



Nota Técnica nº 132/SSM/2015

Rio de Janeiro, 05 de maio de 2015

Assunto: Análise de Impacto Regulatório sobre Regulação de Sistemas Submarinos

Referências: [1] Processo nº 48610.006769/2012-21.

1. Introdução

Essa nota técnica é uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) da proposta do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS). Esse, se aceito como melhor opção regulatória, será aplicável aos operadores de sistemas submarinos sob águas jurisdicionais brasileiras.

A Análise de Impacto Regulatório é uma ferramenta que avalia o impacto, em termos de custos, benefícios e riscos, de qualquer proposta de regulamentação que possa afetar a sociedade. É política do governo da União Europeia, Austrália, Estados Unidos e outros governos que todos os departamentos e agências que exercem poderes legais e criam regras que afetam outras entidades devem realizar uma AIR.¹

Em um contexto de um processo contínuo de busca de melhoria e de excelência regulatória, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) vem aperfeiçoando seu processo regulatório e de tomada de decisão ao preceder questões concernentes ao mercado regulado com Análises de Impacto Regulatório (AIR).

A incorporação de AIR no processo de regulamentação ocorre concomitantemente à adoção de outras boas práticas, como o planejamento estratégico e a adoção de uma agenda regulatória. É

¹ Livro Verde (Green Book) - Orientação aos Órgãos do Governo Britânico sobre como Propostas Devem Ser Apreciadas antes do Empenho de Recursos e sobre como Programas de Governo Devem Ser Avaliados – Guia do Departamento de Tesouro, Londres: TSO. Disponível em: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/220541/green_book_complete.pdf Acessado em Jun. 2014.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

nesse sentido que a AIR está inserida, num processo contínuo de busca de melhoria e de excelência regulatória.

Para a elaboração da Análise de Impacto Regulatório, fez-se necessário o cumprimento das seguintes etapas: identificação do problema, identificação das falhas de mercado, análise do *status quo*, definição das possíveis alternativas de ação, escolha dos critérios de análise, ampla consulta aos atores envolvidos, estudos sobre cada uma das alternativas e suas consequências para os atores afetados e recomendação para a adoção de uma medida.²

Esta avaliação do impacto regulatório foi baseada em discussões com reguladores de segurança operacional no *International Regulators Forum - IRF-2014*, na auditoria piloto do sistema de gerenciamento de sistemas submarinos da Bacia do Espírito Santo, nos painéis com os agentes regulados e com fornecedores. Está prevista ainda a realização de uma Consulta Pública e uma Audiência Pública para fins de instituição do Regime de Segurança Operacional para Sistemas Submarinos.

2. Identificação do Problema

Os dutos para movimentação de petróleo, seus derivados e gás natural são pontos críticos na logística de todo o processo da indústria petrolífera, um acidente interrompe o processo causando prejuízos, enormes transtornos operacionais, contaminações ambientais e exposição de pessoas ao risco de contaminações, incêndios e explosões. Este risco é intensificado quando se considera que os dutos percorrem imensas distâncias, por áreas onde estão sujeitos às variações do meio, movimentação do solo e à ação de terceiros.

2.1. Histórico de falhas no Brasil

Em 18 de janeiro de 2000, o duto PE-II, que interliga a Refinaria Duque de Caxias (REDUC) às instalações dos Dutos e Terminais do Sudeste-DTSE/ Ilha D'Água (GEGUA) rompeu-se, após flambagem e intenso processo corrosivo, ocasionando o derramamento de 1,3 milhões de m³ de óleo combustível numa região de mangue entre as instalações daquela refinaria e

² RADAELLI. Claudio M. "What do governments get out of Regulatory Reform? The Case of Regulatory Impact Assessment", 2008. XV Conference of the Nordic Political Science – NOPSA Conference 2008; 2008 Aug 6-9; Tromsø.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM



a orla da Baía de Guanabara. Este duto era aquecido para tornar o óleo menos viscoso, e estava enterrado no fundo da Baía. Ao longo do tempo ocorreu erosão do solo marinho e parte do duto ficou sem nenhuma proteção contra a expansão térmica.

Conforme laudo da COPPE/UFRJ, divulgado em 30 de março de 2000, concluiu-se que o derramamento de óleo foi causado por negligência da Petrobras, já que o rompimento do duto está associado a deficiências do projeto, bem como de manutenção do mesmo.³

O vazamento gerou uma mancha de 40 km² de óleo na baía, causando danos ambientais, econômicos e sociais significativos. O incidente alertou os operadores de dutos e chamou a atenção dos reguladores de políticas públicas sobre os riscos no transporte dutoviário de petróleo e gás no Brasil.

Outro caso mais recente, de janeiro de 2014, refere-se ao Gasoduto PCR-01/Lubnor que foi atingido por um agente externo, sofrendo uma trinca de aproximadamente 30 mm na geratriz superior do duto. Adicionalmente, foi detectada flambagem vertical com ponto de amassamento de 25 cm. O sistema de detecção de vazamento por diferencial de pressão utilizado pelo operador falhou e o acidente foi identificado somente após sinalização da Capitania dos Portos do Ceará que havia um borbulhamento de gás a 4 km da praia. A deformação encontrada no duto indicou a colisão de objeto com peso acentuado. Os danos ao patrimônio próprio (duto) foram estimados entre US\$500 mil a 2 milhões.

Em 16 de março de 2014, houve outro incidente envolvendo um duto de escoamento de petróleo da plataforma P-55 de 2,3 km no campo de Roncador, na Bacia de Campos, que se desprende da plataforma durante o lançamento e afundou no oceano. Durante a instalação, ocorreu o rompimento de um cabo de aço que interliga o guincho da embarcação ao cabrestante e à catenária da coluna de duto. Como consequência, um trecho do duto que estava sendo lançado caiu no assoalho marinho a cerca de 1.800 metros de profundidade, sem a possibilidade de ser reaproveitado.⁴

Os incidentes ocorridos, incluindo os detalhados acima, foram um estímulo para a Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM) estudar e avaliar as abordagens regulatórias dos dutos submarinos na Europa, Estados Unidos, Austrália, México,

³ MMA; CONAMA. **Relatório sobre o impacto ambiental causado pelo derramamento de óleo na Baía de Guanabara** – Ministério de Meio Ambiente – MMA e Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA. Brasília, 2001.

⁴ FOLHA DE SÃO PAULO, Duto de Plataforma da Petrobras Afunda em Acidente, Folha de São Paulo - online, 04 abr. 2014, Seção Mercado. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2014/04/1435868-duto-de-plataforma-da-petrobras-afunda-em-acidente.shtml>. Acessado em Jan. 2015.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

Noruega, Argentina, Canadá, dentre outros países, a fim de propor a melhor forma de garantir a segurança operacional de sistemas submarinos no Brasil. A maioria dos países analisados possui uma política de gestão já consolidada.

Recentemente, após a realização dos workshops com a indústria e com os agentes regulados e da realização da auditoria piloto, ocorreu um acidente no oleoduto 16"-PE-PCM-6/PCM-5 que interliga as plataformas PCM-6 e PCM-5. Na comunicação de incidente, o operador informou que por volta das 08h30min do dia 23/04/2015 foi identificado o vazamento de 7 m³ de petróleo, emergindo a aproximadamente 30 metros da plataforma PCM-06 que se encontra em lâmina d'água de 26 metros. Foi informado que o plano de emergência PEVO-SEAL foi acionado, paralisada a produção dos poços e despressurizados os oleodutos interligados à plataforma PCM-06, fechando, conseqüentemente, as plataformas PCM-05, PCM-06, PCM-08 e PCM-09. Dessa forma, fica evidente a importância de se intensificar as inspeções e manutenções dos sistemas submarinos, a fim de garantir a integridade e segurança operacional das instalações e da importância da ação da agência reguladora nesse panorama.

2.2. Histórico de falhas internacionais

Nos EUA, as estatísticas divulgadas pela PHMSA apontam uma média de 531 incidentes em dutos por ano ao longo de 20 anos. Tais estatísticas envolvem a operação de dutos de toda a cadeia de óleo e gás (*upstream* e *downstream*). Esse dado é bastante similar nas médias considerando os últimos 3 anos, 5 anos e 10 anos (Tabela 1) o que indica que não houve melhoria significativa na segurança operacional para evitar a ocorrência de incidentes ao longo do tempo. São estimadas perdas anuais de cerca de 300 milhões de dólares com danos a propriedades causados por incidentes (Tabela 2).

Tabela 1: Dados estatísticos médios de incidentes ocorridos em dutos nos Estados Unidos

Média	Média anual de acidentes reportados
3 últimos anos (2012-2014)	630
5 últimos anos (2010-2014)	615
10 últimos anos (2005-2014)	634
20 últimos anos (1995-2014)	542

Fonte: PHMSA (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*), 2015 disponível em: <http://phmsa.dot.gov/pipeline/library/datastatistics/pipelineincidenttrends>

Tabela 2: Estatística de danos à propriedade por acidentes em dutos nos Estados Unidos

Média	Danos médios anuais à propriedade (US dólares)
3 últimos anos (2012-2014)	\$289.322.291
5 últimos anos (2010-2014)	\$555.235.411
10 últimos anos (2005-2014)	\$507.332.225
20 últimos anos (1995-2014)	\$317.295.691

Fonte: PHMSA (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*), 2015 disponível em: <http://phmsa.dot.gov/pipeline/library/datastatistics/pipelineincidenttrends>

Entre os anos 1995 e 2014 foram reportados 640 incidentes em dutos submarinos nos EUA, conforme Figura 1, o que equivale a uma média de 32 incidentes por ano. Desses, 492 foram incidentes significativos, ou seja, envolveram ao menos uma das seguintes condições: fatalidades; ferimentos com hospitalização, custo de 50 mil dólares (convertidos para valores de 1984); descarga de cinco ou mais barris de líquidos altamente voláteis ou descarga de 50 ou mais barris de outros líquidos; descarga de líquido resultando em incêndio ou explosão não intencional. Os dados de acidentes significativos são ilustrados na Figura 2.⁵

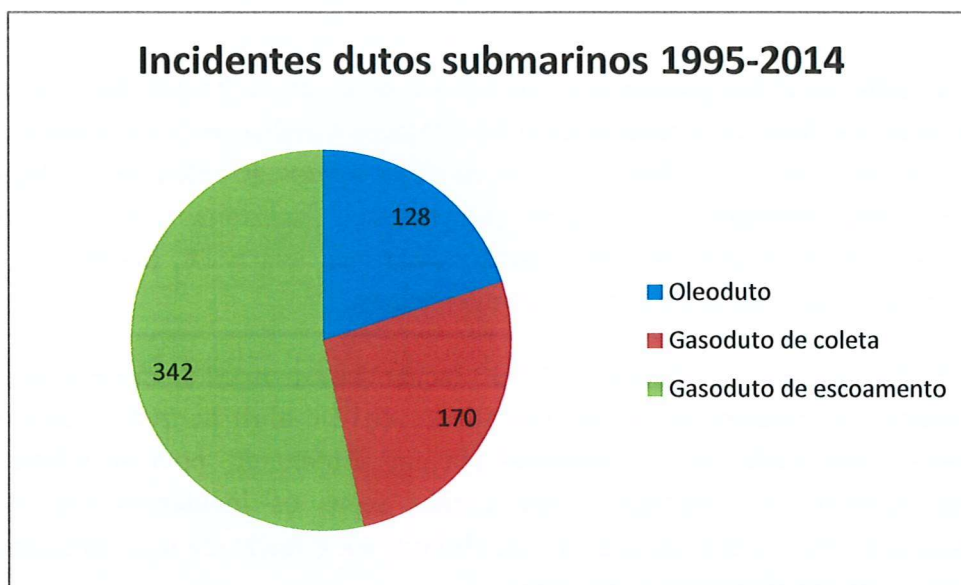


Figura 1: Incidentes ocorridos em dutos submarinos de 1995 a 2014

Fonte: PHMSA (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*), 2015. Disponível em: <http://phmsa.dot.gov/pipeline/library/datastatistics/pipelineincidenttrends>. Acessado em Fev. 2015.

