 12	Processo PDCA da Regulação da Segurança Operacional realizada pela ANP com a utilização do SGSO	76
Figura 13	Esquema da aquisição do Indicador Global Preventivo através dos parâmetros e indicadores específicos identificados na pesquisa.	80
Figura 14	Esquema da aquisição do Indicador Global Reativo através dos parâmetros e indicadores específicos identificados na pesquisa	84
Figura 15	Resumo da aplicação da metodologia para a aquisição dos indicadores globais a partir das informações de segurança	95
Figura 16	Comparação de importância de grupos preventivos após a priorização	97
Figura 17	Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Liderança, Pessoal e Gestão.	98
Figura 18	Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Instalações e Tecnologia	98

Figura 19	Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Práticas Operacionais	99
Figura 20	Indicador Global Preventivo (IGPRV) para 67 plataformas de produção no ano de 2011	100
Figura 21	Resultados dos grupos preventivos para a plataforma 1	101
Figura 22	Resultados de parte dos indicadores específicos do grupo preventivo de Instalações e Tecnologia para a plataforma 1	102
Figura 23	Indicador Global Preventivo (IGPRV) para três empresas de petróleo no ano de 2011	103
Figura 24	Contribuição dos três grupos para os dados médios de três empresas de petróleo no ano de 2011	104
Figura 25	Comparação de importância de grupos reativos após a priorização	106
Figura 26	Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Perda de Contenção Primária	107
Figura 27	Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Incêndios	107
Figura 28	Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Abalroamentos	108
Figura 29	Resultado do Indicador Global Reativo (IGRTV) para 67 plataformas de produção no ano de 2011	109
Figura 30	Indicador Global Reativo (IGRTV) para três empresas de petróleo no ano de 2011	110
Figura 31	Resultados combinados dos Indicadores Global Preventivo (IGPRV) e Global Reativo (IGRTV) para 67 plataformas de produção no ano de 2011.	111
Figura 32	Resultados combinados dos Indicadores Global Preventivo (IGPRV) e Global Reativo (IGRTV) para 67 plataformas de produção de três empresas de petróleo no ano de 2011	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Notas para avaliações dos critérios (MATARAZZO apud SÃO JOSÉ, 2010).	93
Tabela 2	Pesos para as avaliações dos critérios (MATARAZZO apud SÃO JOSÉ, 2010).	93
Tabela 3	Resultado da priorização dos indicadores preventivos.	96
Tabela 4	Resultado da priorização dos indicadores reativos.	106

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Distribuição de plataformas no Brasil segundo tipo	25
Quadro 2	Situações definidas de perigo e acidente acompanhadas pelo TRL	58
Quadro 3	Apresentação metodológica do trabalho	71
Quadro 4	Comparação entre as práticas do SGSO (ANP, 2007) e o RBPS do CCPS (AIChE, 2007).	75
Quadro 5	Indicadores específicos preventivos	86
Quadro 6:	Indicadores específicos Reativos	89

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AIChE	American Institute of Chemical Engineers
ANC	Árvore de Natal Convencional
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ATS	Air Toxic Strategy
BP	British Petroleum
CAER	Community Awareness and Emergency Response
CCPA	Chemistry Industry Association of Canada
CCPS	Centre for Chemical Process Safety
CEE	Comunidade Econômica Européia
CEPP	Chemical Emergency Preparedness Program
CMA	Chemical Manufacturers Association
C-NLOPB	Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board
DHJIT	Deepwater Horizon Incident Joint Investigation
ECS	European Committee for Standardization
EIA	US Energy Information Administration
EPA	US Environmental Protection Agency
E&P	Exploração e Produção de petróleo e gás no mar
FMEA	Failure Mode Effects Analysis
FPSO	Floating, Production, Storage and Offloading Vessel
FSO	Floating, Storage and Offloading Vessel
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
HAZOP	Hazard and operability study
HSE	United Kingdom Health and Safety Executive
ICCA	International Council of Chemical Associations
ISO	International Organization for Standardization
JSA	Job Safety Analysis
KPI	Key Programme Indicators
LOPC	Loss Of Primary Containment
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
NRC	US National Research Council
TRL	Trends in Risk Level in the Norwegian continental Shelf
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OGP	International Association of Oil and Gas Producers
OSHA	Occupational Safety and Health Administration
PDCA	Plan-Do-Check-Act
PHA	Preliminary Hazard Analysis
PSA	Petroleum Safety Authority Norway

P&G	Petróleo e Gás
PSM	Process Safety Management Program
QAV	Querosene de aviação
QRA	Quantitative Risk Analysis
SDP	Situações definidas de Perigo e Acidentes
SGSP	Sistemas de Gerenciamento de Segurança de Processos
SGSO	Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (Resolução ANP 43/2007)
SM	Salvaguarda Mitigadora
SP	Salvaguarda Preventiva
TLP	Tension Leg Platforms

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	15
1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
1.1	A evolução do petróleo como insumo energético e sua exploração e produção no mar	21
1.2	Perfil produtivo dos prospectos e reservas de petróleo e gás natural no Brasil	23
1.3	Características principais dos projetos de plataformas de produção utilizadas no Brasil	24
1.4	Produção e processamento primário de Petróleo e Gás em plataformas no mar	26
1.5	Evolução histórica da segurança em processos industriais	31
1.5.1	<u>O programa atuação responsável</u>	32
1.6	Evolução da segurança em plataformas de produção no mar	33
1.7	Os conceitos de Perigo e Risco: análise com estimativa, avaliação, critérios de aceitação e gerenciamento de riscos	37
1.8	Perigos, Riscos e Segurança de Processo	43
1.9	Sistemas de Gerenciamento de Segurança de Processo	44
1.10	Indicadores de desempenho no gerenciamento de riscos	50
1.10.1	<u>Indicadores de desempenho de segurança</u>	50
1.10.1.1	Indicadores preventivos	53
1.10.1.2	Indicadores reativos	54
1.10.2	<u>Iniciativas de acompanhamento de indicadores de segurança</u>	56
1.10.2.1	O projeto Trends in Risk Level in the Norwegian continental shelf (TRL)	56
1.10.2.2	Projeto Key Programme Indicators (KPI) do HSE – Reino Unido	59

1.10.2.3	International Association of Oil & Gas Producers (OGP)	60
1.10.3	<u>Indicadores de segurança de processo</u>	62
1.11	Manipulação de dados para o alcance de indicadores globais	65
1.11.1	<u>Tipos de Indicadores específicos</u>	65
1.11.2	<u>Normalização de indicadores</u>	66
1.11.3	<u>Ponderação</u>	67
1.11.4	<u>Agregação de dados</u>	67
1.11.5	<u>Parâmetros ou Indicadores Estratégicos</u>	68
1.11.6	<u>Indicadores Globais</u>	68
2	METODOLOGIA	70
2.1	Caracterização da metodologia	70
2.1.1	<u>Tipo de pesquisa</u>	71
2.1.2	<u>Análise Documental</u>	72
2.2.	Objeto de estudo	73
2.2.1	<u>A ANP e o uso do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) na Regulação da Segurança Offshore</u>	73
2.3	Levantamento dos indicadores	77
2.3.1	<u>Levantamento de indicadores com foco preventivo</u>	78
2.3.2	<u>Levantamento de indicadores com foco reativo</u>	83
2.4	Identificação dos indicadores	85
2.4.1	<u>Identificação dos indicadores preventivos</u>	85

2.4.2	<u>Identificação dos indicadores reativos</u>	89
2.5	A normalização dos indicadores	90
2.6	A priorização dos indicadores específicos	91
2.7	A identificação de Indicadores Globais	94
3	RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES	96
3.1	Análise dos resultados da priorização dos indicadores	96
3.1.1	<u>Considerações acerca dos resultados do segmento preventivo</u>	104
3.2	Análise dos resultados da priorização do segmento reativo	105
3.2.1	<u>Considerações acerca dos resultados do segmento reativo</u>	110
3.3	Combinação dos resultados do segmento preventivo e reativo	111
4	CONCLUSÕES E SUGESTÕES	114
4.1	Conclusões sobre a pesquisa	114
4.2	Sugestões para futuras pesquisas	116
	REFERÊNCIAS	117
	GLOSSÁRIO	128
	ANEXOS	134

INTRODUÇÃO

Contextualização

O crescimento contínuo na demanda por petróleo e gás natural representa uma tendência de crescimento a curto e médio prazos, apesar das novas ações humanas na busca pela diminuição dos impactos ambientais das atividades humanas (HARSEM; EIDE; HEEN, 2011). Segundo a US Energy Information Administration (EIA) (2011), nos próximos 25 anos os consumos de gás natural e petróleo ao redor do mundo irão aumentar, respectivamente, 50% e 20%.

No contexto brasileiro, os reservatórios dos prospectos em regiões de pré-sal aumentaram drasticamente as reservas petrolíferas e introduzem novas aspirações para um mercado em vigorosa expansão. Os desafios tecnológicos introduzidos pela exploração e produção em condições inéditas no mundo implicam em investimentos nas mais diversas vertentes de desenvolvimento tecnológico e estratégico.

Entretanto, acidentes tais como o da Plataforma Piper Alpha em 1988, no Reino Unido, o da plataforma P-36, no Brasil e o da plataforma Deepwater Horizon em 2010 nos EUA, impactaram negativamente na Exploração e Produção de petróleo e gás no mar (E&P), causando perdas de um número considerável de vidas, danos significativos ao meio ambiente e a evolução a duras penas (e em ritmo lento) dos critérios de gerenciamento de riscos para a prevenção de grandes acidentes.

Recentemente, o acidente com a plataforma Deepwater Horizon aumentou drasticamente as preocupações ao redor do mundo acerca do nível de segurança das atividades petrolíferas em águas profundas. Os prejuízos ocasionados à empresa British Petroleum (BP) por este acidente foram estimados em cerca de 37 bilhões de dólares, contabilizando apenas os gastos com a contenção do derramamento e demais compensações diretas pelo ocorrido (SMITH, L.; SMITH, M.; ASHCROFT, 2010), no entanto, sem considerar os prejuízos decorrentes como a desvalorização do valor de mercado da empresa.

Skogdagen, Utne e Vinnem (2011) relatam que todo grande acidente¹ gera a dúvida se o que aconteceu diz respeito apenas à empresa ou operação que era conduzida ou se indica problemas sistemáticos em todo um setor, incluindo sua regulação. Desta forma, torna-se estratégico que de alguma forma o nível de segurança de uma indústria seja periodicamente avaliado, para se conhecer o nível de segurança de um segmento, para a adoção de medidas que possam evitar acidentes e permitir o acompanhamento da adequação de tais medidas.

Em um contexto de uma indústria global, a ocorrência de grandes acidentes demonstra que, quando em sincronia, as falhas gerenciais resultantes de um sistema de gerenciamento de riscos mal implementado ou inexistente em uma empresa resultam em grandes perdas (AIChE, 2007), podendo impactar a longo prazo inclusive na mudança da estratégia do uso de fontes de energia de um país, tal qual indicou a Deepwater Horizon Incident Joint Investigation através de seu relatório final (DHJIT, 2010).

Ao longo dos anos algumas ferramentas foram desenvolvidas para que quando implementadas em conjunto possam constituir um sistema de gestão de segurança, direcionado a gerenciar os riscos envolvidos com a operação da instalação e evitar a ocorrência de perdas relacionadas com os acidentes através da identificação e manutenção de salvaguardas e a identificação de desvios para a implementação de ações corretivas, mantendo assim a melhoria contínua das operações.

Dentre as ferramentas mais utilizadas, destacam-se os programas de auditoria, de manutenção preventiva, investigação de incidentes, análises de risco e monitoramento de indicadores de desempenho, que quando utilizados de forma integrada com outras práticas, garantem a melhoria contínua dos processos através de um sistema de gestão de riscos, propiciando a prevenção de acidentes (AIChE, 2007).

A escolha e acompanhamento de indicadores de desempenho, tanto em foco preventivo com o monitoramento de parâmetros operacionais e de desempenho de barreiras de segurança, como em foco reativo na ocorrência de eventos precursoros,

¹ Neste texto, um grande acidente é definido como o evento que causa múltiplas fatalidades ou ferimentos graves, tipicamente iniciado por uma grande liberação de produtos perigosos, mas pode também ser resultado de uma falha estrutural ou perda de estabilidade que causam um grande dano a um ativo e que, de certa forma, forçaram mudanças na regulação da segurança de seu respectivo segmento. São exemplos deste tipo de evento os acidentes de Bophal (Índia, 1984), Chernobyl (Ucrânia, 1986), Piper Alpha (Reino Unido, 1988), P-36 (Brasil, 2001), Deepwater Horizon (EUA, 2010), dentre outros.

são as melhores ferramentas para a composição da verificação do ciclo Plan-Do-Check-Act² (PDCA) para se obter informações a respeito de como um processo está ocorrendo, indicar a adoção ou manutenção de ações para atingir metas de gestão em diversos níveis, além de monitorar o risco de grandes acidentes (AIChE, 2010; HSE, 2006; VINNEM, 2010).

Exemplo desta abordagem, o projeto Trends in Risk Level (TRL) desenvolvido pelo Petroleum Safety Authority Norway (PSA), órgão regulador da segurança offshore na Noruega, monitora desde 1999 o desempenho da indústria E&P pelo uso de indicadores de desempenho de segurança com diferentes abordagens e desde então conseguindo resultados na prevenção de acidentes (PSA, 2011). Este projeto engloba estatística, engenharia e ciências sociais para o delineamento de uma figura abrangente do nível de risco, que se aplica ao risco de grandes acidentes; risco de acidentes que podem representar desafios para a resposta a emergências; riscos ocupacionais relacionados a ferimentos, riscos relacionados a doenças ocupacionais, percepção ao risco e fatores culturais de forma a embasar ações para evitar acidentes e avaliar os meios de resposta a estes eventos (VINNEM; AVEN; HUSEBØ; 2006).

Há que se registrar também que outras iniciativas no uso de indicadores para o monitoramento de riscos de processos foram desenvolvidas como do Centre for Chemical Process Safety (CCPS), órgão ligado ao American Institute of Chemical Engineers (AIChE) dos Estados Unidos da América (SEPADA, 2006), o United Kingdom Health and Safety Executive (HSE) (HSE, 2007), e do International Association of Oil and Gas Producers (OGP) (OGP, 2008). Tais iniciativas estão implementadas ao redor do mundo, adequando-se ao respectivo foco da aplicação, demonstrando o potencial da metodologia para a adoção de medidas sinérgicas e estruturadas na prevenção de eventos de perda.

Justificativa para o tema

As atividades industriais devem preferencialmente ser monitoradas em tempo real quanto à performance das atividades relacionadas à implementação de sistemas de gerenciamento de riscos, ao invés de aguardar a ocorrência de

² O trecho correspondente na tradução é: Planejar-Executar-Avaliar-Corrigir

acidentes pela falta de mecanismos pró-ativos para a identificação de falhas latentes do sistema de gerenciamento de segurança (AIChE, 2007).

Selecionando-se adequadamente métricas que se adequem aos objetivos detalhados de uma organização contribui-se para identificação precoce dos pontos de sucesso e das fraquezas de um processo produtivo, companhia ou instalação, contribuindo para a prevenção de acidentes (AIChE, 2010).

A experiência da indústria demonstra que sem uma efetiva supervisão regulatória das atividades da indústria de petróleo e gás natural, não serão reduzidos os riscos de acidentes, tampouco tal indústria irá preparar-se efetivamente para responder a emergências (DHJIT, 2010). Ademais, um dos aspectos para a prevenção de grandes acidentes nas atividades E&P é o compartilhamento do monitoramento do desempenho do gerenciamento de riscos para que a informação operacional e o conhecimento dos riscos (risk awareness) sejam efetivos (DNV apud MCANDREWS, 2011).

A correta escolha e monitoramento de indicadores de segurança certamente acarreta uma significativa melhoria em qualquer sistema de gerenciamento de segurança de processo. Eles irão provavelmente contribuir para que a indústria alcance um melhor controle do gerenciamento sobre atividades com relevância operacional e estratégica (ZWETSLOOT, 2009).

Segundo Vinnem, Aven e Husebø (2006), a figura típica de indicadores individuais é algo que irá mostrar um aumento, mas pode também demonstrar uma queda na tendência e muitas vezes irão cair dentro de um intervalo de predição em que nenhuma tendência significativa pode ser concluída. Logo, há uma vantagem em ter um indicador global que possa balancear os efeitos dos indicadores individuais, com o objetivo de identificar uma figura geral do desenvolvimento do que é monitorado.

Nesta acepção, a ocorrência de um grande acidente que cause danos importantes pode impactar negativamente tanto nas operações de uma empresa como na operação de uma indústria, causando danos à população e ao meio ambiente, impactando na estagnação ou atenuação do padrão produtivo e privando os benefícios socioeconômicos da produção industrial.

Assim, torna-se imperioso que existam ferramentas para o acompanhamento do desempenho da gestão de risco das plataformas que operam no Brasil a nível regulatório, para a correta abordagem das atividades, tanto no esforço de

fiscalização como no esforço de edição de regras para que o crescimento da indústria seja sustentável do ponto de vista de garantir a segurança das atividades reguladas.

Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal descrever o gerenciamento de riscos com o auxílio do monitoramento de indicadores de desempenho de segurança de processo nos diferentes focos necessários para a prevenção de grandes acidentes em plataformas de produção de petróleo e gás no mar. Para tal, objetiva-se utilizar como ferramenta para a tomada de decisão e otimização de recursos regulatórios a definição de indicador (es) global (is) de segurança para o acompanhamento do desempenho dos sistemas de gerenciamento de riscos destas atividades.

Por sua vez, os objetivos específicos buscam:

- Identificar os elementos que permitam o levantamento, identificação e proposição de indicadores para a segurança de processo de plataformas de produção;
- Apontar as diferentes iniciativas de programas de acompanhamento de indicadores de segurança, registrando os projetos elaborados quanto aos objetivos dos mesmos e públicos- alvo;
- Fazer um levantamento de indicadores de segurança de processo aplicáveis ao perfil produtivo e a características das plataformas no Brasil;
- Gerar indicador(es) global (is) segundo as informações dos indicadores levantados.

Estrutura da dissertação

A introdução da pesquisa apresenta uma visão geral do tema estudado, os objetivos gerais e específicos, além da justificativa do tema e a estrutura desta dissertação.

No capítulo 1 elaborou-se a fundamentação teórica relativa aos conceitos fundamentais do estudo, como a evolução da utilização de plataformas e da gestão

de segurança destas instalações, gerenciamento da segurança de processo, as legislações, as normas e categorias de indicadores de segurança. São abordados, ainda, nas seções deste capítulo o perfil produtivo brasileiro, o histórico de acidentes e contexto internacional e brasileiro da regulação da segurança de processo das atividades E&P no mar.

No capítulo 2 tem-se por objeto, os procedimentos metodológicos utilizados na pesquisa, onde são apresentadas as definições operacionais dos principais termos e variáveis do trabalho. Dispõe-se, ainda, o delineamento adotado no trabalho, como foram efetuadas as fases do levantamento, identificação dos indicadores, assim como sua priorização e identificação dos indicadores globais.

O capítulo 3 está disposto à análise dos resultados da priorização e também do indicador global, onde foi possível demonstrar a relevância dos indicadores dentro dos respectivos segmentos. Assim como, o processo de construção do indicador global, juntamente com as considerações acerca destes resultados.

Em discussão, no capítulo 4 estão as conclusões finais acerca do estudo e as sugestões para futuras pesquisas dentro dos segmentos de gerenciamento de riscos com base na análise dos resultados considerados no capítulo 3.

Ao final são apresentadas as referências bibliográfica utilizadas e como anexos são apresentadas o modelo de matriz para a priorização dos segmentos preventivo e reativo, além dos dados utilizados e resultado obtidos neste trabalho.

1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

1.1. A evolução do petróleo como insumo energético e sua exploração e produção no mar

O Petróleo (do latim *petroleum*, *petrus*, pedra e *oleum*, óleo, óleo de pedra) é uma substância oleosa, inflamável, geralmente menos densa que a água, com odor característico e coloração que pode variar desde o incolor, castanho claro até o preto, passando por verde e marrom (castanho). É uma mistura de compostos orgânicos, cujos principais constituintes são hidrocarbonetos com origem na decomposição de material orgânico.

O petróleo é o principal recurso energético do planeta do qual são extraídos derivados como gasolina, parafina, gás natural, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), asfaltenos, nafta, querosene, solventes, óleos lubrificantes, querosene de aviação (QAV) e demais insumos para indústrias petroquímicas, alimentícias, farmacêuticas, dentre outras. Segundo Economides e Nikalaou (2011), o petróleo é responsável por 35% da energia do mundo e o gás natural é responsável por 22%.

A história aponta que o petróleo aflorou para a humanidade a milhares de anos através de pontos de exsudação natural, onde a migração do petróleo oriundo das rochas geradoras ou até mesmo de reservatórios percola falhas geológicas até atingir a superfície terrestre. Os povos da Mesopotâmia, Egito, Pérsia e Judéia já utilizavam o betume para a construção de estradas, calefação de grandes construções, iluminação, lubrificantes e até laxativos. O petróleo de Baku, no Arzerbaijão, já era produzido em escala comercial, para os padrões da época, quando Marco Polo viajou pelo norte da Pérsia em 1271 (CASANOVA; PEREIRA, 2008).

A partir do momento em que se descobriram utilidades para aquele líquido oleoso, o homem iniciou a saga da sua exploração. Segundo Weber (2004), na década de 1850 o petróleo ficou conhecido como óleo de iluminação, munindo as lamparinas em substituição ao perigoso camphene, líquido composto de álcool e essência de terebentina redestilada.

Com o início deste uso comercial, as fontes por exsudação natural³ tornaram-se escassas e foram iniciadas as primeiras pesquisas exploratórias na busca pelo

³ Exsudação natural ocorre quando há a migração natural de petróleo da sua origem ou reserva geológica e a superfície da crosta terrestre.

petróleo. Em uma destas pesquisas, no terreno da Pennsylvania Rock Oil Company of New York que E.L. Drake, mais conhecido como Coronel Drake, perfurou o primeiro poço que obteve êxito em encontrar petróleo em 1859. Descobriu-se então que a destilação do petróleo resultava em produtos que substituíam com grande margem de lucro o querosene⁴ obtido de outras fontes como o carvão e o óleo de baleia (THOMAS, 2004).

Após o esgotamento da exploração de áreas terrestres, começou-se a prospecção no mar, ainda próxima à costa. Segundo Miles (2005), a produção de petróleo no mar teve sua origem nos EUA no ano de 1896, no estado da Califórnia, no condado de Santa Bárbara, em um poço distante 15 metros da praia e com profundidade de 6 metros. Sua produção foi feita de forma rudimentar e com a utilização de cavaletes para o suporte dos equipamentos de escoamento e uma estrutura de coleta em terra, no entanto, sem utilizar uma plataforma isolada, mas sim uma estrutura de passarelas para acesso direto a terra.

Tais estruturas foram sendo aumentadas de maneira rudimentar na região da Califórnia no período entre 1895 e 1902, alcançando um máximo de 15 metros de profundidade e 400 metros de distância da costa, tendo sido descontinuadas após furacões em 1902, que as destruíram parcial ou completamente (AUSTIN et al., 2004).

Com o passar dos anos o advento dos motores a combustão interna aumentou drasticamente o consumo dos derivados de petróleo, alavancando a indústria e mudando a humanidade, diminuindo os tempos de deslocamento e aumentando a capacidade de transporte.

Anos e anos se passaram e o aumento do preço do petróleo na década de 1970 tornou economicamente viável as grandes reservas no Mar do Norte e Golfo do México, além da Bacia de Campos utilizando plataformas fixas em águas rasas (THOMAS, 2004).

Após a depleção dos reservatórios disponíveis próximos à costa e o desenvolvimento tecnológico, iniciou-se a exploração de petróleo em águas mais profundas (SKOGDAGEN; UTNE; VINNEM, 2011). Este avanço em profundidade demandou a criação de unidades flutuantes, tal qual utilizadas em larga escala nos campos de produção do Brasil.

⁴ Querosene, assim como gasolina e GLP são misturas de hidrocarbonetos que geralmente são retirados do petróleo, mas podem ser formuladas de outras fontes ou até a partir de hidrocarbonetos puros.

1.2. Perfil produtivo dos prospectos e reservas de petróleo e gás natural no Brasil

No final dos anos 50, após as descobertas de petróleo em prospectos terrestres, havia a perspectiva de que no Brasil havia reservas de petróleo em porções marítimas ao longo da costa. Tal fato só foi confirmado em 1968 no campo de Guaricema (SE) seguida do campo de Garoupa (RJ) (ORTIZ; COSTA, 2007).

Após estas descobertas, a produção na Bacia de Campos iniciou-se a partir de sistemas provisórios em agosto de 1977 no campo de Enchova que se encontra em produção até atualmente (DIAS; QUAGLINO, 1993). Logo em seguida descobriu os prospectos de Marlim, Albacora, Barracuda e Roncador (MARTINS, 2008).

Assim, após as descobertas de petróleo na Bacia de Campos, que representaram um salto significativo nas reservas brasileiras, a produção nacional voltou-se para o mar utilizando as plataformas de produção a exemplo de outras regiões produtoras existentes no mundo, tais como no Mar do Norte e no Golfo do México,

Iniciou-se então e ano a ano os avanços contínuos na tecnologia e utilização de plataformas em lâminas d'águas cada vez mais profundas, até se atingir o nível atual em que cerca de 90 % do petróleo brasileiro é produzido no mar (ANP, 2011) e em lâminas d'água que ultrapassam os 2800 metros , tal qual demonstra a figura 7.

No final de 2010, das reservas brasileiras provadas de petróleo 93,6% se localizavam no mar. No mesmo ano o Brasil ocupa a 15ª posição no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo (ANP, 2011).

Recentemente, foi descoberto que após passar as camadas de sal que estavam abaixo da profundidade dos reservatórios até então explorados (pós-sal), existiam outros grandes reservatórios (pré-sal) que aumentam significativamente as reservas no território nacional, permitindo um novo horizonte de expectativas no setor.

Tais reservatórios estão geralmente em águas ultra-profundas e afastadas da costa, além de possuírem características específicas que demandarão novas tecnologias para a exploração destas reservas.

No entanto, a longo prazo espera-se que a indústria brasileira utilize basicamente a mesma sistemática para a seleção, projeto e o processamento primário hoje presente nas plataformas, descritas brevemente no texto a seguir.

1.3. Características principais dos projetos de plataformas de produção utilizadas no Brasil

Na escolha dos tipos construtivos de plataformas, diferentes critérios são considerados tais como: profundidade (lâmina d'água), condições ambientais, tamanho e número de reservatórios, estratégia para a depleção do(s) reservatório(s), número e localização de poços, tipo de completação, capacidade de processamento/armazenamento/escoamento, distâncias entre unidades, habitabilidade, economia, política nacional, experiência e/ou preferência da empresa operadora, restrições industriais para a construção (tamanho de estaleiros e suas instalações e proximidade de docas), além de outras restrições locais.

A exemplo de outros lugares do mundo, a produção nos mares do Brasil começou em águas rasas a partir de plataformas fixas, que se compõem prioritariamente de módulos de processamento, habitação e escoamento da produção sustentados em estruturas que são apoiadas no solo marinho. Foram os primeiros tipos de plataformas de produção desenvolvidas para operação em águas rasas e geralmente até 300 metros de profundidade, possuindo completação do tipo seca, já que a árvore de natal (conjunto de válvulas para controle das vazões do poço) é instalada na própria plataforma (CASANOVA; PEREIRA; 2008).

Com o aumento da profundidade da lâmina d'água foram desenvolvidos projetos que consideravam plataformas flutuantes tais como as semi-submersíveis e os denominados Floating, Production, Storage and Offloading Vessel (FPSOs) ou plataformas flutuantes de produção, armazenamento e transbordo.



Figura 1: Evolução da produção de petróleo e gás natural no mar ao longo dos anos de acordo com a profundidade da lâmina d'água.

Fonte: Petrobras

Hoje no Brasil são utilizadas basicamente para a produção de O&G plataformas fixas, semi-submersíveis e Floating, Production Storage and Offloading Vessels⁵ (FPSOs), sendo que outros tipos como auto eleváveis e Floating, Storage and Offloading⁶ (FSO) ocorrem raramente e pontualmente, conforme pode ser verificado no Quadro 1. Outras concepções como as Tension Leg Platforms (TLP) ainda não são utilizadas no Brasil.

Tipos de Plataformas	Número de unidades de produção no Brasil
Plataforma Fixa	82
FPSO	35
Semi-Submersível	15
FSO	1
Plataforma Auto-Elevável	1
Total	134

Quadro 1: Distribuição de plataformas no Brasil segundo tipo no ano de 2011

Fonte: ANP

As plataformas semi-submersíveis são unidades flutuantes e ancoradas no leito marinho para a produção de O&G. São projetos que utilizam dois flutuadores, denominados submarinos ou “pontões”, que garantem a sustentação da unidade no mar, através do controle de lastro. A sustentação dos decks é feita por colunas, geralmente denominadas de “pernas” (LIMA, 2006).

Dependendo das condições de mar, água pode ser bombeada para dentro ou fora dos submarinos para garantir uma maior estabilidade e evitar movimentos não permitidos para sua operação.

Já os FPSOs são navios-tanque convertidos ou construídos com unidades de processamento de petróleo e características que permitem sua ancoragem no leito

⁵ O trecho correspondente na tradução é: Navios Flutuantes de produção, armazenamento e descarga

⁶ O trecho correspondente na tradução é: Navios Flutuantes de armazenamento e descarga

marinho. Eles são projetados para produzir e estocar a produção de petróleo por vários dias, sendo que sua produção é transferida para um navio tanque através de mangotes flexíveis na operação denominada de offloading e a produção de gás pode ser escoada por dutos (BROWN, 2002).

Além disso, o projeto dos FPSOs é também utilizado de forma adaptada para antecipar o desenvolvimento de campos de petróleo por não necessitar de uma estrutura de dutos, permitindo uma maior flexibilidade no escoamento da produção utilizando navios de carga para o alívio rotineiro da produção armazenada.

Tanto as plataformas semi-submersíveis como os FPSOs precisam que a árvore de natal seja instalada na boca dos poços em uma completação dita molhada, isto devido aos movimentos típicos de unidades flutuantes.

1.4. Produção e processamento primário de Petróleo e Gás em plataformas no mar

O processamento de O&G no mar envolve um alto grau de dependência interdisciplinar de ramos de engenharia. Ao longo do presente texto, quando se menciona o termo “plataforma” há que se ter em mente que se trata de uma planta de processo instalada em uma base fixada ao fundo do mar ou flutuante. Tal planta é associada a instalações para a manutenção do processo produtivo, além de habitação para os trabalhadores que nela trabalham/residem.

Neste contexto, as atividades são restritas pela falta de espaço e distanciamento entre diferentes sistemas e equipamentos, necessitando a adoção de medidas de segurança específicas e mais restritivas que as de plantas produtivas instaladas em terra, onde a disponibilidade de espaço é rotineiramente maior.

Segundo Casanova e Pereira (2008), uma plataforma de petróleo e gás pode ser dividida em três áreas distintas e primordiais para sua operação: náutica, facilidades e produção.

A área de náutica é responsável pela a estabilidade da unidade flutuante como embarcação, permitindo a habitabilidade e condições para que haja a integridade dos sistemas integrantes de uma plataforma.

A área de facilidades é responsável pela geração e distribuição de energia elétrica, ar comprimido, ventilação, ar condicionado, produção de água potável,

tratamento de água produzida, geração de vapor, injeção e demais sistemas de suporte às operações da planta de produção.

Já a área de produção é responsável pela elevação do petróleo desde os reservatórios até a área de processamento primário, que irá permitir a adequação do produto aos requisitos para a escoamento do petróleo e gás natural produzido (exportação do produto).

O processamento do O&G produzido consiste na extração de óleo e os respectivos recursos para o envio destes à superfície (top side) para a separação de óleo, água e gás natural, concentração, armazenagem e/ou escoamento do produto.

O processo de produção de um reservatório de petróleo consiste na elevação dos fluidos contidos na rocha reservatório até a superfície onde este petróleo possa ser processado ou preparado para a exportação (saída de O&G da plataforma), adequando o produto às demandas das instalações receptoras desse óleo para beneficiamento ou transporte. Tal escoamento consiste em deslocar o fluido através dos poços, passando pelos equipamentos de poço e submarinos atingindo assim a plataforma onde se encontram a planta de processo.

Os equipamentos de poço são projetados para a operação com a finalidade de conduzir os fluidos produzidos, protegendo o revestimento contra fluidos agressivos e pressões elevadas, permitir a instalação de equipamentos para a elevação artificial e possibilitar a circulação de fluidos para o amortecimento do poço durante intervenções. Consistem em equipamentos como os tubos de produção, equipamentos para bombeio de fundo (elevação artificial), check valve, packer de produção, válvula de segurança de subsuperfície (DHSV), sistemas para retenção de areia, dentre outros (THOMAS, 2004).

As unidades flutuantes possuem na boca do poço o equipamento de controle de fluxo denominado Árvore de Natal Molhada (ANM) que consiste em um conjunto de válvulas para o controle de fluxo de saída, injeção e que permite a intervenção em um poço em produção. Já as unidades fixas também podem utilizar a Árvore de Natal Convencional (ANC), equipamento de menor custo e que permitem uma operação mais fácil comparativamente às ANMs.

Tal qual demonstra a figura 2, após passar pela árvore de natal molhada ou pela boca de poço na completação seca, o fluido produzido é geralmente conduzido pelas linhas de fluxo (flowlines) até os manifolds de produção. Estes manifolds

também recebem o fluxo de outros poços e encaminham o fluido para a plataforma através dos risers de produção.

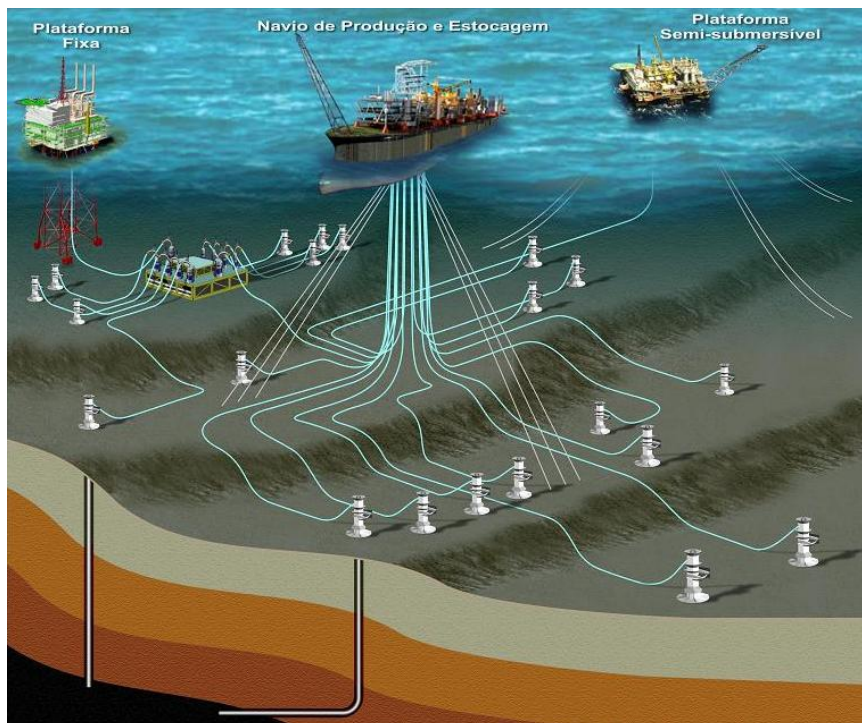


Figura 2: Esquema típico de campo desenvolvido com a utilização de mais de um tipo de plataforma

Fonte: Petrobras

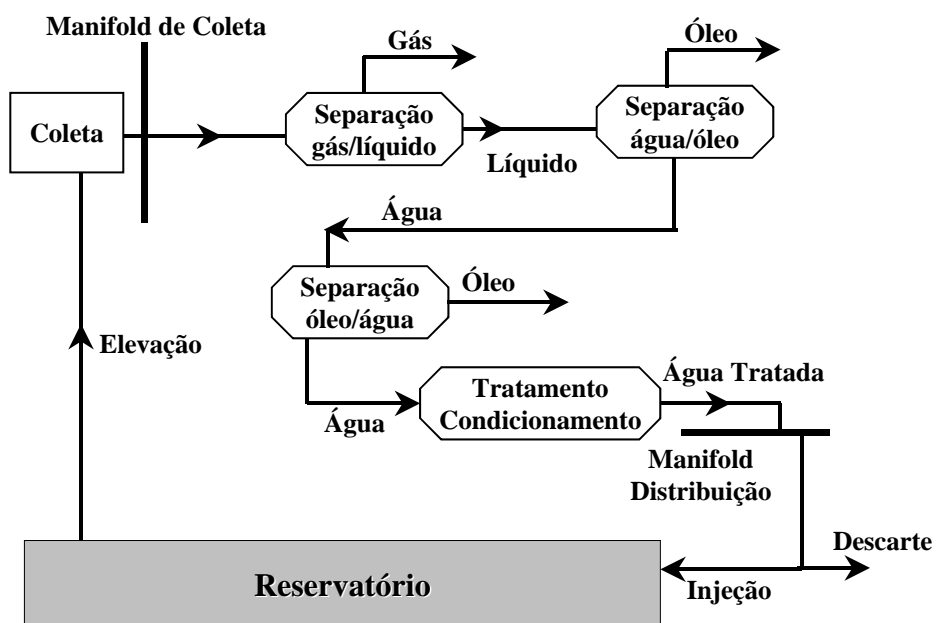


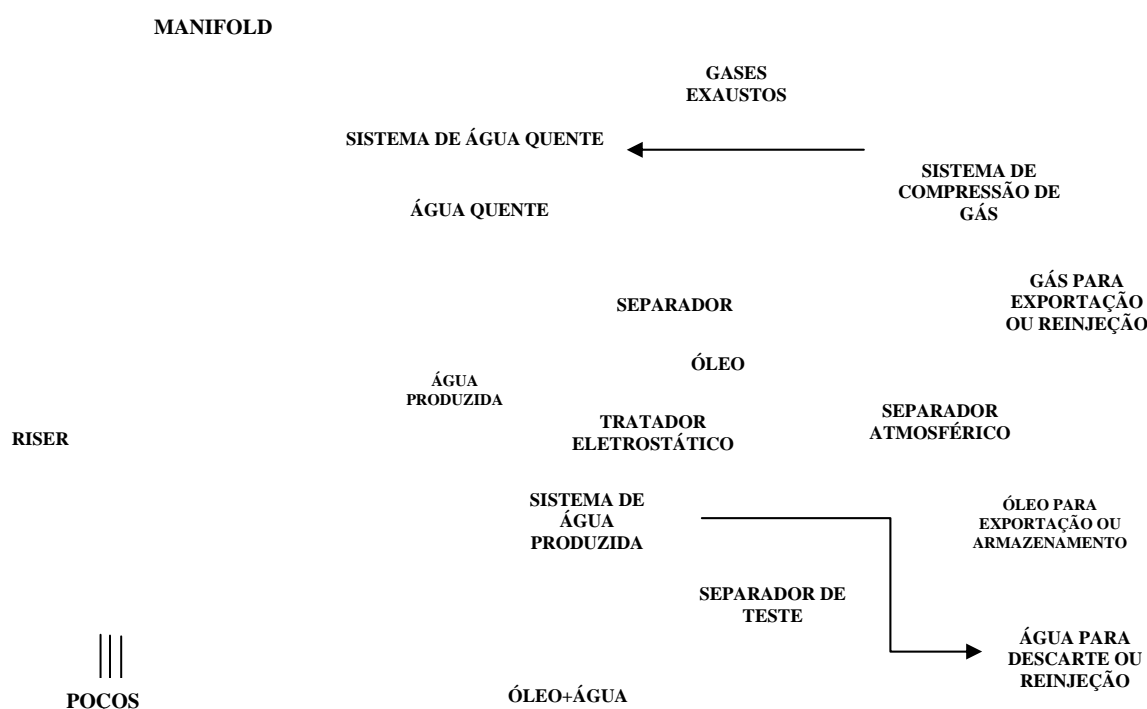
Figura 3: Esquemático resumido de processamento de petróleo e gás natural em plataformas

Fonte: Autor.

As figuras 3 e 4 demonstram que após passar pelos risers de produção, o fluido produzido é geralmente recebido na plataforma em um manifold e em seguida encaminhado para um trocador de calor para o aumento de sua temperatura e uma decorrente diminuição de sua viscosidade. Após isso é então o fluido é direcionado para os vasos separadores que podem ser bifásicos (para baixas razões de gás-óleo) ou trifásicos (para altos teores de gases), objetivando a separação primária das frações de gás, petróleo e água contidos na mistura produzida dos poços.

O óleo é então destinado aos tanques de armazenamento (no caso de FPSOs) ou para a exportação da unidade através de dutos. A água produzida junto com o óleo é geralmente tratada para a recuperação de parte do óleo e o descarte de água especificada no mar ou para ser reinjetada no reservatório de petróleo.

Já o gás retirado é tratado para a retirada de parte da umidade contida para ser comprimido e injetado no reservatório ou exportado da plataforma.



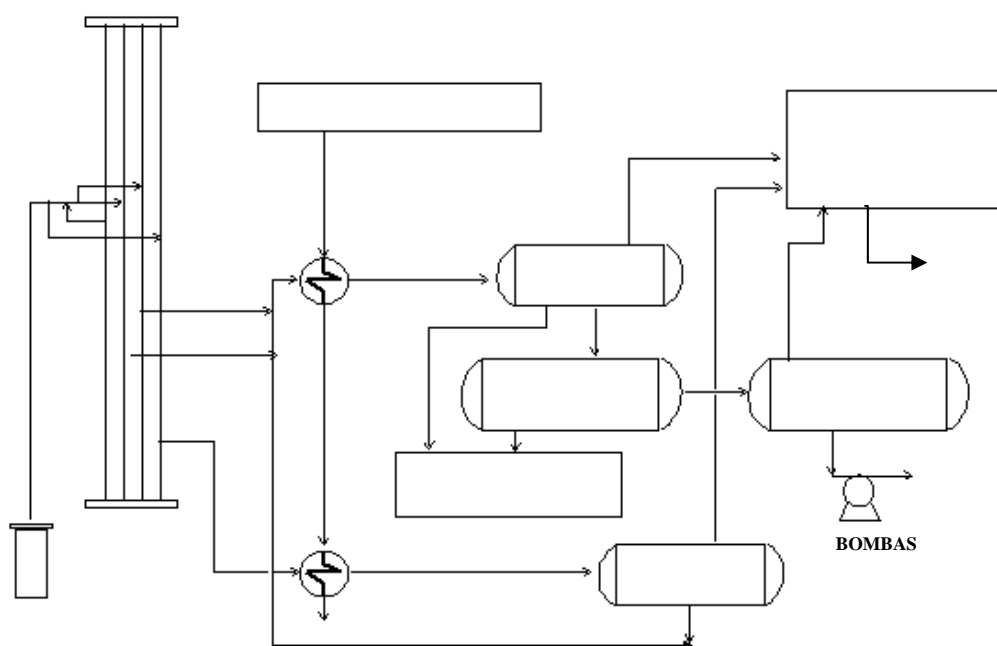


Figura 4: Esquema do processo de separação de fluidos típico de processamento de petróleo e gás natural

Fonte: Autor.

Cabe ressaltar que as plataformas de produção (também mencionadas neste texto como plataformas, instalações e/ou unidades marítimas) são projetos que unem uma unidade de processamento primário da produção de petróleo e gás confinada em um espaço reduzido, aliadas à locação para estadia e alimentação dos trabalhadores que nelas residem em períodos de jornadas. Como o ambiente externo é o mar, tais projetos também agregam padrões, procedimentos e requisitos de embarcações. Além dessas peculiaridades, os riscos de maior impacto às atividades em plataformas são geralmente aos relacionados à sua planta produtiva, planta industrial que processa petróleo e gás natural a elevadas pressões. Passaremos então a analisar a segurança de plataformas com foco na segurança de seu processo produtivo.

1.5. Evolução histórica da segurança em processos industriais

Nas décadas de 1970 e 80, muitos foram os eventos que chamaram a atenção pública quanto à necessidade de se adotar ações específicas para o controle ambiental e gerenciamento de riscos associados às atividades industriais, principalmente as que oferecem maior risco, como a indústria do petróleo e nuclear (SERPA, 2002).

Internacionalmente, os acidentes de Flixborough em 1974 e Seveso em 1976 culminaram com a edição pela então Comunidade Econômica Européia (CEE) em 24/06/1982 da Diretiva de Seveso, primeiro acordo internacional que versa sobre a segurança de plantas industriais.

Esta diretiva estabelecia o compromisso dos países membros em implementar programas preventivos juntos às unidades industriais que utilizassem substâncias químicas perigosas, de modo a prevenir acidentes maiores.

As versões posteriores da Diretiva de Seveso objetivaram aumentar o escopo original, em especial no que se refere a parques de tancagem de produtos perigosos. A principal motivação dessas revisões foi incorporar as lições aprendidas com outros acidentes maiores ocorridos após a edição da primeira diretiva, tais como os de Bhopal, ocorrido na Índia em 1984, e de Basiléia na Suíça, ocorrido em 1986 (HYDE et al., 2004).

Desde a edição da Diretiva de Seveso, cada país membro da CEE implementou legislações específicas para o controle de acidentes maiores envolvendo substâncias perigosas, que possam causar danos às pessoas e meio ambiente (SERPA, 2002).

Nos EUA, após o acidente de Bophal (1984) o Chemical Manufactures Association (CMA) iniciou o desenvolvimento de um programa voluntário denominado Community Awareness and Emergency Response (CAER), cujo objetivo era aproximar a indústria química da comunidade e desenvolver o atendimento a situações de emergência envolvendo produtos perigosos.

De forma simultânea, a Environmental Protection Agency (EPA) iniciou o programa Air Toxic Strategy (ATS), que apresentava ações para o controle de emissão de produtos perigosos em condições normais de operação ou em emergência. A partir disso, a liberação acidental de substâncias perigosas passou a

ser tratada especificamente no programa Chemical Emergency Preparedness Program (CEPP).

Por outro lado, com foco na segurança de trabalho, o Occupational Safety and Health Administration (OSHA) instituiu o Process Safety Management Program (PSM) ou Programa de Gerenciamento de Segurança de Processo que incluía 12 elementos de gestão, cujo objetivo básico é criar diretrizes para a operação industrial segura, prevenindo ou minimizando a consequência catastrófica decorrente de vazamentos de produtos perigosos, focando principalmente na proteção do público interno das organizações reguladas (HYDE et al., 2004).

1.5.1. O programa atuação responsável

Outro avanço significativo nas políticas de prevenção de desastres industriais foi obtido de forma voluntária pelas companhias através do programa denominado Atuação Responsável (Responsible Care). Este programa teve origem no Canadá em 1985 pela Chemistry Industry Association of Canada (CCPA). Quatro anos depois o International Council of Chemical Associations (ICCA) foi criado com o objetivo de coordenar a implementação do programa a nível mundial, demonstrando o compromisso das empresas do segmento em manter a melhoria contínua dos aspectos relacionados à saúde, segurança e meio ambiente, garantindo a transparência das atividades, planos e objetivos. Tais objetivos foram buscados através da criação de seis códigos de conduta que contemplam mecanismos para a informação da comunidade do entorno da planta industrial, incluindo planos de emergência com a participação efetiva da comunidade local, estratégias para a prevenção de poluição, medidas para garantir a segurança de processos e produtos, redução de riscos no armazenamento e transporte, procedimentos de segurança e saúde nas unidades, gerenciamento socioambiental do produto, desde o início do processo à disposição final (DEMAJOVIC, SOARES, 2006). Atualmente, o programa tem 50 países membros, cobrindo cerca de 90% da produção química do mundo⁷.

⁷Informação obtida no site do ICCA: <http://www.icca-chem.org/en/Home/Responsible-care/> acessado em 13/02/2012.

1.6. Evolução da segurança em plataformas de produção no mar

O desenvolvimento das atividades de produção de petróleo no mar pode ser dividido em quatro fases: o início de uma produção efetiva nas bacias e áreas alagadas da Louisiana, no Golfo do México, entre a década de 1930 e meados da década de 1950; uma segunda fase que iniciou efetivamente a produção em águas não abrigadas sujeitas a ondas, entre os meados de 1950 até o final da década de 1960; uma terceira fase que começou nos anos 1970 e foi até o início da década de 1980, onde a alta dos preços do petróleo, combinado com as inovações tecnológicas viabilizaram a produção em águas profundas; e uma quarta fase que se iniciou na década de 80 e permanece até hoje com a exploração de águas ultra-profundas (PRIEST, 2007).

Em todas estas fases não foram observados avanços significativos em segurança adotados de forma totalmente voluntária pelas empresas de petróleo, mas sim através da pressão social e econômica para mudanças na legislação ou da estrutura regulatória, o que motivaram as melhorias dos níveis de segurança das indústrias locais.

A diferença básica entre a evolução da segurança industrial em atividades industriais convencionais no continente e das atividades em plataformas de petróleo e gás natural (O&G) é que os grandes acidentes nas primeiras geralmente envolvem danos a pessoas da população do entorno das instalações e/ou danos diretos às populações pela poluição do meio ambiente local, que acabam por prejudicar o abastecimento de água, condições de habitabilidade de regiões e causam mortes e maior comoção pública.

Já os grandes acidentes ocorridos em plataformas geralmente não ocasionam danos que interfiram na vida normal da população ou danos ao meio ambiente que restrinjam quaisquer atividades sociais de uma população localizada. Excetua-se deste rol o recente acidente ocorrido nos EUA em 2010 com a sonda Deepwater Discovery, em que a população local foi impactada e desdobramentos ainda estão em curso, podendo inclusive demandar ações assemelhadas às adotadas em atividades terrestres (STEINZOR, 2011).

Importante ressaltar que no início da produção de petróleo no mar, as atividades eram desenvolvidas sem que houvesse um controle efetivo dos diferentes governos, que nesta ocasião atuavam geralmente na fomentação das atividades, já

que havia grande interesse econômico na produção (STEINZOR, 2011; WOOLFSON; FOSTER; BECK, 1997).

Como se tratava de uma indústria nova, não havia um conceito comum de quais requisitos de segurança restavam necessários e, em linhas gerais, a evolução da segurança em plataformas de produção de petróleo foi feita mediante a ocorrência de grandes acidentes que causaram danos ambientais, perda de plataformas, além de múltiplas fatalidades (AVEN; PITBLADO, 1998; PATERSON apud STEINZOR, 2011).

Geralmente eram adotados os mesmos requisitos aplicados nas atividades de produção terrestre, tal qual aconteceu no Reino Unido com o Continental Shelf Act de 1964. Entretanto, na grande maioria dos casos, não havia requisitos suficientes para a salvaguarda da vida dos trabalhadores que conduziam as atividades, tampouco para a garantia de defesa do meio ambiente e fiscalização das atividades (PATERSON, 2011). A ineficiência desta política de segurança tornou-se rapidamente evidente no Reino Unido com o afundamento da plataforma da BP denominada de Sea Gem em dezembro de 1965, que resultou na morte de 13 pessoas (CARSON, 1980).

Tal falta de regulação foi então substituída, por indicação do relatório de investigação do acidente de Sea Gem, por um regime majoritariamente prescritivo (CARSON apud PATERSON, 2011), que fora seguido por outros países que possuíam jurisdição sobre as províncias pioneiras (Golfo do México e Mar do Norte), tais como EUA e Noruega que desenvolveram isoladamente os primeiros requisitos baseados em inspeção e certificação, em sua grande maioria com elevado grau de prescrição de práticas.

Exemplifica-se através da legislação norueguesa dos anos de 1970 que era orientada tecnicamente, com requisitos detalhados e prescritivos para soluções tanto técnicas como com foco em segurança. Entretanto, com o passar dos anos, a legislação foi gradualmente mudada para um formato funcional e mais voltado para desempenho, mas ainda assim frente a eventos acidentais.

O incêndio no riser do campo de Ekofisk em 1975 e o blowout⁸ no mesmo campo em 1977 demonstraram a necessidade de uma atenção maior por parte das

⁸ Blowout é o termo designado para o acidente que causa o fluxo descontrolado de fluidos de uma formação geológica para a superfície.

autoridades norueguesas em requisitos de segurança (BRAND STER, 2002). Sendo órgão regulador da indústria na época, o Norwegian Petroleum Directorate (NPD) editou em 1976 o documento “Legislação de preocupações relacionadas com segurança de produção e instalação” que incluía requisitos para a alocação do casario (área de habitação) das plataformas enquanto perfurando, produzindo ou processando, além de estabelecer a necessidade de um estudo de risco, que naquela época utilizava principalmente métodos qualitativos (BRAND STER, 2002).

Este formato de legislação foi demandada mais fortemente *a posteriori* principalmente pelo acidente de colapso da plataforma casario (comumente chamada de “flotel”) Alexander Keiland, que resultou na morte de 123 pessoas em 1980 (AVEN; PITBLADO, 1998).

Técnicas de estudo de risco quantitativo (QRA) começaram a serem utilizadas na Noruega início da década de 1980, mas ganharam força no início da década de 1990, com legislações focadas no processo de análise de risco, com o propósito não apenas de identificar os eventos acidentais que possam ocorrer que impactem em danos as pessoas, meio ambiente e aos ativos, mas também de prover fundamento para a tomada de decisão com respeito à escolha de soluções para a adoção de medidas para a redução de riscos (AVEN; PITBLADO, 1998).

Entretanto, nenhum acidente impactou tanto a segurança de plataformas quanto o acidente da plataforma Piper Alpha em 1988, no Reino Unido, maior acidente ocorrido na indústria offshore em que ocorreu uma explosão seguida de incêndio que acarretou a perda total da plataforma e a morte de 167 pessoas. Frente ao acontecido em seu mar territorial, o Reino Unido desenvolveu um novo regime baseado na filosofia de metas e desempenho. Este novo regime consistia na aprovação prévia da documentação de segurança da unidade, chamada de Safety Case, que deve ser enviada ao órgão regulador pela empresa de petróleo para análise e aprovação em momento anterior ao início das operações.

Dentre os itens fundamentais do documento de segurança, é incluída a avaliação de risco demonstrando que os principais perigos foram identificados, que os riscos foram avaliados e medidas de redução de riscos para grandes acidentes para pessoas foram adotadas. Metodologia semelhante foi também adotada em diversos outros países como Austrália e Noruega.

O acidente da Piper Alpha demonstrou que os cenários identificados nos estudos de risco eram efetivamente reais e que as Quantitative Risk Analysis⁹ (QRA) poderiam ser úteis na tentativa de redução de riscos. A utilização de tais estudos, incluindo outras técnicas como o Hazard and operability study (HAZOP), ambos incorporados das técnicas já adotadas nas indústrias petroquímicas, já eram conduzidas em menor monta anteriormente, entretanto, sem incluir todas as fases, operações e processos envolvidos em uma plataforma (BRAND STER, 2002).

Demandado pelos resultados deste acidente, tais estudos foram aplicados em muitas plataformas do Reino Unido, como tentativa das empresas de petróleo de identificar o quanto as unidades estavam expostas aos riscos em caso de incêndio e explosões.

Como resultado destas atividades, reduções significativas de risco foram alcançadas em muitas plataformas apenas com a instalação de válvulas de segurança em risers e equipamentos submarinos ou, em casos extremos, demandou a realocação das acomodações de unidades (BRAND STER, 2002). Como muitas empresas do ramo nesta época já eram multinacionais, o efeito causado pela Piper Alpha não se limitou aos limites do Reino Unido, mas em muitos casos, foi expandido para diversos locais onde tais empresas possuíam plataformas.

Por sua vez, o Brasil não teve uma regulação de segurança objetivamente voltada para as atividades offshore até muito recentemente, apesar de ter uma indústria offshore desenvolvida a partir dos anos 70. O fim do monopólio das atividades petrolíferas praticado até 1997 pela Petrobras terminou com o ciclo em que a própria empresa promovia sua auto-regulação de forma a substituir a figura de um órgão de estado. Neste momento, foi criada a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que passou a atender a tal lacuna do Estado brasileiro na regulação das atividades da indústria do petróleo.

Apesar disso, os conceitos de segurança foram incorporados mais fortemente após o acidente com a plataforma P-36 em 2001, quando uma explosão em uma das colunas da unidade ocasionou o adenarnamento e posterior afundamento da unidade, ocasionando o óbito de 11 trabalhadores e a perda da plataforma que era considerada a maior já instalada no mundo (ANP, 2001). Tal acidente demonstrou a necessidade da aplicação dos conceitos de gerenciamento de riscos anteriormente

⁹ O trecho correspondente na tradução é: Análises Quantitativas de Risco

indicados pelos grandes acidentes e demandou a determinação de um marco regulatório brasileiro para a segurança de plataformas de produção no mar.

Após anos de desenvolvimento, com pesquisa dos marcos regulatórios ao redor do mundo e ampla discussão, foi editada a Resolução ANP 43/2007 que estabeleceu o Regime de Segurança Operacional nas atividades da indústria do petróleo e editou em seu anexo o Sistema de Gestão de Segurança Operacional para as atividades offshore (ANP, 2007).

A resolução ANP 43/2007 estabeleceu o Regime de Segurança para as instalações de perfuração e produção de Petróleo e Gás Natural. Este regime iniciou-se pelas atividades offshore pela própria Resolução 43 que tornou compulsório a implementação de um sistema de gestão de segurança operacional, através das 17 práticas de gestão. O modelo regulatório é não-prescritivo, ou seja, é baseado em desempenho e requisitos amplos, o que diferencia sua forma de aplicação mantendo sua atualidade por não impedir a inovação tecnológica. Também requer que as empresas tenham procedimentos estruturados e aliados às melhores práticas de engenharia para o gerenciamento dos riscos relacionados às operações conduzidas (ANP, 2007).

Para um melhor entendimento dos conceitos envolvidos na aplicação de tal ferramenta, passamos a explicitar os termos e conceitos referentes ao gerenciamento de riscos com a utilização de Sistemas de Gerenciamento de Segurança de Processos (SGSP), modelo de requisitos estabelecidos para as plataformas no Brasil.

1.7. Os conceitos de Perigo e Risco: análise com estimativa, avaliação, critérios de aceitação e gerenciamento de riscos

De um modo geral, o risco de eventos de dano está presente em todas as atividades do ser humano, quer seja no seu lar, no ambiente de trabalho, em viagens ou no lazer, não podendo ser eliminado por completo. A diferenciação dos riscos corriqueiros dos existentes em ambientes industriais é que no primeiro caso, os potenciais de dano são geralmente conhecidos ou percebidos, o que já não acontece no segundo caso devido à complexidade dos processos e as diferentes formas de interação (BROWN, 1998). Na tentativa de sistematizar o entendimento

dos riscos relacionados à operação de plantas industriais, diversas metodologias de avaliação de riscos foram desenvolvidas e são utilizadas.

Geralmente, há confusão na definição dos conceitos de perigo e risco. Segundo o European Committee for Standardization (2002), perigo é a fonte potencial de causar danos às pessoas, meio ambiente, propriedade ou uma combinação destes. Em definição semelhante e voltado para a aplicação em segurança de processos, o American Institute of Chemical Engineers (AIChE) (2007), define o perigo como uma condição física ou química que tem o potencial de causar dano a pessoas, propriedades e ao meio ambiente. Assim, o perigo é em si intrínseco às propriedades do sistema avaliado, seus constituintes e o material manipulado/estocado. Neste sentido, o petróleo e o gás natural têm o perigo de ignição e o incêndio e/ou explosão pode causar danos às pessoas, ao meio ambiente e ao patrimônio próprio ou de terceiros ou ao meio ambiente (SCARLETT; LINKOV; KOUSKY, 2011).

Já o risco é a combinação da frequência esperada (eventos/ano) e a severidade (efeitos/evento) de um incidente ou grupo de incidentes (AIChE, 2007; ECS, 2002).

Por esta definição e com foco na prevenção de acidentes, compreende-se que para que um evento possua um nível elevado de riscos há que se associar certo nível de probabilidade de ocorrência do evento com o prejuízo causado pela sua consequência. Assim, um evento que tenha consequências catastróficas pode não acarretar um risco considerável se sua probabilidade for muito baixa. Por outro lado, um evento muito provável pode também ter um risco relativamente baixo caso suas consequências não sejam de fato danosas.

A utilização de técnicas de análises de risco abrange atividades diversas desde saúde, economia, finanças, até segurança de plantas industriais. Tais estudos têm o objetivo de avaliar o potencial de perdas de forma indicar se um projeto é viável ou não, dentro de um limite de aceitação de risco.

O risco de um projeto pode ser reduzido através da adoção de medidas de prevenção (salvaguardas preventivas) ou de mitigação (salvaguardas mitigadoras), entretanto, tais medidas geram custos que são proporcionais à taxa de redução do risco, ou seja, quanto mais efetiva uma medida na proposta de reduzir riscos, mais custosa tal medida será.

Segundo AIChE (2007), salvaguarda é qualquer dispositivo, sistema ou ação que pode interromper uma cadeia de eventos sequenciais após uma causa inicial ou que podem mitigar os impactos de eventos de perda.

A Salvaguarda Preventiva (SP) previne a ocorrência de evento particular de perda, dado que uma causa iniciadora tenha ocorrido, ou seja, uma salvaguarda que atua entre uma causa inicial e um evento de perda em uma sequência acidental. Já a Salvaguarda Mitigadora (SM) é designada para reduzir o impacto do evento de perda, mitigando suas consequências.

Nesse ínterim, a sistemática de avaliação e mitigação de riscos consiste em identificar os perigos e avaliar os riscos na busca de encontrar eventos que possam ocasionar prejuízos ao projeto analisado, adotando salvaguardas que reduzem tal risco para níveis que apresentam riscos aceitáveis dentro de limites que garantam a viabilidade de um projeto.

O US National Research Council (NRC) define avaliação de risco como o processo que envolve a identificação de perigos, sua caracterização ou avaliação de nível-resultado, avaliação de exposição e a caracterização de risco. A avaliação de riscos tradicional avalia a probabilidade do evento perigoso e a probabilidade dos efeitos adversos da ocorrência deste evento (SCARLETT; LINKOV; KOUSKY, 2011).

Segundo o Norwegian Technology Centre (2002), análise de risco é o uso das informações disponíveis para identificar perigos e estimar os riscos. O termo análise de risco cobre vários aspectos e diversos tipos de análise que avaliam as causas para as consequências de eventos acidentais, com respeito ao risco para pessoas, meio ambiente e ativos.

A análise de riscos de processos envolvem teses que frequentemente englobam significativa incerteza e resultam níveis de riscos que geralmente são resultado de interpretações subjetivas, dadas necessidades do projeto e preocupações do contratantes. O gerenciamento de riscos aplicam a tolerância social ao risco e preferências para a identificação, seleção e aplicação de estratégias específicas para a redução de riscos (SCARLETT; LINKOV; KOUSKY, 2011).

De forma estrita, avaliação de riscos é todo processo de análise e gradação de riscos, sendo que análise de riscos é o uso da informação disponível para identificar perigos e estimar riscos, enquanto a medida de riscos é o julgamento, baseado na análise de riscos, de quando o risco é tolerável (ECS, 2002).

Ressalta-se que os perigos devem ser traduzidos em riscos anteriormente a um programa de gerenciamento de segurança de processos (SEPEDA, 2010) sob pena de alocação inadequada de SP e SM, causando a convivência inadvertida com riscos não toleráveis.

Exemplificando, o risco de que ocorra um incêndio em uma plataforma de petróleo está associada com diversos fatores, como a probabilidade de ocorrer uma liberação de hidrocarbonetos (vazamento), probabilidade de que haja contato com a fonte de ignição e a probabilidade de disponibilidade de fonte de oxigênio, além da associação dos possíveis danos causados pelo incêndio.

Tal evento ainda poderia ser aumentado caso a fonte de hidrocarbonetos para tal incêndio não seja cessada a tempo, seja por atuação de sistemas de segurança que provocam o isolamento da fonte de vazamento(SM), ou até mesmo pela falha da detecção prematura de um vazamento anteriormente à sua ignição. Assim, a taxa de falha dos sistemas de detecção e de isolamento também podem ser agregados à probabilidade de ocorrência do evento topo denominado “incêndio”. Interessante para o processo produtivo seria se o vazamento não ocorresse pela adoção de medidas preventivas de manutenção ou até pela adoção de alarmes de limites operacionais (ou seja, SP). A figura 5 apresenta os processos envolvidos na identificação e aceitação de riscos tal qual explicitado acima.

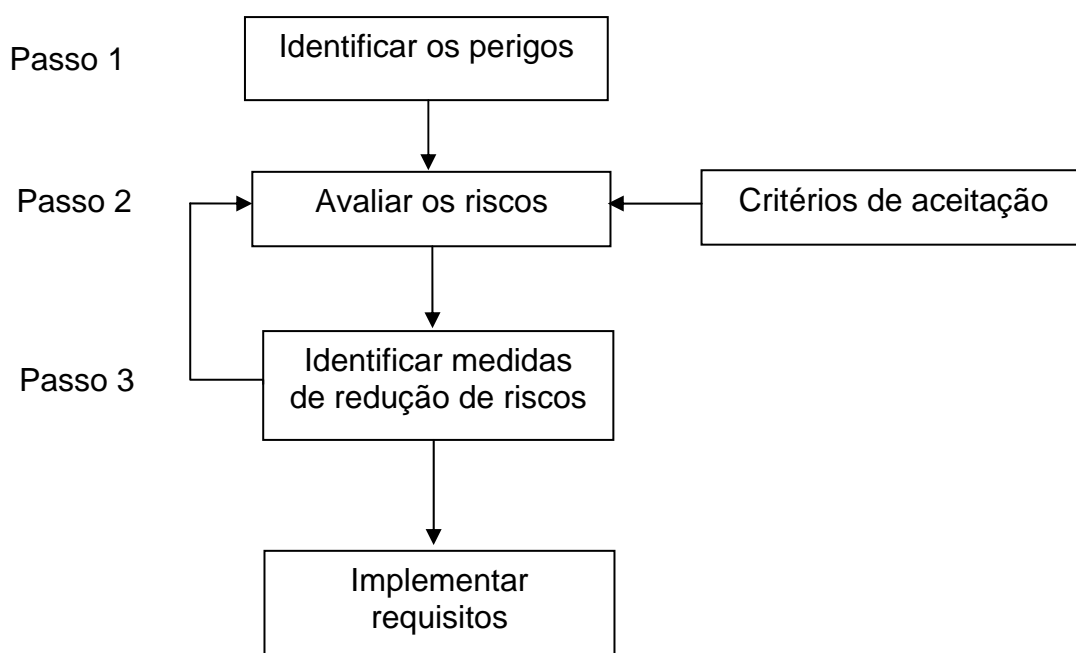


Figura 5: O processo de gerenciamento de riscos.

Fonte: ECS (2002), adaptado pelo Autor.

Dos passos indicados na figura 5, verifica-se que para a correta avaliação dos conceitos que envolvem a avaliação dos riscos envolvidos no processamento industrial, diversas abordagens foram desenvolvidas, comumente chamadas de técnicas para estudos ou análises de risco. Exemplos de metodologias aplicáveis para as avaliações de riscos são Job Safety Analysis¹⁰ (JSA), Failure Mode Effects Analysis¹¹ (FMEA), Preliminary Hazard Analysis¹² (PHA), HAZOP, QRA, dentre outros. Estas metodologias incluíram uma forma estruturada de organizar os riscos envolvidos em um processo de forma a permitir a correta estimativa para a adoção de medidas efetivas de gerenciamento de riscos. Cada técnica tem seus pontos positivos e negativos, devendo estes serem considerados no planejamento da análise de riscos para uma boa relação custo-benefício na gestão de riscos (AIChE, 2007)

Assim, o gerenciamento de riscos atua de forma a evitar esforços para a manutenção do risco em níveis toleráveis. Entretanto, durante a estimativa de riscos, alguns cenários podem ser classificados em riscos não toleráveis. Assim, medidas de redução de risco são adotadas observando a seguinte hierarquia: prevenção, detecção, controle, mitigação e resposta a emergência (ECS, 2002).

A figura 6 demonstra a parte relacionada com a análise e avaliação dos riscos como parte do processo de gerenciamento de riscos.

¹⁰ O trecho correspondente na tradução é: Análise de Segurança ou Riscos de Tarefa.

¹¹ O trecho correspondente na tradução é: Análise de Modos de Falha e Efeitos.

¹² O trecho correspondente na tradução é: Análise Preliminar de Perigos.

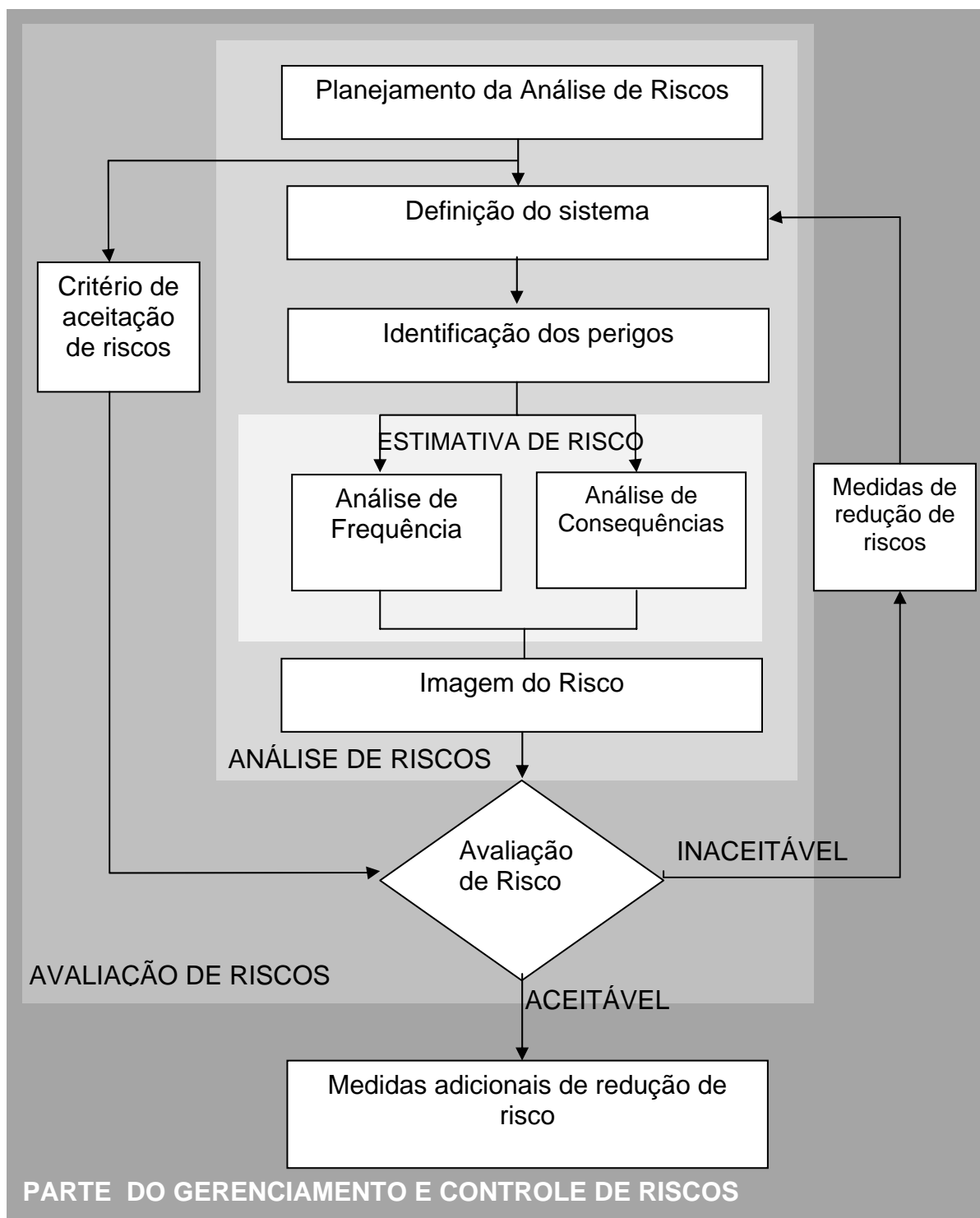


Figura 6: Estimativa, análise e avaliação de riscos

Fonte: NORSOK (2002) apud BRAND STER (2002), traduzido pelo Autor.