⁵ PHMSA (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*), 2015. Disponível em: <http://phmsa.dot.gov/pipeline/library/datastatistics/pipelineincidenttrends>. Acessado em Fev. 2015.

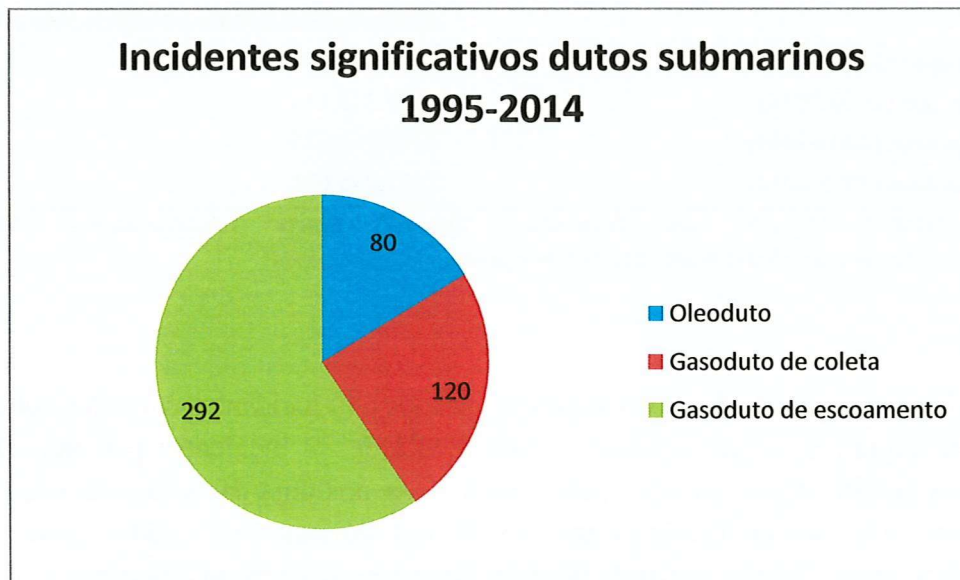


Figura 2: Incidentes significativos em dutos submarinos de 1995 a 2014

Fonte: PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration), 2015 disponível em: <http://phmsa.dot.gov/pipeline/library/datastatistics/pipelineincidenttrends>. Acessado em Fev. 2015.

A malha de dutos submarinos nos EUA é de cerca de 25.000 km.⁵ No Brasil, a malha de dutos submarinos flexíveis é estimada em 10.000 km e a malha de dutos submarinos de escoamento da produção de cerca de 2.000km. ⁶ Incluindo dutos rígidos de coleta da produção estima-se que a malha de dutos submarinos em águas jurisdicionais brasileiras seja de cerca de 15.000km. Utilizando os dados estatísticos de acidentes ocorridos nos EUA, poder-se-ia, portanto, esperar cerca de 19 acidentes por ano em sistemas submarinos.

No Brasil foram reportados à ANP 13 incidentes em dutos do sistema de coleta da produção ou do sistema de escoamento da produção entre 2012 e abril de 2015, sendo cinco envolvendo dutos submarinos, média de 1,6 acidentes por ano. Entretanto, pode-se inferir que o número de acidentes ocorridos foi superior e que muitas vezes os incidentes não são adequadamente comunicados à ANP. A fim de validar esta observação, é realizada uma comparação com dados de incidentes ocorridos na Noruega em *risers*.

Na Noruega, foram reportados 975 acidentes em *risers* entre 1975 e 2012, o que equivale a

⁶ FACHINI, E. "O Uso Offshore de Dutos Flexíveis no Brasil." Dutos Flexíveis e Umbilicais (Curso de Extensão), Núcleo de Estruturas Oceânicas, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2014.

uma média de 25 acidentes por ano⁷. Desses, destacam-se 71 acidentes classificados como maiores envolvendo *risers* flexíveis entre 2000 e 2012 contra 5 acidentes envolvendo *risers* rígidos no mesmo período. De forma geral, Sundby e Anfinssen (2014) destacam que os incidentes reportados na Noruega são devidos à complexidade do projeto desse tipo de instalação, concentrando-se em falhas de projeto, qualificação de tecnologia inadequada e procedimentos operacionais deficientes.

Cabe destacar que a Noruega possui cerca de 300 *risers* flexíveis e umbilicais instalados, a maioria dos quais em profundidade de até 300 m, um número pequeno comparado com a quantidade de *risers* flexíveis em águas jurisdicionais brasileiras.⁷ Adicionalmente, os dados brasileiros apontam a utilização de dutos flexíveis em lâminas d'água muito superiores à média norueguesa.

Considerando que os fabricantes de *risers* flexíveis são os mesmos no Brasil e no mundo, infere-se que as estatísticas reportadas na Noruega relativas a acidentes em *risers* flexíveis devido a falhas de projeto sejam similares para o mundo todo. Entretanto, é necessário considerar as mudanças entre o ambiente em que os *risers* estão situados, como lâmina d'água e condições meteoceanográficas.

Uma comparação com os dados da Noruega onde ocorre em média 5,5 acidentes com *risers* por ano, sendo um número 14 vezes maior em *risers* flexíveis que em *risers* rígidos, indicaria que o número de acidentes em *risers* reportados no Brasil é bastante deficiente, uma vez que a malha de *risers* flexíveis é significativamente maior que a malha de *risers* rígidos e atualmente, no Brasil, não se tem nenhum incidente comunicado para *risers* flexíveis. Os cinco incidentes reportados entre 2012 e 2015 referem-se a dutos rígidos.

2.3. Descrição do problema

Existe hoje dispositivos da ANP que preveem requisitos para autorização e/ou permissão de construção e operação de sistemas submarinos. Adicionalmente no artigo 44 da Lei 9.478/1997 há previsão para que os concessionários adotem, “*em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente*” e adotem “*as melhores práticas da indústria internacional do petróleo*”, obedecendo “*às normas e procedimentos técnicos e científicos*”

⁷ SUNDBY, T.; ANFINSEN, K. A. “Development of Pipeline Regulations in The Norwegian Petroleum Industry and Examples of Follow Up”. IN: 10th International Pipeline Conference – IPC 2014. Calgary, Alberta, Canada. Proceedings of the 2014 10th International Pipeline Conference – IPC 2014.

pertinentes”.

Foi identificado, contudo que apesar de existirem dispositivos normativos para autorização, os mesmos são insuficientes para a obtenção dos resultados pretendidos em relação à segurança operacional e à proteção do meio ambiente.

O problema a ser enfrentado, é, portanto, o elevado risco de incidentes relacionados a segurança operacional, causando danos para a vida humana, o meio ambiente e o patrimônio. O nível de riscos é elevado e há alto impacto com o não cumprimento de normas, códigos e melhores práticas da indústria.

A Figura 3 expõe as relações causais necessárias para a explicação do problema, na forma de uma Árvore de Problemas onde o tronco é composto pelo diagnóstico do problema, as raízes são as principais causas e os galhos e folhas representam os efeitos negativos do problema.

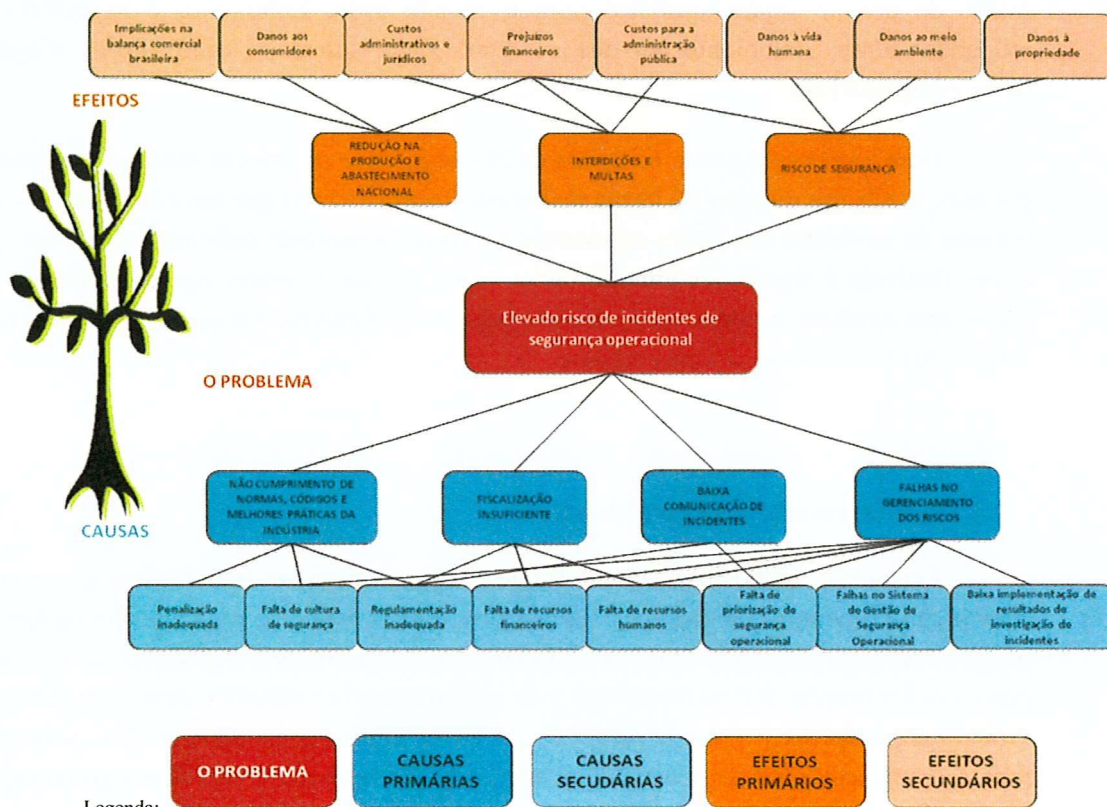


Figura 3: Árvore de Problemas

Fonte: Elaboração Própria

Assinaturas manuscritas

As principais causas identificadas estão relacionadas ao não cumprimento de normas, códigos e melhores práticas da indústria, à fiscalização insuficiente, a falha na comunicação de incidentes pelos operadores e às falhas no gerenciamento dos riscos operacionais.

Definido o problema e conhecidas suas causas, foi preciso identificar quais os grupos de interesse e os objetivos de uma eventual intervenção regulatória, sua justificativa, quais os resultados pretendidos e se está aderente aos objetivos de políticas públicas e à fundamentação legal do órgão regulador.

3. Análise do Estoque Regulatório e Necessidade de Ação do Órgão Regulador

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, dispõe no artigo 8º que a ANP tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Nas alíneas I, V, VII, IX, X, XIX, XX e XXVIII do artigo 8º é possível encontrar a fundamentação legal para a regulação das atividades de movimentação de petróleo, seus derivados e gás natural.

Atualmente, a ANP possui dois instrumentos regulatórios para a autorização/permissão de construção e operação de dutos no Brasil. São elas a Resolução ANP nº 17, de 18/3/2015, que trata da aprovação do Plano de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural e a Portaria ANP nº 170/1998 que regulamenta a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados, gás natural, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel por meio aquaviário. Os dutos submarinos são objeto de permissão/autorização de construção/operação no âmbito dos dois instrumentos regulatórios ou resoluções supervenientes.

Entretanto, não há uma regulamentação brasileira que vise à gestão da segurança operacional das instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, e outros fluidos necessários à exploração e produção *offshore*, caracterizando uma falha regulatória.

De um modo geral, a filosofia econômica da intervenção do Estado nos mercados surge a partir do conceito de falha de mercado, a existência de externalidades e/ou bens públicos ou de bens comuns, incluindo a falta de informações. Em outras palavras, as forças de mercado por si só não resolveriam os problemas de alocação dos recursos, o que ensejaria a alternativa de instituir uma regulamentação.

As externalidades surgem quando os tomadores de decisões privadas não incorrem em todos os custos ou não recebem todos os benefícios de suas decisões. A externalidade negativa aplica-se quando há prejuízo inaceitável (como os custos sociais e ambientais que podem ser difíceis de quantificar) e pode ter um efeito sobre terceiros. O impacto negativo pode incluir interferência no movimento de animais nativos, os danos à flora e à fauna ou visual externalidade de desconforto como sistemas de dutos, atravessando paisagens, corais e alterando o assoalho marinho. Isso ocorre porque os benefícios da exploração reverterem para indivíduos, enquanto os custos de exploração são distribuídos entre todos os que exploram o recurso.⁸ No caso de dutos submarinos há externalidade negativa sobre os riscos para a segurança pública e para o ambiente que precisam ser abordadas.

A segurança pública e a proteção do meio ambiente são exemplos do que os economistas se referem a bens públicos. O consumo de um bem público por um indivíduo não reduz a quantidade de bens disponíveis para consumo por outros. Um bem público não será produzido em mercados privados, porque não há nenhuma possibilidade do produtor impedir que aqueles que não pagam pelo bem ou serviço façam uso dele. A segurança pública e a proteção do meio ambiente serão fornecidas pelos mercados até certo ponto, porque é interesse dos operadores de sistemas submarinos proteger seus ativos e capital de danos. No entanto, esses interesses não devem ser suficientes para proteger a segurança pública e o meio ambiente, pois os danos a essas áreas podem ser muitas vezes maiores do que os danos ao próprio sistema submarino.

Ao considerar formas alternativas de intervenção, o nível de risco e de não-conformidades é altamente relevante. Os maiores riscos e impactos de não cumprimento geralmente justificam a aplicação de instrumentos regulatórios mais fortes. Por outro lado, onde há baixo risco e baixo impacto de não-conformidade, com a utilização de normas e códigos, formas menos intervencionistas de regulação, incluindo autorregulamentação são utilizadas. Os riscos para a segurança pública e para o meio ambiente de grandes incidentes em dutos e sistemas submarinos podem ser extremamente elevados, indicando a necessidade de intervenção do Estado para proteger a vida, a propriedade e o meio ambiente.

Ao rever a legislação internacional aplicável e consultar as normas, códigos e melhores práticas da indústria, observou-se que há uma deficiência de marcos regulatórios no Brasil e diretrizes no gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos, apesar de hoje os operadores de sistemas submarinos no Brasil seguirem normas de projeto internacionalmente reconhecidas.

⁸ Proposed Pipelines Regulations 2007 – Regulatory Impact Statement. Department of Primary Industries, Victoria, 2006. Disponível em: www.vcec.vic.gov.au/files/...f971.../RIS-Pipelines-Regulations-2007.pdf. Acessado em: Jun. 2014.

Adicionalmente, a agência reguladora australiana registrou que a regulamentação é considerada um instrumento crucial para a manutenção do registro de segurança na Austrália. Os dutos australianos têm um histórico de segurança muito melhor do que a Europa e os EUA. Este desempenho louvável da indústria australiana deve-se ao efetivo acompanhamento da implementação dos regulamentos pelo Estado.⁹

Dessa forma, torna-se necessária a intervenção do Estado a fim de preencher essa lacuna na regulação brasileira e para reforçar a segurança das atividades submarinas. Verificou-se, pois, a necessidade de uma ação por parte do órgão regulador, mediante alguma forma de regulamentação, para garantir a segurança da força de trabalho, a integridade mecânica dos dutos e sistemas submarinos e a proteção do meio ambiente.

Mais detalhes sobre as razões que fundamentam a necessidade de ação do Estado, por meio do órgão regulador, são fornecidos a seguir.

3.1. Segurança do público, da força de trabalho e proteção do meio ambiente

A movimentação de petróleo, gás natural e seus derivados por dutos é uma atividade inerentemente perigosa, devido à natureza altamente volátil, combustível e não biodegradável dos fluidos. Derramamentos de petróleo e gás podem ocorrer em razão de falhas estruturais nas instalações, ações de terceiros, queda de objetos, falhas humanas na execução de procedimentos, erros de projeto e análise precária das condições ambientais, geológicas e geotécnicas.

A ausência ou inadequação do gerenciamento da segurança, incluindo as atividades de inspeção, manutenção e operação de dutos, pode ocasionar derramamentos, explosões, incêndios, e outros acidentes envolvendo a força de trabalho, que resultam em danos ambientais, à propriedade e à vida humana (ferimentos e fatalidades).

Em suma, os acidentes com dutos de petróleo e derivados são eventos inesperados que afetam direta ou indiretamente a segurança e a empresa, podendo causar impactos significativos ao meio ambiente, com elevado custo associado, com lançamento no mar de quantidades significativas de fluidos, dispersados pelas correntes marítimas e pelas correntes de ar. Além disso, podem

⁹ TUFT, P.; BONAR, C. *Review of Pipeline Incident Data to 2004* Peter Tuft & Associates, GasNet Australia Pty. Ltd., 2004. *Apud*: Proposed Pipelines Regulations 2007 – Regulatory Impact Statement. Department of Primary Industries, Victoria, 2006. Disponível em: www.vceec.vic.gov.au/files/...f971.../RIS-Pipelines-Regulations-2007.pdf. Acessado em: Jun. 2014.



prejudicar direta ou indiretamente a população que vive no litoral das áreas atingidas.

Estudos realizados com dados da PHMSA – *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*, do *US Department of Transportation*, entre 2002 a 2009, consolidados no gráfico da Figura 4, levantaram o custo direto causados pelos acidentes no setor público, na operação, no meio ambiente, nos danos a propriedade e na perda de produção. Esses custos totalizaram aproximadamente US\$ 600 milhões no período estudado. Contudo, não foi considerada a desvalorização das ações das empresas que podem ter sido de bilhões de dólares, como ocorrido com a British Petroleum, pelo acidente na plataforma Deepwater Horizon no Golfo do México em abril de 2010.¹⁰

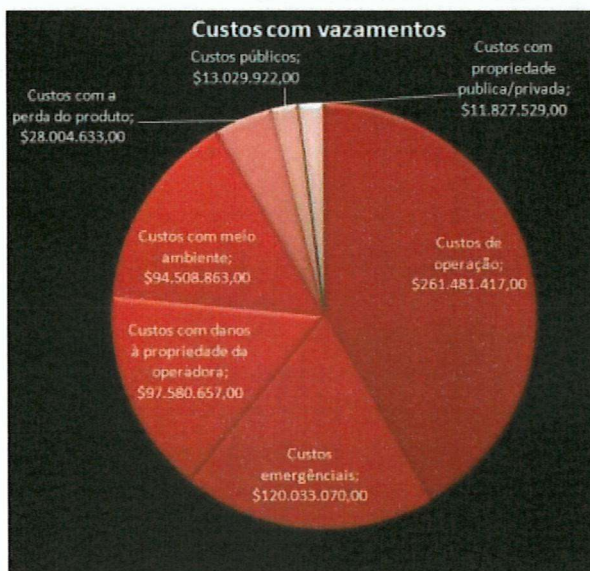


Figura 4: Custos com vazamentos em acidentes significantes em dutos
Fonte: Asel-Tech, 2014

3.2. Confiabilidade e Qualidade de Fornecimento

O fornecimento de petróleo e gás é cada vez mais importante na matriz energética brasileira. A partir do ano 2000, notou-se um crescimento significativo do mercado de gás natural no Brasil, impulsionado pelo início da operação do GASBOL em julho de 1999. A oferta interna de gás

¹⁰ Asel-Tech. "Fatos sobre vazamentos em dutos de transporte de petróleo e derivados". Disponível em: http://www.asel-tech.com.br/_documentos/artigo-fatos-sobre-vazamentos.pdf. Acessado em Jun. 2014.

natural no país cresceu de 2000 a 2005 a uma taxa média de 17% ao ano, sendo um crescimento de 9% ao ano oriundo do aumento da produção nacional. Enquanto o crescimento médio da economia brasileira foi de 2,2% a.a. e o crescimento médio da oferta interna de energia de 3% a.a., a participação do gás natural na matriz energética nacional aumentou de 5,4% em 2000 para 9,3% em 2005.¹¹ A Figura 5 apresenta a evolução da oferta interna de gás natural.

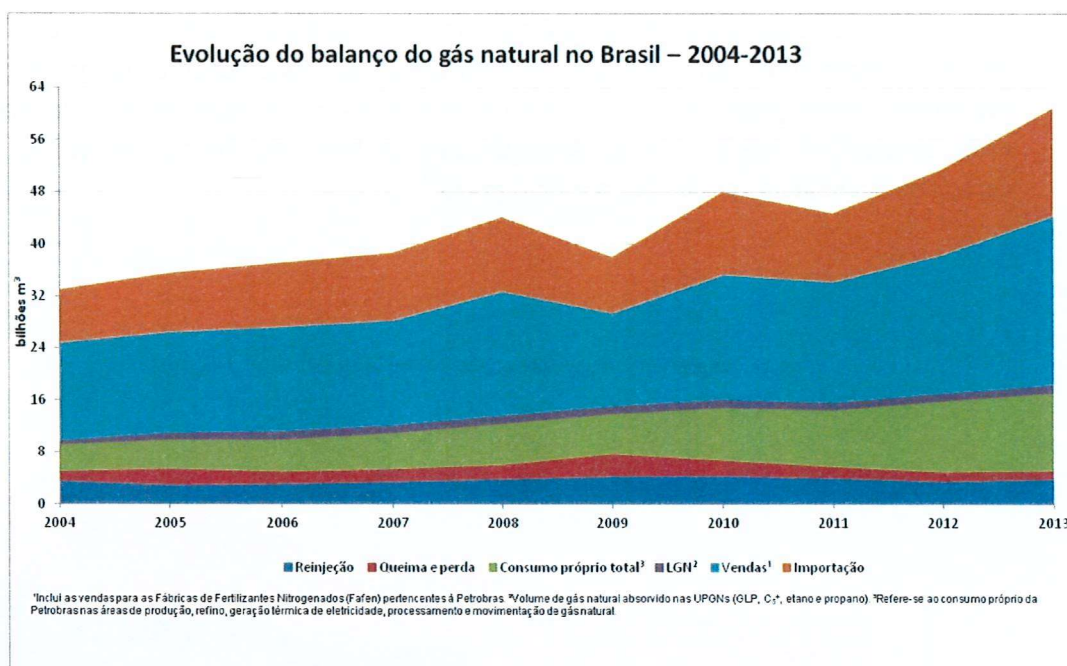


Figura 5: Oferta interna de gás natural no Brasil

Fonte: ANP, 2014¹²

Nos últimos 10 anos, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 5,8% ao ano. A produção *offshore* corresponde a 73,3% do gás natural produzido, o equivalente a

¹¹ PRATES, C. P. T.; PIEROBON, E. C.; COSTA, R. C.; FIGUEIREDO, V. S. **Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil**, 2006. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set2402.pdf. Acessado em Jan. 2014.

¹² ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2014. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=71976>. Acessado em Mar. 2015.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

20,7 bilhões de m³. Com isso, em 2013, o Brasil se situou na 34ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural. Em 2013 o Brasil consumiu 37,6 bilhões de m³, o que equivale a 1,1% do total mundial e subiu da 31ª para a 24ª posição no ranking de maiores consumidores de gás¹⁰.

Para viabilizar a movimentação de petróleo e derivados no território nacional, o Brasil dispunha em 2013 de 57 terminais aquaviários autorizados, concentrando a maior parte da capacidade nominal de armazenamento (9,3 milhões de m³, 70,7% do total)¹⁰.