Das figuras 5 e 6 depende-se que posteriormente ao planejamento da Análise de Riscos, há que se definir o sistema estudado e identificar seus perigos

(se há toxicidade, estoques de inflamáveis, dentre outros). Após esta identificação, estima-se o risco através da análise da frequência dos eventos versus a severidade das suas respectivas consequências. Desta forma, há a visualização de uma “Imagem de Risco” relativa à delimitação do sistema estudado que posteriormente deve ser avaliada. Caso os riscos identificados sejam avaliados inaceitáveis (comumente chamados de não aceitáveis), medidas de redução de riscos devem ser adicionadas ao sistema.

Neste momento são definidas SP ou SM no sentido de reduzir os fatores componentes do risco, seja sua probabilidade através da SP, ou sua consequência através de SM. Tais salvaguardas são geralmente relacionadas a procedimentos operacionais, de manutenção, treinamentos, métodos de detecção, intertravamento, que serão gerenciadas ao longo da utilização do processo em questão para que os riscos sejam mantidos em níveis de aceitação.

Como a “Imagem do Risco” é alterada de acordo com as pessoas envolvidas, situação atual da integridade dos equipamentos, procedimentos operacionais e até do comprometimento da gestão frente à segurança do processo produtivo, o gerenciamento de riscos é um fator importante de preocupação e se apresenta como um desafio nas últimas décadas, motivado principalmente pelas melhorias das exigências impostas pela sociedade com relação à segurança das pessoas, preservação do meio ambiente, patrimônio, melhoria da eficiência, produtividade, competitividade e lucro das empresas (SIMÕES, 2006).

1.8. Perigos, Riscos e Segurança de Processo

Ao armazenar, reagir ou transferir substâncias tóxicas ou inflamáveis há que se considerar os potenciais de dano relativos ao respectivo processo. Assim, o potencial de causar dano destes processos, denominados perigos de processo devem ser plenamente identificados para uma coerente identificação e gestão de riscos (SEPEDA, 2010).

Os riscos de processo são a medida entre a probabilidade pela severidade de eventos de dano relativos aos cenários acidentais decorrentes do comprometimento de uma planta produtiva que possa ocasionar escape de substâncias tóxicas, derramamento e/ou liberação de energia que, caso não mitigado, pode causar incêndio ou explosão, danos a pessoas com ferimentos e mortes, além de danos ao

meio ambiente e ao patrimônio. Tais eventos têm a particularidade de serem incidentes que podem gerar um grande número de fatalidades, massivos danos ambientais que podem não estar restritos ao momento de sua ocorrência, mas a um período de tempo em que suas consequências ainda geram danos (OGP, 2011; AIChE, 2010; API, 2010).

Assim, traduz-se a segurança de processos como uma disciplina estruturada para o gerenciamento da integridade de sistemas operacionais, processos e pessoas que utilizam substâncias perigosas na busca do uso ideal de sistemas projetados para a produção fabril e a contenção de perigos relacionados às substâncias nocivas e a energia neles contidos. É alcançado pela aplicação de bons princípios de projeto, engenharia e práticas de operação e manutenção. Envolve a prevenção e o controle de desvios operacionais que têm potencial para a liberação de materiais perigosos ou energia, causando exposição a tóxicos, fogo, explosões, e, em último caso, resultar em acidentes com fatalidades, ferimentos, danos à propriedade, perda de produção ou dano ambiental.

Neste sentido, o gerenciamento de riscos de processo pretende atingir a avaliação sistemática dos riscos envolvidos e adoção de medidas de controle para evitar ou mitigar perdas decorrentes de eventos prováveis. Desta forma, evitam-se tanto a ocorrência de danos ambientais, ferimentos e mortes de pessoas, como os prejuízos relacionados a danos de patrimônio ou interrupção de operações causada por eventos onde tais danos não são observados (ALMEIDA; BARDY, 2006).

1.9. Sistemas de Gerenciamento de Segurança de Processo

Por vários anos, as empresas focalizaram as ações para a prevenção de acidentes na melhoria da tecnologia e nos fatores humanos. Durante a década de 1980, as empresas já costumavam adotar sistemáticas de sistemas de gestão para a qualidade de produtos, conforme se pode evidenciar por várias iniciativas denominadas “Qualidade Total”, com bons resultados obtidos (FEIGENBAUM, 1983). Entretanto, após uma série de acidentes industriais ao redor do mundo, empresas, indústrias e governos começaram a identificar a falta de um gerenciamento estruturado de segurança de processos como as reais causas para estes acidentes.

A partir disso, as companhias desenvolveram políticas, grupos industriais publicaram normas e governos editaram legislações, todas objetivando a aceleração da adoção de práticas de gerenciamento para a garantia da segurança de processo. Análises de risco e integridade de equipamentos foram gradualmente sendo incorporadas a tais práticas.

Sistemas de Gestão de Segurança de Processos (SGSP) nada mais são que práticas estruturadas no formato de requisitos mínimos para a identificação de perigos e riscos, identificação de desvios, ações preventivas e corretivas, metas e demais boas práticas de gerenciamento de riscos de processo na busca da melhoria contínua da segurança das operações (SEPEDA, 2010).

Diversos grupos industriais e órgãos governamentais desenvolveram procedimentos estruturados em SGSP. A grande maioria dos requisitos é similar em sua constituição, incluindo elementos parecidos ou idênticos e promovem atividades similares no gerenciamento de segurança. (AIChE, 2010).

Os SGSP têm uma variedade de significados e propósitos. AIChE (2007) define SGSP como um sistema de gerenciamento focado na prevenção, preparo, mitigação, resposta e recuperação de eventos catastróficos associados com uma planta de processos.

Segundo AIChE (2010), o SGSP é a disciplina para o gerenciamento da integridade da operação de sistemas e processos que manipulam substâncias perigosas pela aplicação de boas práticas de engenharia, operação e manutenção. Isso se traduz na prevenção e controle de riscos que têm o potencial para a liberação de substâncias perigosas e energia.

Sepeda (2010) relata que o SGSP baseado em risco é construído, tal qual uma construção civil, acima de uma base que engloba quatro elementos: comprometimento com a segurança de processos, entendimento dos perigos e riscos, gerenciamento dos riscos e aprendizado com a experiência. Estas bases suportam os pilares dos sistemas de gerenciamentos de riscos que são suas práticas de gestão.

O comprometimento com a segurança de processos envolve palavras, ações, demonstrações e suporte gerencial, que começa com o desenvolvimento e sustentação de um encorajamento que engloba e suporta a segurança de processos. O comprometimento deve existir em todos os níveis de uma organização e em cada instalação produtiva de uma empresa. Tal comprometimento inclui o

entendimento, implementação e a adequação a leis aplicáveis, regulamentos, normas, códigos e normas recomendadas (ANP, 2007).

A organização das medidas a serem adotadas e controladas para a aplicação sistemática de um efetivo gerenciamento de riscos de processo geralmente é feita na forma de práticas de gestão. Algumas destas práticas de gestão são mais bem detalhadas a seguir utilizando a estrutura recomendada pela AIChE (AIChE, 2007).

As práticas de gestão relacionadas com o fundamento de comprometimento com a segurança de processos são:

- A cultura de segurança é a combinação de um grupo de valores e comportamentos que determinam a maneira que a segurança de processos é gerenciada. A cultura pode variar da indesejável, onde os riscos são aceitos de forma não controlada e desconhecida até uma cultura desejável onde os riscos são identificados e gerenciados. A cultura de segurança deve ser constantemente revista e reforçada, feita através da manutenção de um constante senso de vulnerabilidade e de forma a evitar complacência, encorajar indivíduos a preencher com sucesso suas responsabilidades em segurança de processos, manter um nível suficiente de expertise, estabelecimento e manutenção de um sistema aberto e efetivo de comunicação; estabelecer e desenvolver um ambiente de livre questionamento e aprendizado; adquirir e manter confiança através da organização (YANG et al., 2012).
- A adequação a normas envolve a identificação de requisitos normativos aplicáveis à operação, o seu pleno entendimento, implementação e auditoria. As atividades relacionadas ao gerenciamento desta prática devem assegurar a consistência e entendimento adequado da existência de normas e de uma estratégia desenvolvida e implementada de adequação, uma metodologia para determinar quais e quando normas são requeridas, envolver as pessoas certas com os níveis de competência necessárias e no tempo certo, um sistema de auditorias (SEPEDA, 2010).
- A competência em segurança de processos envolve a melhoria contínua do conhecimento e proficiência em segurança de processos; assegurar que a informação apropriada está disponível para as pessoas que precisam e quando for necessário e consistência na aplicação do que foi

aprendido. Assim, a competência em segurança de processos é alcançada quando todas as pessoas na organização sabem suas responsabilidades e habilidades para assumi-las (AIChE, 2007)

- O envolvimento da força de trabalho: este pilar reconhece que o gerenciamento de segurança de processos deve ser disseminado entre todos os níveis de uma organização. Em todos os níveis as pessoas devem ser educadas, envolvidas e habilitadas (ANP, 2007).

O entendimento de perigos e riscos envolve:

- O gerenciamento do conhecimento do processo que envolve a informação dos perigos químicos, informação da tecnologia do processo e informação dos equipamentos de processo (NORSOK, 2002).
- Identificação de perigos e análise de riscos que também é denominado como análise de perigos de processo, que tem metodologias baseadas em cenários acidentais que incluem: what if?¹³, check lists¹⁴, HAZOP, FMEA, Failure Tree¹⁵, Event Tree¹⁶, dentre outras. Estas técnicas identificam e analisam perigos (AIChE, 2008).

O gerenciamento dos riscos envolvem as seguintes práticas de gestão:

- Procedimentos operacionais que são instruções (geralmente escritas) que listam passos para uma dada tarefa e descrevem a maneira e ordem nos quais os passos devem ser executados. Os procedimentos operacionais são necessários para o gerenciamento de riscos associados com a operação de plantas produtivas. Bons procedimentos operacionais também descrevem os processos, os perigos envolvidos, ferramentas necessárias e equipamentos de proteção necessários e sistemas de controle empregados para o gerenciamento dos riscos de processo (AIChE, 2007).
- Práticas de trabalho seguro são documentos, ações e rotinas que preenchem as lacunas entre procedimentos operacionais e as atividades não encontradas durante as atividades normais do processo produtivo. Tais

¹³ O trecho correspondente na tradução é: e se?

¹⁴ O trecho correspondente na tradução é: Listas de verificação

¹⁵ O trecho correspondente na tradução é: Árvore de Falhas

¹⁶ O trecho correspondente na tradução é: Árvore de Eventos

práticas englobam os controles para as tarefas a quente, serviços elétricos, bloqueios, entrada em espaços confinados, trabalhos com elevação de cargas (BOOTH, BUTLER, 1992).

- Integridade e confiabilidade de ativos que envolve o uso de procedimentos, ordens de serviço e gerenciamento para garantir que equipamentos do processo produtivo estão devidamente projetados, instalados e mantidos próprios às suas finalidades até o seus descomissionamentos. Confiabilidade é a garantia do desempenho esperado para o equipamento quando este é demandado (HSE, 2007).
- Gerenciamento de contratadas que se relaciona com os profissionais não integrantes da empresa mantenedora da planta produtiva que possuem habilidades específicas para a execução de tarefas também específicas e que precisam ser educados e gerenciados para que estejam totalmente cientes dos perigos que o processo produtivo possa ter em relação ao seu trabalho.
- Treinamento e garantia de desempenho é a ferramenta que dá aos empregados e contratados o entendimento da segurança relacionada às suas atividades (SEPEDA, 2010).
- Gerenciamento de mudanças que é a ferramenta que pode ser a mais importante para a manutenção de um processo produtivo seguro pois quando uma mudança ocorre pode ser virtualmente impossível que uma redução de riscos ocorra já que os perigos são alterados e podem ser adicionados a outros anteriormente existentes. Mudança é definida como uma adição, modificação no processo ou de pessoas que não alcançam as especificações do fator substituído (ANP, 2007).
- Gerenciamento de emergências são procedimentos que incluem a revisão dos riscos do processo produtivo e o desenvolvimento de possíveis cenários que podem levar a uma situação de emergência de forma a desenvolver um estruturado plano de resposta necessário para a mitigação do evento de dano, de forma que tais planos possam ser treinados rotineiramente envolvendo todos os agentes envolvidos em um possível incidente (VINNEM, 2011).

O aprendizado com a experiência envolve as seguintes práticas de gestão:

- Investigação de incidentes aplica a análise de incidentes para que suas circunstâncias sejam identificadas, elucidando as causas básicas e seus fatores contribuintes, de forma a atuar corretivamente para que eventos semelhantes possam ser evitados. Tal prática de gestão envolve um processo formal de investigação de incidentes e um suporte para a implementação de ações corretivas para evitar a recorrência (PHILLEY, PEARSON, SEPEDA, 2003).
- Monitoramento e métricas estão relacionadas com a manutenção de um monitoramento de forma a obter a informação necessária para a adoção de medidas de correção de curso quando estas demonstrarem serem necessárias (AIChE, 2010).
- Auditoria é essencial para cada processo produtivo de forma a olhar e identificar as fraquezas do sistema de gestão.
- Revisão gerencial e melhoria contínua: este pilar envolve uma rotina para a avaliação do sistema de gestão existente para determinar sua efetividade e necessidades de melhoria. A revisão gerencial e a melhoria contínua assegura que todos os sistemas estejam atualizados e alinhados com a atual filosofia do gerenciamento de riscos de uma organização (AIChE, 2010).

Assim, a identificação de perigos e a análise de riscos estruturada e com a correta seleção de metodologia, aliada à adoção dos elementos/práticas para o gerenciamento e melhoria contínua dos riscos envolvidos com o processo industrial demonstram ser as melhores ferramentas para evitar grandes acidentes de processos. A complexidade para o gerenciamento de tantos requisitos é complexa e não menos é a definição de indicadores para o apoio na tomada de decisão.

1.10. Indicadores de desempenho no gerenciamento de riscos

Os indicadores são amplamente utilizados por diversos ramos, tais como finanças, qualidade de produtos e meio ambiente para a medição do grau de satisfação de determinado processo. Medir algo congrega um conjunto de atividades, pressupostos e técnicas que visam quantificar variáveis e atributos de interesse do objeto a ser analisado (KIYAN, 2001).

Uma possível definição de indicador é dada por Mitchel (2004) que define o termo como uma ferramenta que permite a obtenção de informações sobre uma dada realidade, tendo como característica principal poder sintetizar diversas informações, retendo apenas o significado essencial dos aspectos analisados.

Uma definição formal de indicador, proveniente da Council of Social Service of New South Wales (NCOSS), órgão australiano na área de serviço social é “uma medida numérica do grau de alcance de um objetivo”. Uma definição mais sofisticada do Office of Public Management (OPM) de Londres é: “um indicador de desempenho define uma medição de uma informação importante e útil sobre o desempenho de algo, expresso numericamente, que é monitorada em intervalos regulares e comparada a um ou mais critérios” (BULLEN, 1991).

Comum em todas as definições, os indicadores têm como principal função a aquisição de informação para a tomada de decisão frente a um contexto. Quanto à palavra desempenho, Kiyam (2001) indica que ela encerra em si a ideia de algo que já foi realizado, executado ou exercido. Logo, indicadores de desempenho têm a função de transmitir informações sobre processos passados para a adoção ou manutenção de medidas para a busca de um objetivo.

1.10.1. Indicadores de desempenho de segurança

Frequentemente, a análise retrospectiva tem demonstrado que se sinais ou avisos oriundos de indicadores de segurança tivessem sido detectados e gerenciados a tempo, acidentes poderiam ser prevenidos (ØIEN; UTNE; HERRERA, 2010).

Aplicando estes conceitos mais gerais no foco da segurança, indicadores de desempenho de segurança, ou somente indicadores de segurança, são medidas que buscam dar informações se um sistema, destinado a algum fim está operando

dentro dos limites de segurança que se espera e buscam assegurar que os riscos de acidentes estão sob controle e em níveis aceitáveis. Enfim, visam indicar se as salvaguardas preventivas e mitigadoras e as premissas consideradas para a aceitação dos riscos de processo estão aplicáveis, confiáveis e ativas ou denunciar a inaplicabilidade, falta de confiabilidade ou inatividade para uma detecção prévia de um risco não tolerável e atuação pró-ativa para a redução de riscos e, desta forma, prevenir a ocorrência ou agravamento de acidentes.

Da mesma forma que no conceito geral, o conceito de indicadores de segurança tem várias definições. Segundo a Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) (2003), um indicador de segurança é um meio para a medida de mudanças ao longo do tempo no nível de risco (relacionado com a prevenção de acidentes químicos, preparação e resposta), como resultado das ações tomadas.

Segundo OECD (2003), como principais resultados na aplicação de uma avaliação sistemática na forma de um programa de indicadores, podemos indicar:

- i. Redução de riscos de instalações.
- ii. Extensão da iteração e colaboração de autoridades públicas, indústria que levam a melhoria da segurança da instalação e seu entorno.
- iii. Redução da ocorrência de acidentes e quase acidentes.
- iv. Redução de ferimentos e fatalidades.
- v. Redução de impactos ambientais.
- vi. Melhoria da resposta a acidentes (redução do atraso e melhoria da eficiência).
- vii. Redução da área de impacto do acidente.
- viii. Redução do número de pessoas impactadas pelos incidentes.

Segundo Hopkins (2009), os indicadores de segurança são definidos em duas dimensões: indicadores de segurança de pessoal ou ocupacional (personal indicators) e indicadores de segurança de processo (process indicators). Esta distinção é feita relativamente aos diferentes tipos de perigos presentes no ambiente operacional. Outra subdivisão ocorre no tipo de monitoramento, definindo indicadores preventivos e reativos.

Diferente dos perigos de processo já explicitados neste texto, os perigos na segurança de pessoal são resultantes dos indivíduos e pouco têm a ver com o processo em si. Exemplos de incidentes de pessoal são quedas, acidentes com veículos e eletrocuções.

Exemplo dos possíveis problemas ocasionados pela falha no pleno entendimento dessa diferenciação, o desastre ocorrido em 2005 na refinaria British Petroleum (BP) Texas City nos EUA criou uma grande conscientização de que o gerenciamento de grandes acidentes de processos não é o mesmo que o gerenciamento de acidentes ocupacionais (VINNEM,2010). Isto se refletiu também no acidente da plataforma Deepwater Horizon, já que de acordo com o relatório da comissão de investigação (DHJIT, 2010), no mesmo dia em que ocorreu o acidente a unidade recebeu a visita de funcionários de alto escalão da BP como intuito de premiar a tripulação por sete anos sem acidentes pessoais.

Apesar do fato dos incidentes relativos à segurança de processo serem potencialmente fatais, as estatísticas mostram que a maioria dos ferimentos e fatalidades ocorrem em incidentes gerados por perigos na segurança de pessoal. Como consequência disto, estatísticas de ferimentos e fatalidades tendem a gerar indicadores de segurança de uma forma geral, mas não necessariamente reflete o quão bem a segurança de processos está sendo gerida, não devendo ser utilizados isoladamente para tal. Se o foco é o gerenciamento da segurança de processo, então indicadores específicos e relacionados ao gerenciamento de riscos de processo devem ser utilizados.

Os indicadores do tipo reativo refletem o comportamento da segurança até o momento da medida e geralmente estão relacionados com eventos incidentais. Já os indicadores preventivos ou pró-ativos são geralmente relacionados com ações e medidas para evitar incidentes e podem indicar como a organização pode se comportar no futuro no que tange aos resultados do gerenciamento de riscos, ou seja, a presença ou ausência de danos acidentais (AIChE, 2007).

Neste sentido, o órgão regulador da segurança no Reino Unido, o United Kingdom Health and Safety Executive (HSE, 2006) define indicadores reativos e preventivos tendo como principal escopo o desenvolvimento de indicadores de segurança de processo para prevenção de grandes acidentes.

A idéia é que os indicadores reativos desacompanhados dos indicadores preventivos não permitem conclusões sobre como os objetivos de um sistema de segurança serão alcançados, pois não contém informações que resultam em alertas de perigo e diagnósticos precoces de bom andamento do processo, tal qual é representado na figura 7. Por outro lado, caso sejam utilizados um conjunto de indicadores preventivos desacompanhados de indicadores reativos, poderá ser

monitorado e acompanhado o desempenho de um processo em curto prazo, mas haverá impossibilidade da confirmação dos resultados em um espectro mais amplo de forma a comprovar a eficácia do gerenciamento de riscos¹⁷.

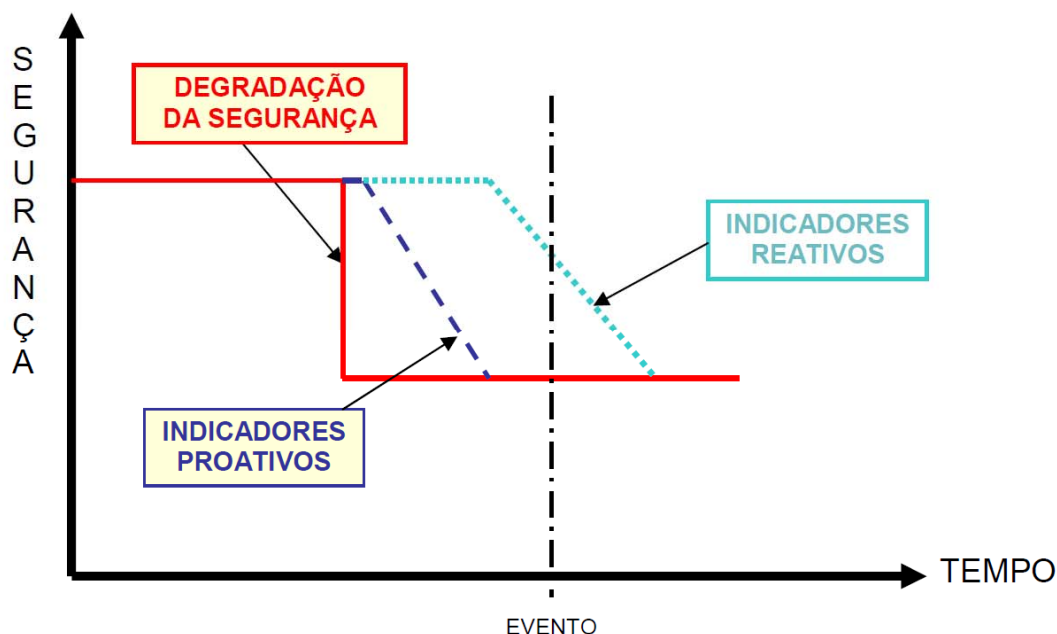


Figura 7: Reação dos diferentes tipos de indicadores a partir da degradação de segurança

Fonte: CARVALHO (2009).

1.10.1.1. Indicadores preventivos

Após o acontecimento de catástrofes é comum serem encontrados sinais anteriores ao evento que se tivessem sido devidamente reconhecidos e tratados anteriormente ao evento, poderiam tê-los evitado. A literatura sobre os mais diversos acidentes, nos mais diversos ramos demonstram exemplos tais como os acidentes com os ônibus espaciais Columbia e Challenger, na usina de energia nuclear de Three Mile Island, dentre outros (SONG; YOU; GRABOWSKI, 2010).

Segundo Hopkins (1994), indicadores preventivos são aqueles capazes de medir resultados e fazer prognósticos em fases suficientemente precoces que possibilitem interromper o curso evolutivo, reverter o processo e evitar o fato, já os

¹⁷ Informação obtida no site <http://ianjseath.wordpress.com/2009/08/26/lead-vs-lag-indicators/>, Ian Seath's Blog, Lead vs. Lag Indicators, de Ian J. Seath, publicado em 26/08/2009 e acessado em 06/01/2013.

indicadores reativos são aqueles capazes de medir resultados após a ocorrência de eventos.

Outra definição de indicadores preventivos como um tipo de precursores de acidentes, relata que tais indicadores são condições, eventos e medidas que precedem um evento indesejável e que têm valor na predição da proximidade deste tipo de evento, seja o evento um acidente, incidente quase acidente ou estado indesejável de segurança. Neste sentido, indicadores preventivos estão relacionados com atividades proativas que identificam perigos e avaliam, eliminam, mitigam ou controlam o risco (LEHTINEN; WAHLSTOROM, 2002).

Assim, ao testar sistemas de emergência (tais como detecção de fogo) podem ser identificados tanto sua eficácia como problemas que podem ser corrigidos antes de um acidente real. Assim, o número de testes pró-ativos de sistemas de emergência podem ser considerados medidas preventivas no ponto de vista de segurança.

Um número baixo de testes de sistemas de emergência pode indicar que não se sabe ao certo o estado real deste sistema, aumentando sua probabilidade de falha e, por consequência, o risco de um evento acidental de maior dano.

1.10.1.2. Indicadores reativos

Os indicadores reativos geralmente refletem a experiência do passado e são relacionados com os eventos indesejáveis e adoção de medidas corretivas de forma a evitar a recorrência de tais eventos. Tais indicadores costumam não ser suficientes para um programa preventivo pois os eventos acidentais que este tipo de indicadores medem são raros e não permitem uma predição estatística (VINNEM, 2006).

Indicadores reativos são geralmente visualizados como medidas diretas de danos, entretanto, também podem ser incluídos incidentes de perdas inesperadas de contenção e falhas de sistemas críticos de segurança e alarmes. O fato é que nem todos os danos e falhas são registradas como dados reativos, o que dificulta o delineamento de um limite entre os diferentes tipos de indicadores.

Segundo o HSE (2001a), tal distinção pode ser feita através das seguintes definições:

- Entradas em um processo de gerenciamento são os “perigos iniciais não controlados”, mas também dinheiro, recursos humanos, informação, conhecimento, etc.;
- Processos são as medidas tomadas para a melhoria do controle de segurança;
- Saídas são os resultados diretos das medidas adotadas para o controle de riscos (e.g funcionamento das barreiras de segurança, perigos residuais);
- Resultados estão relacionados com o impacto atual na segurança, tanto o que funciona como o que não funciona (e.g frequência de ocorrência de certos acidentes).

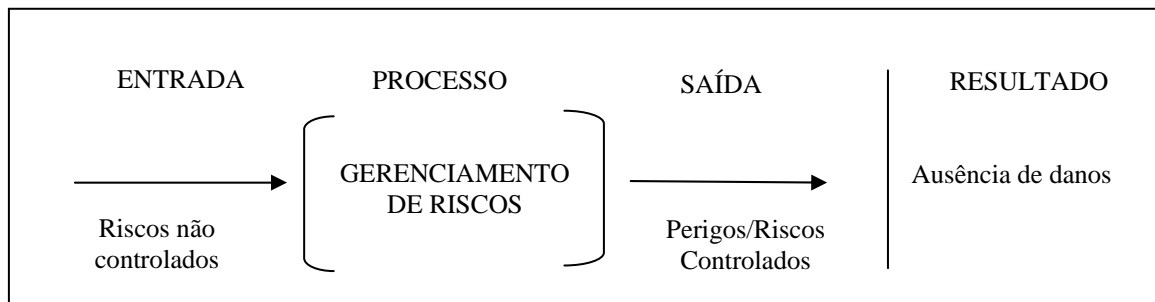


Figura 8: Sistematização do controle e gerenciamento de riscos.

Fonte: Autor, adaptado de HSE(2001a)

Assim, quando um alarme falha na sua demanda e isto permite a ocorrência ou propagação de um acidente, isso é um resultado (medida reativa). Mas quando o mesmo alarme falha em um teste de funcionalidade, isso é uma saída para o sistema de gerenciamento de segurança (medida preventiva). Se tais definições são confundidas, a lógica entre indicadores preventivos (que se refere ao funcionamento do sistema de gerenciamento de segurança) e reativo é perdido. Quando esta distinção é feita, apenas indicadores de resultado (que se referem à situação atual de segurança) permanece como indicadores reativos (ZWETSLOOT, 2009).

1.10.2. Iniciativas de acompanhamento de indicadores de segurança

1.10.2.1. O projeto Trends in Risk Level in the Norwegian continental shelf (TRL)

Na Noruega no final dos anos 90 havia uma crescente preocupação dos sindicatos e das autoridades sobre o aumento do nível de risco das operações em plataformas, enquanto as empresas petrolíferas divulgavam que a segurança de suas operações “nunca esteve melhor”. Segundo Vinnem (2010), devido a esta disputa e outros fatores, havia uma crescente desconfiança entre as partes e a falta de uma comunicação construtiva sobre segurança. Havia a necessidade de uma visão imparcial e o mais objetiva possível sobre a segurança das operações E&P. Em 1999, o Norwegian Petroleum Directorate (NPD), agora denominado Petroleum Safety Authority Norway (PSA) iniciou o projeto Trends in Risk Level on Norwegian Continental Shelf, que geralmente é citado com a sigla resultante do nome do projeto em norueguês, TRL, com o objetivo de preencher essa lacuna

O objetivo geral do projeto foi estabelecer, em uma base anual, uma figura realística das mudanças ocorridas no nível de saúde, meio ambiente e segurança na indústria de Petróleo e Gás (P&G), de forma a embasar as ações do PSA e da indústria para a melhoria do nível de segurança da indústria.

Isso implica em:

- Medir o impacto das ações relacionadas com a segurança da indústria do petróleo, em termos de status e tendências dessas ações;
- Ajudar a identificar áreas que são críticas para a segurança e em que a prioridade deve ser dada para identificar causas de forma a prevenir situações e eventos não planejados; e
- Melhorar o entendimento das possíveis causas de acidentes e situações não planejadas em conjunto com sua relativa significância no contexto do risco, de forma a criar uma plataforma confiável para tomada de decisão para a indústria e as autoridades, o que pode permitir estas a direcionar os seus esforços na adoção de medidas preventivas de segurança e planejamento para a resposta às emergências.

O TRL pretende monitorar o desempenho da indústria de P&G pelo uso de diferentes abordagens, englobando estatística, engenharia e ciências sociais para o

delineamento de uma figura abrangente do nível de risco, que se aplica ao risco de grandes acidentes; risco de acidentes que podem representar desafios para a resposta a emergências; risco ocupacionais relacionados a ferimentos, riscos relacionados a doenças ocupacionais, percepção ao risco e fatores culturais. Os dados são coletados e analisados com o uso de indicadores de segurança que contribuem para o entendimento das causas de incidentes e acidentes indesejáveis, relacionando-os à significância do desempenho de segurança no contexto do risco da indústria.

Segundo Skogdagen, Utne e Vinnem (2011), um dos propósitos da abordagem abrangente foi estabelecer a confiança das partes interessadas de que o projeto não poderia ser parcial a nenhuma direção, mas representar o máximo possível uma avaliação imparcial do estado da segurança da indústria offshore.

De acordo com Vincent, Bornstein, Maninnon (2010), o TRL é um dos mais extensivos modelos para a análise da tendência de riscos estabelecidos na indústria do petróleo contemplando de forma integrada componentes quantitativos e qualitativos. Outros países, como por exemplo, o Canadá através do Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (C-NLOPB) utilizaram o modelo do TRL de forma a adaptar à situação do país para que monitoramento semelhante fosse adotado. Na aplicação do modelo TRL no Canadá, o C-NLOPB utilizou 17 dos 19 indicadores utilizados na Noruega para avaliar o nível de risco da indústria.

O TRL é composto basicamente de quatro componentes: (1) o acompanhamento dos dados regularmente enviados ao PSA muitas vezes chamadas “Situações definidas de Perigo e Acidentes” (SDP) que são diretamente relacionados a eventos precursores de grandes acidentes; (2) acompanhamento das tendências na rotina de testes de barreiras de segurança; (3) um questionário socio-científico sobre assuntos de segurança aplicado em funcionários; e (4) entrevistas de campo com empregados de plataformas selecionadas.

A aquisição de dados para a correlação das SDP é baseada parcialmente nos bancos de dados estabelecidos pelo PSA (CODAM, DDRS, etc.), mas também inclui uma considerável contribuição de dados levantados em cooperação com companhias operadoras (PSA, 2011). Todos os dados têm sua qualidade assegurada e.g. utilizando uma checagem dos dados contra o registro do evento no

banco de dados do PSA. As SDP acompanhadas no projeto TRL são apresentados no quadro 2.

SDP	Descrição
1	Vazamentos de hidrocarbonetos sem ocorrência de incêndios
2	Vazamentos de hidrocarbonetos com ocorrência de incêndios
3	Kicks / perda de controle de poço
4	Fogo/explosão em outras áreas, líquidos inflamáveis
5	Navios em rota de colisão
6	Objetos à deriva
7	Danos estruturais à plataforma, à estabilidade, ao sistema de ancoragem ou falha de posicionamento
8	Colisão com embarcações em operações relacionadas no campo (barcos de apoio, outras plataformas e navios tanques)
9	Vazamentos em sistemas de produção de subsuperfície, dutos, risers, linhas, monobóias e mangotes.
10	Danos a equipamentos de produção de subsuperfície, dutos e equipamentos de mergulho causados por atividades de pesca
11	Evacuação da unidade (precaução ou emergência)
12	Queda de helicóptero, pouso de emergência na ou próximo da plataforma
13	Homem ao mar
14	Ferimentos
15	Doenças Ocupacionais
16	Falha total do sistema de energia
17	Acidente de mergulho
18	Emissão de H ₂ S
19	Queda de objetos

Quadro 2: Situações definidas de perigo e acidente acompanhadas pelo TRL

Fonte: PSA (2011).

O TRL é um projeto que engloba tanto o foco ocupacional como a prevenção de grandes acidentes e está limitado a assuntos que estão sob a jurisdição do PSA em conjunção com a segurança e o meio ambiente.

1.10.2.2. Projeto Key Programme Indicators (KPI) do HSE – Reino Unido

O HSE do Reino Unido possui uma função reguladora independente e age no interesse de reduzir trabalhos relacionados a mortes e ferimentos graves em locais de trabalho na Grã-Bretanha. Foi criado para apoiar os objetivos estratégicos do governo e metas atuais para a saúde e segurança no trabalho. Tem por principal dever propor e estabelecer normas necessárias para o desempenho da saúde e segurança e assegurar o cumprimento das normas, realizar pesquisas e publicar os resultados e fornecer um serviço de informação e aconselhamento¹⁸.