Outra característica brasileira é que grande parte da produção (73,3% em 2013) é realizada no mar, implicando em elevados investimentos na exploração e na produção dos campos produtores, como pode ser observado na Figura 6. Como as maiores reservas recém-descobertas estão localizadas *offshore*, com destaque para o Polo do Pré-Sal da Bacia de Santos, essa característica tende a se acentuar a médio prazo¹¹.

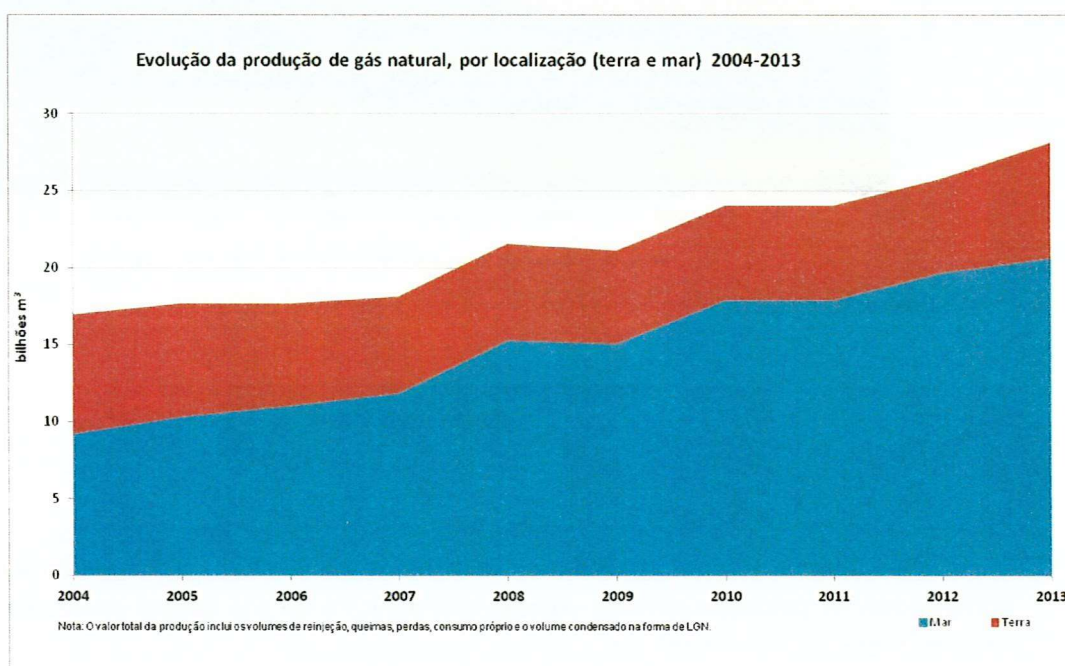


Figura 6: Evolução da produção de gás natural no Brasil

Fonte: ANP, 2014 ¹²

Insta registrar que a produção do pré-sal em novembro de 2014, oriunda de 42 poços, foi de

[Assinaturas manuscritas]



602,3 mil barris (bbl/d) de petróleo e 20,9 milhões de metros cúbicos (m^3/d) de gás natural, totalizando 733,6 mil barris de óleo equivalente por dia.¹³ As reservas do pré-sal encontradas no litoral do Brasil são as mais profundas em que já foi encontrado petróleo em todo o mundo, sendo necessários projetos e operações robustas dos sistemas de coleta e escoamento da produção.

Nesse cenário, merecem destaque os projetos de construção dos Gasodutos Rota 1, 2 e 3, para exportação de gás natural das áreas produtoras do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) até o continente.

O projeto mais recente do Gasoduto Rota 3 prevê a instalação de um gasoduto com aproximadamente 232 km de extensão total, sendo 184 km referente ao trecho marítimo e 48 km referente ao trecho terrestre, com capacidade de transferência de 17,8 milhões Nm^3/dia que visa atender às crescentes demandas de escoamento e exportação da produção nacional. A Figura 7 representa o mapa de localização do sistema de escoamento da Bacia de Santos, com destaque para o Gasoduto Rota 3.

Os Gasodutos Rota 1, 2 e 3 preveem sua interligação com outros campos de produção, além do campo de Franco. A ampliação da produção dos campos na região do pré-sal terá papel importante no acréscimo substancial da oferta de gás natural nacional, aumentando a garantia de atendimento à demanda atual e, possivelmente, a ampliação de mercado para este recurso energético.¹⁴

O fornecimento seguro de gás também está se tornando cada vez mais importante para a geração de energia elétrica, à medida que mais usinas a gás estão sendo comissionadas. Por conta das estiagens, principalmente no sudeste do Brasil, onde se concentram as mais importantes reservas de água do país e onde, também, o consumo é mais alto, as usinas hidrelétricas tiveram a produção de energia reduzida e para suprir a demanda sempre crescente do país, o Governo Federal acionou as usinas termelétricas.

Apesar da situação dos reservatórios ser grave, as termelétricas vêm agindo substituindo parte da geração hidrelétrica, e com isso ajudando a poupar água. Mas como as termelétricas funcionam por meio da queima de combustíveis, como gás e óleo, é essencial a garantia da integridade mecânica dos dutos e a confiabilidade dos sistemas submarinos.

¹³ ANP. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Janeiro de 2015 (*com dados compilados de novembro de 2014*). Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=36407>. Acessado em Mar. 2015.

¹⁴ PETROBRAS. Estudo de Impacto Ambiental Gasoduto Rota 3 – Caracterização do Empreendimento, 2014. Disponível em: <http://ilhabela.sp.gov.br/pdf/rima/03-caracterizacao-do-empreendimento.pdf>. Acessado em: Jan 2015.

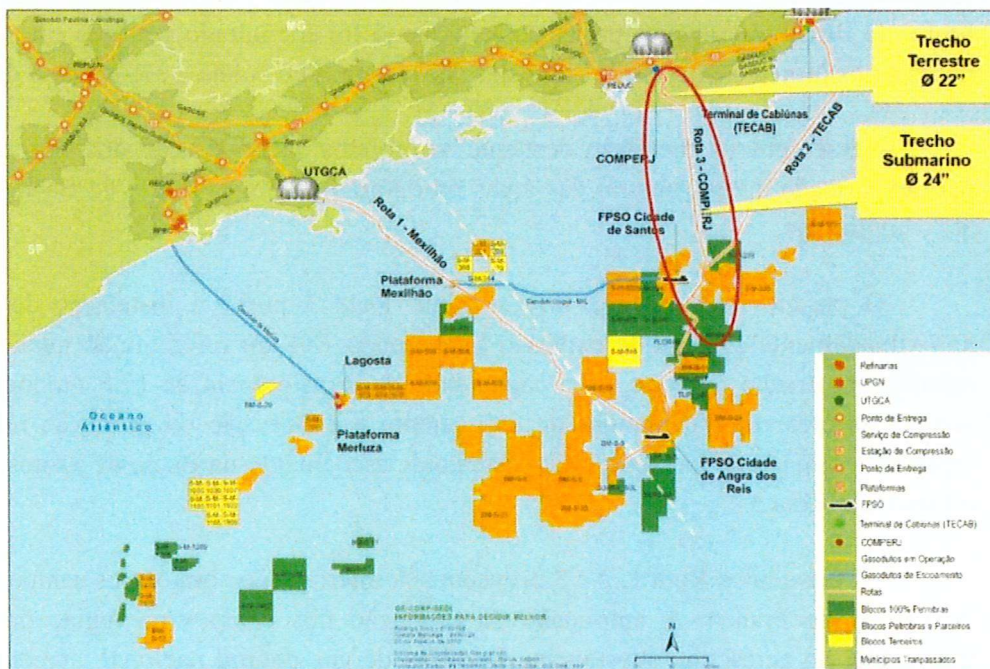


Figura 7: Sistema de Escoamento da Bacia de Santos
Fonte: PETROBRAS, 2014 ¹⁴

Referente à produção de petróleo, em novembro de 2014, houve aumento em torno de 13,3% na produção de petróleo se comparada com o mesmo mês em 2013¹³. Esse aumento de produção acarreta novas instalações nos sistemas de coleta de produção, devendo ocorrer inspeções e manutenção frequentes nos sistemas existentes para garantir a integridade das instalações e aumentar a confiabilidade dos sistemas submarinos.

4. Objetivos da ação do órgão regulador

Considerando o problema de política pública relacionado aos riscos no transporte dutoviário de petróleo e gás *offshore* no Brasil, espera-se que o regulamento proposto atinja os seguintes objetivos gerais:



1. Garantir que o operador da instalação institua um regime de segurança operacional para os sistemas submarinos;
2. Minimizar a ocorrência de incidentes em sistemas submarinos;
3. Fornecer diretrizes coerentes para o gerenciamento dos aspectos técnicos dos sistemas submarinos, melhorando assim a uniformidade e transparência da ação governamental;
4. Reduzir o risco e a incidência de interrupções no fornecimento, relacionada às instalações abrangidas por esse regulamento, portanto, promovendo fontes mais confiáveis para os consumidores;
5. Normatizar as melhores práticas da indústria; e
6. Ser compatível com a Lei do Petróleo e outros instrumentos regulatórios.

Alguns objetivos gerais foram detalhados em objetivos específicos:

- a) Garantir o uso consistente das melhores práticas da indústria para o gerenciamento da integridade dos sistemas submarinos e dos riscos por parte da indústria de petróleo e gás;
- b) Implementar as melhores práticas regulamentares em todo ciclo de vida do sistema submarino;
- c) Reforçar a capacidade do Brasil na preparação e resposta a emergências potenciais que afetem a vida humana, o meio ambiente e o patrimônio de terceiros e do operador do sistema submarino;
- d) Aprimorar os requisitos mínimos que devem ser seguidos pelos operadores dos sistemas submarinos, definindo suas responsabilidades e obrigações; e
- e) Garantir a melhoria do desempenho de segurança dos sistemas submarinos, reduzindo assim o risco de incidentes que resultem em danos ambientais e materiais, ferimentos e fatalidades.

5. Identificação de opções

As seguintes opções foram identificadas e avaliadas quanto à viabilidade:

- i. Instituir um regulamento baseado em performance;
- ii. Autorregulação da indústria (Manutenção da Situação Atual);
- iii. Instituir uma regulação prescritiva.

5.1. Opção 1 – Instituir um regulamento baseado em performance

Nesta opção, é instituído um regime de segurança operacional para os sistemas submarinos. A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, por meio da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente, ao abrigo da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, elaborou a proposta do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos - SGSS.

O regulamento exige que os operadores de sistemas submarinos mantenham um sistema de gestão baseado em performance que abranja os problemas decorrentes da existência de sua instalação.

O regulamento também especifica os requisitos mínimos que devem estar cobertos em todo o ciclo de vida do sistema submarino. Entretanto, o regulamento não determina normas ou códigos que devem ser utilizados. É uma abordagem que objetiva suportar um resultado melhor ao que atualmente é alcançado pelo operador.

O regulamento exige planos e procedimentos e a elaboração de relatórios sobre uma série de assuntos, incluindo o acompanhamento do desempenho dos sistemas submarinos, mas não especifica as metas e os indicadores de desempenho. O principal meio de avaliação de desempenho é através da comparação dos resultados com outros operadores e analisando as tendências de desempenho individual ao longo do tempo.

Embora o regulamento contenha alguns elementos prescritivos, é, sobretudo, um instrumento com base no desempenho, uma vez que fornece à indústria uma margem considerável quanto à forma de alcançar resultados de gestão da segurança das instalações.

O SGSS foi estruturado em 21 capítulos técnicos que compõem o sistema de gestão de segurança operacional para sistemas submarinos, majoritariamente não prescritivo baseado em performance. Esse sistema contém disposições que exigem:

- Consolidação de uma cultura de segurança operacional;
- Comprometimento com a melhoria contínua do sistema de gestão da segurança operacional;
- Promoção do envolvimento, da conscientização e da participação da força de trabalho na aplicação do sistema de gestão da segurança operacional;
- Garantia de que a força de trabalho seja adequadamente qualificada e que exerça suas funções de maneira segura;

- Promoção de um ambiente de trabalho adequado e que considere os fatores humanos durante todo o ciclo de vida da Instalação;
- Minimização da possibilidade de recorrência de incidentes;
- Dimensionamento, construção, reutilização, extensão de vida útil e desativação de sistemas submarinos em conformidade códigos relevantes e padrões internacionais;
- Manutenção de uma operação em níveis de risco toleráveis;
- Requisitos mínimos para operação de sistemas submarinos;
- Correta utilização de procedimentos operacionais, de emergência e procedimentos de trabalho;
- Implementação efetiva de um programa de gerenciamento da integridade da instalação;
- Auditoria para garantir que o operador está em conformidade com o regulamento; e
- Atendimento às exigências legais e normativas.

5.2. Opção 2 - Autorregulação da indústria (Manutenção da Situação Atual)

Nessa opção, a indústria seria responsável por projetar, instalar, operar e manter seus sistemas submarinos em regime de segurança operacional auto gerenciado. A indústria estaria livre para determinar a maneira pela qual eles iriam operar e pela qual os dados de desempenho, se houver, seriam mensurados.

No entanto, o órgão regulador ainda precisaria realizar um papel substancial de acompanhamento dos sistemas que estão localizados em domínio público, e as consequências das falhas na gestão das instalações para a sociedade e meio ambientes são imensuráveis.

Ademais, as empresas visam à maximização do lucro, sem priorizar necessariamente a melhor alternativa em termos de segurança operacional. Portanto, a abordagem de autorregulação é considerada um risco inaceitavelmente elevado, dada a importância dos dutos como um serviço essencial e do potencial de resultados catastróficos se os sistemas de segurança e gerenciamento dos sistemas submarinos não forem devidamente mantidos e cumpridos.

Sem um instrumento eficaz para normatizar as melhores práticas da indústria, as fiscalizações tornam-se mais discricionárias, dificultando o julgamento de infrações e a transparência das ações governamentais.

5.3. Opção 3 - Instituir uma regulação prescritiva

Nesta opção, é instituída uma regulação prescritiva para o gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos. Este seria composto por requisitos específicos para estruturas, equipamentos e operações que previnem acidentes e mitigam os riscos. As autoridades regulatórias especificariam tais requisitos de segurança e fiscalizariam a aderência às normas.

O Órgão Regulador precisaria desenvolver expertise específica para o desenvolvimento de padrões e normas de projeto, inspeção e manutenção acarretando elevados custos ao Estado e a permanência da falha regulatória por tempo elevado até que a expertise fosse consolidada. Uma alternativa seria a adoção de normas e padrões internacionais tal qual acontece em outros países com a indicação de normas como ISO, API e DNV. Por exemplo, a regulamentação da Austrália obriga a adoção do padrão australiano AS2885. Tal padrão, por sua vez, é vinculado à norma DNV-OS-F101. Atualmente, o regulamento norueguês adota como norma de referência para flexíveis os códigos API 17J e API 17B. Para dutos rígidos a referência é a norma ISO 13263 e é utilizada a DNV-OS-F101 onde a ISO 13263 possui lacunas. Os requisitos para a extensão de vida útil são descritos pela NORSOK Y-002. Já o regulamento canadense obriga a utilização do padrão CSA-Z662. Este é um regulamento técnico que mistura requisitos baseados em desempenho do sistema de gerenciamento de segurança operacional com alguns requisitos prescritivos para o detalhamento do projeto do duto submarino.

A indicação de uma norma ou padrão específico é menos eficaz visto que podem surgir situações que são abrangidas por outras normas, principalmente com o avanço da exploração e produção de petróleo para lâminas d'água cada vez mais profundas, e que poderiam ser desenvolvidos novos tipos de dutos ou equipamentos submarinos que não estariam abrangidos por nenhuma norma estabelecida pelo instrumento regulatório. É gerada, dessa forma, lacunas na regulamentação. Com a instituição de um regulamento baseado em performance esse problema deixa de existir, uma vez que outras normas e melhores práticas de engenharia são aceitas, desde que gerenciadas adequadamente pelo Sistema de Segurança Operacional.

Adicionalmente, é consenso na indústria de petróleo e gás que a prescrição de requisitos específicos de projeto, inspeção e manutenção (independente da adoção de normas e padrões gerais) pode encorajar uma atitude passiva entre os agentes regulados. Esse foi o motivo pelo qual Sundby e Anfinson (2014) apontaram para as regulações internacionais terem migrado de regulamentos prescritivos das décadas de 70 e 80 para regulamentos baseados em desempenho, tal como aconteceu na Noruega⁸.

Na Noruega os primeiros regulamentos específicos para dutos surgiram em 1990 e ao

longo dessa década foram aumentando os requisitos e recomendações específicas para soldagem, revestimento, isolamento térmico etc⁸. Atualmente o regulamento norueguês é baseado em desempenho e contém requisitos gerais para atividades especiais, redução de riscos, melhoria contínua e manutenção.

Alguns países, entretanto, continuam adotando uma regulação prescritiva. A Itália e Alemanha possuem uma regulação prescritiva, mas não muito detalhada¹⁵. Já na Argentina e no México a regulamentação é prescritiva e detalhada na fase de projeto. Em relação à regulamentação norte-americana, merece destaque a Subseção F da norma *49CFR-Part 195* que trata de operação e manutenção e traz requisitos específicos para a manutenção de válvulas, para os lançadores e recebedores de PIG, para a obrigatoriedade de dispositivos de detecção de vazamentos e para o gerenciamento da sala de controle operacional. Esse regulamento é mais prescritivo com indicações específicas, por exemplo, determinando a periodicidade de inspeção para alguns componentes e a adoção de padrões API, porém há também requisitos baseados em desempenho e gestão de riscos.

De forma geral, o que se pode perceber da análise das regulamentações é que diversos países têm avançado na definição de metas regulatórias baseadas em análises de risco tais como Noruega, Reino Unido, Holanda, Dinamarca e EUA, e que existe uma tendência mundial para a exigência de um sistema de gestão de segurança operacional ou um programa de gerenciamento da integridade.

6. Identificação das partes afetadas

Os interessados que serão afetados pelas opções analisadas são:

- Operadores de sistemas submarinos e seus empregados;
- A sociedade; e
- A ANP, o IBAMA, o MTE e a Autoridade Marítima do Brasil.

Além dos arrolados acima, outras partes poderiam vir a ser afetadas indiretamente – empresas ligadas a construção, montagem, lançamento, comissionamento, operação, manutenção e inspeção dos sistemas submarinos, bem como fornecedores de dutos rígidos, flexíveis e umbilicais e de componentes e complementos. Ainda que não seja objeto de análise detalhada ao longo da

¹⁵ OLIVEIRA, L. F. S. Comparative Analysis of Safety Regulations Applied to Offshore Pipelines in Seven European Countries and Brazil. In: RIO PIPELINE 2013. Rio de Janeiro. *Anais do Rio Pipeline 2013*, Rio de Janeiro: IBP, 2013.

avaliação, tais empresas foram consultadas para subsidiar esta análise e a opção regulatória recomendada.

7. Análise de impacto das opções

Dentre as metodologias analíticas disponíveis na literatura para avaliar o impacto de medidas regulatórias, as principais são: a análise custo-benefício, a análise custo-eficácia, a análise multicritério e as análises parciais¹⁶.

Para esta AIR, optou-se pela utilização de uma abordagem quantitativa e qualitativa mista através da metodologia custo-eficácia a qual não necessita que os benefícios sejam monetizados, apenas os custos.

Antes da análise propriamente dita, foi realizada uma pré-seleção das opções regulatórias, que resultou na eliminação da Opção 3, não sendo considerada de forma mais detalhada nesta análise, pois a prática internacional mostra que a eficácia de tal regulamentação não é suficiente para alcançar os objetivos desejados. Entretanto, volta-se a ressaltar que, assim como ocorre em outros países, a Opção 1 analisada é uma regulamentação majoritariamente baseada em desempenho, porém com alguns requisitos prescritivos.

Tendo em vista que os resultados das Opções 1 e 2 analisadas são semelhantes e consistem em assegurar a segurança pública, e que os benefícios de cada opção não podem ser facilmente quantificados, uma análise de custo-eficácia foi utilizada para identificar a opção menos dispendiosa. Isso permite uma comparação quantitativa das opções com base nos custos administrativos e uma análise qualitativa dos benefícios da melhoria na segurança e redução de impactos ambientais.

As seguintes áreas foram consideradas na avaliação das opções regulatórias:

- Os custos de conformidade, incluindo recursos, tempo e custos financeiros;
- Os custos administrativos, incluindo os custos potenciais e limitações de tempo da Administração Pública;
- Impactos na concorrência;

¹⁶ JACOBS, Scott. Current Trends in Regulatory Impact Analysis: The Challenges of Mainstreaming RIA into Policy-making. 2006 . p. 34. Disponível em: <http://www.wbginvestmentclimate.org/uploads/6.CurrentTrends.pdf>. Acessado em Jan. 2015.

- Os custos sociais ou impactos na sociedade;
- Os impactos ambientais;
- Quaisquer impactos cumulativos das opções regulatórias;
- Outros custos, incluindo os custos diretos e indiretos;
- Benefícios associados com o regulamento; e
- Implementação e cumprimento.

Os custos administrativos para a Administração Pública e para o agente regulado foram quantificados com dados disponíveis da indústria australiana. Não foram quantificados os benefícios sociais e ambientais, devido à ampla gama de valores que podem ser atribuídos a esses aspectos.

7.1. Análise de Impacto da Opção 1 (regulação baseada em performance)

7.1.1. Custos

7.1.1.1. Custos de conformidade, incluindo recursos, tempo e custos financeiros.

Os custos de conformidade incluem os custos diretos impostos à indústria como resultado das exigências regulatórias e incluem o seguinte:

- Desenvolver ou adaptar um sistema de gerenciamento de segurança operacional;
- Implementar os procedimentos do sistema de gerenciamento;
- Elaborar e documentar relatórios sobre o sistema de gerenciamento;
- Definir e monitorar metas e indicadores de desempenho; e
- Realizar auditoria do sistema de gerenciamento da segurança operacional.

Para cada operador do sistema submarino o custo de conformidade anual varia muito, dependendo da extensão, localização, complexidade e idade da instalação.

Para essa análise de impacto regulatório foram utilizados dados levantados pela indústria australiana. Nesse país, a malha de dutos totaliza aproximadamente 10.000 km de extensão¹⁷, o que

¹⁷ Trade & Investment NSW – Resources & Energy. **Gas Supply (Network Safety Management Regulation 2013) - Regulatory Impact Statement**, Department of Trade and Investment, NSW, 2013. Disponível em: http://www.resourcesandenergy.nsw.gov.au/_data/assets/pdf_file/0018/470160/Gas-Supply-Network-Safety-Management-Regulation-RIS-2013.pdf. Acessado em: Jun. 2014.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

por equivalência se aproxima à malha de dutos flexíveis submarinos sob águas de jurisdição brasileira.

Estima-se que o custo de conformidade em toda indústria de movimentação de gás, petróleo e seus derivados na Austrália totaliza US\$ 450.000,00 por ano.¹⁸ Os custos são baseados nas exigências atuais para o operador de um duto autorizado, como preparação de relatórios de auditoria e de relatórios do sistema de gestão.