O programa já foi editado com quatro temas específicos relativos à liberação de hidrocarbonetos (denominado de Key Programme 1 ou KP1), acerca de atividades de deck e perfuração (Key Programme 2 ou KP2), sobre a integridade de elementos críticos (Key Programme ou KP3) e sobre a extensão da vida útil de plataformas (Key Programme ou KP4).

O KP1 analisou entre 2000 e 2004 o tamanho, o tipo e as causas da liberação de hidrocarbonetos, para prover a indústria e autoridades de informações acerca de modos para a redução destes eventos, alcançando reduções significativas a partir das informações coletadas (HSE, 2001b).

O KP2 foi implementado entre 2003 e 2007 e tinha o objetivo que as atividades no seu escopo tivessem nenhuma fatalidade e redução em 20% nas estatísticas de incidentes e ferimentos em relação à 2001/2002¹⁹.

Já o KP3 foi realizado entre 2004 e 2007 direcionado para o gerenciamento da integridade mecânica dos ativos, principalmente os relacionados aos elementos críticos de segurança. O gerenciamento da integridade mecânica significa assegurar que as pessoas, sistemas, processos e recursos para a integridade estão alocados, em uso e irão funcionar quando requeridos durante a vida útil de um ativo. O KP3 envolveu aproximadamente 100 inspeções em plataformas que representaram 40% do total, incluindo todos os tipos de unidades (HSE, 2007).

Por sua vez, o KP4 que fora lançado em julho de 2010, almeja até o final de 2013 melhorar o gerenciamento das consequências ocasionadas da extensão de

¹⁸ Informação obtida no site do HSE, seção About HSE, link: <http://www.hse.gov.uk/aboutus/index.htm>, acessado em 16/01/2012

¹⁹ Informação obtida no site do HSE, link: <http://www.hse.gov.uk/offshore/kp2finalreport.htm>, acessado em 13/01/2013

vida útil das plataformas sob sua jurisdição para além do prazo definido em projeto (ageing and life extension - ALE) (HSE, 2012).

1.10.2.3. International Association of Oil & Gas Producers (OGP)

Em 2008, a OGP publicou o Relatório 415/2008 denominado Asset Integrity - The Key Managing major accident risks (OGP, 2008) que prevê uma metodologia para a implementação de um sistema de gerenciamento de integridade de ativos para unidades novas e antigas. Este documento também previa um guia preliminar de monitoramento e revisão, incluindo como estabelecer indicadores preventivos e reativos para a identificação de indicadores de desempenho para o fortalecimento de barreiras para a prevenção dos principais riscos nas atividades offshore.

No contexto do projeto desenvolvido pela OGP, integridade de ativos é o mesmo que segurança de processos e está relacionada à prevenção de grandes acidentes como resultado de boas práticas de projeto, construção e operação. A ênfase é na prevenção de liberações não planejadas de hidrocarbonetos e outras substâncias perigosas que podem tanto diretamente ou através da escalada resultar em grande acidente (OGP, 2011).

O procedimento editado pela OGP adota definições baseadas na norma prática recomendada ANSI/API 754 Process Safety Performance Indicators for Refining and Petrochemical Industries²⁰ (API, 2010), bem como práticas adotadas pelo HSE (HSE, 2006) e CCPS (AIChE, 2010).

Em sua concepção, o modelo também adota a filosofia de utilizar indicadores preventivos e reativos como monitoramento de barreiras de segurança. Também inclui o conceito de Loss of Containment²¹ (LOPC) que são eventos onde mais de uma barreira falham simultaneamente. A princípio, a maioria dos eventos LOPC não levarão a consequências, mas mesmo assim são falhas e, por definição, resultados reativos, mas eventos LOPC de baixa consequência proporcionam resultados preventivos quando são utilizados para a predição da probabilidade de grandes acidentes com graves consequências. Logo, em termos de dados reativos e preventivos são geralmente úteis, mas há que se ter o conhecimento dos caracteres tanto retrospectivo quanto preditivo destes tipos de dados (OGP, 2011).

²⁰ O trecho correspondente na tradução é: Indicadores de Performance em Segurança de Processos para Indústrias petroquímicas e Refinarias

²¹ O trecho correspondente na tradução é: Perda de Contenção Primária.

Baseado no fato que grandes acidentes são eventos relativamente infrequentes, os indicadores baseados apenas nestes eventos devem ser insuficientes para a prevenção de eventos catastróficos. Apesar disso, a figura 9 demonstra que tais eventos são resultados não de um, mais de diversas falhas das barreiras que são projetadas para controlar os riscos presentes na operação industrial (OGP, 2011). Nesta lógica, as mesmas barreiras que falham nos grandes eventos também falham na ocorrência de eventos que não causam danos em magnitude comparável aos grandes acidentes, mas a diferença crucial entre estes diferentes eventos são apenas pequenos detalhes.

Assim, os indicadores de desempenho de segurança de processo podem ser desenvolvidos a partir de eventos ou parâmetros que possuam maiores frequências e validade estatística.

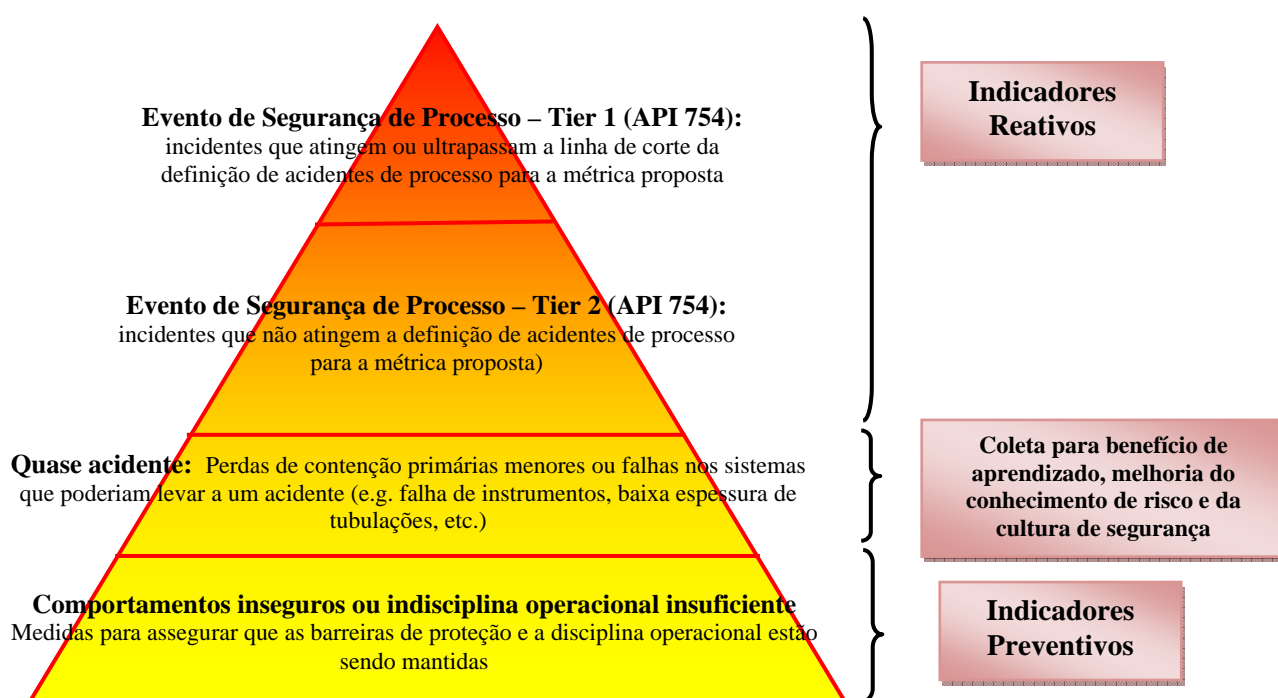


Figura 9: Controle efetivo de riscos

Fonte: (API, 2010) adaptado pelo Autor.

Neste sentido, a exemplo do CCPS, a OGP indica a metodologia denominada “the four tier methodology”²², adotando a metodologia descrita na norma API RP 754 (API, 2010).

²²O trecho correspondente na tradução é: metodologia de quatro níveis

Esta sistemática é expressa em um triângulo para enfatizar que os dados têm maior número quanto mais baixo é o nível na pirâmide. Os níveis 1 e 2 são mais reativos e cobrem a integridade mecânica dos ativos, além de incidentes mais severos. No contexto das empresas, os níveis 1 e 2 são definidos com a intenção que possam ser divulgados a níveis corporativos em relatórios internos e externos.

Já os níveis 3 e 4 produzem medidas preventivas. Esta metodologia é geralmente utilizada a nível de empresa e geralmente para uma atividade específica (i.e. produção de petróleo no mar) ou para um ativo em especial, instalação ou planta industrial (OGP, 2011).

Selecionar indicadores de segurança efetivos é um desafio, particularmente quando se trata de dados preventivos que almejam uma melhoria pró-ativa do nível de segurança dos ativos. Isso implica um entendimento de quais são as barreiras de controle de risco mais críticas, onde tais barreiras são específicas para uma instalação ou podem ser aplicadas para grupos de instalações similares (OGP, 2011).

1.10.3. Indicadores de segurança de processo

Em 1931, H.W. Heinrich introduziu a agora difundida pirâmide de acidentes baseada em sua experiência com a indústria de seguros. Tal figura, similar à figura 9, tem dois conceitos básicos: um é que os acidentes podem ser colocados em uma escala representando o nível de consequências e o outro é que muitos incidentes precursores ocorrem com consequências menores quando comparados aos acidentes com grandes consequências. Esta representação estabelece uma relação preditiva entre os incidentes de menor e maior consequência (API, 2010).

Grandes explosões e outros desastres são eventos raros e muitas companhias não registraram nenhum evento e outras registraram apenas um nos últimos 50 anos (topo da pirâmide de acidentes). Desta forma, o número de ocorrência destes eventos não são bons indicadores da probabilidade de ocorrência de grandes acidentes (ALE, 2009).

O modelo mostrado na figura 10 explicita que para que um dano seja causado, várias falhas (desvios) devem ocorrer nos diferentes elementos implementados em um SGSP. Observando a figura, verifica-se que segundo este

modelo para que um acidente seja evitado devem ser desenvolvidos e monitorados conjuntamente indicadores reativos e indicadores preventivos.

Por definição, SP isolam a operação do processo produtivo dos perigos existentes na operação (perigo de fogo, por exemplo) que possam causar danos, reduzindo os riscos de processo. As salvaguardas são os elementos estabelecidos pelo SGSP, podendo ser físicas ou não, tais como controles de comportamento através de procedimentos operacionais, a manutenção preventiva, o treinamento da força de trabalho que, em conjunto, mantém o controle de riscos em níveis aceitáveis.

Entretanto, tais barreiras possuem falhas intrínsecas e não são totalmente confiáveis, ou seja, há uma probabilidade de falha na demanda da barreira. Estas falhas geralmente não são conhecidas e ficam evidentes apenas em eventos incidentais²³ e podem ser representadas pelos buracos indicados na figura 10. Tais falhas podem ser latentes, incipientes ou ativadas por pessoas na falha ao seguir os controles de risco delimitados para a operação e estão relacionadas medidas e indicadores reativos (API, 2010).

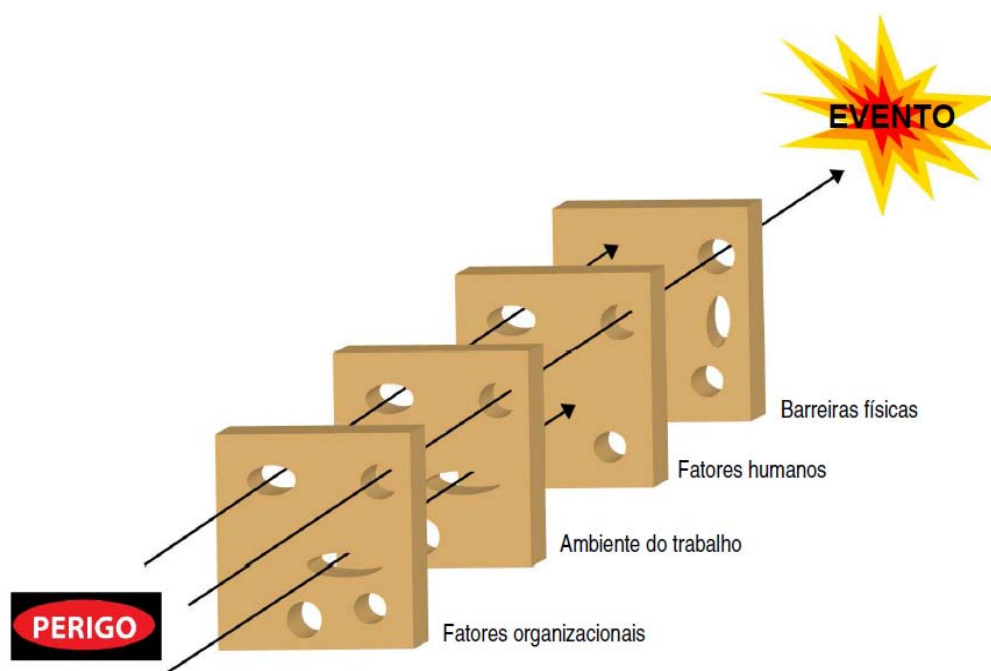


Figura 10: Diagrama do modelo do “queijo suíço”

Fonte: REASON apud CARVALHO (2009).

²³ Segundo ANP (2007) Acidentes são eventos que causam danos. Já Incidentes englobam tanto os acidentes (eventos que causam danos) como os Quase-acidentes que são desvios registráveis que não ocasionaram danos por atuação das SP ou mero acaso.

Em outro foco, há que se manter a confiabilidade da salvaguarda de modo a garantir que quando esta for demandada cumpra sua função de bloqueio de eventos indesejáveis. Esta efetividade pode ser relacionada com medidas ou indicadores preventivos e representa-se pelo tamanho das barreiras da figura 10.

A analogia aqui utilizada considera que salvaguardas só podem ser consideradas eficientes caso possuam buracos menores que tamanhos limítrofes e barreiras maiores que um mínimo estabelecido, ou seja, possuam uma confiabilidade mínima que pode ser inferida pelo nível de falhas nas demandas e pelo esforço gerencial para a manutenção de suas funções de barreira.

Desta forma, um SGSP deve conter elementos adequados para consideração de informações de eventos passados (medidas reativas de falhas e incidentes) e elementos de gerenciamento de riscos que possibilitem ações para prevenção de eventos incidentais futuros (medidas preventivas).

Assim, não tem efeito um SGSP que aplique grandes barreiras caso as falhas (buracos) sejam da mesma ordem de grandeza que o tamanho das barreiras. No mesmo sentido, não tem efeito um SGSP que tem falhas pequenas se as barreiras também tenham medidas comparáveis às suas falhas.

Assim, como acidentes são raramente causados por uma simples falha catastrófica, mas frequentemente por múltiplos eventos ou falhas que são coincidentes (API, 2010), há que se implementar e monitorar as salvaguardas adequadas e confiáveis para a redução do risco da ocorrência de incidentes.

Assim, medidas reativas associadas às falhas dessas salvaguardas, tais como pequenos vazamentos ou outros eventos precursores, associadas às medidas preventivas, tais como os relacionados às confiabilidades de salvaguardas, como testes de detectores, inspeções, implementação dos processos de gestão de mudanças e demais medidas de controle de risco representam o estado atual do risco nos processos acompanhados.

1.11. Manipulação de dados para o alcance de indicadores globais

1.11.1. Tipos de Indicadores específicos

Há diferentes formas de considerar a aquisição de informação a partir do uso de indicadores para que estes possam traduzir de forma coerente as informações para o correto auxílio na tomada de decisão no gerenciamento de um determinado processo.

De acordo com Giannetti e Almeida apud São José (2010), os indicadores podem ser dos tipos:

Indicadores absolutos: quando informam os dados básicos sem a análise ou interpretação. Ex: horas totais de atividades de conscientização.

Indicadores relativos: quando comparam os dados coletados com outros parâmetros. Ex: horas totais de atividades de conscientização por horas totais de trabalho.

Indicadores agregados: quando agregam informações do mesmo tipo, mas de diferentes fontes. Ex: horas totais de atividades de conscientização das plataformas de uma empresa ou por bacia sedimentar.

Indicadores ponderados: quando mostram a importância relativa de um indicador em relação a outro indicador. Ex: comparação entre os indicadores de diferentes empresas.

1.11.2. Normalização de indicadores

Como já demonstrado no texto, na tentativa de medir os critérios relacionados com uma temática a ser monitorada, atribui-se o uso de um indicador. Entretanto, quando se busca comparar diferentes indicadores sem um tratamento prévio dos dados, tal análise pode levar a conclusões inadequadas, já que as características dos dados podem ser substancialmente diferentes de forma a não permitir uma comparação direta entre eles. Assim, anteriormente ao trabalho de priorização e agrupamento de indicadores na forma de um indicador global, há a necessidade de normalizar os indicadores já que geralmente apresentam diferentes unidades de medidas (OECD, 2008).

Dentre os métodos utilizados para a normalização de indicadores com diferentes unidades de medida, OECD apud Carvalho (2009) destaca:

- **Ranqueamento:** técnica simples de normalização não afetado por valores discrepantes e que permite que o desempenho seja acompanhado durante todo o tempo em termos de posição relativa;
- **Padronização:** converte indicadores dentro de uma escala com a atribuição de valores de referência e um desvio padrão, considerando um efeito maior dos valores extremos no indicador global. Método desejável quando a intenção é dar realce a comportamentos afastados da média global.
- **Reescalonamento:** faz com que todos os indicadores tenham o mesmo domínio (0;1). Entretanto, valores limítrofes podem distorcer o indicador global, além de poder restringir o domínio de um indicador. De maneira a também aumentar o efeito de afetação no indicador global quando comparado ao método de padronização.
- **Valores de referência:** avalia a posição relativa de um dado indicador em relação a um valor de referência;
- **Categorização de escalas:** Este método indica um valor quantitativo ou qualitativo para cada indicador, tais como uma, duas ou três “estrelas” ou ainda “atingido”, “parcialmente atingido” ou “não atingido”.

- Distanciamento da média: valores em torno da média recebem o valor “0”, os valores acima ou abaixo de uma determinada meta de distanciamento da média recebem valores “1” e “-1”, respectivamente.
- Balanço de opiniões: gerentes ou especialistas expressam suas opiniões sobre a importância dos indicadores no desempenho global de um tema específico.

1.11.3. Ponderação

Jones e Twiss apud São José (2010) apontam que a priorização dos indicadores necessita o conhecimento das prioridades gerenciais considerando os fatores técnicos, econômicos e analisando, deste modo, as consequências de custos e benefícios a médio e longo prazo. Dentro da definição de tais prioridades, define-se o peso relativo de cada indicador, determinando assim sua importância no contexto analisado pelo indicador global.

Segundo OECD (2008), o estabelecimento de tais pesos para a ponderação de indicadores pode ser feito através de diversas metodologias tais como Análise de Invólucro de Dados (DEA), Benefício da Dúvida (BOD), Modelos de componentes não observados (UCM), Processo de Alocação de Recursos (BAD), Opinião Pública (PO), Análise Hierárquica de Processos e Análise de Conjuntura (CA).

Entretanto, o estabelecimento dos valores relativos dos indicadores normalmente é feita através da utilização de ferramentas qualitativas ou avaliação de especialistas, sendo este último o mais utilizado entre os métodos para a determinação dos pesos relativos (ØIEN; UTNE; HERRERA, 2010).

1.11.4. Agregação de dados

Segundo a revisão apresentada neste texto, unir os dados resultantes de diversos indicadores normalizados, ponderados em parâmetros ou indicadores estratégicos são os passos anteriores à composição de indicadores globais. Entretanto, a forma com que estes dados tratados são unidos de forma a traduzir as diversas informações para um único número também deve ser criteriosa.

Usualmente, utilizam-se dois métodos de agregação de dados: agregação por adição e geométrica.

Na agregação por adição, o indicador global é obtido pela simples adição dos parâmetros. Já a agregação geométrica, o indicador global é obtido pelo produto dos diferentes parâmetros que compõem um indicador global.

A agregação pela simples adição de medidas já ponderadas apesar de amplamente utilizada impõe restrições à natureza dos indicadores individuais (OECD; 2008). Há também que ressaltar que uma agregação aditiva implica em completa compensação entre parâmetros, ou seja, o baixo desempenho em alguns parâmetros pode ser suficientemente sobrepujada por altos valores em outros.

1.11.5. Parâmetros ou Indicadores Estratégicos

Para o embasamento na seleção de indicadores os parâmetros determinam um tipo de categoria segundo princípios e critérios previamente estabelecidos, de modo a proporcionar relevância às informações que as abrangem. Normalmente, a identificação de parâmetro está baseada em um modelo ou estrutura que é responsável pela representação do sistema em estudo (SILVA apud SÃO JOSÉ, 2010).

Representa um primeiro grau de agrupamento de indicadores e indica o somatório de informações de indicadores específicos de aspectos monitorados acerca de determinada temática. Ou seja, é o agrupamento representativo e lógico prévio à composição de indicadores globais que utiliza informações estratégicas oriundas de situações específicas que podem ser diretamente medidos (indicadores específicos).

1.11.6. Indicadores Globais

A figura típica obtida a partir de informações retiradas de indicadores específicos (ou individuais) é montada de forma que alguns irão demonstrar uma tendência de aumento, outros demonstrarão uma tendência de diminuição e vários irão frequentemente situam-se em um intervalo de valores de forma que nenhuma tendência significativa pode ser obtida. Desta forma, é vantajoso que se tenha um indicador global que possa balancear os efeitos individuais dos indicadores, de

forma a identificar uma figura geral de desempenho a compor uma visão única de um sistema complexo e multidimensional (VINNEM, 2010).

A base no desenvolvimento de indicadores globais é que a sua composição é feita pelo agrupamento de indicadores individuais de desempenho necessários para o escopo de análise, utilizando um critério de importância para o nível de impacto desses indicadores no indicador global. O agrupamento é uma forma de combinar indicadores de maneira a permitir uma visão mais global do estado de segurança, resumindo dados complexos e facilitando a tomada de decisão (CARVALHO, 2009). Seguindo este princípio alguns indicadores irão dominar os efeitos dos demais, entretanto a soma dos efeitos individuais irá impedir que uma figura global seja distorcida pelo indevido tratamento igualitário para indicadores de importância relativa diferente (VINNEM, 2006).

Assim, o agrupamento de indicadores na formação de indicadores globais favorece a tomada de decisões para a análises com escopo complexo ou com elevado número de indicadores, por compor em um valor único diversos fatores contribuintes com seus respectivos pesos frente ao foco do monitoramento.

Segundo Saqib e Siddiqi (2008), o nível dentro da hierarquia de indicadores no qual os níveis gerenciais podem estar interessados depende também da hierarquia da organização e indicadores globais apresentam informações para níveis mais elevados de gerenciamento. Apesar de informações sobre todos os níveis podem ser utilizados por qualquer um, os níveis gerenciais podem utilizar a estrutura de hierarquização de indicadores sem um detalhamento desnecessário obtido através de parâmetros mais específicos.

Neste sentido, além da mensagem mais direta relacionada à iteração de diversos parâmetros complexos, os indicadores globais representam uma ferramenta importante para apoio na tomada de decisões dos altos níveis gerenciais.

Cabe salientar que não foram identificadas iniciativas no escopo regulatório para a definição de indicadores globais de segurança de processos para atividades de produção de petróleo e gás natural no mar.

2. METODOLOGIA

2.1. Caracterização da metodologia

A investigação científica depende de um conjunto de procedimentos intelectuais técnicos para que os seus objetivos sejam atingidos: os métodos científicos. São instrumentos básicos que ordenam de início o pensamento em sistemas, traçam de modo ordenado a forma de proceder do cientista ao longo de um percurso para alcançar um objetivo (GIL, 1999). Método, por sua vez, é a forma de proceder ao longo do caminho.

Em princípio, a partir da identificação do problema, delinearam e definiram-se os conceitos básicos relativos ao tema de segurança de processos e indicadores de desempenho para contextualizar as informações referentes ao objeto em estudo, de forma que na fase de levantamento, o objeto estivesse direcionado a fornecer todas as informações necessárias para a seleção e análise dos indicadores adequados. Assim, as atividades desenvolvidas nesta pesquisa podem ser resumidas conforme apresentadas na figura 11.

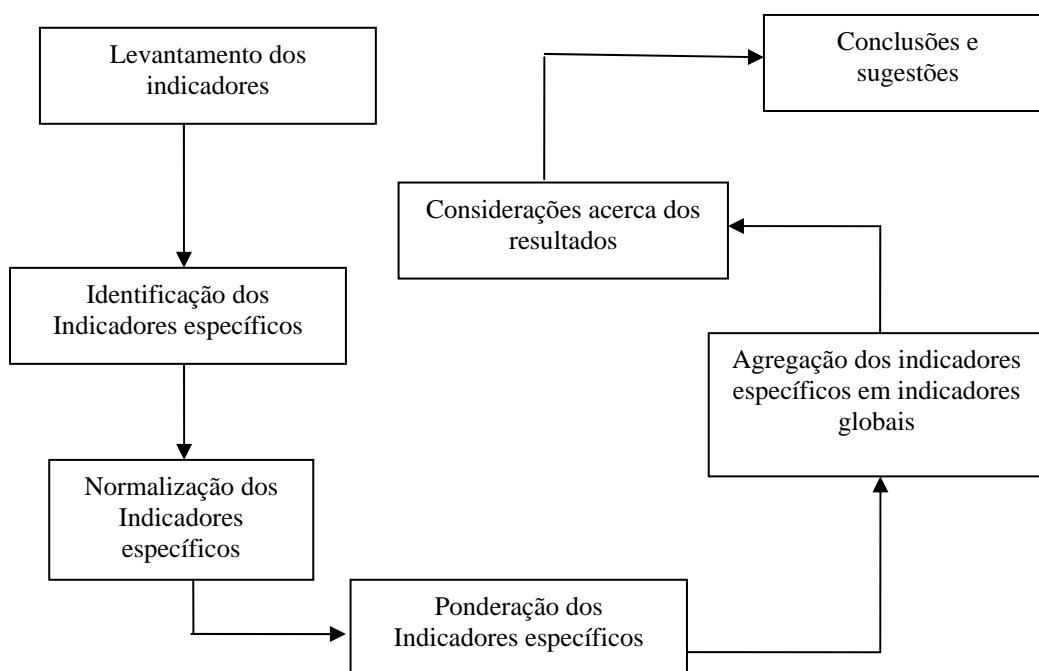


Figura 11: Fases das atividades desenvolvidas na pesquisa
Fonte: (SÃO JOSÉ, 2010), Adaptado pelo autor.

Neste sentido, foi utilizada uma metodologia de forma a obter informação acerca da segurança de processos através de indicadores globais. Estes indicadores, por sua vez, são compostos por parâmetros, que são compostos de indicadores específicos que propõem a medida parcial ou total de uma grandeza relacionada diretamente com o efetivo gerenciamento de riscos.

A base da metodologia utilizada neste trabalho está resumida no Quadro 3.

Atividades desenvolvidas	Delimitação
Identificação do problema	Segurança de processo
Caracterização da Metodologia	Tipo de pesquisa.
Levantamento dos dados	Identificação, priorização e globalização dos indicadores.

Quadro 3: Apresentação metodológica do trabalho

2.1.1. Tipo de pesquisa

Pesquisa é um processo formal e sistemático de desenvolvimento do método científico que objetiva descobrir respostas para os problemas mediante o emprego de procedimentos científicos (GIL, 1999). Assim, para o alcance dos objetivos propostos neste trabalho, utilizou-se uma abordagem mista adotando tanto a pesquisa qualitativa como a quantitativa. Tal flexibilidade contribuiu para a abordagem dos diversos temas incorporados no contexto da segurança de processos de forma a tornar ótimos os resultados do estudo.

Esta abordagem demonstrou ser a mais conveniente pela complexidade do tema e o amplo espectro de indicadores que a pesquisa de cunho exploratório demonstrou ser necessário para a composição do indicador global.

Contígua ao método, a pesquisa realizada direcionou-se ao estudo de caso que por sua vez adequou-se ao estado real do assunto estudado de forma a permitir uma sistematização e subdivisão do tema a partir da prática para uma melhor

tradução à teoria. Além disso, a partir da compreensão da complexidade do tema permitiu-se aliar o levantamento de dados com informações de potencial significativo, dentro de um nível de compreensão que busca um entendimento fácil.

2.1.2. Análise Documental

A análise de documentos é a variante mais antiga para realizar pesquisa, especialmente no que diz respeito à revisão de literatura (GÜNTHER, 2006). Consiste no tratamento analítico de materiais com o foco da pesquisa e aplicação da metodologia.

Através da pesquisa documental evidenciaram-se de forma ampla as dimensões do tema de segurança de processos em unidades de produção de petróleo e gás natural no mar, tanto em âmbito nacional como internacional. Também se buscou a plena compreensão das iniciativas adotadas para o gerenciamento de riscos das unidades supracitadas, bem como de que forma tais iniciativas estão relacionadas com o tema de segurança de processos.

Também se buscou o pleno entendimento da regulação de segurança destas unidades no Brasil, contemplando um maior esforço na Resolução ANP 43/2007 (SGSO) (ANP, 2007).

A pesquisa documental também abordou as diferentes iniciativas de programas de indicadores de desempenho em segurança por diferentes âmbitos de atuação, bem como o entendimento de metodologias para o gerenciamento de riscos através destes indicadores.

Destacam-se dos documentos da pesquisa operacional os relatórios anuais de países como Noruega, Reino Unido e EUA (ALMEIDA; HENRIQUE; LEMOS, 2012), bem como os dados, padrões, normas e guias de avaliação de riscos e indicadores de desempenho, além de normas ISO, API, NORSOK e guias de associações como OGP e AIChE, dentre outros.

2.2. Objeto de estudo

2.2.1. A ANP e o uso do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO) na Regulação da Segurança Offshore

As empresas de exploração e produção de petróleo no mar são demandadas por força da Resolução ANP 43/2007 a implementarem em todas suas operações relacionadas às áreas concedidas pelo Estado brasileiro procedimentos que possuam no mínimo os requisitos de um SGSP denominado SGSO (ANP, 2007).

Da mesma forma que outros sistemas de gestão de segurança, o SGSO é o conjunto de boas práticas desenvolvidas e estabelecidas como modelo regulatório brasileiro com o foco de estruturar nas empresas com operações de exploração e produção de petróleo e gás natural nas águas jurisdicionais brasileiras práticas operacionais com o foco no controle de riscos operacionais. Baseia-se na adoção de dezessete práticas de Gestão que se inter-relacionam e são incorporadas a todas as fases de um projeto, desde sua concepção até o seu descomissionamento.

Além disso, apresenta requisitos pró-ativos de identificação de perigos e análises de riscos, com diferentes escopos e objetivos para a necessária implementação de salvaguardas preventivas e mitigadoras, além de requisitos para a manutenção de uma postura de busca da melhoria contínua através da identificação de desvios através de investigações de incidentes, auditorias e demais atividades, e o tratamento de suas causas através da revisão de procedimentos e requisitos. Também coloca a necessidade de disponibilidade de recursos para o desenvolvimento das atividades de segurança e demanda atividades para a conscientização da força de trabalho.

Em suma, o SGSO é um regulamento complexo, pró-ativo na adoção pelas diferentes empresas de petróleo de procedimentos para o gerenciamento de riscos e na estruturação de ações mitigadoras para minimizar os danos em eventos acidentais, além de indicar procedimentos para a adoção de ações corretivas para evitar a recorrência de eventos de dano e garantir a melhoria contínua do gerenciamento de riscos.

Tal qual indica o Quadro 4, as práticas operacionais estabelecidas pelo SGSO assemelham-se a práticas estabelecidas por outros modelos de sistema de gestão de segurança de processos, como representado pela comparação entre o SGSO e

modelo proposto pelo American Institute of Chemical Engineers (AIChE), através do Risk Based Process Safety²⁴ do CCPS (AIChE, 2007).

²⁴ O trecho correspondente na tradução é: Segurança de Processos baseada em risco.

SGSO (ANP)	Risk Based Process Safety (RBPS) (CCPS-AIChE)
PG 1: Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial	Process Safety Culture
PG 2: Envolvimento do Pessoal	Workforce Involvement
PG 3: Qualificação, Treinamento e Desempenho do Pessoal	Process Safety Competence Training and Performance Assurance
PG 4: Ambiente de Trabalho e Fatores Humanos	-
PG 5: Seleção, Controle e Gerenciamento de Contratadas	Contractor Management
PG 6: Monitoramento e Melhoria Contínua do Desempenho	Compliance with Standards, Measurement and Metrics, Management Review and Continuous Improvement
PG 7: Auditorias	Auditing
PG 8: Gestão da Informação e da Documentação	Process Knowledge Management
PG 9: Investigação de Incidentes	Incident Investigation
PG 10: Projeto, Construção, Instalação e Desativação	-
PG 11: Elementos Críticos de Segurança Operacional	-
PG 12: Identificação e Análise de Riscos	Hazard Identification and Risk Analysis
PG 13: Integridade Mecânica	Asset Integrity and Reliability
PG 14: Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências	Emergency Management
PG 15: Procedimentos Operacionais	Operational Procedures
PG 16: Gerenciamento de Mudanças	Management of Change
PG 17: Práticas de Trabalho Seguro e Procedimentos de Controle em Atividades Especiais	Safe Work Practices

Quadro 4: Comparação entre as práticas do SGSO (ANP, 2007) e o RBPS do CCPS (AIChE, 2007)²⁵.

Fonte: Autor

²⁵ As práticas do RBPS foram mantidas em inglês e pode ser considerado como tradução o nome das práticas de gestão relacionadas ao SGSO da ANP.

O modelo regulatório é não-prescritivo, ou seja, baseado em desempenho. Assim, definem-se os requisitos e acompanha-se a implementação das práticas e a melhoria contínua através das atividades de fiscalização.

Para garantir a implementação e a melhoria contínua supracitadas, a ANP faz a fiscalização do SGSO no modelo de auditorias que também apontam não-conformidades que demandam ações corretivas a serem adotadas pelos concessionários e operadores das instalações. Por outro lado, recebe informações preventivas e informes sobre a ocorrência de incidentes nas plataformas (ANP, 2009).

A figura 12 demonstra o ciclo PDCA que representa a Regulação da Segurança Operacional feita pela ANP no Brasil. Demonstra que o planejamento gerencial da ANP necessita de informações de desempenho, de projeto, criticidade das plataformas para a correta alocação de recursos.



Figura 12: Processo PDCA da Regulação da Segurança Operacional realizada pela ANP com a utilização do SGSO

Fonte: Autor

A execução da política regulatória é feita pela avaliação documental, investigação de incidentes e pela condução de auditorias realizadas pela ANP nas plataformas, para a identificação de desvios aos requisitos estabelecidos. Já a avaliação da segurança é feita pela análise de desempenho de informações preventivas e reativas, onde são identificados quais são os desvios, problemas sistêmicos ou ameaças à indústria que necessitam de ações corretivas que culminem na edição de novos requisitos ou aprimoramento dos já existentes. Estes serão incorporados nas demais etapas do ciclo para a busca da melhoria contínua da segurança das plataformas do Brasil.

Assim, o gerenciamento de riscos da indústria de exploração e produção de petróleo no mar é baseado em garantir a implementação do SGSO pelas diferentes empresas envolvidas. Desta forma, é possível estabelecer a relação entre as práticas de gestão e parâmetros e indicadores a serem acompanhados de maneira preventiva. Por outro lado, tal qual demonstra a figura 4, os incidentes podem ser considerados resultados do gerenciamento de riscos e são informações reativas a serem consideradas no planejamento da política regulatória.

2.3. Levantamento dos indicadores

Conforme a revisão bibliográfica realizada, para o estabelecimento de uma metodologia de monitoramento de segurança de processos através do uso de indicadores há a necessidade de combinar parâmetros que indiquem os resultados passados através de dados de incidentes (indicadores reativos) e parâmetros que permitam avaliar como as salvaguardas adotadas para a manutenção de riscos em níveis toleráveis estão implementadas (indicadores preventivos). Somente assim há a possibilidade de avaliar quais eventos incidentais estariam favorecidos pelo estado atual de operação, indicando quais seriam os esforços mais adequados para a melhoria contínua do gerenciamento dos riscos das operações do processo monitorado.

Para o levantamento de indicadores foram adotados os seguintes preceitos:

1. Estabelecimento de critérios que partiram das definições abaixo destacadas:
 - Parâmetro = apresenta papel particular e distinto, caracteriza-se segundo princípios e critérios que proporcionam à formação de indicadores de uma determinada categoria (SILVA, 2010).

- Indicador = instrumento de mensuração que, traduzida em informações quantitativas e qualitativas de fácil aplicação e interpretação, possibilita a tomada de decisões (AIChE, 2010).
2. Limitar, por razões práticas, o número dos parâmetros e indicadores estudados a um número manejável, tendo em vista o tempo e os dados disponíveis para a realização da pesquisa.
 3. Os parâmetros e indicadores teriam que permitir a criação de estratégias e ações regulatórias para permitir a melhoria das práticas de mercado para gerenciamento de riscos.

Como tanto as plataformas como as empresas têm operações em níveis diferenciados que deverão ser comparáveis a partir da metodologia aqui aplicada, foram utilizados apenas indicadores relativos, ou seja, valores de dado parâmetro normalizados por dados específicos que permitam uma adequação dos valores obtidos frente ao nível de cada foco de comparação. Assim, um dado (a) relacionado a uma plataforma ou empresa que tenha um nível de operação mensurável por outro dado (b) pode ter um indicador relativo através da normalização do dado a através da divisão deste pelo dado b, obtendo-se a relação a/b.

Através dos critérios adotados foi possível, com os dados obtidos, organizar um quadro constante no Anexo A, baseado ao que fora apresentado por Vianna et al. (2009), que contemplasse no plano horizontal, de forma esclarecedora, a relação dos Parâmetros e os Indicadores; estes por sua vez foram reunidos de acordo com cada Parâmetro o qual estava vinculado. Estes indicadores ainda foram nomeados e também foram demonstradas suas respectivas medidas de grandeza. No plano vertical foram organizados os quatro grupos dos quais os indicadores estavam estruturados.

2.3.1. Levantamento de indicadores com foco preventivo

Verificando as diretrizes já estabelecidas para os principais programas de indicadores segurança a nível regulatório (ALMEIDA; HENRIQUE; LEMOS, 2012), observa-se que as informações retiradas a partir de indicadores com foco preventivo

contribuem de forma a verificar a situação da segurança atualizada em dado momento, de forma a atuar pró-ativamente no gerenciamento de riscos para corrigir posturas e procedimentos inadequados anteriormente à ocorrência de acidentes (VINNEM, 2010).

Frente ao foco prioritariamente preventivo das práticas de gestão do SGSO, estabeleceu-se a partir deste sistema de gestão a aquisição de informações com foco preventivo através do uso de indicadores relacionados ao nível de implementação destas práticas de gestão.

Assim, partindo dessas definições, considerando a disponibilidade de informações, suas características e sua representatividade na descrição específica e distinta dentro das áreas analisadas, foi possível agrupar os Parâmetros relacionados nos seguintes grupos:

- Grupo de Liderança, Pessoal e Gestão: Envolvimento do Pessoal; Qualificação Treinamento e Desempenho Pessoal; Monitoramento e Melhoria Contínua de Desempenho; Auditorias; Investigação de Incidentes
- Grupo de Instalações e Tecnologia: Identificação e Análise de Riscos; Integridade Mecânica; Planejamento de Grandes Emergências.
- Grupo de Práticas Operacionais: Gerenciamento de Mudanças; e Práticas de Trabalho Seguro.

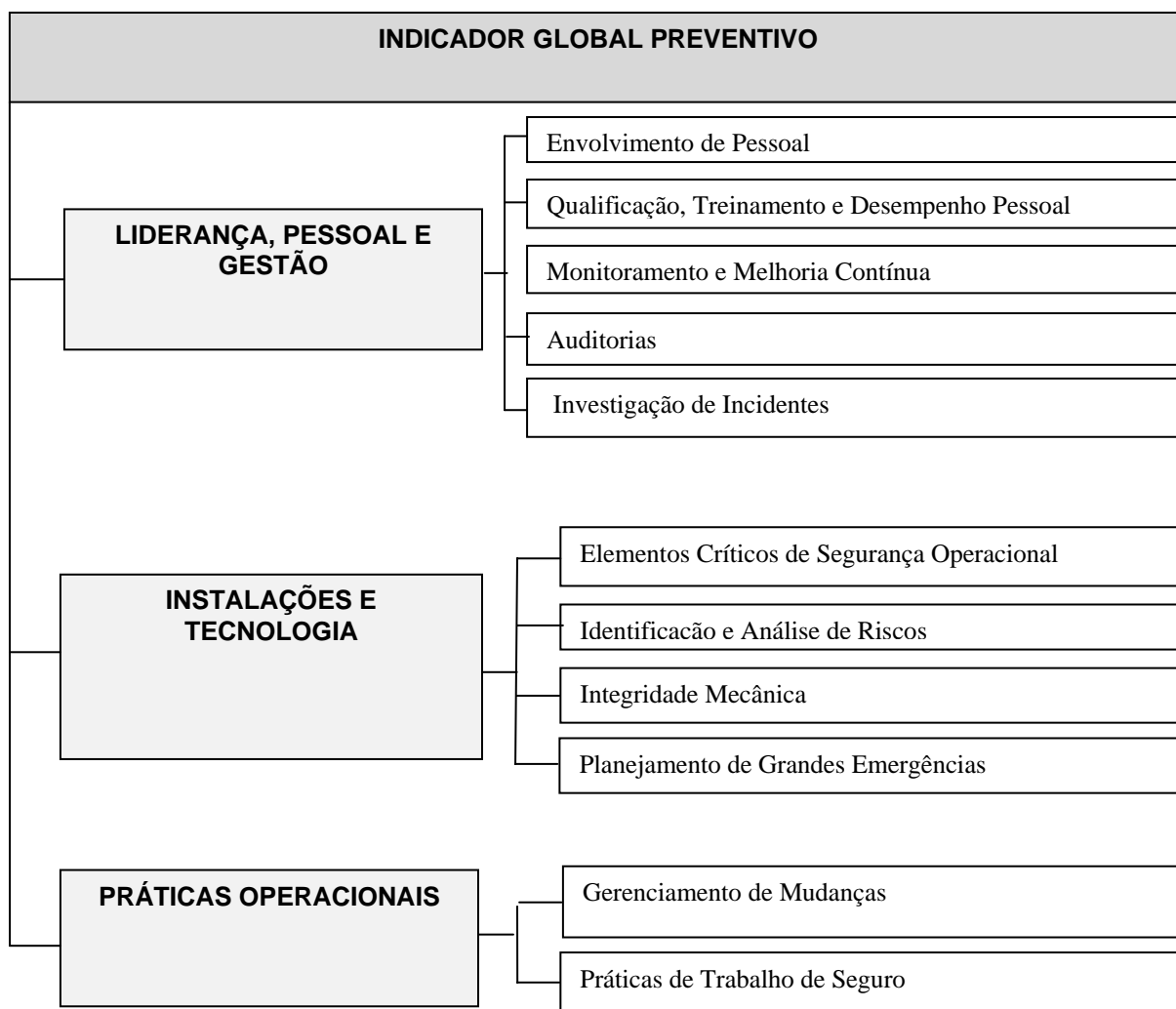


Figura 13: Esquema da aquisição do Indicador Global Preventivo através dos parâmetros e indicadores específicos identificados na pesquisa.

Considerando as características e papéis específicos, utilizou-se o agrupamento dos parâmetros relacionados às práticas em Liderança, Pessoal e Gestão, Instalações e Tecnologia e Procedimentos Operacionais tal qual estabelecido no SGSO e demonstrado na figura 13.

Assim, os indicadores com foco preventivo foram agrupados de acordo com sua tipologia e características de modo a fundamentar a sua proposição (GIANNETTI; ALMEIDA, 2006; KRAEMER, 2004) e demonstrados nas seguintes descrições:

A descrição dos indicadores com foco preventivo relativos a Liderança, Pessoal e Gestão são:

No Parâmetro Envolvimento do Pessoal: O indicador deste grupo quantifica o esforço na conscientização de segurança, comunicação dos riscos e procedimentos através da mensuração de número de horas de atividades de conscientização que alcancem os integrantes da força de trabalho direta ou indiretamente relacionados com as atividades operacionais. Os valores obtidos são normalizados pelas horas totais de trabalho da plataforma avaliada.

No Parâmetro Qualificação, treinamento e desempenho pessoal: Os indicadores deste grupo quantificam o número de horas de treinamento básico, técnico e especializado são destinados à força de trabalho lotada na plataforma. Os valores de horas de treinamento obtidos são normalizados pelas horas totais de trabalho da plataforma avaliada.

No Parâmetro Monitoramento e melhoria Contínua de Desempenho: O indicador deste grupo quantifica o nível de atendimento as metas estabelecidas pela organização de forma a garantir a melhoria contínua da segurança da unidade.

No Parâmetro Auditorias: Os indicadores deste grupo indicam a intensidade de avaliação do sistema de gestão implementado na unidade, da eficácia dos procedimentos dos operadores na eliminação dos desvios identificados nas auditorias e do esforço da administração no cumprimento dos prazos para a eliminação dos desvios identificados nas atividades de auditoria.

No parâmetro Investigações de Incidentes: Os indicadores deste grupo quantificam o nível de incidentes investigados frente aos incidentes registrados pela administração da unidade, bem como do esforço da administração no cumprimento dos prazos estabelecidos para a implementação das ações corretivas/preventivas identificadas nas investigações de incidentes conduzidas pela administração da unidade.

A descrição dos indicadores com foco preventivo relativos a Instalações e Tecnologia são:

No Parâmetro Identificação e Análise de Riscos: Os indicadores deste grupo quantificam o comprometimento da administração na implementação das recomendações oriundas das Análises de Risco da plataforma, bem como da resistência da administração na adoção de salvaguardas oriundas das Análises de Risco.

No Parâmetro Integridade Mecânica e Sistemas Críticos de Segurança: Os indicadores deste grupo estão relacionados aos testes dos principais sistemas

críticos de segurança operacional²⁶ de forma a permitir a avaliação de quão confiáveis estão no sentido de identificar de maneira rápida os desvios operacionais e, no caso de eventos de LOPC, que as consequências possam ser minimizadas e que seja prevenindo o escalonamento ou agravamento para grandes acidentes.

No Parâmetro Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências: O indicador deste grupo apresenta a aplicação da administração em simular os cenários incidentais identificados nas Análises de Risco da plataforma.

A descrição dos indicadores com foco preventivo relativos a Procedimentos Operacionais são:

No Parâmetro Gerenciamento de mudanças: Os indicadores deste grupo quantificam a criticidade das mudanças aplicadas na plataforma, bem como a complexidade dos procedimentos do operador para o gerenciamento destas mudanças. Também avalia a aplicação de ferramentas de avaliação de riscos para a implementação das mudanças, bem como o nível de mudanças temporárias adotadas na plataforma.

No Parâmetro Práticas de trabalho seguro: Os indicadores deste grupo avaliam a intensidade da aplicação de procedimentos de permissão de trabalho, bem como a aplicação de ferramentas de avaliação de riscos na aplicação destes procedimentos.

²⁶ Segundo ANP (2007), um Sistema Crítico de Segurança Operacional é qualquer sistema de engenharia que tenha sido projetado para manter a Instalação dentro dos limites operacionais de segurança, parar total ou parcialmente a Instalação ou um processo, no caso de uma falha de segurança operacional ou reduzir a exposição humana às consequências de eventuais falhas.

2.3.2. Levantamento de indicadores com foco reativo

Os eventos acidentais classificados como catastróficos, que implicam na morte de várias pessoas, severos impactos ambientais e demais danos às empresas e à indústria de petróleo ocorrem raramente, não permitindo que uma análise estatística seja conduzida. Entretanto, anteriormente a estas catástrofes, eventos incidentais de menor dano (eventos precursoros) ocorrem e são bons indicadores para acompanhamento e prevenção de eventos catastróficos.

Assim, a metodologia para a obtenção de informação reativa necessita de um agrupamento de informações que englobem informações incidentais de eventos de grande impacto, mas também eventos menores, como quase-acidentes.

Para isso, da mesma forma que os indicadores preventivos, os indicadores com foco reativos foram agrupados de acordo com sua tipologia e características de modo a fundamentar a sua proposição (GIANNETTI; ALMEIDA, 2006; KRAEMER, 2004). Os grupos definidos estão representados na figura 14 foram divididos em Desvios Operacionais; Perda de Contenção Primária; Incêndios; e Abalroamentos e são demonstrados a seguir.

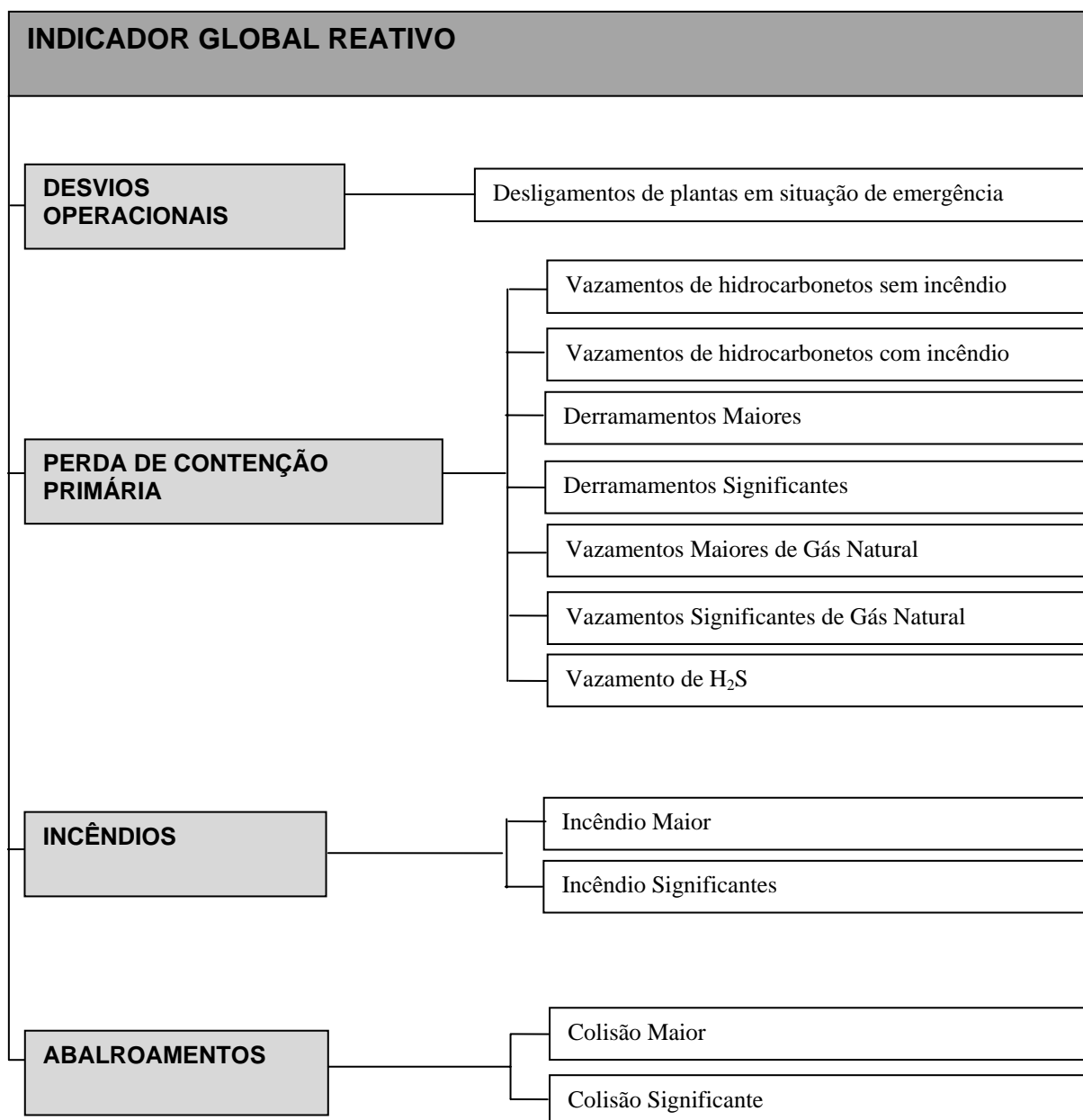


Figura 14: Esquema da aquisição do Indicador Global Reativo através dos parâmetros e indicadores específicos identificados na pesquisa

Parâmetro Desvios Operacionais: O indicador deste grupo apresenta informações acerca dos desvios operacionais que superaram os sistemas de controle existentes para a manutenção da operação da unidade dentro dos limites estabelecidos de forma a ativar os sistemas de segurança existentes para a parada da produção para que o retorno aos limites operacionais possa ser obtido.

Parâmetro Perda de Contenção Primária: Os indicadores deste grupo estão relacionados aos eventos em que há a perda de contenção de materiais perigosos,

tais como hidrocarbonetos e gás sulfídrico. Também apresenta informações acerca da proporção destes eventos em que ocorreram a ignição, além de segregar tais eventos em relação ao volume de hidrocarbonetos liberados.

Parâmetro Incêndios: Os indicadores deste grupo apresentam informações acerca dos acidentes com incêndio dentre as linhas de corte estabelecidas de acordo com suas consequências. Tais eventos incluem além dos oriundos de perda de contenção primária, os incêndios relacionados a falhas de equipamentos, falhas nos trabalhos com fontes de ignição (trabalhos a quente), dentre outros.

Parâmetro Albaroamentos: Os indicadores deste grupo quantificam os eventos de abalroamentos dentre as linhas de corte e gradações estabelecidas.

2.4. Identificação dos indicadores

Para a segurança de processos a identificação dos indicadores apoiou-se nos requisitos das práticas de gestão do SGSO, apoiando-se em programas de indicadores já estabelecidos e guias para a montagem de programas de indicadores. Tais indicadores não se limitaram apenas à simples implementação do requisito mandatório, mas também em traduzir o nível de esforço das empresas em implementar os requisitos do SGSO.

Os indicadores identificados obedeceram aos princípios estabelecidos por AIChE (2007) e AIChE (2010) que indicam os parâmetros indicados a serem considerados na composição de programas de indicadores, tais como a simplicidade no entendimento e disponibilidade, dentre outros.

2.4.1. Identificação dos indicadores preventivos

No Quadro 5 a seguir, estão demonstrados os indicadores com foco preventivo delineados para os parâmetros relacionados com as práticas de gestão do SGSO. Tal qual indicam Kraemer (2004), Penha (2004) e Vianna (2009), é pertinente demonstrar como esses indicadores podem ser calculados, indicando os respectivos fatores de composição e de que forma tais fatores são relacionados para a composição do indicador. Ainda nesta fase, alguns indicadores foram descritos com seus componentes mais relevantes.

LIDERANÇA, PESSOAL E GESTÃO			
Parâmetro	Indicador	Fatores do Indicador	Medidas
Envolvimento do Pessoal	Conscientização e Participação (CP)	Horas homem totais de atividades de conscientização(HHAC)/Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	%
Qualificação, treinamento e desempenho pessoal	Qualificação pessoal (QP)	Horas homem totais de atividades de treinamento e qualificação(HHTQ)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	%
Monitoramento e melhoria Contínua de Desempenho	Alcance de Metas (AM)	Número total de metas de segurança atingidas (NTMA)/Número total de metas de segurança estabelecidas (NTME)	%
Auditorias	Nível de avaliação (NA)	Número total de práticas do SGSO auditadas (NPGA)/17 Práticas de Gestão do SGSO	%
	Implementação de ações de auditoria (IA)	Número Total ações (preventivas/corretivas) de auditorias encerradas (NAAE)/Número Total de ações (preventivas/corretivas) abertas resultantes de auditorias (NAAA)	%
	Atendimento aos prazos de planos de ação de auditorias (AA)	Número Total ações (preventivas/corretivas) de auditorias encerradas no prazo (NAEP) / Número Total ações (preventivas/corretivas) de auditorias encerradas (NAAE)	%
Investigações de Incidentes	Nível de investigação (NI)	Número de Incidentes Investigados (NTII)/ Número total de Incidentes Registrados (NTIR)	%
	Atendimento aos planos de ação de investigações	Número Total ações (preventivas/corretivas) de investigação de incidentes encerradas no prazo (NAIE) / Número Total ações	%

	de incidentes (AI)	(preventivas/corretivas) de investigações de incidentes (NAII)	
INSTALAÇÕES E TECNOLOGIA			
Parâmetro	Indicador	Fatores do Indicador	Medidas
Identificação e Análise de Riscos	Atendimento às recomendações das análises de risco (AR)	Número de recomendações de estudos de risco atendidas (NREA)/ Número Total de recomendações de estudos de risco (NRER)	%
	Aceitação às recomendações das análises de risco (AC)	[Número Total de recomendações de análises de risco (NRER) - Número de recomendações de estudos de risco rejeitadas pela administração da unidade (NREN)]/ Número Total de recomendações de análises de risco (NRER)	%
Integridade Mecânica e Sistemas Críticos de Segurança	Testes de Sistemas de Detecção de Gases (TG)	Número de testes de detectores de gás (NEDG)/ Número Total de detectores de gás disponíveis (NTDG)	%
	Testes de Sistemas de Detecção de Fogo (TF)	Número de testes de detectores de fogo (NEDF)/Número Total de detectores de fogo disponíveis (NTDF)	%
	Testes de Acionamento de ESDVs (TE)	Número de testes de acionamento de válvulas SDV (NEVS)/ Número Total de válvulas SDV disponíveis (NTVS)	%
	Testes de BDVs (TV)	Número de testes de acionamento de válvulas BDV (NEBD)/ Número Total de válvulas BDV disponíveis (NTBD)	%
	Testes de PSVs (TP)	Número de testes de acionamento de válvulas PSV (NEPS)/ Número Total de válvulas PSV disponíveis (NTPS)	%

	Testes de Sistemas de dilúvio (TD)	Número de Testes de sistemas de dilúvio/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número de Testes /horas
	Testes de Partida de bombas de incêndio (TB)	Número de testes de partida automática de bombas de combate a incêndio (NEBI)/ Número de bombas de combate a incêndio disponíveis (NTBI)	%
Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências	Simulação de Cenários acidentais (SC)	Número de Simulados de emergência (NTSE)/ Número de cenários acidentais contemplados no Plano de emergência da Unidade (NTCA)	%
PRÁTICAS OPERACIONAIS			
Parâmetro	Indicador	Fatores do Indicador	Medidas
Gerenciamento de mudanças	Avaliação de riscos no gerenciamento de mudanças (AM)	Número de análises de risco para o gerenciamento de mudanças (NAGM)/ Número Total de procedimentos de gerenciamento de mudanças abertos (NTGM)	%
	Gerenciamento de mudanças temporárias (MT)	Número de procedimentos de gerenciamento de mudanças temporárias abertos (NTMT)/ Número Total de procedimentos de gerenciamento de mudanças abertos (NTGM)	%
Práticas de trabalho seguro	Permissões de Trabalho (PT)	Número de Permissões de Trabalho abertas (NPTA)/ Horas Homem Totais de trabalho na unidade (HHTT)	Número/hora
	Avaliação de riscos na Permissão de trabalho (AP)	Número de análises de risco para o permissões de trabalho (NAPT)/ Número de Permissões de Trabalho abertas (NPTA)	%

Quadro 5: Indicadores específicos preventivos

2.4.2. Identificação dos indicadores reativos

No Quadro 6 a seguir estão demonstrados os indicadores com foco reativo delineados para a aquisição das informações reativas de eventos incidentais.

DADOS REATIVOS			
Parâmetro	Indicador	Fatores do Indicador	Medidas
Desvios Operacionais	Desligamentos de plantas em situação de emergência (DP)	Número de <i>Emergency Shutdowns</i> (ESD) ocorridos na unidade (NESD)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
Perda de Contenção primária	Vazamentos de hidrocarbonetos sem incêndio (VH)	Vazamentos de hidrocarbonetos com ocorrência de incêndios (VHCI)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
	Vazamentos de hidrocarbonetos com incêndio (VC)	Vazamentos de hidrocarbonetos com ocorrência de incêndios (VHCI)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
	Derramamentos Maiores (DM)	Vazamento Maior em sistemas de produção de subsuperfície, dutos, risers, linhas, monobóias e mangotes.(VMSS)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
	Derramamentos Significantes (DS)	Vazamento Significante em sistemas de produção de subsuperfície, dutos, <i>risers</i> , linhas, monobóias e mangotes (VSSS)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora

	Vazamentos Maiores de Gás Natural (VM)	Vazamento Maior de gás natural (VMGN)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
	Vazamentos Significantes de Gás Natural (VS)	Vazamento Significante de gás natural (VSGN)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
	Vazamento de H ₂ S (VG)	Vazamento de H ₂ S (VZHS) / Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
Incêndios	Incêndio Maior (IM)	Incêndio Maior (INMA)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
	Incêndio Significante (IS)	Incêndio Significante (INSI)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
Abalroamentos	Colisão Maior (CM)	Colisão Maior (COMA)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora
	Colisão Significante (CS)	Colisão Significante (COSI) / Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número/hora

Quadro 6: Indicadores específicos Reativos

2.5. A normalização dos indicadores

Como o objetivo da análise dos indicadores supracitados é a composição de indicadores globais para a comparação de desempenho entre as empresas e plataformas, há a necessidade de transformar os indicadores específicos em dados comparáveis e adicionáveis, ou seja, transferir os dados de escalas e medidas (unidades) diferentes para dados em mesma escala e adimensionais. Para tal, adotou-se o processo de normalização dos indicadores específicos por

reescalonamento (Min-Max), tal qual indicado por OECD apud Carvalho (2009), conforme demonstrado na equação 1.

Esta metodologia é utilizada pela Organização das Nações Unidas (ONU) na composição do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) (ONU, 2011) para a comparação de dados entre delimitações geográficas e garante que os indicadores sejam reajustados de forma a apresentarem dados no intervalo [0,1] e que sejam comparáveis entre si para que possam compor um indicador global.

$$\bar{X}_w^{i,j} = \frac{X_w^{i,j} - \min(X_w^{i,j})}{\max(X_w^{i,j}) - \min(X_w^{i,j})} \quad (1)$$

Sendo:

i : plataforma

j : empresa

w : índice do indicador específico $X_w^{i,j}$: indicador específico w

$\bar{X}_w^{i,j}$: indicador normalizado oriundo do indicador específico Xw

$\min(X_w^{i,j})$: valor mínimo do indicador específico w entre todas as plataformas

$\max(X_w^{i,j})$: valor máximo do indicador específico w entre todas as plataformas

2.6. A priorização dos indicadores específicos

Para a priorização entre indicadores concorrentes utilizou-se o procedimento indicado em São José (2010) que apresenta uma associação entre métodos qualitativos e quantitativos de priorização e seleção de alternativas. No entendimento de Matarazzo apud São José (2010) as avaliações separadas em critérios permitem o alcance da importância de cada indicador.

Assim, para a avaliação proposta neste texto foi estabelecida uma matriz de priorização composta por colunas e linhas, sendo que para a posição de colunas foi descrita a estrutura dos indicadores específicos e para as linhas foram alocadas as notas e pesos (vide Anexo A). Os pesos representam a relevância da informação obtida a partir do indicador no contexto do parâmetro monitorado. As notas

representam a relevância do indicador no contexto de segurança de processos para a composição do indicador global.

Desta forma, as notas e pesos têm relação direta com a importância do indicador no contexto do indicador global, ou seja, quanto maior estes fatores, maior a importância relativa de um indicador específico em comparação aos demais indicadores comparados. Além disso, segundo Martini, Figueiredo e Gusmão (2005), a associação de pesos e notas evita uma dispersão elevada de resultados em função da subjetividade na valoração das variáveis analisadas.

Os pesos e notas foram obtidos com o uso de linhas matriciais formuladas a partir da simplificação dos critérios indicados por François apud São José (2010) para a adequação do uso no escopo regulatório. Esta simplificação foi feita de forma a considerar apenas o relacionamento entre o indicador e o objetivo da regulação de segurança no foco de segurança de processos.

Desta forma, foram então utilizados notas e pesos descritos nas tabelas 1 e 2 que, após a avaliação de nove representantes da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) da ANP, foram ponderadas para a atribuição da importância relativa de cada indicador específico.

Tal matriz também incorporou a metodologia de soma ponderada (FREEMAN, 1990), obedecendo a seguinte ordem para sua elaboração: listaram-se os indicadores específicos a serem priorizados em um mesmo nível de significância; estimou-se a nota de cada alternativa, tal qual estabelecido na Tabela 1; estimou-se o peso relativo a cada alternativa, tal qual estabelecido na Tabela 2; calculou-se o valor da soma ponderada dos produtos entre notas e pesos.

Os especialistas em regulação da SSM-ANP que opinaram acerca da importância relativa dos indicadores são profissionais com formações diversas em ramos de engenharia e formação complementar em risco, sistemas de gestão e auditoria, sendo que alguns participaram da elaboração do SGSO. Todos executam atividades relacionadas com a verificação da correta aplicação deste sistema de gestão, atuando na condução de auditorias do SGSO e investigações de incidentes nas plataformas escopo deste trabalho.

Na busca de alcançar a maior eficiência nesse processo os indicadores específicos foram apresentados de forma mais simples e objetiva possível (Anexo I) para que as informações pertinentes a esses indicadores não fossem, de algum modo, influenciadas pelo sentimento do avaliador no momento da priorização.

Segundo Øien apud Carvalho (2009) a metodologia de avaliação por especialistas é o método predominantemente utilizado na determinação de pesos relativos entre indicadores.

Tabela 1: Notas para avaliações dos critérios (MATARAZZO apud SÃO JOSÉ, 2010), adaptado pelo autor

Critérios	Nota	Justificativa
Não relevante	1,0 a 2,5	O indicador proposto não tem relevância na composição do indicador global
Baixa relevância	2,6 a 5,0	O indicador proposto tem pouca relevância na composição do indicador global
Média relevância	5,1 a 7,5	O indicador proposto é relevante na composição do indicador global
Alta relevância	7,6 a 10	O indicador proposto é muito relevante na composição do indicador global

Tabela 2: Pesos para as avaliações dos critérios (MATARAZZO apud SÃO JOSÉ, 2010), adaptado pelo autor

Critérios	Pesos	Justificativa
Pouco relevante	1,0	O indicador fornece informações subjetivas ou tem histórico de baixa severidade
Relevante	3,0	O indicador fornece informações objetivas com severidade considerável
Muito relevante	5,0	O indicador fornece informações objetivas e com alta severidade

A partir dos valores ponderados para cada indicador específico, obtém-se sua importância no contexto dos demais indicadores através da relação estabelecida na equação 2.

$$V^{X_w} = \frac{\sum_{a=1}^a n_{X_w} * p_{X_w}}{\sum_{a=1}^a \sum_w^z n_{X_w} * p_{X_w}} \quad (2)$$

Sendo:

V^{X_w} : Coeficiente percentual de contribuição atribuído ao indicador específico dentro da priorização realizada para o respectivo segmento;

a : número de avaliadores

w : índice do indicador específico

z : número de indicadores específicos no Indicador Global

n_{X_a} : nota atribuída pelo avaliador n ao indicador X_a

p_{X_a} : peso atribuído pelo avaliador n ao indicador X_a

Assim, após o cômputo das respectivas ponderações, cada indicador recebeu através do uso da equação 2 um percentual de importância V^{X_w} dentro do respectivo escopo (preventivo ou reativo).

2.7. A identificação de Indicadores Globais

Para o alcance da informação condensada na forma de indicadores globais, diversas etapas são necessários e estão descritas ao longo do presente texto. A Figura 15 resume as atividades indicadas na presente metodologia.

Após a aquisição e tratamento de dados relativos a processos ou eventos estratégicos frente ao escopo estudado, obtém-se os indicadores específicos. Como estas medidas apresentam uma diversidade de unidades e limites, torna-se necessária a aplicação do procedimento de normalização de forma a adquirir indicadores normalizados e adimensionais que possam ser adicionados entre si. Por fim, após a priorização dos indicadores através das avaliações de especialistas e ponderação de notas e pesos, somam-se as contribuições dos indicadores individuais para a aquisição do indicador global utilizando a agregação por adição.



Figura 15: Resumo da aplicação da metodologia para a aquisição dos indicadores globais a partir das informações de segurança

As variáveis preventivas e reativas foram incorporadas, respectivamente, ao Indicador Global Preventivo (IGPRV) e ao Indicador Global Reativo (IGRTV) através de um somatório, de acordo com a equação 3.

$$IG_{i,j} = \sum_{n=1}^n V^{X_w} * \bar{X}_w^{i,j} \quad (3)$$

Sendo:

IG : Indicador Global do respectivo segmento para a plataforma i da empresa j

V^{X_w} : Coeficiente percentual de contribuição atribuído ao indicador específico dentro da priorização realizada para o respectivo segmento;

$\bar{X}_w^{i,j}$: indicador normalizado oriundo do indicador específico X_w

n : número de indicadores específicos do respectivo segmento

3. RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES

3.1. Análise dos resultados da priorização do segmento preventivo

A Tabela 3 demonstra os valores do resultado do somatório da matriz de priorização e da contribuição de cada indicador para o foco preventivo obtida após a ponderação dos resultados das avaliações acerca da importância relativa dos indicadores específicos utilizando a metodologia já explicitada.

Tabela 3: Resultado da priorização dos indicadores preventivos

	Indicador Priorizado	Resultado	Coefficiente (V^{X_w}) em %
1	Atendimento às recomendações das análises de risco	367,0	6,35
2	Avaliação de riscos no gerenciamento de mudanças	324,0	5,61
3	Testes de Acionamento de ESDVs	323,2	5,60
4	Testes de PSVs	323,2	5,60
5	Testes de BDVs	322,0	5,58
6	Testes de Sistemas de Detecção de Fogo	317,3	5,49
7	Testes de Sistemas de Detecção de Gases	317,0	5,49
8	Avaliação de riscos na Permissão de trabalho	284,5	4,93
9	Qualificação pessoal	283,1	4,90
10	Testes de Partida de bombas de incêndio	280,6	4,86
11	Testes de Sistemas de dilúvio	273,3	4,73
12	Implementação de ações de auditoria	263,1	4,56
13	Atendimento aos planos de ação de investigações de incidentes	258,5	4,48
14	Conscientização e Participação	248,8	4,31
15	Aceitação às recomendações das análises de risco	367,0	3,90
16	Gerenciamento de mudanças temporárias	219,0	3,79
17	Simulação de Cenários acidentais	215,0	3,72
18	Nível de investigação	214,0	3,71
19	Alcance de Metas	212,7	3,68
20	Atendimento aos prazos de planos de ação de auditorias	180,6	3,13
21	Nível de avaliação	172,5	2,99
22	Permissões de Trabalho	150,0	2,60
	Total	5775,1	100

Os resultados obtidos permitiram observar a importância relativa dos grupos identificados na metodologia apresentada no foco preventivo, tal qual apresentado na figura 16. Observa-se que a ênfase do processo de melhoria está focada no grupo de Instalações e Tecnologia, grupo que engloba o gerenciamento de riscos e a garantia da confiabilidade de sistemas e equipamentos críticos de segurança operacional.