7.1.1.2. Custos administrativos, incluindo os custos potenciais e limitações de tempo do Estado.

Os custos administrativos diretos para o Estado associado com a proposta do regulamento incluem:

- Prestação de orientação/informação ao agente regulado;
- Avaliação do sistema adotado pelo agente regulado;
- Avaliação do desempenho; e
- Fiscalizações eventuais nas instalações para verificar o funcionamento do sistema de gerenciamento de segurança operacional.

Os custos administrativos do Estado são relativos ao pessoal e custos associados. Eles são estimados na indústria australiana em aproximadamente US\$310.000,00 por ano¹⁸.

7.1.2. Impacto sobre a concorrência

Esta opção não implica impacto sobre a concorrência inerente. A maioria dos dutos submarinos é de empresas economicamente reguladas nos termos da Lei do Petróleo e o Regulamento Técnico não preveria a autorização para construção ou operação dessas instalações, estando esta prevista em outros dispositivos da ANP. O regulamento não impediria a criação de

¹⁸ Dados da indústria australiana. Não existem dados para a indústria brasileira. Fonte: Trade & Investment NSW – Resources & Energy. **Gas Supply (Network Safety Management Regulation 2013) - Regulatory Impact Statement**, Department of Trade and Investment, NSW, 2013. Disponível em: http://www.resourcesandenergy.nsw.gov.au/__data/assets/pdf_file/0018/470160/Gas-Supply-Network-Safety-Management-Regulation-RIS-2013.pdf. Acessado em: Jun. 2014.



novas empresas para projetar, fabricar, instalar e operar os dutos no Brasil e se aplicaria igualmente a qualquer parte autorizada para conduzir as atividades de movimentação de petróleo, seus derivados e gás natural.

Nesta opção regulatória são utilizadas como base normas e códigos usuais e internacionalmente reconhecidos, além das melhores práticas da indústria, portanto, não deve haver custos significativos para o agente regulado, apenas adaptações aos sistemas de gestão já existentes. Os custos adicionais decorrentes da conformidade a um novo regulamento não seriam significativos, portanto, para implicar uma barreira à entrada de novos agentes.

7.1.3. Custos sociais ou impactos na sociedade

Nenhum custo social foi identificado. Esta opção regulatória gera impactos positivos na sociedade conforme ressaltado no item 7.1.8.1.

Os aspectos sociais, nesse caso, podem ser ressaltados desde as fases iniciais do projeto, durante a definição do traçado do duto.

7.1.4. Impactos ambientais

Nenhum impacto ambiental negativo relacionado à proposta do regulamento foi identificado. Todos os dutos autorizados ou concedidos pela ANP devem passar por um processo de licenciamento ambiental prévio, independente do regime de segurança operacional proposto.

Foram observados, durante a análise, alguns impactos positivos do regulamento para o meio ambiente. É previsto que os dutos submarinos devem estar em conformidade com a norma de projeto e incorporar, em todo o seu ciclo de vida, as melhores práticas de segurança e meio ambiente. Para a realização desta atividade, os aspectos ambientais devem ser considerados desde a fase inicial do projeto, com a seleção da alternativa de projeto e da rota do duto passando por sua fase de instalação, operação até a sua desativação permanente. Os critérios ambientais adotados como premissas para o projeto devem evitar e minimizar as interferências com aspectos do meio físico, biótico e socioeconômico e minimizar as interferências com áreas de formações coralíneas e feições mais complexas de relevo submarino.



7.1.5. Impactos cumulativos das opções legislativas

Nenhum impacto cumulativo significativo das opções legislativas foi identificado.

Atualmente existe a Portaria ANP nº 170/1998, em revisão, que prevê requisitos para autorização para o exercício da atividade de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural por meio aquaviário e a Resolução ANP nº 17/2015, que trata da aprovação do Plano de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural. Os sistemas submarinos que serão abrangidos pelo SGSS são objeto de permissão/autorização de construção/operação no âmbito das duas portarias ou resoluções que venham a substituí-las.

O regulamento proposto define critérios para o sistema de gerenciamento da segurança operacional, com requisitos gerais referentes ao projeto, à fabricação, à instalação, ao comissionamento, à operação, ao gerenciamento da integridade e à desativação de sistemas submarinos, portanto, não impõe impacto regulatório cumulativo com relação aos instrumentos regulatórios supracitados.

A ANP dispõe ainda das Resoluções ANP nº 27/2006 e nº 25/2014 que abordam, respectivamente, os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações na fase de produção e na fase de exploração. O regulamento proposto deverá ser escrito de forma a complementar as informações necessárias em tais instrumentos para o caso específico de sistemas submarinos, sem, contudo, entrar em conflito com tais disposições.

Adicionalmente, a ANP dispõe de regulamentação de segurança operacional para instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural e possui em sua agenda regulatória a perspectiva de publicação de um regulamento do sistema de gerenciamento de integridade de poços e de um regulamento de terminais terrestres. A interface entre tais regulamentos e a regulamentação proposta nesta análise de opções está definida claramente a fim de não impor nenhum impacto regulatório cumulativo.

Por fim, foi identificado que no artigo 44 da Lei 9.478/1997 há previsão para que os concessionários adotem, “*em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente*” e adotem “*as melhores práticas da indústria internacional do petróleo*”, obedecendo “*às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes*”. O objetivo principal do regulamento proposto é atingir a segurança operacional e a proteção do meio ambiente e em diversos assuntos solicita-se o cumprimento das melhores práticas da indústria, não sendo observada, portanto, a imposição de impacto regulatório cumulativo.



7.1.6. Outros custos, incluindo os custos diretos e indiretos

Não foram identificados outros custos diretos e indiretos.

7.1.7. Período de adequação ao regulamento

O Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS), após passar por consulta pública e audiência pública, para garantir a efetiva participação social, será publicado e para fins de prazo de adequação, o operador do sistema submarino terá um período de até 2 anos para estar conforme, implantando ou adequando seu sistema de gestão aos requisitos mínimos exigidos no regulamento. A concessão desse período de adequação é usual nas resoluções desta Agência.

Sabe-se que parte das exigências, estipuladas no SGSS já são seguidas pelos operadores dos sistemas submarinos, visto que são consideradas as melhores práticas da indústria.

Desta forma, pode-se inferir que o prazo necessário para a implementação ou adequação dos operadores de sistemas submarinos ao SGSS é apropriado e razoável.

7.1.8. Benefícios associados com esta opção regulatória

Existem três benefícios principais desta opção regulatória:

1. Redução de riscos de impactos sociais negativos na sociedade;
2. Redução de riscos de impactos ambientais; e
3. Aumento da confiabilidade e qualidade da oferta.

Embora tenham sido feitas tentativas para quantificar esses benefícios (em grande parte as reduções nos custos), a análise abaixo é principalmente de natureza qualitativa, devido à ampla gama de incertezas associadas para medir e quantificar questões sociais e os impactos ambientais.

7.1.8.1. Redução dos riscos de impactos sociais negativos na sociedade

A opção tem o efeito de reduzir os riscos de impactos negativos na sociedade em relação a:



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

- Acidentes graves, incluindo fatalidades;
- Danos materiais; e
- Garantia de fornecimento.

As duas principais causas de impactos sociais na sociedade estão relacionadas com a perda de contenção e redução de fornecimento, conforme discutido nos itens 3.1 e 3.2. A perda de contenção em qualquer circunstância é um evento perigoso e indesejável.

Para ilustrar o caso brasileiro, podemos utilizar como exemplo, o acidente do duto PE-II, que interliga a REDUC às instalações dos Dutos e Terminais do Sudeste-DTSE/ Ilha D'Água (GEGUA), já citado.

O Relatório da Fundação, Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos/ Universidade Federal do Rio de Janeiro sobre as causas do incidente, indicou que *“a alteração das condições de suporte do duto pelo solo no canal eram de conhecimento da PETROBRAS desde a época do acidente de 1997¹⁹ e poderia ter sido corrigida na ocasião. Conhecidas as condições precárias do solo nessa região, o projeto do duto poderia ter alertado as equipes de construção e manutenção, da necessidade de se garantir o enterramento do mesmo. O relatório descarta que o rompimento do duto tenha se dado por fratura por fadiga e, de suas informações, observa-se que o rompimento do duto está associado a deficiências do projeto, bem como o de manutenção do mesmo.”*²⁰. Dessa forma, pode-se observar que o agente regulado não deu tratamento adequado ao problema previamente identificado, e que nesse caso, poderia evitar a perda de contenção no duto.

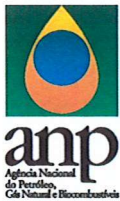
O rompimento do oleoduto causou severas consequências às atividades sócio-econômicas realizadas na Baía da Guanabara, entre as quais se destacam a pesca, a balneabilidade e o turismo.

Impactos ocorridos no meio biótico interferem na pesca artesanal e o declínio da atividade pesqueira afeta diretamente a estrutura familiar, uma vez que essa atividade constitui fonte de alimento e renda para as comunidades locais.

O óleo vazado espalhou-se rapidamente pelo fundo da Baía onde se concentram os manguezais e os currais de pesca. De acordo com o relatório, estimava-se a existência de 10.000 pescadores nas cinco colônias de pesca existentes no Estado do Rio de Janeiro, além dos

¹⁹ Acidente ocorrido em 10/03/1997 no mesmo trecho do acidente ocorrido no ano 2000 ocasionando derramamento de cerca de 3 milhões de m³ de óleo combustível.

²⁰ Fonte: Relatório sobre o impacto ambiental causado pelo derramamento de óleo na Baía de Guanabara – Ministério de Meio Ambiente – MMA e Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA. Brasília 2001.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM



caranguejeiros, marisqueiros e catadores de siri, não computados neste total. Cerca de 15 mil toneladas de peixes eram comercializadas na Baía de Guanabara, garantindo o abastecimento de 30 mil famílias em média. Em função do rompimento do oleoduto houve queda de aproximadamente 100% na venda do pescado em janeiro de 2000, enquanto que a Associação dos Marisqueiros teve uma produção de 20 toneladas de mariscos estocada por seis meses. A produção de crustáceos sofreu redução significativa na sua cadeia produtiva, por tratar-se de espécies altamente sensíveis a este tipo de poluição. O impacto nas áreas de manguezais inviabilizou o comércio de caranguejos uma vez que as espécies que não morreram imediatamente após o contato direto com o óleo foram contaminadas posteriormente pela sua presença no sedimento, onde os caranguejos locomovem-se, fazem suas tocas e obtêm seu alimento.²⁰

O acidente também impediu a utilização para fins de balneabilidade de diversas praias. O óleo na zona de arrebentação das ondas, bem como a presença dos operários e das máquinas envolvidas na operação de limpeza prejudicaram as atividades de lazer, principalmente, por se tratar de época de verão. A constatação do óleo nas praias atingidas restringiu o uso público das mesmas, alterando a qualidade da água e as condições da areia, em virtude da sua contaminação.²⁰

Por fim, o óleo vazado teve consequências negativas para o turismo e o comércio das regiões afetadas no Estado do Rio de Janeiro. Notícias e imagens sobre a contaminação das águas da Baía da Guanabara foram amplamente divulgadas pela mídia no Brasil e no exterior. O acidente, assim como as operações de combate e de limpeza do óleo, influenciou no turismo, fonte de arrecadação para o Estado/Município, uma vez que limitou o banho de mar nas praias afetadas, os passeios de barco (comprovado com a redução do uso da barca Rio-Paquetá) e outras atividades correlacionadas à referida ocupação. Os comerciantes, principalmente de restaurantes, do entorno da Baía de Guanabara, tiveram prejuízos consideráveis pela redução dos turistas frequentadores da região. Outro impacto negativo foi a impregnação, por óleo, do cais da Companhia Imperial de Navegação a Vapor e da Estrada de Ferro de Petrópolis, primeira estação de trem do país, inaugurada em abril de 1854, no município de Mauá.²⁰

Já no acidente do Gasoduto PCR-01/Lubnor, em janeiro de 2014, o sistema de detecção de vazamento utilizado pelo operador falhou. A Petrobras reduziu a pressão no duto para minimizar o vazamento. Adicionalmente, foi mantida uma pressão positiva no duto para evitar a entrada de água salgada no mesmo e permitir a visualização do vazamento. A área do vazamento foi sinalizada e foi disponibilizada uma embarcação no local para observação contínua do incidente. Esse fato possibilitou a proteção da comunidade costeira, dado que o local do dano estava próximo à costa. Posteriormente foi realizado um reparo provisório. A deformação encontrada no duto indicou a colisão de objeto com peso acentuado. Os danos ao patrimônio próprio (duto) de médio porte foram estimados entre US\$500 mil a 2 milhões.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

Estes resultados são considerados consequências diretas do regime de segurança falho mantido pelo operador do sistema submarino.