Figura 16: Comparação de importância de grupos preventivos após a priorização

Quando verificamos a divisão dos grupos a nível dos indicadores específicos é possível verificar a importância em valor percentual para cada indicador dentro dos respectivos grupos, tal qual demonstram as figura 17, 18 e 19.

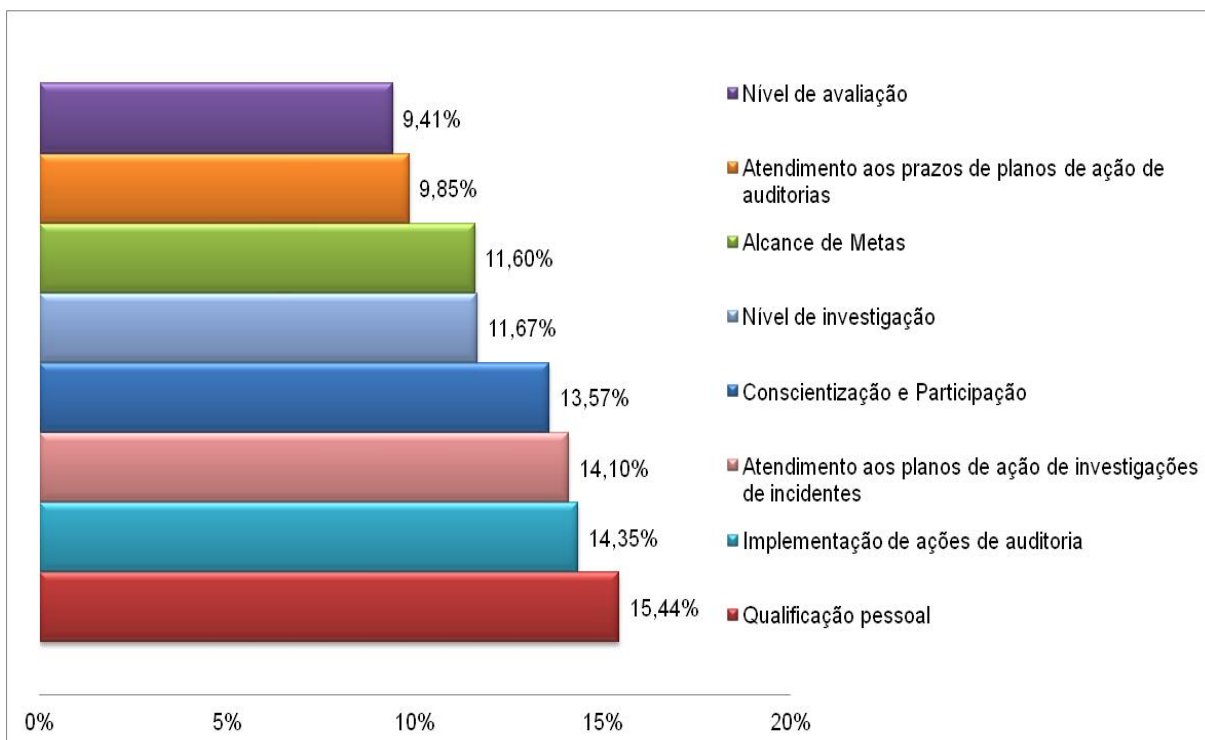


Figura 17: Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Liderança, Pessoal e Gestão

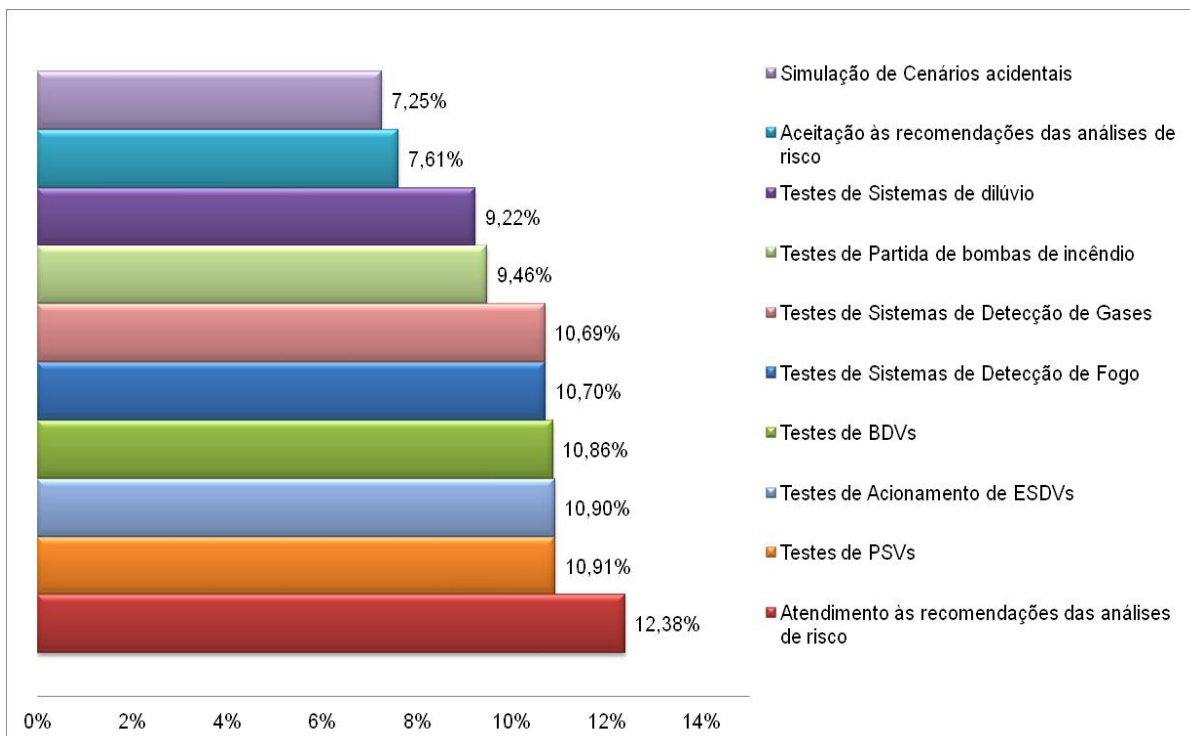


Figura 18: Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Instalações e Tecnologia

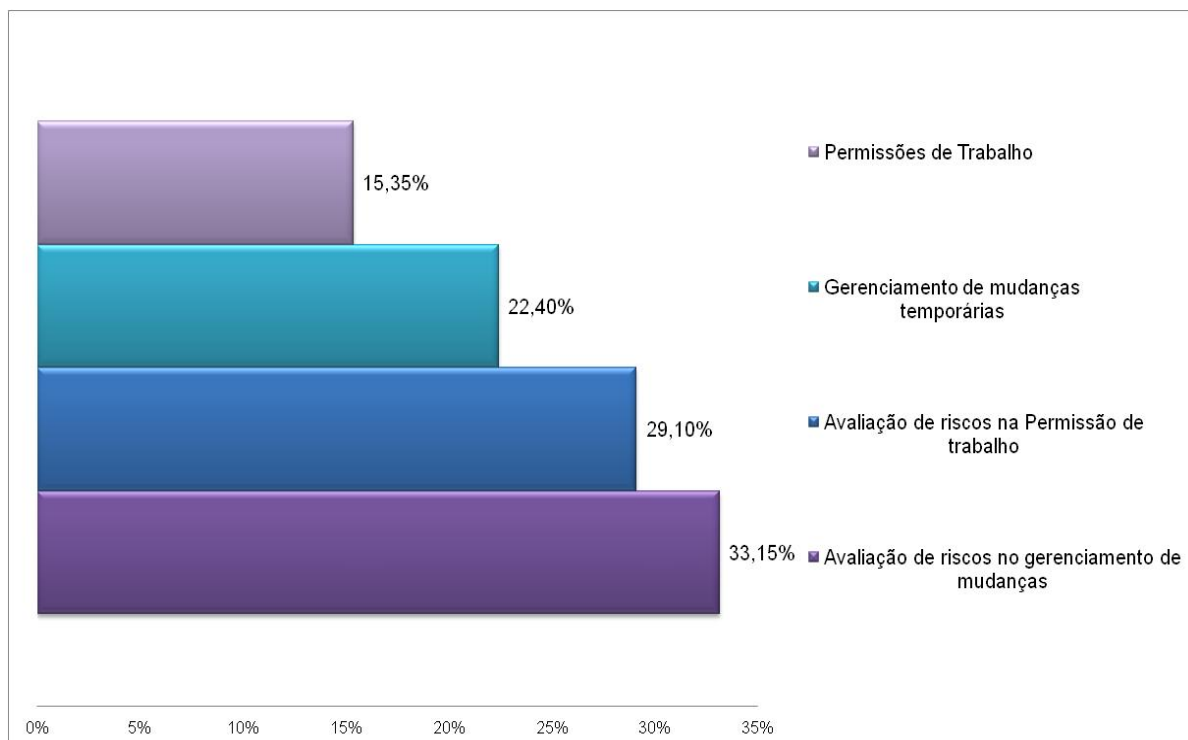


Figura 19: Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Práticas Operacionais

Para a constituição do indicador global foi utilizada a equação 3 apresentada no capítulo anterior, partindo da aquisição dos indicadores específicos, a normalização dos valores obtidos, ponderando utilizando os valores V^{X_w} e agregando os dados por adição, de forma a unir as informações de cada indicador específico e obter os resultados do IGPRV.

A partir da priorização de indicadores específicos foi possível aplicar frente a dados reais do ano de 2011 relativos a 67 plataformas de produção no mar para a verificação prática dos resultados. Para as observações os dados obtidos foram divididos em quartis e com a demonstração dos valores médios.

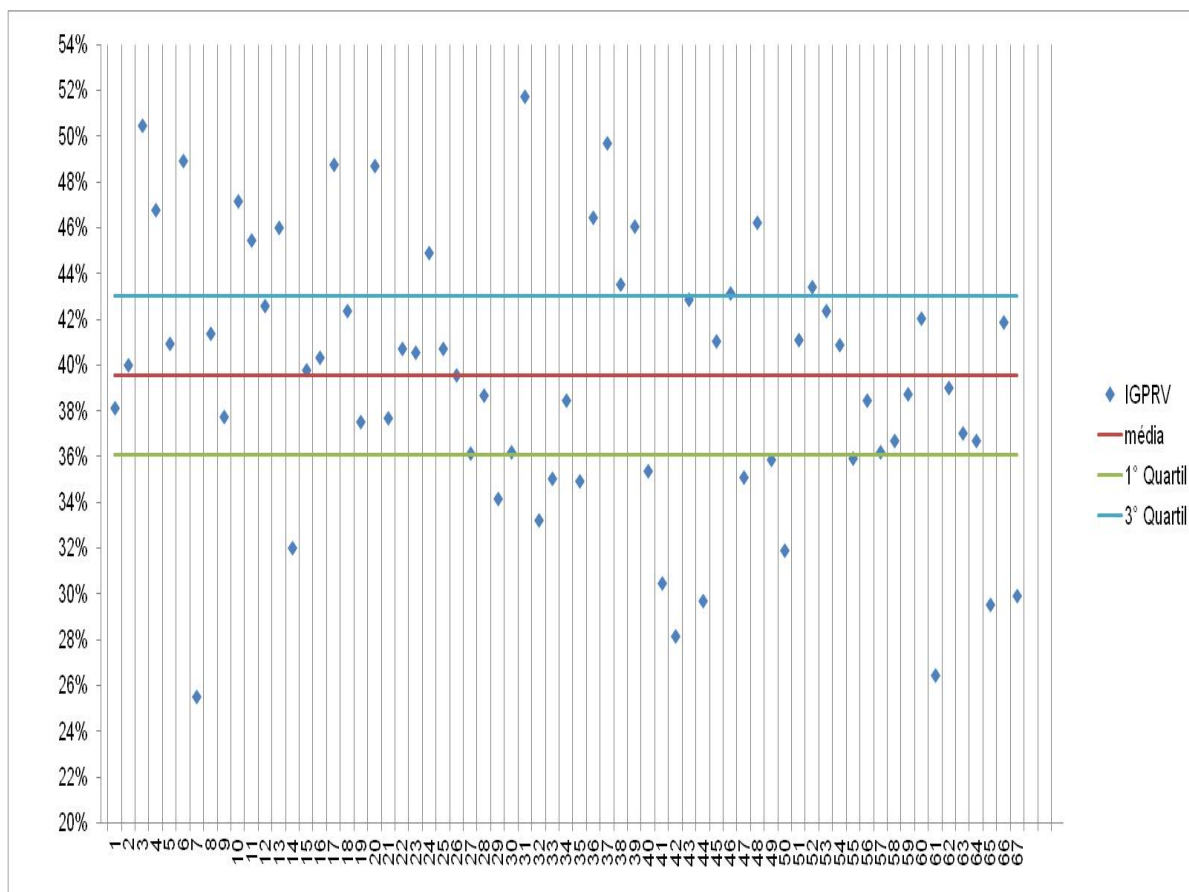


Figura 20: Indicador Global Preventivo (IGPRV) para 67²⁷ plataformas de produção no ano de 2011

Os dados levantados com o IGPRV permitem a avaliação de acordo com a média de valores ou metas estabelecidas. Através da análise dos grupos identificados na pesquisa, permite-se identificar os segmentos que necessitam de maior atenção tal como pode ser verificado nas figuras 21 e 22.

²⁷ As empresas e plataformas não foram identificadas por questões de confidencialidade.

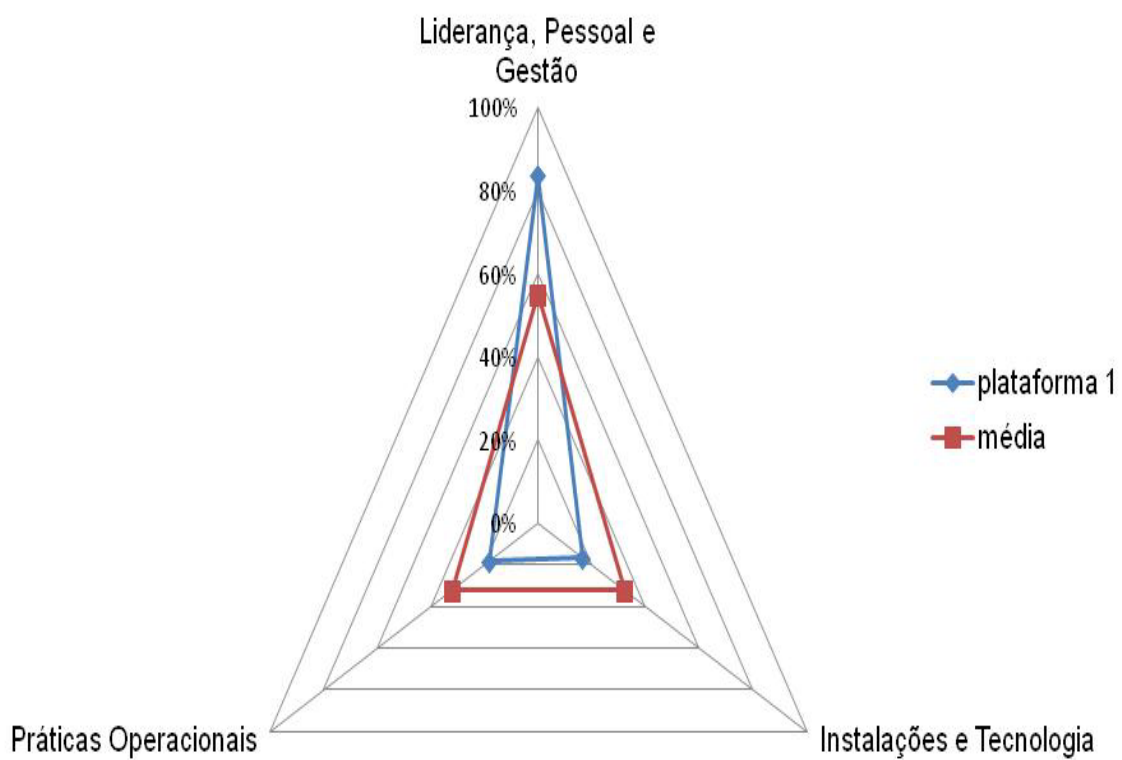


Figura 21: Resultados dos grupos preventivos para a plataforma 1

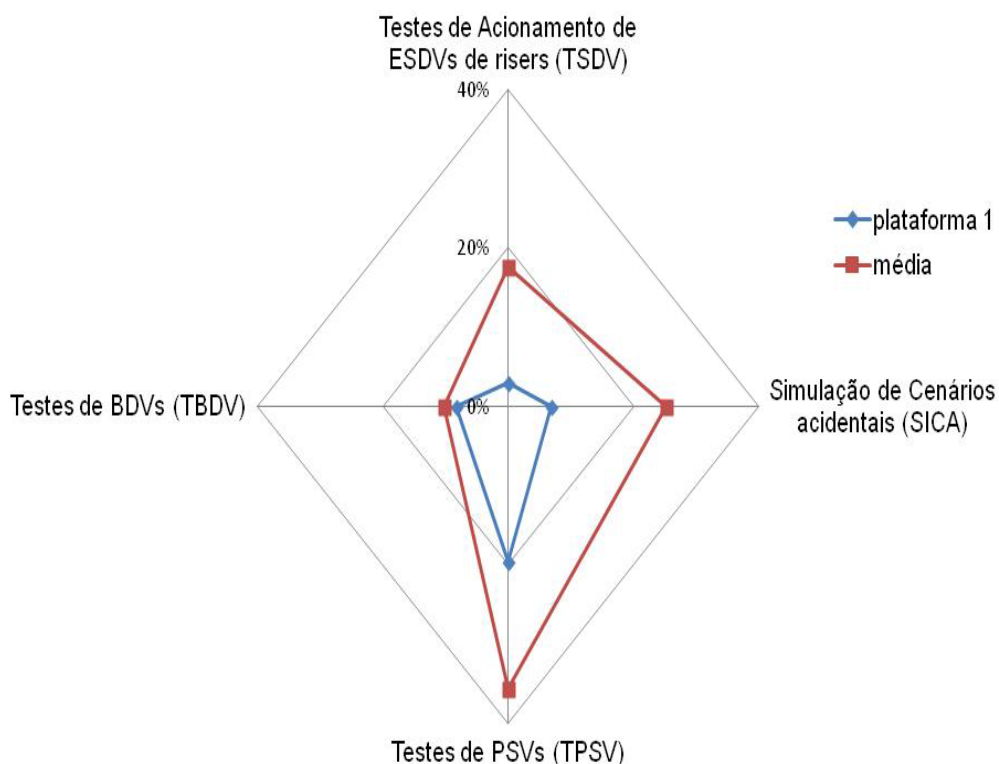


Figura 22: Resultados de parte dos indicadores específicos do grupo preventivo de Instalações e Tecnologia para a plataforma 1

Na figura 21 observa-se que para a plataforma 1 os resultados dos grupos de Instalações e Tecnologia e Práticas Operacionais são abaixo da média das demais plataformas, o que acaba por influenciar negativamente o desempenho da referida plataforma.

Já na figura 22, quando observamos o grupo indicadores específicos de Instalações e Tecnologia, identificam-se os indicadores que apresentam valores abaixo da média, o que facilita a identificação de fragilidades quando comparado o gerenciamento da plataforma 1 com as demais plataformas analisadas.

Tal análise pode ser expandida para as empresas de petróleo ao se obter os valores médios dos dados preventivos das plataformas de cada empresa tal qual mostram as figuras 23 e 24.

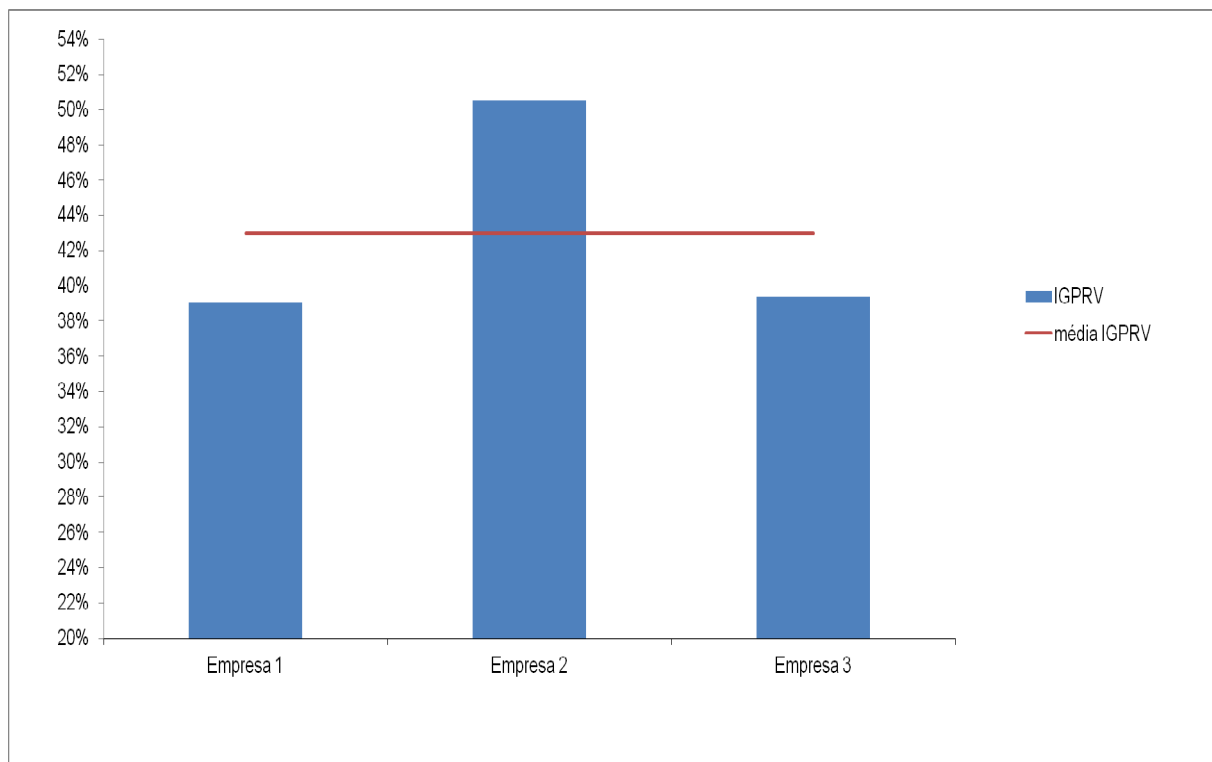


Figura 23: Indicador Global Preventivo (IGPRV) para três empresas de petróleo no ano de 2011

A figura 23 demonstra a possibilidade de se identificar as diferenças no esforço de implementação do SGSO e permite estabelecer uma comparação entre as práticas adotadas nas diferentes empresas. Nos dados obtidos observa-se que a empresa 2 possui um valor médio do IGPRV maior que as demais duas empresas comparadas, o que demonstra um melhor desempenho global, permitindo criar um ponto de referência na busca da melhoria futura do desempenho das empresas 1 e 3.

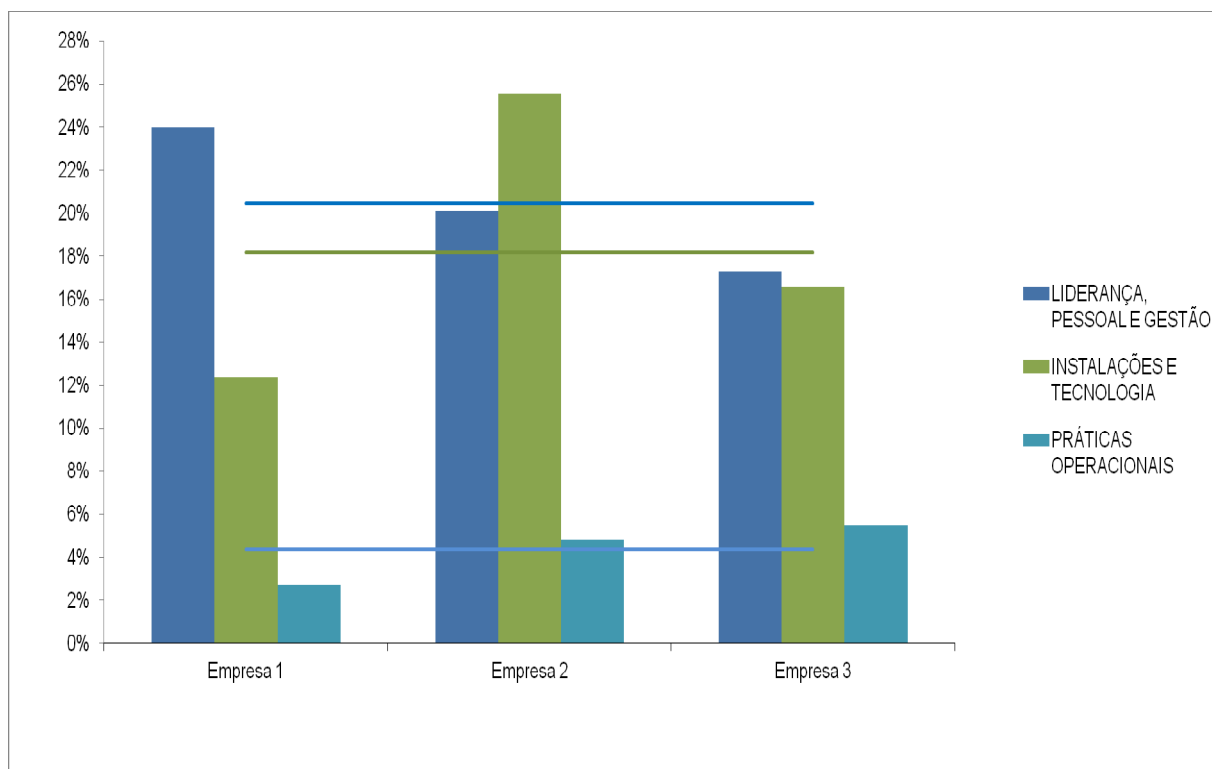


Figura 24: Contribuições dos três grupos para os dados médios de três empresas de petróleo no ano de 2011

Por outro lado, a figura 24 demonstra que pode-se detalhar quais os grupos de indicadores preventivos apresentam desempenho abaixo da média da indústria, representada pelas linhas nas cores dos respectivos grupos, permitindo posteriormente, tal qual foi feito na figura 22, obter-se os indicadores individuais de pior resultado.

3.1.1. Considerações acerca dos resultados do segmento preventivo

Observando a figura 20 relativa ao IGPRV obtido para 67 diferentes plataformas foi possível comparar os diferentes gerenciamentos de risco, estabelecendo níveis de implementação de práticas do SGSO. Utilizando o conceito de quanto maior melhor, o valor máximo obtido com a plataforma de número 31 foi 51,78% e o pior desempenho foi obtido junto à plataforma de número 7 com 25,54%, aproximadamente a metade do maior valor. A média do IGPRV obtida foi de 39,52% e o desvio padrão foi de 5,93%, verificando-se uma boa flutuabilidade dos dados.

Observa-se que a metodologia de reescalonamento utilizada para a normalização dos dados tende a reforçar os comportamentos extremos, tal qual indica a referência (OECD, 2008). Tal comportamento aparenta ser adequado a medida que a metodologia proposta intenciona identificar posturas inadequadas ou insuficientes, que podem ser facilmente identificadas pelos valores correlacionados com os piores e melhores desempenhos.

Desta forma, e tal qual explicitado nas figuras 21, 22, 23 e 24, identificam-se os comportamentos abaixo de médias ou metas que apontam a necessidade de complemento na atuação pró-ativa de implementação da referida boa prática de gestão, ou seja, demandam atenção acerca da coerência do gerenciamento dos riscos e aderência aos requisitos do SGSO.

Em outro foco, a valorização dos comportamentos acima da média obtidos pela utilização do método de normalização também pode ser propícia para a identificação de boas práticas de gestão adotadas para as plataformas, servindo como parâmetro para a melhoria futura das plataformas e empresas que apresentam nesta representação um comportamento abaixo da média. Isso permite à gestão regulatória um olhar mais próximo que facilita a identificação de boas ou melhores práticas no gerenciamento do risco na indústria brasileira.

Neste sentido há espaço para uma política de melhoria contínua através da comparação entre os dados de empresas e plataformas identificando fraquezas individualizadas através da comparação dos diferentes gerenciamentos baseados na implementação do mesmo requisito estipulado pelo SGSO.

3.2. Análise dos resultados da priorização do segmento reativo

A partir dos resultados das avaliações acerca da importância relativa dos indicadores específicos utilizando a metodologia anteriormente citada e utilizada para a obtenção do IGPRV foram gerados os valores de contribuição de cada indicador para o foco reativo tal qual demonstrado no Tabela 4.

TABELA 4: Resultado da priorização dos indicadores reativos

	Indicador Priorizado	Resultado	Coefficiente (V^{X_w}) em %
1	Vazamento de H ₂ S	420,5	10,32
2	Vazamentos Maiores de Gás Natural	419,0	10,29
3	Incêndio Maior	419,0	10,29
4	Vazamentos de hidrocarbonetos com incêndio	406,0	9,97
5	Derramamentos Maiores	405,0	9,94
6	Incêndio Significante	360,0	8,84
7	Colisão Maior	339,1	8,32
8	Vazamentos Significantes de Gás Natural	282,5	6,94
9	Derramamentos Significantes	278,0	6,82
10	Vazamentos de hidrocarbonetos sem incêndio	264,8	6,50
11	Colisão Significante	245,5	6,03
12	Desligamentos de plantas em situação de emergência	234,0	5,74
TOTAL		4073,4	100

Os resultados obtidos permitiram observar a importância relativa dos grupos identificadas na metodologia apresentada no foco reativo, tal qual apresentado na Figura 25. Observa-se que a ênfase do processo de melhoria está focada no parâmetro de Perda de Contenção Primária que engloba os resultados referentes ao escape de substâncias perigosas dos sistemas de produção.

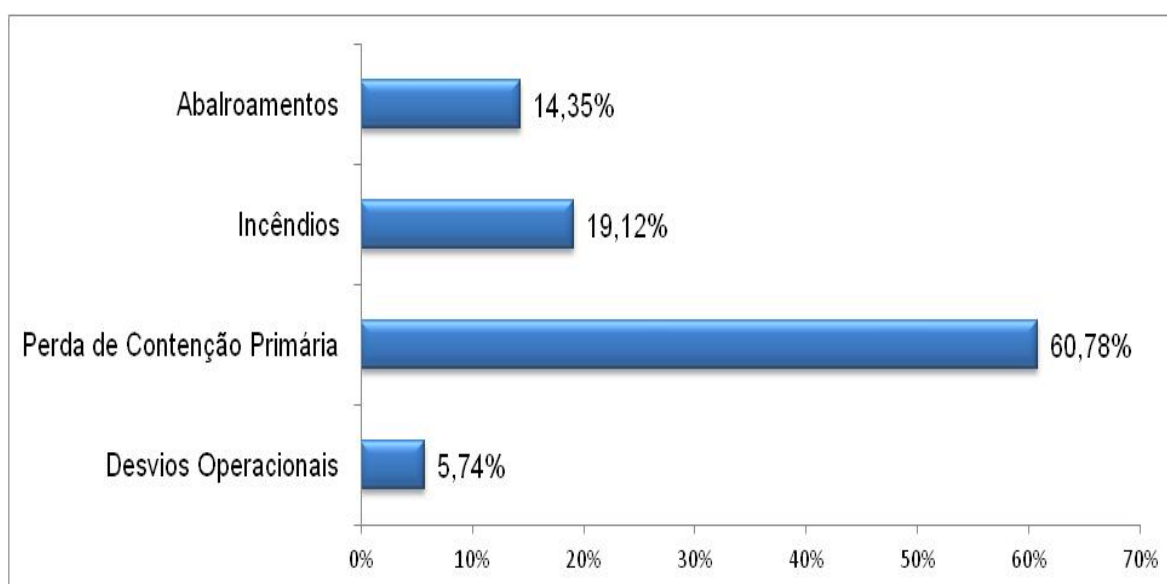


Figura 25: Comparação de importância de grupos reativos após a priorização

Quando verificamos a divisão dos parâmetros a nível dos indicadores específicos é possível verificar a importância em valor percentual para cada indicador dentro dos respectivos parâmetros que apresentam mais de um indicador específico, tal qual demonstram as figura 26, 27 e 28.

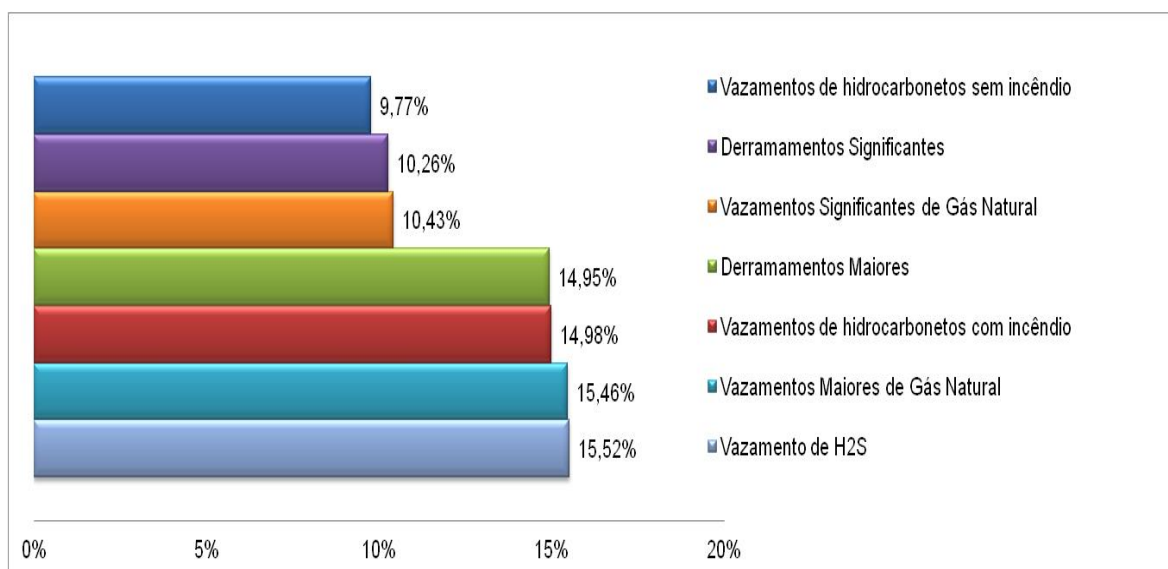


Figura 26: Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Perda de Contenção Primária

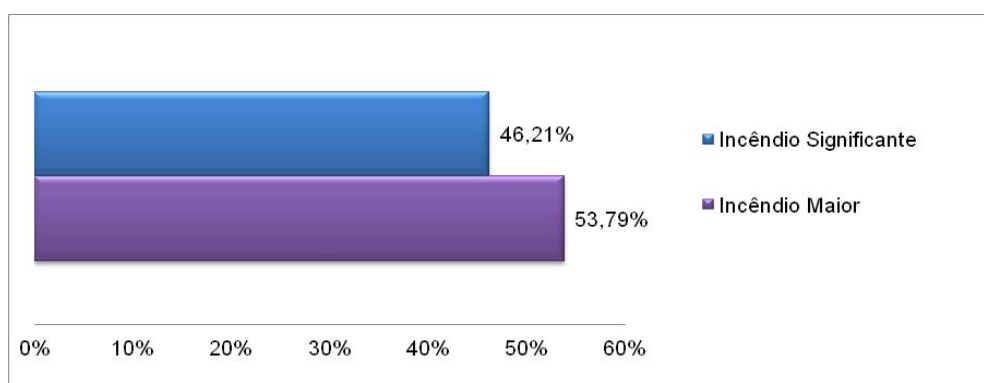


Figura 27: Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Incêndios

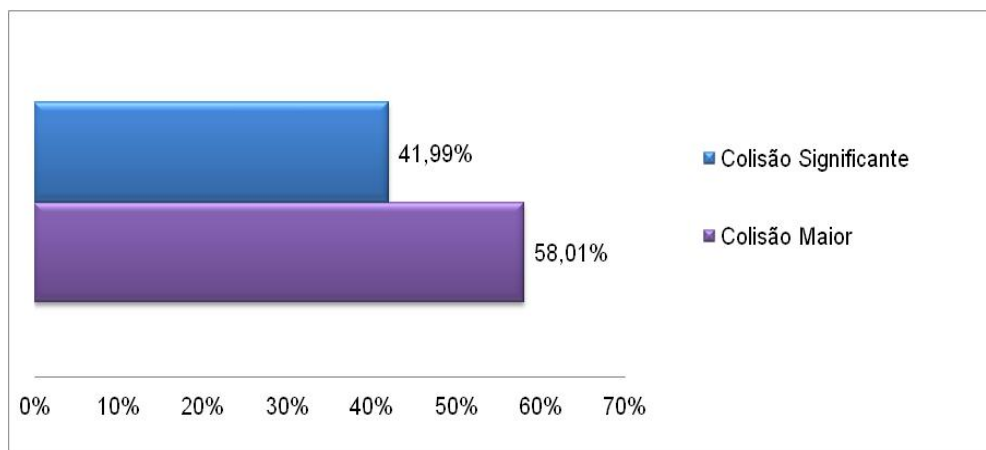


Figura 28: Contribuição dos indicadores específicos no grupo de Abalroamentos

Para a constituição do indicador global foi utilizada a equação 3 da mesma forma que do cálculo para obter IGPRV, partindo da aquisição dos indicadores específicos, a normalização dos valores obtidos, ponderando utilizando os valores V^{X_w} e agregando os dados por adição de forma a unir as informações de cada indicador específico e obter os resultados do IGRTV.

A partir da priorização de indicadores específicos foi possível aplicar frente a dados reais do ano de 2011 relativos a 67 plataformas de produção no mar para a verificação prática dos resultados. Para as observações os dados obtidos foram divididos em quartis e com a demonstração dos valores médios.

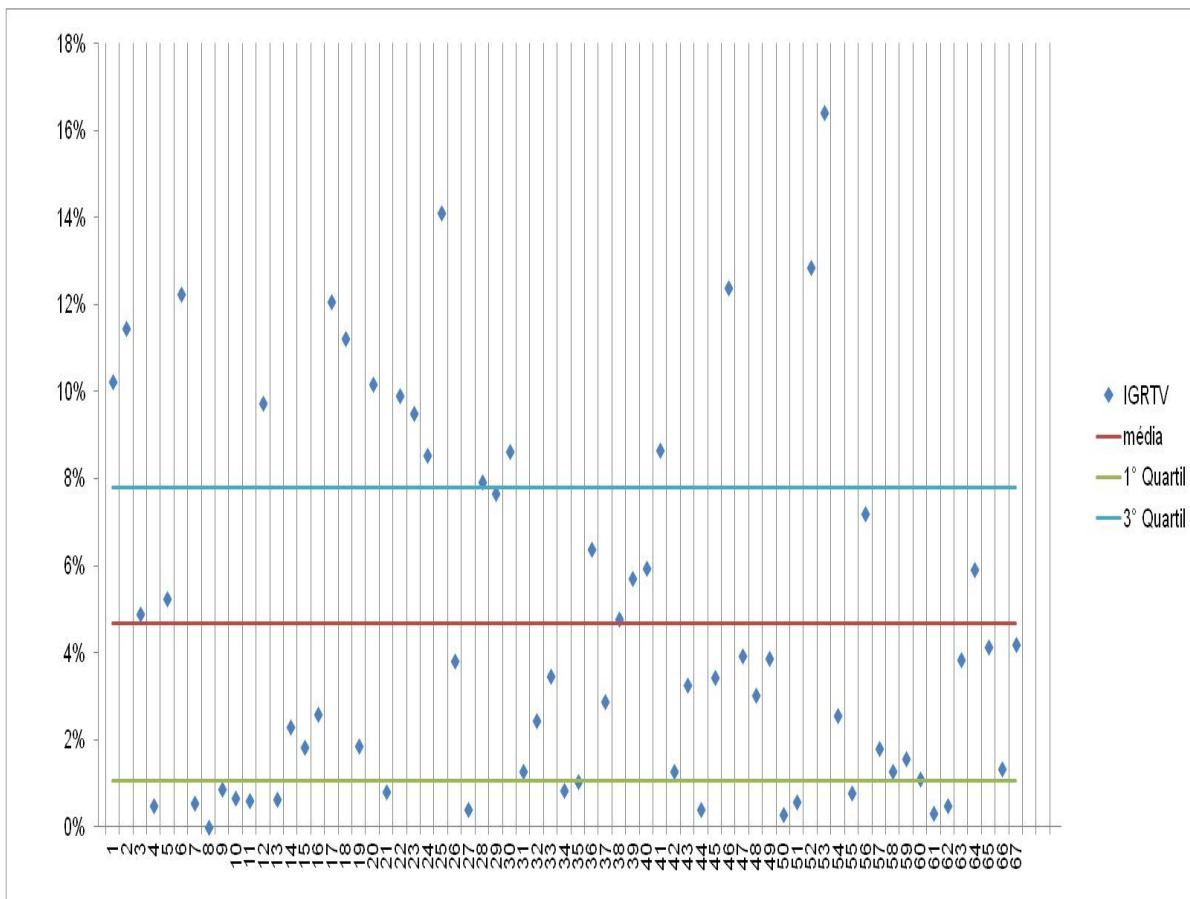


Figura 29: Resultado do Indicador Global Reativo (IGRTV) para 67 plataformas de produção no ano de 2011

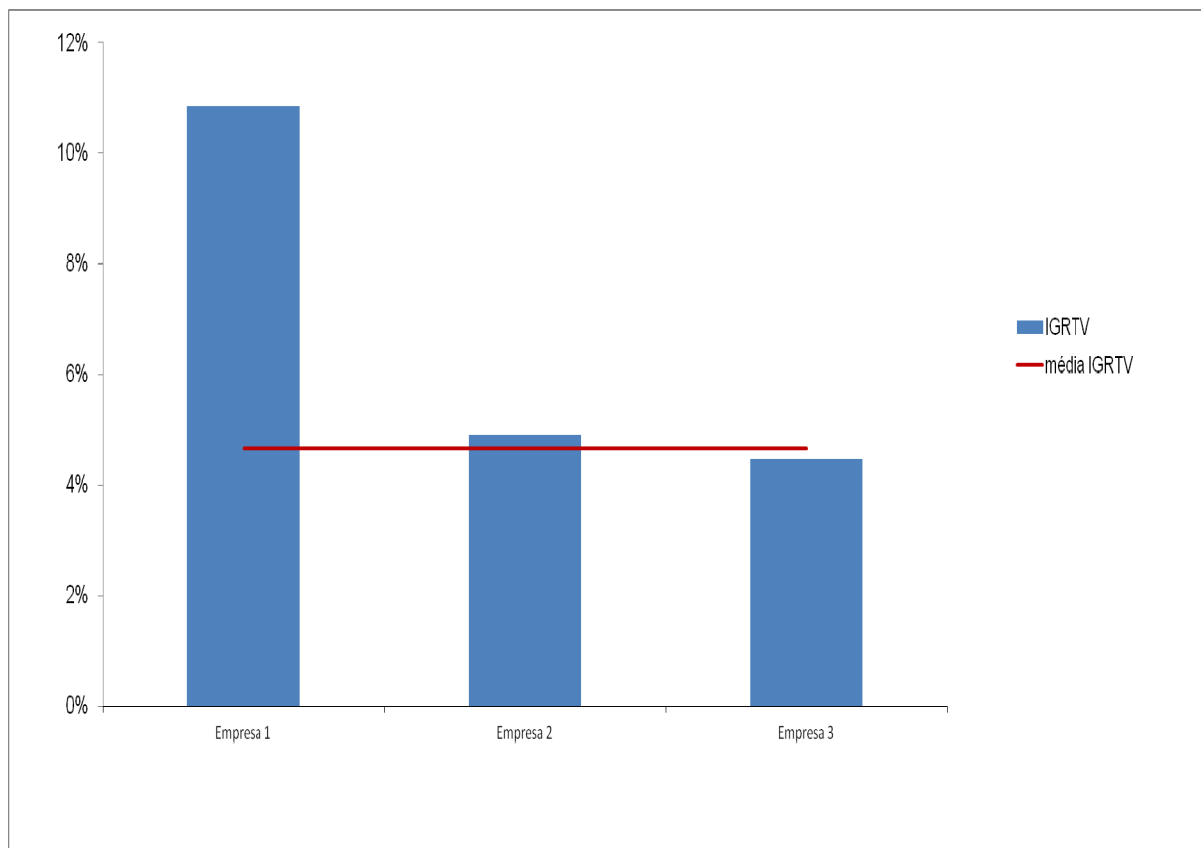


Figura 30: Indicador Global Reativo (IGRTV) para três empresas de petróleo no ano de 2011

Já a figura 30 demonstra os resultados médios reativos das plataformas em três empresas e permite estabelecer uma comparação entre os resultados do gerenciamento de segurança das empresas. Nos dados obtidos observa-se que a empresa 1 possui um valor médio do IGRTV maior que as demais duas empresas comparadas, o que demonstra um pior desempenho global.

3.2.1. Considerações acerca dos resultados do segmento reativo

Utilizando o conceito de quanto maior pior, contrário ao utilizado para o IGPRV, o pior valor obtido foi junto à plataforma de número 53 com 16,41%. Já o melhor desempenho foi obtida junto à mais de uma plataforma, tal qual a de número 7 com o resultado de 0,00%. O valor médio obtido foi de 4,66% e o desvio padrão é 4,24%, verificando-se uma boa fluabilidade dos dados.

A figura 29 apresenta os dados obtidos desta vez para o grupo reativo onde se observa que os resultados de análises de segurança na forma de eventos incidentais apresentam valores baixos para um número considerável de plataformas podendo, caso utilizado de forma isolada, comprometer as análises relativas ao IGRTV (VINNEM, 2010). Isso pode indicar que as linhas de corte estabelecidas na abordagem reativa podem necessitar de uma maior estratificação de forma a incorporar um número maior de eventos relacionados a quase-acidentes ou uma análise em um período de tempo mais estendido.(OGP, 2011).

Os mesmos conceitos discutidos para o IGPRV através das figuras 21, 22, 23 e 24 relativos à verificação do desempenho de dados para plataformas com desempenhos indesejáveis podem ser estendido para o IGRTV.

3.3. Combinação dos resultados do segmento preventivo e reativo

Quando combinadas as informações relativas aos indicadores globais (IGPRV e IGRTV) tal qual na figura 31, outros tipos de análises podem ser conduzidas.

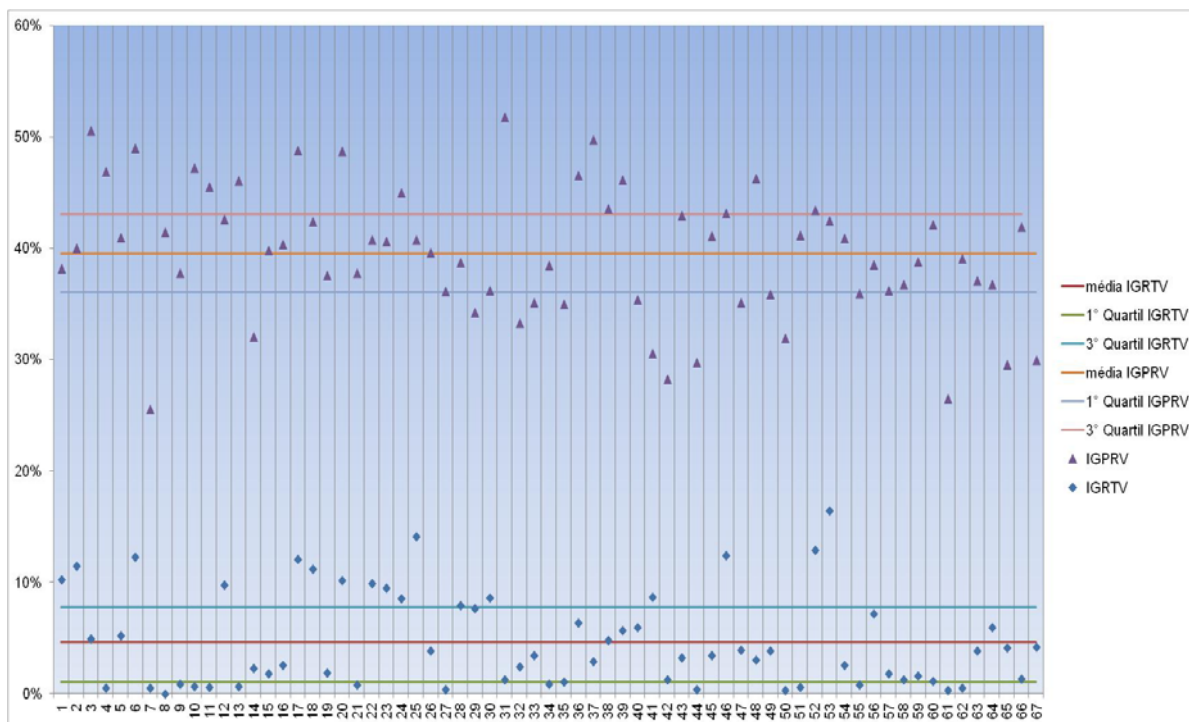


Figura 31: Resultados combinados dos Indicadores Global Preventivo (IGPRV) e Global Reativo (IGRTV) para 67 plataformas de produção no ano de 2011

Valores de IGRTV acima da média combinadas a valores de IGPRV abaixo da média (tal qual as plataformas 1, 28, 29, 30, 40, 41, 56 e 64) podem indicar baixa aderência comparativa às práticas normais de gerenciamento de riscos das demais unidades e, como resultado, um elevado número de eventos indesejáveis relacionados à falha no gerenciamento de riscos.

Já unidades que apresentam resultados de IGPRV acima da média e IGRTV também acima da média (tal qual as plataformas 6, 17, 24 e 36) podem ter uma política de gerenciamento de riscos com salvaguardas implementadas, porém não efetivas; podem apresentar uma reação gerencial frente a resultados indesejáveis; ou apresentar uma postura pró-ativa no gerenciamento de riscos e efetivo registro de eventos indesejáveis.

Para as unidades que apresentam valores de IGPRV e IGRTV abaixo das respectivas médias (tal qual as plataformas 7, 14, 19, 27, 32, 33, 34, 35, 42, 44, dentre outras) podem apresentar baixa implementação dos requisitos de gerenciamento de riscos, que podem influenciar inclusive no registro de eventos incidentais que são representados pelo IGRTV (MORRISON, FECKE, MARTENS, 2011). Por outro lado, o resultado pode ser obtido frente a um gerenciamento de riscos mais efetivo que os demais, que pela aplicação de recursos de forma mais eficiente com foco de evitar eventos incidentais.

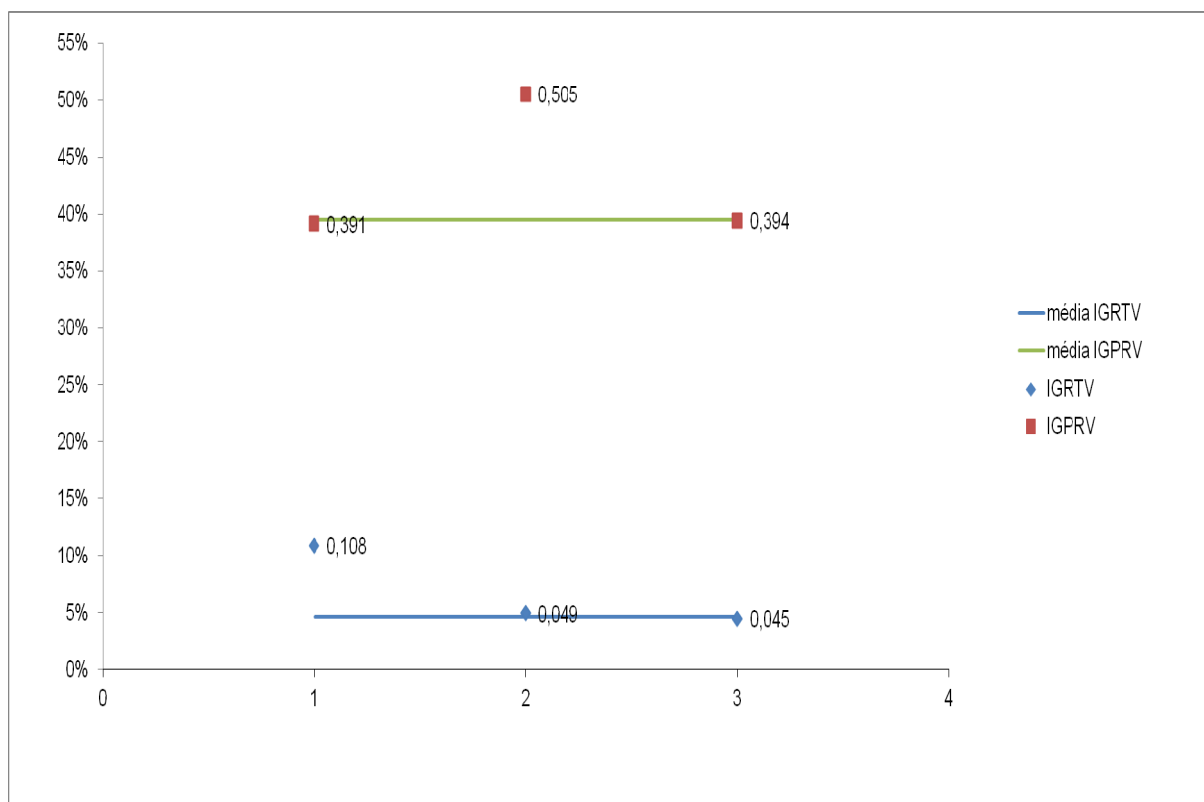


Figura 32: Resultados combinados dos Indicadores Global Preventivo (IGPRV) e Global Reativo (IGRTV) para 67 plataformas de produção de três empresas de petróleo no ano de 2011

Na figura 32 estão apresentados os resultados preventivos e reativos para três empresas de petróleo. Da mesma forma que na análise anterior, há a necessidade de obter maiores informações e em um maior período de tempo para a verificação do perfil mais adequado para as respectivas plataformas e empresas de forma a permitir análises de tendências e obter-se análises mais conclusivas.

4. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

4.1. Conclusões sobre a pesquisa

Este trabalho teve como objetivo geral, verificar através do tema de segurança de processos do segmento de plataformas de produção de petróleo e gás no mar, de forma a propor um modelo de indicadores globais a fim de facilitar a identificação de fragilidades para a otimização de recursos na busca da segurança operacional da indústria de produção de petróleo e gás natural no mar. Os objetivos específicos abarcaram a Identificar os elementos para a identificação e proposição de indicadores para a segurança de processo de plataformas de produção e gerar indicadores globais segundo as informações dos indicadores específicos de cada segmento.

No contexto do tema proposto e dentro dos dados analisados neste trabalho verificou-se que os indicadores globais propostos permitem a identificação de fragilidades individualizadas ao nível de plataformas, permitindo a ação gerencial para a tomada de ações de alocação de recursos regulatórios para a melhoria do gerenciamento de riscos da indústria de produção de petróleo e gás natural no mar.

Neste aspecto, os indicadores na forma de normalização utilizada permitem comparações em diversos níveis, tanto comparando as plataformas dentro de uma empresa, plataformas de empresas diferentes e até as próprias empresas. Isto facilita o estabelecimento de metas e a atuação pró-ativa de supervisão regulatória da indústria, delineando ações específicas a nível de plataformas ou empresas, ou até ações de escopo mais amplo pela possibilidade da observação do comportamento da indústria.

A adequação dos indicadores propostos como instrumentos de informação e avaliação partiu de inúmeros trabalhos que incorporaram variadas percepções e diferentes métodos de análise e monitoramento da segurança, possibilitando propor mecanismo para a avaliação da segurança de processos. Também foram incorporados alguns preceitos das iniciativas de programas de indicadores de forma a aumentar a robustez dos indicadores específicos e, por consequência, dos indicadores globais propostos.

Desta forma, buscando conhecer a postura das empresas no cumprimento da necessidade regulamentar da implementação de um SGSP foram identificadas as principais práticas para a adoção de tal sistema e, por conseguinte, mensurou-se o esforço na implementação como correlação direta para a prevenção de acidentes. Já o foco reativo obtido através incidentes operacionais classificados de acordo com sua respectiva importância/impacto, dentro de linhas de corte pré estabelecidas permitem a medição dos resultados do gerenciamento de riscos adotados nas plataformas.

Destacaram-se a fragilidade dos monitoramentos compostos por dados puramente reativos ou puramente preventivos nas condições especificadas neste trabalho que tal qual indicam outros estudos não permitem uma conclusão adequada da situação atual da segurança de processos de um determinado processo produtivo.

Nesta pesquisa ainda, ao considerar o procedimento adotado na metodologia, permitiu-se mensurar o desempenho dos indicadores globais em um determinado período de tempo, observando suas variações em um grande número das plataformas de produção operando no Brasil. Nesta mesma perspectiva, pôde-se perceber que a utilização dos indicadores globais propostos pode responder com sucesso às necessidades propostas, devendo para tal que haja a evolução contínua dos dados incorporados e dos mecanismos de análise, de forma a manter as características alcançadas e permitir a sensibilidade, robustez e simplicidade nas respectivas condições de mensuração e análise.

Neste sentido, espera-se que a avaliação dos dados de IGPRV e IGRTV em uma série histórica, com informações adicionais relativas a outros processos como informações de auditorias conduzidas pela ANP e causas de incidentes, dentre outros, podem melhorar significativamente o processo gerencial de delineamento do perfil do gerenciamento de riscos da plataforma ou empresa avaliada, resultado fora do objetivo do presente texto, mas preliminarmente abordado na análise de dados.

Os indicadores foram elaborados para simplificar a análise, quantificando conceitos subjetivos e complexos para o estabelecimento de metas e permitindo aferir o desempenho das ações e projetos da regulação da indústria, de modo a articular conceitos de segurança de processos à atuação regulatória e permitir a identificação e a disseminação das melhores práticas de gerenciamento de riscos.

Esta percepção tem como objetivo a melhoria na otimização dos recursos para a prevenção de grandes acidentes.

4.2. Sugestões para futuras pesquisas

Com este estudo foi reafirmada a necessidade de maiores discussões relacionadas ao tema de indicadores globais, abrindo caminho para novos levantamentos e proposições de indicadores globais que possibilitem a avaliação sob a ótica de segurança de processos.

Como ao longo do levantamento bibliográfico poucas foram as iniciativas no escopo regulatório de segurança para plataformas de produção de O&G e visando contribuir para a ampliação do conhecimento sobre o assunto, recomendam-se para futuras pesquisas alguns pontos identificados no estudo.

- Desenvolvimento de uma pesquisa para a identificação de lacunas não cobertas pelos indicadores específicos propostos;
- Avaliar outras metodologias de normalização e composição de dados e a adequação destas metodologias no escopo do tema proposto;
- Aumentar o horizonte de dados de forma a delinear correlações entre o IGPRV e IGRTV;
- Analisar os indicadores propostos frente aos resultados das auditorias do SGSO e causas de incidentes; e
- Incluir análises históricas cumulativas nas análises do IGPRV e IGRTV.

REFERÊNCIAS

AIChE, Guidelines for Risk Based Process Safety, Editora Wiley, 2007.

AIChE, Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, Wiley, 3 ed., 2008.

AIChE, Guidelines for Process Safety Metrics, Editora Wiley, 2010.

ALE, B.; More thinking about process safety indicators, Safety Science, n. 47, p. 470-471, 2009.

ALMEIDA, A. C. C.; BARDY, M. B.; Avaliação de Risco ao negócio devido a acidentes de processo em plantas industriais, Det Norske Veritas (DNV), 2006.

ALMEIDA, A.G.; HENRIQUE, N. I.; LEMOS, T.S.M.; Analysis from released data by offshore safety regulators: typical profiles and parameters for the establishment of a Brazilian methodology, Rio Oil and Gas Conference and Expo, 2012.

ANP, Análise do acidente com a plataforma P-36 – Relatório da Comissão de Investigação ANP/DPC, 2001.

ANP, Resolução ANP 43/2007, 2007.

ANP, Resolução ANP 44/2009, 2009.

ANP, Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis - 2011, 2011.

API, API Recommended Practice 754: Process Safety Performance Indicators for Refining and Petrochemical Industries, 2010.

AUSTIN, D., B; CARRIKER, T.; McGUIRE, J.; PRATT, T.; PRIEST, A. G. “History of the offshore oil and gas industry in southern Louisiana: Interim report”, Papers on the

evolving offshore industry. U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans- LA., v.1 , p.98, 2004.

AVEN, T., PITBLADO, R.; On risk assessment in the petroleum activities on the Norwegian and UK continental shelves, Reliability Engineering and System Safety, n. 61, p. 21-29, 1998.

BOOTH, M.; BUTLER, J.D. A new approach to permit to work systems, Safety Science, n.15, p. 309-320, 1992.

BRANDS TER, A.; Risk Assessment in the offshore industry, Safety Science, n. 40, p. 231-269, 2002.

BROWN, A.E.P.; Análise de Risco, Boletim Técnico GSI, ano III, nº 1, janeiro/fevereiro, 1998.

BROWN, R. R.; FPSO Electrical Systems – Lessons Learned, Petroleum and Chemical Industry Conference, p. 111-118, 2002.

BULLEN, P. Performance Indicators - New management jargon, political marketing, or one small element in developing quality services? Caring, the Association of Children's Welfare Agencies Newsletter (Editorial Comment), edição de setembro, 1991.

CARSON, W.G.; The Other Price of Britain's Oil: Regulating Safety on Offshore Instalations in the British Sector of North Sea, Contemporary Crises, n.4, p. 239-266, 1980 apud PATERSON, J.; The significance of Regulatory orientation in Occupational Health and Safety Offshore, Environmental Affairs, n. 38, p. 369-370, 2011.

CARVALHO, J.A.B.; Uma proposta de agupamento de indicadores para a avaliação da efetividade da segurança de usinas nucleares, Dissertação de Mestrado, UFRJ – COPPE, 2009.

CASANOVA, R.A, PEREIRA, W.G.G.; Análise do sistema elétrico de uma unidade de produção de petróleo, UFRJ, 2008.

DEEPWATER HORIZON INCIDENT JOINT INVESTIGATION (DHJIT). Marine Board of Investigation into Marine Casualty, Explosion, Fire, Pollution and Sinking of Mobile Offshore Drilling unit Deepwater Horizon, with the Loss of Life in the Gulf of Mexico, April 20-27, 2010. The US Coast Guard/Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE) Joint Investigation Team 2010.

DEMAJOROVIC, J., SOARES, F.R., Ações voluntárias: uma análise Crítica do programa atuação responsável, Revista Gerenciais, v.5, p. 63-74, 2006.

DET NORSK VERITAS (DNV); Key Aspects of an Effective U.S. Offshore Safety Regime, 2010 apud MCANDREWS, K.L.; Consequences of Macondo: A summary of recently proposed and enacted changes to U.S Offshore Drilling Safety and Environmental Regulation, Society of Petroleum Engineers (SPE), SPE-143718-PP, 2011.

DIAS, J.L.M; QUAGLINO, M.A.; A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobras, CPDOC Petrobras, 1993.

ECONOMIDES, M.J.; NIKOLAOU, M.; Technologies for oil and gas production: present and future, AIChE Journal, v. 57, n.8, 2011.

EUROPEAN COMMITTEE OF STANDARDIZATION(ECS), BRITISH STANDARD EN ISO 1776:2002, Petroleum and Natural gas industries – Offshore Production installations – Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment, 2002.

FEIGENBAUM, A.V.; Total Quality Control, New York : McGraw-Hill, 1983.

FRANÇOIS, M.P. Método para Implantação de um sistema de indicadores para avaliação de fornecedores de uma indústria do Rio Grande do Sul, Dissertação apresentado ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia – ênfase Logística UFRGS, Porto Alegre – 2004 apud SÃO JOSÉ, Andreia Silva. Identificação de indicadores globais para as áreas de Sustentabilidade Ambiental e Responsabilidade Social: Estudo de Caso em uma indústria de fornecimento de insumos para o refino de petróleo. Brasil, 2010. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, 2010.

FREEMAN, H.M. Hazardous waste minimization, New York: McGraw-Hill Publishing, 1990.

GIANNETTI, E.; ALMEIDA, C. Ecologia Industrial: conceitos, ferramentas e aplicações. São Paulo: Edgard Blücher, 2006.

GIANNETTI, E.; ALMEIDA, C. Ecologia Industrial – Conceitos, Ferramentas e Aplicações. São Paulo: Ed. Edgard Blücher, 2006 apud SÃO JOSÉ, Andreia Silva; Identificação de indicadores globais para as áreas de Sustentabilidade Ambiental e Responsabilidade Social: Estudo de Caso em uma indústria de fornecimento de insumos para o refino de petróleo. Brasil, 2010. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, 2010.

GIL, Antonio Carlos. Métodos e técnicas de pesquisa social. São Paulo: Ed. Atlas, 1999.

GOMES DOS SANTOS, M. O. Texto de apoio sobre indicadores sociais, Universidade de Évora, 2012.

GÜNTHER, H. Pesquisa Qualitativa Versus Pesquisa Quantitativa: Esta É a Questão? Revista Psicologia: Teoria e Pesquisa. maio-ago, 2006.

HARSEM, Ø.; EIDE A.; HEEN, K.; Factors influencing future oil and gas prospects in Arctic, Energy Policy v.39, p. 8037-8045, 2011.

HOPKINS, A.; The Limits of Lost Injury Frequency Rates - Positive Performance Indicators for OHS Part 1. Proceedings. Canberra: Worksafe Australia, 1994.

HOPKINS, A.; Thinking About Process Safety Indicators, Safety Science, n. 47, p. 460-465, 2009.

HSE; A Guide to measuring Health & Safety Performance, 2001a.

HSE; OSD hydrocarbon release reduction campaign – Report on the hydrocarbon release incident investigation project – 1/4/2000 to 31/3/2001, 2001b.

HSE. Developing process safety indicators: a step-by-step guide for chemical and major hazard industries, 2006.

HSE, Key Programme 3 Report, Asset Integrity Programme, HSE's Hazardous Installations Directorate. 2007.

HSE, Key Programme 4 (KP4) – Ageing and life extension. An interim report by the offshore division of HSE's Hazardous Installations Directorate, 2012.

HYDE, E.P.; FERREIRA, E.G.; GLASMEYER, S.P; Acidentes químicos ampliados: Uma proposta para implementação de mecanismos de controles a partir de requisitos legais, SENAC, 2004.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS (OGP) OGP, 2008. Asset Integrity – The Key to Managing Major Incident Risks, Report n. 415, 2008.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS (OGP) OGP, Process Safety – Recommended Practice on Key Performance Indicator, Report n. 456, 2011.

JONES, H. TWISS, B. C. Previsão tecnológica para decisões no planejamento. Zahar Editores. Rio de Janeiro, 1986 apud SÃO JOSÉ, Andreia Silva; Identificação de indicadores globais para as áreas de Sustentabilidade Ambiental e Responsabilidade Social: Estudo de Caso em uma indústria de fornecimento de insumos para o refino de petróleo. Brasil, 2010. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

KIYAN, F.M.; Proposta para desenvolvimento de indicadores de desempenho como suporte estratégico, Dissertação de Mestrado, USP, 2001.

KRAEMER, M. E. P. TINOCO, J. E. P. Contabilidade e gestão ambiental. São Paulo: Ed. Atlas, 2004.

LEHTINEN, E.; WAHLSTOROM, B., Safety Performance Measurement in Process Industries, Third International Conference on Performance Measurement and Management, 2002.

LIMA, A.L.; Avaliação de Metodologias de análise de unidades estacionárias de produção de petróleo offshore, Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2006.

MARTINI, L.C.J; FIGUEIREDO, M. A. G; GUSMÃO, A.C.F.; Redução de Resíduos Industriais – como produzir mais com menos, Editora Aquarios, 2005.

MATARAZZO, Dante C. Análise Financeira de Balanços: Abordagem básica e gerencial. 5ª Ed. São Paulo: Atlas, 1995 apud SÃO JOSÉ, Andreia Silva; Identificação de indicadores globais para as áreas de Sustentabilidade Ambiental e Responsabilidade Social: Estudo de Caso em uma indústria de fornecimento de insumos para o refino de petróleo. Brasil, 2010. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

MARTINS, C. O. D.; Desenvolvimento de metodologias de inspeção e monitoramento de risers flexíveis através de técnicas micromagnéticas de análises de tensões, Tese de Doutorado, UFRGS, 2008.

MCANDREWS, K.L.; Consequences of Macondo: A summary of recently proposed and enacted changes to U.S Offshore Drilling Safety and Environmental Regulation, Society of Petroleum Engineers, 2011.

MILES, L.; “Offshore Pioneers: Hermans and George Brown sought adventure though engineering”, Insight Magazine: Process, Power & Marine, 2005.

MITCHEL, G.; Problems and Fundamentals of sustainable development indicators, Sustainable Development, v.4.1, p. 1-11, 2004.

MORRISON, D.; FECKE, M.; MARTENS, J; Migrating an incident reporting system to a CCPS process safety metrics model, Journal of Loss Prevention in Process Industries, n. 24.6, p.819-826, 2011.

NORWEGIAN TECHNOLOGY CENTRE, NORSOK STANDARD Z-103, Risk and Emergency preparedness analysis, 2002.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD), Handbook on Constructing Composite Indicators – Methodology and user guide, 2008.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD), Handbook on Constructing Composite Indicators – Methodology and user guide, 2008 apud CARVALHO, J.A.B.; Uma proposta de agrupamento de indicadores para a avaliação da efetividade da segurança de usinas nucleares, Dissertação de Mestrado, UFRJ – COPPE, 2009.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS (ONU), Human Development Report 2011, 2011.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD), Guidance on safety performance indicators. Guidance for industry, public authorities and communities for developing SPI programmes related to chemical accident prevention, preparedness and response. OEDC Environment, Health and Safety Publications. Series on Chemical Accidents 11, 2003.

ORTIZ, J.B.N.; COSTA, A.J.D.; A Petrobras e a exploração de Petróleo Offshore no Brasil: um approach evolucionário, RBE vol 61, 95-109, 2007.

PATERSON, J.; The significance of Regulatory orientation in Occupational Health and Safety Offshore, Environmental Affairs, n. 38, p. 369-370, 2011.