Conforme já exposto no item 2.2 e a título de comparação, os dados dos EUA obtidos do PHMSA – *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*, do *US Department of Transportation*, que tem um sistema de regulamentação com sobreposição envolvendo a Agência Federal e organizações estatais, apontam que:

- A malha de dutos submarinos nos EUA é aproximadamente 1,7 vezes maior do que a malha de dutos submarinos brasileira.
- Entre os anos 1995 e 2014 foram reportados 640 incidentes em dutos submarinos no EUA o que equivale a uma média de 32 incidentes por ano.

Quando convertido para o Brasil por equivalência, com base no tamanho relativo da malha de dutos, os dados dos Estados Unidos sugerem que o Brasil sofreria cerca de 19 incidentes por ano, sendo cerca de 5 acidentes significativos.

A ANP possui um banco de dados de incidentes em dutos incipiente. De 2012, quando foi implementado o SISO-Incidentes (Sistema Integrado de Segurança Operacional – Módulo Incidentes) até os dias atuais tem-se o registro de 5 acidentes em dutos submarinos. Esses acidentes apresentam perda de contenção em 3 casos, 1 fatalidade e 1 caso de perda material. Acredita-se que, apesar de existir a Resolução ANP nº 44/2009, que exige ao operador a comunicação dos incidentes, por não haver um regulamento específico para os dutos submarinos e uma fiscalização efetiva, há uma falha de comunicação do agente regulado. Espera-se que com a implementação do regulamento, as informações coletadas sejam mais realistas e que haja uma melhoria no acompanhamento da integridade dos sistemas submarinos, com identificação das ações corretivas necessárias e sua implementação.

7.1.8.2. Redução dos riscos de impactos ambientais negativos

Como observado no item anterior, a perda de contenção representa uma ameaça para o meio ambiente devido ao descarregamento de petróleo, seus derivados e gás natural, visto o potencial poluente desses fluidos, que prejudicam os meios biótico e abiótico.

Esses impactos podem ser reduzidos com a implementação dos requisitos do regulamento técnico proposto.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM



7.1.8.3. Aumento da confiabilidade e qualidade da oferta

A movimentação de petróleo e gás natural traz benefícios sociais diretos e indiretos para a população brasileira. O gás escoado, e posteriormente processado, possibilita a implantação de empreendimentos que utilizam gás natural, gerando empregos, renda e ainda propiciando melhorias na qualidade de vida ao substituírem a queima de combustíveis mais poluentes do que o gás natural. Possibilita-se, ainda, a garantia de geração de energia elétrica, a partir de usinas a gás, principalmente em momentos de estiagem de chuva.

O petróleo, gás natural e seus derivados são insumos de difícil substituição na matriz produtiva de qualquer país, e está presente na formação e sustentação dos alicerces da economia industrial moderna²¹. A dependência da importação de petróleo bruto ou derivados é prejudicial para a balança comercial brasileira e pode gerar custos que seriam repassados aos consumidores nos preços de combustíveis automotivos e indiretamente nos produtos finais de indústrias.

A implantação de um sistema de gerenciamento da segurança operacional eficaz reduz o risco e a incidência de interrupções no fornecimento, relacionada às instalações abrangidas por essa regulamentação, portanto, promovendo fontes mais confiáveis para os consumidores.

7.1.9. Resumo dos custos e benefícios do regulamento

Os dados da indústria australiana indicam que custos desta opção são de aproximadamente US\$760.000 por ano¹⁸. Embora haja benefícios sociais e ambientais claros nesta opção, uma análise custo-benefício não foi realizada, pois os benefícios não podem ser facilmente quantificados. Como mencionado anteriormente, uma análise de custo-eficácia foi realizada em substituição.

²¹ ANP. Boletim Anual de Preços – Preços do Petróleo, Gás Natural e Combustíveis nos Mercados Nacional e Internacional. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2014.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

7.2. Análise de Impacto da Opção 2 (Autorregulação)

7.2.1. Custos

7.2.1.1. Custos de conformidade, incluindo recursos, tempo e custos financeiros.

Na Opção 2 (autorregulação), supõe-se que a maioria das empresas desenvolverá e implementará sistemas de gestão de sistemas submarinos como parte de seus procedimentos de gestão de risco, uma vez que é prática comum da indústria *offshore* no Brasil.

São esperadas reduções de custos de conformidade em relação à Opção 1 com a não obrigatoriedade da emissão de alguns documentos, como por exemplo, relatório de comissionamento e programa de desativação permanente, bem como a realização de auditorias da conformidade do seu sistema de gestão. Entretanto, as empresas provavelmente ainda realizariam algumas atividades para as análises internas de performance/gestão de seu sistema submarino.

Assim, os custos de conformidade na opção de "autorregulação" podem variar muito entre as empresas, dependendo da política e dos processos dentro de cada organização.

7.2.1.2. Custos administrativos, incluindo os custos potenciais e limitações de tempo do Estado.

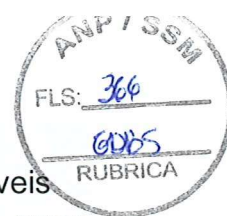
Acredita-se que o Estado terá custos de administração com essa opção, uma vez que deverá garantir que o agente regulado cumpra as melhores práticas de segurança operacional reconhecidas internacionalmente, através de meios alternativos, como a investigação de falhas e incidentes nas atividades de movimentação de fluidos e fiscalizações das instalações.

Como a Opção 1 de implementação de um regulamento baseado em performance prevê que os sistemas submarinos devem estar em conformidade com a norma de projeto e incorporar, em todo o seu ciclo de vida, as melhores práticas da indústria, a falta de uma regulamentação, na Opção "autorregulação" acarreta maior necessidade de ação por parte de órgãos de Estado, entre eles IBAMA e ANP, para minimizar as interferências com aspectos ambientais e manutenção segura das instalações. Adicionalmente, requer maior ação para acompanhamento dos planos de resposta a emergência, do gerenciamento da integridade e dos planos de desativação permanente das instalações.

Adicionalmente, o baixo desempenho da segurança da força de trabalho também pode levar a um aumento dos custos de administração para outros órgãos, como MTE (Ministério do Trabalho



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM



e Emprego) que tem a responsabilidade pela segurança ocupacional.

Se o resultado da abordagem “autorregulação” nos requisitos de segurança operacional é menos efetivo, os custos da administração também estarão susceptíveis de serem aumentados, uma vez que pode ocorrer um maior número de incidentes, demandando maior ação do Estado com o aumento do número de investigações de acidentes e processos judiciais contra as empresas de movimentação de petróleo, seus derivados e gás natural. Dessa forma, seria necessária mais mão de obra especializada, o que acarretaria em maior custo de pessoal para a Administração Pública.

Na Opção 2, os custos administrativos para a Administração Pública podem ser muito mais elevados e são estimados em US\$650.000,00 por ano na indústria australiana¹⁸. Isso seria um aumento líquido de US\$340.000,00 em comparação à Opção 1, decorrente do aumento do número de funcionários que seriam necessários para investigar os incidentes, minimizar a interferência das atividades no meio ambiente e garantir a segurança ocupacional da força de trabalho.

7.2.2. Impacto sobre a concorrência

Com a Opção "autorregulação" não foi identificado impacto sobre a concorrência, uma vez que cada operador da instalação determinará seus próprios requisitos de segurança, procedimentos para garantia da integridade e de monitoramento do desempenho da instalação e que não há impedimento de entrada de um novo operador para realização das atividades inerentes à indústria de movimentação de petróleo, seus derivados e gás natural.

7.2.3. Custos sociais ou impactos na sociedade

Acredita-se que a Opção 2 implicará maiores custos sociais e impactos ambientais na sociedade. Segundo a PHMSA – *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration*, do US *Department of Transportation* a falta de um instrumento regulatório não possibilita a identificação do agente responsável pelos aspectos de segurança. A Opção de "autorregulação" gera menos obrigações para os operadores dos dutos.

Conforme discutidos no item 7.1.8.1, o Brasil possui alta proporção de fatalidades, em relação ao número de incidentes comunicados. Quando comparado com a pirâmide de Frank Bird ideal, Figura 8, o Brasil está desequilibrado estatisticamente, já que a proporção 1:10:30:600 não é observada. Esse fato pode estar relacionado à falha regulatória.

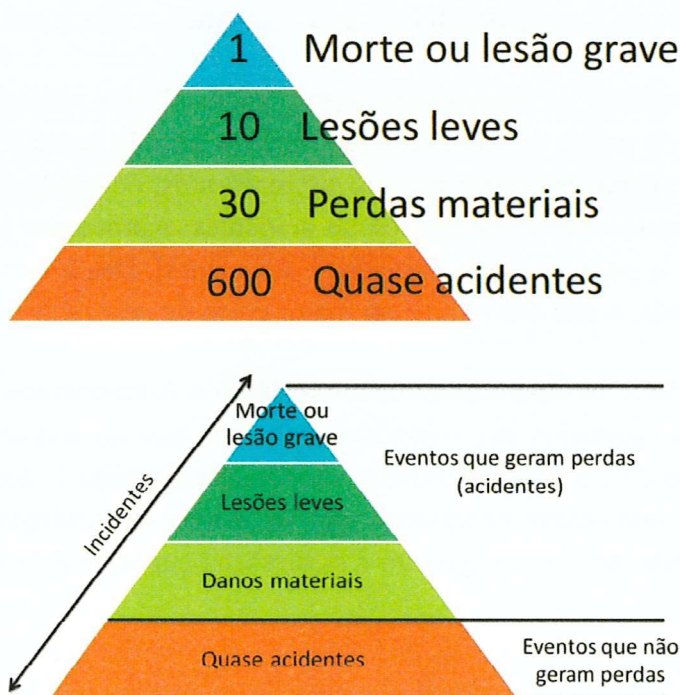


Figura 8 – Pirâmide de Frank Bird.

Fonte: Setrab Group - Cássio Eduardo Garcia, MSc Engenheiro de Segurança do Trabalho.

A partir da análise dessa estatística, entende-se que a capacidade de elaborar planos realistas e favoráveis para evitar acidentes, e dar tratamento adequado aos quase acidentes, aumentando a proporção destes para os acidentes fatais, é prejudicada na Opção “autorregulação”. Os custos sociais e os impactos na sociedade são difíceis de quantificar, pois incluem a dor e o sofrimento do prejudicado, bem como os impactos indiretos sobre os familiares e os custos associados com uma lesão grave ou morte.

Regulamentos baseados em performance preveem procedimentos, inspeções e manutenções para garantia da integridade da instalação, além da preocupação com ambiente de trabalho, a força de trabalho e o meio ambiente. Adicionalmente, exigem uma ação gerencial mais efetiva sobre o comportamento da força de trabalho, focado na cultura de segurança. Dessa forma, entende-se que a Opção “autorregulação” gerará maiores custos sociais, pois reduzirá o comprometimento da organização com a segurança e consequentemente manterá o desequilíbrio da pirâmide de Frank Bird ideal.