PATERSON, J.; The significance of Regulatory orientation in Occupational Health and Safety Offshore, Environmental Affairs, n. 38, p. 369-370, 2011 apud STEINZOR, R.; Lessons from the North sea: should “safety cases” come to America?, Environmental Affairs, n. 38, p. 417-418, 2011.

PETROLEUM SAFETY AUTHORITY NORWAY (PSA); Summary report 2010 – Norwegian Continental Shelf Trends in Risk Level in Petroleum Activity, 2011.

PHILLEY, J.; PEARSON, K.; SEPEDA, A.; Updated CCPS Investigation Guidelines book, Journal of Hazardous Materials, n. 104, p. 137-147, 2003.

PRIEST, Taylor; Extraction not Creation: The history of Offshore Petroleum in the Gulf of Mexico, Oxford University Press, Bussiness History Conference, 2007.

REASON, J.; Managing the Risks of Organizational Accidents, Ed. Ashgate, 1997.

SÂO JOSÉ, Andreia Silva; Identificação de indicadores globais para as áreas de Sustentabilidade Ambiental e Responsabilidade Social: Estudo de Caso em uma indústria de fornecimento de insumos para o refino de petróleo. Brasil, 2010. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SAQIB, N., SIDDIQI, M. T., Aggregation of safety performance indicators to higher-level indicators, *Reliability Engineering & System Safety*, n.93, p. 307-315, 2008.

SCARLETT, L.; LINKOV, I.; KOUSKY, C.; Risk Management Practices, Resources for the Future, vol. jan 2011, p. 10-67, 2011.

SEPADA, A.L.; Lessons learned from process incident databases and the process safety incident database (PSID) approach sponsored by the Center for Chemical Process Safety, AIChE, 2006.

SEPEDA, Adrian L.; Understanding Process Safety Management, CEP Magazine, agosto de 2010, AIChE, 2010.

SERPA, R.R.; Gerenciamento de Riscos Ambientais, Desenvolvimento e Meio Ambiente, n. 5, p. 101-107, UFPR, 2002.

SKOGDALEN, J.E.; UTNE, I.B.; VINNEM, J.E. Developing safety indicators for preventing offshore oil and gas deepwater drilling blowouts, *Safety Science*, n. 49, p. 1187-1199, 2011.

SILVA, A R. Identificação de Parâmetros e Detecção de Falhas Aplicadas a Manipuladores Espaciais. Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia e Tecnologia Espacial do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE São José dos Campos 2001 apud SÃO JOSÉ, Andreia Silva, Identificação de indicadores globais para as áreas de Sustentabilidade Ambiental e Responsabilidade Social: Estudo de Caso em uma indústria de fornecimento de insumos para o refino de petróleo. Brasil, 2010. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SIMÕES, S.F.; Análise de Árvores de Falhas Considerando incertezas na definição de eventos básicos, Tese de Doutorado, COPPE-UFRJ, 2006.

SMITH, L.C.J., SMITH, M.L, ASHCROFT, P.A., Analisis of Environmental and Economic Damages from British Petroleum's Deepwater Horizon Spill, Social Science Research Network, ago. 2010.

SONG, H.; YOU, Z; GRABOWSKY, M., Anticipating Adverse Events: A generalized Multi-Level Leading Indicator Model for Distributed, Safety-Critical Systems, Stamford University, 2010.

STEINZOR, R.; Lessons from the North sea: should "safety cases" come to America?, Environmental Affairs, n. 38, p. 417-418, 2011.

THOMAS, J.E.; Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 2. ed., Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), Annual Energy Outlook – Reference Case, 2011.

VIANNA, W. B. GIFFHORN, E., FERREIRA, N. A. C. PALADINI, E. P. Identificação de indicadores para avaliação estratégica de qualidade: Caso Fosfertil. Revista SISTEMAS & GESTÃO, v.4, n.2, p.108-121, maio a agosto de 2009, 2009.

VINCENT, C.D.; BORNSTEIN, S.; MACNINNON, S.; Assessing Risk Trends the New foundland and Labrador Offshore Sector: Applying the Norwegian Model, 2010.

VINNEM, J. E., AVEN, T., HUSEBØ et al; Major hazard indicators for monitoring of trends in the Norwegian offshore petroleum sector, Reliability Engineering & System Safety, n. 91, p. 778-791, 2006.

VINNEM, J. E. Risk Indicators for major hazards on offshore installations. Safety Science. Safety Science, n. 48, p. 770-787, 2010.

VINNEM, J.E.; Evaluation of offshore emergency preparedness in view of rare accidents, Safety Science, n. 49, p. 178-191, 2011.

WEBER, A. C., Evolução Petrolífera: Impactos no atual modelo brasileiro, 3º Congresso Brasileiro de P&D em petróleo e gás, IBP, 2004.

WOOLFSON, C.; FOSTER, J; BECK, M.; Paying for the Piper: Capital and Labour in Britain's Offshore Oil Industry, Ed. Routledge, 1997.

YANG, M. G. et al.; Dynamics of safety performance and culture: A group model building approach, Accident Analysis & Prevention, 2012.

ZWETSLOOT, G.I.J.M.; Prospects and limitations of process safety performance indicators, Safety Science, n.47, p. 495-497, 2009.

ØIEN, K; A framework for the establishment of organizational risk indicators, Reliability Engineering & System Safety, 2001 apud CARVALHO, J.A.B.; Uma proposta de agrupamento de indicadores para a avaliação da efetividade da segurança de usinas nucleares, UFRJ/COPPE, 2009.

ØIEN,K; UTNE, I.B.; HERRERA, I.A.; Building Safety indicators: Part 1 – Theoretical foundation, Safety Science, n. 49, p. 148-161, 2010.

GLOSSÁRIO

Colisão Maior (COMA)	Qualquer colisão que cause fatalidade(s) ou ferimento grave(s), perda da plataforma; dano para uma instalação offshore que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 horas.
Colisão Significante (COSI)	Qualquer colisão entre plataformas, embarcações e/ou aeronaves que cause ferimento que cause um ou mais dias de trabalho restrito; dano a uma instalação, navio ou helicóptero que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou Ferimento(s) Grave(s); dano a uma instalação, navio ou helicóptero que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade.
Concessionário	Empresa que firma o contrato de concessão e tem direitos de exploração e produção de petróleos de áreas licitadas pela união.
Horas Homem de Totais Atividades de Conscientização (HHAC)	<p>Horas homem totais em reuniões, palestras, conferências com foco em segurança operacional, cultura de segurança, alertas de segurança, comunicações de situações de risco e demais atividades com o objetivo de aumentar o entendimento do risco das operações conduzidas na unidade. Devem ser consideradas as atividades evidenciáveis em que de forma direta são apresentados para os integrantes da força de trabalho temas relacionados à segurança operacional. Destacam-se as reuniões semanais de segurança; Diálogos Diários de Segurança (DDS); Participação de palestras e congressos com tema de segurança; Apresentações de alertas de segurança; Apresentação de resultados de investigações de incidentes ou auditorias, dentre outros.</p> <p>Demais atividades semelhantes às supracitadas podem ser incluídas de acordo com as peculiaridades de cada concessionário desde que possam ser evidenciadas. Caso não haja registro da duração da atividade ou a atividade dure menos que uma hora, sua duração deve ser computada como de 1(uma) hora por integrante para a referida atividade.</p> <p>Excluem-se as horas destinadas para treinamento e qualificação de formação ou reciclagem constantes nos planos de treinamento e tidos como necessários para a formação do integrante da força de trabalho; Reuniões pré-trabalho ou de discussão de atividades envolvidas com Permissões de Trabalho; Reuniões de planejamento de operações simultâneas ou planejamento de Permissões de Trabalho; Horas de trabalho para a execução de estudos de risco; Horas de</p>

atividades de auditoria; Atividades de conscientização citadas na coluna “Orientações gerais e exemplos” que não possam ser evidenciadas

Horas Homem Totais de atividades de Treinamento e Qualificação (HHTQ)

Horas homem totais para o treinamento, qualificação e reciclagem da força de trabalho para a execução das funções de bordo de maneira segura, tal qual requer a prática de gestão 3 do SGSO. Devem ser incluídas as horas destinadas para treinamento e qualificação de formação e/ou reciclagem constantes nos planos de treinamento e tidos como necessários para a formação do integrante da força de trabalho lotado em certa unidade.

Caso não haja registro da duração da atividade ou a atividade dure menos que uma hora, sua duração deve ser computada de 1(uma) hora por integrante para a referida atividade.

Excluem-se as horas destinadas para atividades de conscientização; Treinamentos não constantes em planos de treinamento para determinada função

Horas Homem Totais de trabalho na unidade (HHTT)

As Horas Trabalhadas incluem todas as operações, excetuando-se as atividades associadas com a aviação, navios supply e stand by que são excluídos do total número de horas trabalhadas

Incêndio Maior (INMA)

Qualquer incêndio que cause fatalidade(s) ou Ferimento(s) Grave(s), Perda da plataforma; Dano para uma instalação *offshore* que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 horas

Incêndio Significante (INSI)

Qualquer incêndio que cause qualquer ferimento que não seja classificado como Ferimento Grave; Dano a uma instalação que é julgado pelo concessionário com potencial de causar Fatalidade(s) ou Ferimento(s) Grave(s); dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade; Dano que comprometeu significativamente a integridade da Instalação (do ponto de vista de segurança operacional) quando houve a necessidade de manter a operação sem que houvesse um reparo imediato

Número de bombas de combate a incêndio disponíveis (NTBI)

Número total de bombas de incêndio que estavam disponíveis para o funcionamento por mais de seis meses no ano de referência

Número de cenários acidentais contemplados no Plano de emergência da Unidade (NTCA)

Número de cenários acidentais considerados no plano de emergência.

Número de <i>Emergency Shutdowns</i> (ESD) ocorridos na unidade (NESD)	Número de ESDs (em todos os níveis) ocorridos na unidade no ano de referência.
Número de Incidentes Investigados (NTII)	Número total de acidentes e quase-acidentes investigados pelo Operador da Instalação ou da Concessão. Este item deve incluir todos os incidentes investigados pelo operador de acordo com os procedimentos de investigação constantes em seu respectivo sistema de gestão, que obrigatoriamente são correlacionados às práticas do SGSO, independente de terem sido comunicados ou não à ANP.
Número de recomendações de análises de risco atendidas (NREA)	Soma do número NRER que geraram ações já concluídas para implementação das recomendações oriundas dos estudos de risco da unidade.
Número de testes de acionamento de válvulas BDV (NEBD)	Número total de testes de válvulas BDVs
Número de testes de acionamento de válvulas PSV (NEPS)	Número total de calibrações de válvulas PSVs
Número de testes de detectores de fogo (NEDF)	Número de testes de funcionamento dos detectores de fogo.
Número de testes de detectores de gás (NEDG)	Número de testes de funcionamento dos detectores de gás
Número de testes de partida automática de bombas de combate a incêndio (NEBI)	Número total de testes de partida automática de bombas de combate a incêndio.
Número de testes do sistema de dilúvio (NEDS)	Considera-se um teste do sistema de dilúvio quando todo sistema de dilúvio da unidade é testado, ou seja, quando um ou mais testes cobrem todos os setores do sistema de dilúvio da unidade
Número Total de ações (preventivas/corretivas) abertas resultantes de auditorias (NAAA):	Número total de ações preventivas ou corretivas desencadeadas por não-conformidades encontradas e reportadas como resultado de auditorias internas no ano de referência.
Número Total ações (preventivas/corretivas) de auditorias encerradas (NAAE)	NAAA abertas em anos anteriores ou no ano de referência que foram concluídas no ano de referência.

Número Total ações (preventivas/corretivas) de auditorias encerradas no prazo (NAEP)	NAAA concluídas dentro do prazo estabelecido em sua criação.
Número Total ações (preventivas/corretivas) de investigações de incidentes (NAII)	Número total de ações preventivas ou corretivas desencadeadas por não-conformidades encontradas e reportadas como resultado de investigações de incidentes. Este item deve incluir todos os incidentes investigados pelo operador de acordo com os procedimentos de investigação constantes em seu respectivo sistema de gestão, que obrigatoriamente são correlacionados às práticas do SGSO, independente de terem sido comunicados ou não à ANP.
Número total de Incidentes Registrados (NTIR)	Número total de acidentes e quase-acidentes registrados pelo Operador da Instalação. Este item deve incluir todos os incidentes registrados pelo operador de acordo com os procedimentos de registro constantes em seu respectivo sistema de gestão, independente de ter sido comunicado ou não à ANP.
Número Total ações (preventivas/corretivas) de investigação de incidentes encerradas no prazo (NAIE)	NAII concluídas dentro prazo estabelecido em sua criação
Número Total ações (preventivas/corretivas) de investigação de incidentes encerradas (NAIF)	NAII concluídas. Incluem as ações (preventivas/corretivas) de investigação de incidentes encerradas dentro ou fora do prazo estabelecido em sua criação.
Número Total de detectores de gás disponíveis (NTDG)	Número total de detectores de gás instalados e disponíveis para o sistema de detecção por mais de seis meses no ano de referência
Número Total de detectores de fogo disponíveis (NTDF)	Número total de detectores de fogo instalados e disponíveis para o sistema de detecção por mais de seis meses no ano de referência
Número Total de Metas de Segurança Atingidas (NTMA)	Número de metas de segurança estabelecidas (NTME) que atingiram ou superaram os valores dentro das métricas e prazos estabelecidos. Deverão ser computadas as metas de segurança ocupacional e de segurança de processos
Número Total de metas de Segurança Estabelecidas (NTME)	Soma do número de metas de segurança operacional estabelecidas em todos os níveis gerenciais para a referida unidade. Deverão ser computadas as metas de segurança ocupacional e de segurança de processos

Número Total de Práticas de Gestão do SGSO Auditadas (NPGA)	Número total de práticas de gestão do SGSO auditadas na unidade durante as auditorias internas.
Número Total de procedimentos de gerenciamento de mudanças abertos (NTGM)	Número de procedimentos de gerenciamento de mudanças iniciados no ano de referência.
Número Total de recomendações de análises de risco (NRER)	Soma do número de recomendações de estudos de risco válidos realizados para a unidade até o encerramento do ano de referência. Exceção: as recomendações oriundas dos estudos de risco para o gerenciamento de mudanças e os procedimentos de permissão de trabalho.
Número Total de válvulas disponíveis (NTBD)	Número total de válvulas BDVs instaladas e disponíveis para os sistemas da unidade.
Número Total de válvulas disponíveis (NTPS)	Número total de válvulas PSVs
Número Total de válvulas disponíveis (NTVS)	Número de válvulas SDVs instaladas e disponíveis para os sistemas da unidade.
Operador concessão	da Empresa concessionária que executa o plano de desenvolvimento da área concedida para a exploração de petróleo.
Operador da Instalação	Empresa que opera a plataforma ou unidade marítima.
Riser	Tubulação do sistema de produção que conduz o petróleo e gás natural produzidos do fundo do mar até os manifolds a bordo das plataformas.
Vazamentos de hidrocarbonetos com ocorrência de incêndios (VHCI)	de Vazamentos de hidrocarbonetos oriundos de equipamentos e sistemas diretamente ligados ao processo, com a ocorrência de ignição.
Vazamentos de hidrocarbonetos sem ocorrência de incêndio (VHSI)	de Vazamentos de hidrocarbonetos oriundos de equipamentos e sistemas diretamente ligados ao processo, sem que ocorra a ignição.
Vazamento de H₂S (VZHS)	Qualquer vazamento com a presença de H ₂ S
Vazamento Maior em sistemas de produção de subsuperfície, dutos, risers, linhas, monobóias e	Derramamentos de no mínimo 50 bbl oriundos de sistemas de produção de subsuperfície, dutos, risers, linhas, monobóias e mangotes.

mangotes.(VMSS)

Vazamento Maior de gás natural (VMGN) Um vazamento de gás natural é dito “maior” quando a taxa de liberação é maior que 1 kg.s^{-1} com uma duração mínima de 5 minutos ou uma quantidade maior do que 300 kg durante o evento.

Vazamento Significante de gás natural (VSGN) Um vazamento significativo de gás natural é o evento em que a taxa de liberação está entre $0,1$ e 1 kg.s^{-1} e dura de 2 a 5 minutos ou a quantidade liberada é entre 1 e 300 kg durante o evento

Vazamento Significante em sistemas de produção de subsuperfície, dutos, risers, linhas, monobóias e mangotes (VSSS) Derramamentos entre 1 e 50 bbl oriundos de sistemas de produção de subsuperfície, dutos, risers, linhas, monobóias e mangotes.

ANEXO

A

Modelo de Matriz para Priorização para Segmentos Preventivo e Reativo

INDICADORES PREVENTIVOS

Indicador	Conscientização e Participação	Qualificação pessoal	Alcance de Metas	Nível de avaliação	Implementação de ações de auditoria	Atendimento aos prazos de planos de ação de auditorias	Nível de investigação	Atendimento aos planos de ação de investigações de incidentes	Atendimento às recomendações das análises de risco	Aceitação às recomendações das análises de risco	Testes de Sistemas de Detecção de Gases	Testes de Sistemas de Detecção de Fogo	Testes de Acionamento de ESDVs	Testes de BDVs	Testes de PSVs	Testes de Sistemas de dilúvio	Testes de Partida de bombas de incêndio	Simulação de Cenários de acidentes	Avaliação de riscos no gerenciamento de mudanças	Gerenciamento de mudanças temporárias	Permissões de Trabalho	Avaliação de riscos na Permissão de trabalho		
Fatores do Indicador	Horas homem totais de atividades de conscientização (HAC)/Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Horas homem totais de atividades de treinamento e qualificação (HH/TQ)/ Horas totais de trabalho da unidade (HHTT)	Número total de metas atingidas do SGSO (NTMA)/Número total de metas de segurança estabelecidas (NTME)	Número total de práticas do SGSO auditadas (NPGA)/17	Número Total ações (preventivas/corretivas) de auditorias encerradas (NAAE)/Número Total ações (preventivas/corretivas) de auditorias encerradas no prazo (NAEP) / Registradas abertas (NTR)	Número Total ações (preventivas/corretivas) de auditorias encerradas (NAAE)	Número de Incidentes Investigados (NTII)/ Número Total de incidentes encerrados no prazo (NAIE)	Número Total ações (preventivas/corretivas) de investigações de incidentes (NAII)	Número de recomendações de estudos de risco atendidas (NREA)/ Número Total de recomendações de estudos de risco (NRER)	Número Total de recomendações de estudos de risco rejeitadas pela administração da unidade (NRENI)/ Número Total de recomendações de análises de risco (NRER)	Número de testes de detectores de gás (NEDG)/ Número Total de detectores de gás disponíveis (NTDG)	Número de testes de detectores de fogo (NEDF)/Número Total de detectores de fogo disponíveis (NTDF)	Número de testes de acionamento de válvulas (SDV) (NEVS)/ Número Total de válvulas disponíveis (NTVS)	Número de testes de acionamento de válvulas (BDV) (NEBD)/ Número Total de válvulas disponíveis (NTBD)	Número de testes de acionamento de válvulas (PSV) (NEPS)/ Número Total de válvulas disponíveis (NTPS)	Número de testes de sistemas de dilúvio/ Horas automáticas de bombeamento de combate a incêndio (NEBI)/ Número de bombas disponíveis (NTBI)	Número de testes de partida de bombas automáticas de emergência (NTSE)/ Número de cenários de incêndio contemplados no Plano de emergência da Unidade (NTCA)	Número de Simulados de emergência (NTSE)/ Número de cenários de incêndio contemplados no Plano de emergência da Unidade (NTCA)	Número de análises de risco para o gerenciamento de mudanças abertas (NTMT)/ Total de procedimentos de gerenciamento de mudanças abertas (NTGM)	Número de procedimentos de mudanças temporárias abertos (NTMT)/ Número Total de procedimentos de gerenciamento de mudanças abertos (NTGM)	Número de Permissões de Trabalho abertas (NPTA)/ Horas de trabalho na unidade (HHTT)	Número de análises de risco para o trabalho (NAPT)/ Permissões de Trabalho abertas (NPTA)		
relacionamento entre o indicador e o objetivo da regulação de segurança no foco de segurança de processos	Nota (N)																							
	Peso (P)																							
	N x P																							

CONSIDERAÇÕES PARA A AVALIAÇÃO DOS CRITÉRIOS

Influência	Nota	Atividade	Pesos	Considerações
Não relevante	1,0 a 2,5	Pouco relevante	1	
Baixa relevância	2,6 a 5,0	Relevante	3	
Média relevância	5,1 a 7,5	Muito relevante	5	
Alta relevância	7,6 a 10			

INDICADORES REATIVOS

	Indicador	Desligamentos de plantas em situação de emergência	Vazamentos de hidrocarbonetos sem incêndio	Vazamentos de hidrocarbonetos com incêndio	Derramamentos Maiores	Derramamentos Significantes	Vazamentos Maiores de Gás Natural	Vazamentos Significantes de Gás Natural	Vazamento de H ₂ S	Incêndio Maior	Incêndio Significante	Colisão Maior	Colisão Significante
	Fatores do Indicador	Número de Emergency Shutdowns (ESD) ocorridos na unidade (NESD)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Vazamentos de hidrocarbonetos sem ocorrência de incêndios (VHCI)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Vazamentos de hidrocarbonetos com ocorrência de incêndios (VHCI)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Vazamento Maior em sistemas de produção de superfície, dutos, risers, linhas, monobóias e mangotes (VMSS)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Vazamento Significante em sistemas de produção de superfície, dutos, risers, linhas, monobóias e mangotes (VSSS)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Vazamento Maior de gás natural (VMGN)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Vazamento Significante de gás natural (VSGN)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Vazamento de H ₂ S (VZHS) / (INMA)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Incêndio Maior / (INMA)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Incêndio Significante (INSI)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Colisão Maior (COMA)/ Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)	Colisão Significante (COSI) / Horas homem totais de trabalho da unidade (HHTT)
relacionamento entre o indicador e o objetivo da regulação de segurança no foco de segurança de processos	Nota (N)												
	Peso (P)												
	N x P												

CONSIDERAÇÕES PARA A AVALIAÇÃO DOS CRITÉRIOS

Influência	Nota	Atividade	Pesos	Considerações
Não relevante	1,0 a 2,5	Pouco relevante	1	
Baixa relevância	2,6 a 5,0	Relevante	3	
Média relevância	5,1 a 7,5	Muito relevante	5	
Alta relevância	7,6 a 10			

ANEXO B

Informações sobre Indicadores Individuais e Normalizados utilizados
na pesquisa

INDICADORES INDIVIDUAIS	Conscientização e Participação (CP)	Qualificação pessoal (QP)	Alcance de Metas (AM)	Nível de avaliação (NA)	Implementação de ações de auditoria (IA)	Atendimento aos prazos de planos de ação de auditorias (AA)	Nível de investigação (NI)	Atendimento aos planos de ação de investigações de incidentes (AI)	Atendimento às recomendações das análises de risco (AR)	Aceitação às recomendações das análises de risco (AC)
MÉDIA	5,12E-02	7,90E-03	5,39E-01	7,70E-01	6,76E-01	4,88E-01	8,21E-01	5,91E-01	6,87E-01	8,90E-01
DESVIO PADRÃO	2,29E-02	9,38E-04	2,37E-01	3,89E-01	4,06E-01	4,18E-01	3,73E-01	3,78E-01	3,21E-01	2,66E-01
MÍNIMO	3,19E-04	2,18E-03	1,43E-01	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
MÁXIMO	1,11E-01	1,29E-02	1,00E+00	1,00E+00	1,81E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00
1° QUARTIL	3,51E-02	7,90E-03	3,33E-01	6,47E-01	4,17E-01	0,00E+00	1,00E+00	2,79E-01	4,10E-01	9,14E-01
2° QUARTIL	5,16E-02	7,90E-03	5,71E-01	1,00E+00	8,13E-01	4,71E-01	1,00E+00	6,67E-01	8,21E-01	1,00E+00
3° QUARTIL	6,47E-02	7,90E-03	7,14E-01	1,00E+00	1,00E+00	9,76E-01	1,00E+00	1,00E+00	9,95E-01	1,00E+00

INDICADORES NORMALIZADOS	Conscientização e Participação (CP)	Qualificação pessoal (QP)	Alcance de Metas (AM)	Nível de avaliação (NA)	Implementação de ações de auditoria (IA)	Atendimento aos prazos de planos de ação de auditorias (AA)	Nível de investigação (NI)	Atendimento aos planos de ação de investigações de incidentes (AI)	Atendimento às recomendações das análises de risco (AR)	Aceitação às recomendações das análises de risco (AC)
MÉDIA	4,59E-01	5,35E-01	4,62E-01	7,70E-01	3,73E-01	4,88E-01	8,21E-01	5,91E-01	6,87E-01	8,90E-01
DESVIO PADRÃO	2,07E-01	8,78E-02	2,76E-01	3,89E-01	2,24E-01	4,18E-01	3,73E-01	3,78E-01	3,21E-01	2,66E-01
MÍNIMO	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
MÁXIMO	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00
1° QUARTIL	3,14E-01	5,35E-01	2,22E-01	6,47E-01	2,30E-01	0,00E+00	1,00E+00	2,79E-01	4,10E-01	9,14E-01
2° QUARTIL	4,63E-01	5,35E-01	5,00E-01	1,00E+00	4,48E-01	4,71E-01	1,00E+00	6,67E-01	8,21E-01	1,00E+00
3° QUARTIL	5,81E-01	5,35E-01	6,67E-01	1,00E+00	5,52E-01	9,76E-01	1,00E+00	1,00E+00	9,95E-01	1,00E+00

INDICADORES INDIVIDUAIS	Testes de Sistemas de Detecção de Gases (TG)	Testes de Sistemas de Detecção de Fogo (TF)	Testes de Acionamento de ESDVs de risers (TE)	Testes de BDVs (TV)	Testes de PSVs (TP)	Testes de Sistemas de dilúvio (TD)	Testes de Partida de bombas de incêndio (TB)	Simulação de Cenários acidentais (SC)	Avaliação de riscos no gerenciamento de mudanças (AM)	Gerenciamento de mudanças temporárias (MT)	Permissões de Trabalho (PT)	Avaliação de riscos na Permissão de trabalho (AP)
MÉDIA	8,42E-01	3,15E-01	5,95E+00	1,23E+00	3,73E-01	7,94E-06	2,50E+01	2,36E+00	2,70E-01	4,37E-01	2,02E-02	1,23E+00
DESVIO PADRÃO	9,85E-01	5,02E-01	7,30E+00	2,08E+00	2,54E-01	1,41E-05	1,40E+01	2,18E+00	4,78E-01	2,52E-01	1,13E-02	1,76E-01
MÍNIMO	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,25E+00	5,00E-01	0,00E+00	0,00E+00	6,73E-04	1,00E+00
MÁXIMO	4,94E+00	2,00E+00	3,40E+01	1,20E+01	1,05E+00	8,89E-05	5,80E+01	7,89E+00	2,11E+00	1,06E+00	4,32E-02	1,57E+00
1° QUARTIL	1,14E-01	2,20E-02	3,27E-01	0,00E+00	2,06E-01	1,76E-06	1,65E+01	9,60E-01	3,91E-03	2,66E-01	8,35E-03	1,00E+00
2° QUARTIL	3,29E-01	6,48E-02	2,06E+00	3,13E-01	3,23E-01	2,24E-06	2,40E+01	1,00E+00	3,03E-02	4,86E-01	2,31E-02	1,26E+00
3° QUARTIL	1,48E+00	3,95E-01	9,00E+00	1,42E+00	4,87E-01	6,50E-06	2,65E+01	3,36E+00	2,55E-01	5,89E-01	2,75E-02	1,35E+00

INDICADORES NORMALIZADOS	Testes de Sistemas de Detecção de Gases (TG)	Testes de Sistemas de Detecção de Fogo (TF)	Testes de Acionamento de ESDVs de risers (TE)	Testes de BDVs (TV)	Testes de PSVs (TP)	Testes de Sistemas de dilúvio (TD)	Testes de Partida de bombas de incêndio (TB)	Simulação de Cenários acidentais (SC)	Avaliação de riscos no gerenciamento de mudanças (AM)	Gerenciamento de mudanças temporárias (MT)	Permissões de Trabalho (PT)	Avaliação de riscos na Permissão de trabalho (AP)
MÉDIA	1,71E-01	1,57E-01	1,75E-01	1,02E-01	3,57E-01	8,93E-02	4,19E-01	2,52E-01	1,28E-01	4,14E-01	4,58E-01	3,94E-01
DESVIO PADRÃO	1,99E-01	2,51E-01	2,15E-01	1,74E-01	2,43E-01	1,59E-01	2,46E-01	2,95E-01	2,26E-01	2,38E-01	2,66E-01	3,06E-01
MÍNIMO	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
MÁXIMO	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00
1° QUARTIL	2,31E-02	1,10E-02	9,62E-03	0,00E+00	1,97E-01	1,98E-02	2,69E-01	6,23E-02	1,85E-03	2,52E-01	1,80E-01	0,00E+00
2° QUARTIL	6,66E-02	3,24E-02	6,06E-02	2,60E-02	3,09E-01	2,52E-02	4,01E-01	6,77E-02	1,44E-02	4,60E-01	5,27E-01	4,59E-01
3° QUARTIL	3,00E-01	1,97E-01	2,65E-01	1,18E-01	4,66E-01	7,31E-02	4,45E-01	3,87E-01	1,21E-01	5,57E-01	6,31E-01	6,19E-01

ANEXO C

Resultado das avaliações utilizadas para a priorização dos indicadores

LIDERANÇA, PESSOAL E GESTÃO		Avaliador 1		Avaliador 2		Avaliador 3		Avaliador 4		Avaliador 5		Avaliador 6		Avaliador 7		Avaliador 8		Avaliador 9	
Parâmetro	Indicador	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota
Envolvimento do Pessoal	Conscientização e Participação	3	6	3	8	3	5,1	3	6,5	3	4	5	8	5	8	5	8	5	8
Qualificação, treinamento e desempenho pessoal	Qualificação pessoal	5	9	5	8	3	5,2	5	8	3	3	3	7,5	3	7	5	8	5	10
Monitoramento e melhoria Contínua de Desempenho	Alcance de Metas	3	6	1	7	1	5,2	3	7,5	3	3	5	10	5	8	5	8	3	7
Auditorias	Nível de avaliação	1	4	3	6	3	6,5	3	7	1	2	5	9	3	8	3	7	3	6
	Implementação de ações de auditoria	3	7	3	9	3	6,7	5	9	3	4	5	10	3	8	3	8	5	8
	Atendimento aos prazos de planos de ação de auditorias	3	7	1	9	1	5,1	3	8,5	3	5	5	9	3	7	3	7	3	6
Investigações de Incidentes	Nível de investigação	1	4	3	7	3	6	3	7	1	2	5	8	5	9	5	9	3	6

Atendimento aos planos de ação de investigações de incidentes	3	7	3	6	3	6,5	3	6	1	2	5	10	5	8	5	10	5	8
---	---	---	---	---	---	-----	---	---	---	---	---	----	---	---	---	----	---	---

LIDERANÇA, PESSOAL E GESTÃO		Avaliador 1		Avaliador 2		Avaliador 3		Avaliador 4		Avaliador 5		Avaliador 6		Avaliador 7		Avaliador 8		Avaliador 9	
Parâmetro	Indicador	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota
Identificação e Análise de Riscos	Atendimento às recomendações das análises de risco	5	9	5	8	5	7,5	5	9,5	1	2	5	10	5	9	5	10	5	10
	Aceitação às recomendações das análises de risco	1	5	3	7,5	5	7,6	5	10	1	2	1	3	3	5	5	10	5	8
Integridade Mecânica e Sistemas Críticos de Segurança	Testes de Sistemas de Detecção de Gases	5	10	3	9	3	6	3	7	3	7	5	9	5	9	5	10	5	8
	Testes de Sistemas de Detecção de Fogo	5	10	3	9	3	6,1	3	7	3	7	5	9	5	9	5	10	5	8
	Testes de Acionamento de ESDVs	5	10	3	9	3	5,9	3	7,5	3	7	5	10	5	9	5	10	5	8

	Testes de BDVs	5	10	3	9	3	5,5	3	7,5	3	7	5	10	5	9	5	10	5	8
	Testes de PSVs	5	10	3	9	3	6	3	7,5	3	7	5	10	5	9	5	10	5	8
	Testes de Sistemas de dilúvio	5	10	3	7,5	1	5,8	3	6	3	7	3	7	5	9	5	10	5	8
	Testes de Partida de bombas de incêndio	5	10	3	10	1	5,5	3	6	3	7	3	7	5	9	5	10	5	8
Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências	Simulação de Cenários acidentais	3	6	3	6	1	7	3	7	1	2	5	8	3	7	5	10	5	7,6

LIDERANÇA, PESSOAL E GESTÃO		Avaliador 1		Avaliador 2		Avaliador 3		Avaliador 4		Avaliador 5		Avaliador 6		Avaliador 7		Avaliador 8		Avaliador 9	
Parâmetro	Indicador	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota
Gerenciamento de mudanças	Avaliação de riscos no gerenciamento de mudanças	5	10	5	9	5	7,5	3	6,5	3	4	5	9	3	5	5	10	5	10
	Gerenciamento de mudanças temporárias	1	4	3	10	5	8	3	6,5	1	2	5	7,5	3	5	5	10	3	7
Práticas de trabalho seguro	Permissões de Trabalho	1	5	3	8	1	7	5	9	1	2	1	4	3	5	3	9	3	7
	Avaliação de riscos na Permissão de trabalho	5	8	3	9	5	7	5	9,5	1	2	3	6	3	5	5	10	5	10

DADOS REATIVOS		Avaliador 1		Avaliador 2		Avaliador 3		Avaliador 4		Avaliador 5		Avaliador 6		Avaliador 7		Avaliador 8		Avaliador 9	
Parâmetro	Nome do Indicador	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota	Peso	Nota
Desvios Operacionais	Desligamentos de plantas em situação de emergência	3	7	5	8	3	6	3	6	3	5	5	10	5	9	3	8	1	3
Perda de Contenção primária	Vazamentos de hidrocarbonetos sem incêndio	3	7	5	8	1	2,8	3	7	3	5	5	9	5	8	5	8	5	8
	Vazamentos de hidrocarbonetos com incêndio	5	10	5	9	3	7	5	9	5	9	5	10	5	10	5	10	5	10
	Derramamentos Maiores	5	9	5	8	5	9	5	8	5	9	5	10	5	9	5	10	5	9
	Derramamentos Significantes	3	7	5	7	5	10	3	6,5	3	5	5	8	5	7	5	8	3	7,5
	Vazamentos Maiores de Gás Natural	5	9	5	9	5	7,8	5	10	5	9	5	10	5	9	5	10	5	10

	Vazamentos Significantes de Gás Natural	3	7	5	7	5	9	3	7,5	3	6	5	9	5	7	5	8	3	7
	Vazamento de H ₂ S	5	10	5	8	5	9	5	9,5	5	10	5	10	5	10	5	10	5	7,6
Incêndios	Incêndio Maior	5	10	5	10	3	8	5	10	5	9	5	10	5	10	5	10	5	10
	Incêndio Significante	5	8,5	5	10	3	7,5	3	7,5	5	9	5	9,5	5	8	5	9	5	9
Abalroamentos	Colisão Maior	5	9	3	10	3	7,7	5	10	5	8	3	7	5	10	3	10	5	10
	Colisão Significante	5	8	5	10	3	6	3	7	3	4	3	5	5	8	3	9	3	7,5