7.2.4. Impactos ambientais

O principal impacto ambiental associado à Opção "autorregulação" refere-se ao aumento do risco de perda de contenção, com a perda do produto e possíveis vazamentos que afetam a flora e fauna marinha. O aumento do número de perdas de contenção em sistemas submarinos, no caso atual em que existe uma falha regulatória, é mais susceptível de ocorrer, porque a instituição de um regulamento prevê a obrigação da concessionária ou agente autorizado em manter uma abordagem fortemente orientada para o gerenciamento dos riscos associados à operação do sistema submarino, o que não é observado na Opção "autorregulação".

Os impactos ambientais de qualquer perda de contenção podem ser catastróficos, pois esses dutos contêm altas quantidades de energia, com fluidos altamente inflamáveis. Existem outros riscos decorrentes de perda de contenção nas áreas de rota dos dutos, como por exemplo, perda de vidas, danos à propriedade, incêndios e explosões.

7.2.5. Impactos cumulativos das opções legislativas

Nenhum impacto cumulativo de opções legislativas foi identificado.

7.2.6. Outros custos, incluindo os custos diretos e indiretos

Não foram identificados outros custos diretos e indiretos.

7.2.7. Implementação e cumprimento

Na Opção "autorregulação", como dito anteriormente, é inevitável que o Estado mantenha fiscais para acompanhar a integridade do duto concedido/autorizado e a segurança pública.

Além disso, prevê-se que o operador do sistema submarino também precisará alocar recursos, a fim de satisfazer as suas obrigações para cumprir as normas, códigos e melhores práticas da indústria, destinando recursos para monitorar vários padrões e guias internacionais e avaliar a forma mais adequada para mantê-los. Esses recursos são necessários, pois, na ausência de uma regulamentação, geralmente, é mais difícil para as empresas obterem do Estado o aceite de

cumprimento a todos os requisitos.

Os custos estimados da indústria podem permanecer inalterados, mas não é possível quantificá-los enquanto o Estado não definir as necessidades de conformidade às normas, códigos e melhores práticas da indústria.

7.2.8. Resumo dos custos e benefícios desta opção

Os custos da abordagem “autorregulação” são de pelo menos US\$650.000,00/ano, baseado em dados da indústria australiana¹⁸. Isso só inclui os custos administrativos para o Estado e não inclui quaisquer custos adicionais para a indústria, pois não foi possível quantificá-los. Os benefícios previstos nesta opção, em grande parte dizem respeito à maior flexibilidade para a indústria escolher seus próprios métodos para garantir a segurança dos sistemas submarinos.

8. Escolha da opção

A Opção “autorregulação” é frequentemente citada na literatura como uma alternativa à regulamentação. No entanto, essa opção só é eficaz se uma elevada percentagem de pessoas cujo comportamento tem de ser modificado são membros de organizações privadas relevantes com uma cultura de segurança bem estabelecida e se existem sanções governamentais suficientes para assegurar o cumprimento das normas e códigos internacionalmente reconhecidos pelas organizações privadas.

Nessa opção, a indústria tem um código de conduta voluntário, contudo, este pode ser vago e pode permitir interpretações variáveis. Adicionalmente, a menos que as sanções à indústria sejam apoiadas por uma legislação, as sanções podem vir a ser limitadas em seu impacto sobre a segurança pública e o meio ambiente.

Como atualmente o Órgão Regulador não tem meios efetivos de garantir a aplicação de sanções aos agentes regulados, para maximizar a transparência das ações governamentais e para garantir a proteção eficaz e eficiente da segurança operacional e do meio ambiente recomenda-se que a Opção 1 “Instituir um regulamento baseado em performance”, identificada no item 5.1, seja adotada como a opção escolhida.

Nesta opção, será instituído um regulamento baseado em performance. Embora possua



alguns elementos prescritivos, é sobretudo um instrumento de desempenho, com uma margem considerável de como a indústria deve alcançar os resultados de segurança e de gestão desejados.

A proposta de regulamento exige os requisitos mínimos para o projeto, a fabricação, a instalação, a garantia da integridade, a operação e a desativação. Não são especificados os parâmetros que devem ser atendidos, mas é exigido que seja informada a norma principal de projeto e que ela seja seguida durante todo o ciclo de vida da instalação.

O regulamento proposto é coerente com a Lei do Petróleo, com a Portaria ANP nº 170/1998, com a Resolução ANP nº 17/2015 e com a Resolução ANP nº 27/2006. Esse exige que o operador da instalação desenvolva ou adeque seu sistema de gestão de segurança operacional dos sistemas submarinos, garantindo a segurança, confiabilidade e integridade da instalação.

Espera-se que o regulamento proposto também forneça mais equidade às operadoras que são reguladas no âmbito da Lei do Petróleo, exigindo o mesmo grau de informações sobre o sistema de gerenciamento da segurança operacional.

Os resultados esperados do efeito dessa abordagem regulatória mostram que a proteção do ativo, da força de trabalho e do meio ambiente serão amplamente atingidos. A Opção "autorregulação" pode de alguma forma concretizar esses objetivos, mas é considerada menos eficiente e mais dispendiosa em termos de impactos sociais e ambientais.

A aprovação da proposta de regulamento assegura ao Estado, por meio da ação regulatória, um nível satisfatório de garantia de que os interesses da sociedade e o meio ambiente serão considerados, sem colocar obrigações excessivas ao agente regulado, que poderiam limitar a inovação tecnológica e interferir nas operações normais dos sistemas submarinos existentes.

A análise de impacto indica que, embora as duas opções tenham impactos semelhantes na identificação dos custos, os benefícios da Opção 1 "Instituir um regulamento baseado em performance" são susceptíveis de serem maiores do que da Opção 2 "autorregulação".

9. Implementação e Monitoramento

O desempenho do SGSS proposto será permanentemente acompanhado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ao abrigo da Lei nº 9.478/1997, através da Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), Superintendência de



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM) e Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), que avaliarão o desempenho da indústria, fiscalizando e monitorando todo o período que o regulamento estiver em vigor.

Conforme citado no item 7.1.7, o período de adequação será de 2 anos.

Questões específicas do regulamento poderão ser discutidas com as partes interessadas e qualquer necessidade de rever ou alterar o quadro regulamentar será avaliada.

10. Consulta sobre as opções

As opções regulatórias foram discutidas no âmbito do encontro anual do *International Regulators Forum* – IRF, ocorrido entre os dias 19 a 21 de novembro de 2014 onde foram debatidos com reguladores de segurança operacional *offshore* questões relativas à extensão de vida útil, reutilização, detecção de vazamentos e certificação.

Em seguida, foram realizados encontros com os agentes regulados e com o mercado, garantindo a participação das partes afetadas pelo regulamento, apreciação da minuta e discussão dos itens que causariam alto impacto regulatório.

Em particular, os representantes das organizações das partes interessadas foram convidados a participar de painéis realizados com os fornecedores e com a indústria. Cada um desses painéis incluiu a discussão do regulamento proposto. Nesses encontros foi dada a oportunidade para cada organização apresentar comentários escritos. Cada organização também foi convidada a identificar quaisquer custos adicionais significativos que seriam impostos pelo regulamento proposto.

No dia 10 de março de 2015 foi realizada a discussão da minuta com as empresas associadas à ABESPetro (Associação Brasileira das Empresas de Serviço de Petróleo). A ABESPetro reúne 48 empresas associadas das quais 15 enviaram representantes, perfazendo no encontro um total de 35 participantes. Estiveram presentes as seguintes empresas: Aker Solutions, CGG, Etesco, FMC Technologies, GE Oil&Gas, McDermott, Modec, NOV, Odebrecht Oil&Gas, Oil States do Brasil LTDA, One Subsea, Saipem, Subsea 7, Technip e Transocean.

Nos dias 13 e 25 de março e 04 de maio de 2015 foi realizada a discussão da minuta com as empresas associadas ao IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis). O IBP reúne 200 empresas associadas das quais 22 enviaram representantes. Adicionalmente o IBP convidou o



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM



CTDUT (Centro de Tecnologia em Dutos) e outras empresas da área, perfazendo no encontro um total de 64 participantes no primeiro dia, 49 no segundo e 20 no terceiro. Estiveram presentes as seguintes empresas: ABS Group, Anadarko, BG, Chevron do Brasil, DNV-GL, GGEP, Grantierra, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), Karoon Petróleo e Gás LTDA, Palessa, Petrobras, Pipeway Engenharia, Premier Oil do Brasil Petróleo e Gás, Repsol Sinopec Brasil, Queiroz Galvão Exploração e Produção, Shell Brasil Petróleo LTDA., Sonangol, Statoil, Transpetro, PetroRio, OGpAr, Paraníba Gás Natural, Ecopetrol e Vallourec.

Dessa forma, foram consultados representantes de empresas fabricantes de dutos rígidos e flexíveis, fabricantes de equipamentos submarinos, fornecedores de serviços submarinos, construtores, lançadores, operadores de dutos, operadores de instalações de superfície e empresas certificadoras.

Foram recebidas observações escritas da ABESPetro, ABITAM, Petrobras, Mc Dermontt, DNV-GL e do IBP. Estas observações, além das realizadas oralmente nos painéis de discussão, foram consideradas no desenvolvimento do regulamento proposto e desta AIR.

Foi solicitado o levantamento de custos significativos em relação à implementação da minuta do SGSS, não tendo sido encaminhadas respostas pela indústria.

Adicionalmente, foi realizada, de 16 a 19 de março de 2015, auditoria piloto nos sistemas submarinos da Bacia do Espírito Santo, a fim de verificar a aderência do regulamento proposto ao sistema de gestão já implantado pelos operadores de sistemas submarinos. Durante esse período foi possível verificar o impacto do regulamento ao sistema de gerenciamento já implantado pela Petrobras, que hoje é o maior operador de sistemas submarinos no Brasil. A auditoria também foi uma oportunidade para a empresa identificar os pontos de melhoria ao regulamento proposto e os custos adicionais significativos que seriam impostos.

Dessa forma, o regulamento proposto foi refinado depois de levar em conta os comentários recebidos como parte do processo de consulta. Não há pendências para proposta atual.

Em geral, a estrutura do regulamento foi considerada razoável e apropriada e está suportada por normas, códigos e melhores práticas internacionais já seguidos pela indústria brasileira.

Adicionalmente, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis realizará Consulta Pública de 30 dias e Audiência Pública a fim de consultar à sociedade e o mercado e receber manifestações formais sobre o regulamento proposto.



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente - SSM

11. Considerações Finais

A presente Nota Técnica teve por objetivo apoiar a decisão de instituição ou não do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos.

Ao longo das seções anteriores foram comentados os benefícios sociais e ambientais de instituir o regulamento, reforçando-se a motivação pela opção regulatória refletida na minuta de Resolução disponibilizada para Consulta e Audiência Pública.

Sem prejuízo do disposto na presente Nota Técnica, acredita-se que a proposta da minuta de Resolução foi elaborada de forma a normatizar as boas práticas de engenharia, em sua maioria, já adotadas na prática pela indústria de movimentação *offshore*.

Sendo o que nos cumpria para o momento,

Erica Vanessa Albuquerque de Oliveira

Técnica em Regulação

Superintendência de Segurança Operacional e
Meio Ambiente

Joana Borges da Rosa

Especialista em Regulação

Superintendência de Segurança Operacional e
Meio Ambiente

Gisele Duque Bernardes de Sousa

Especialista em Regulação

Superintendência de Segurança Operacional e
Meio Ambiente

Priscila Raquel Kazmierczak

Especialista em Regulação

Superintendência de Segurança Operacional e
Meio Ambiente

De acordo,

LUCIANO DA SILVA PINTO TEIXEIRA
Superintendente Adjunto
SIAPE 1514897
SSM - ANP/RJ