



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ABORDAGEM DE CICLO DE VIDA NA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS AMBIENTAIS NO PROCESSAMENTO PRIMÁRIO *OFFSHORE*

Marcel Gonin de Campos

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadora:

Lídia Yokoyama

Rio de Janeiro

Novembro de 2012

ABORDAGEM DE CICLO DE VIDA NA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS
AMBIENTAIS NO PROCESSAMENTO PRIMÁRIO *OFFSHORE*

Marcel Gonin de Campos

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Aprovado por:

Prof^a: Lídia Yokoyama, D.Sc.

Prof.: Estevão Freire, D.Sc.

Prof^a: Maria Egle Cordeiro Setti, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ

NOVEMBRO DE 2012

Gonin, Marcel de Campos

Abordagem de Ciclo de Vida na Avaliação de Impactos Ambientais no Processamento Primário *Offshore* / Marcel Gonin de Campos – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2012.

XV, 127 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Lídia Yokoyama

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica/Curso de Engenharia Ambiental, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 121-127.

1 ACV. 2. SimaPro. 3. Processamento Primário. 4. Impacto Ambiental. 5. Petróleo. I. Yokoyama, Lídia. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Ambiental. III. Título.



Agradecimento à ANP/FINEP/MCT

Este trabalho foi realizado com o apoio financeiro da **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP**, e da **Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP** e do **Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT**, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

Gostaria de agradecer ao Programa de Recursos Humanos da ANP, em especial ao PRH-41, que teve o objetivo de propiciar uma formação complementar em Engenharia Ambiental na Indústria do Petróleo, Gás, e Biocombustíveis na área de **Ecologia Industrial**.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado a Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental.

Abordagem de Ciclo de Vida na Avaliação de Impactos Ambientais no Processamento Primário *Offshore*

Marcel Gonin de Campos

Novembro de 2012

Orientador: Lídia Yokoyama

Curso: Engenharia Ambiental

Este trabalho teve por objetivo avaliar os impactos ambientais do processamento primário *offshore* através do uso da metodologia de abordagem de ciclo de vida. A Análise de Ciclo de Vida (ACV) é uma ferramenta analítica para a avaliação sistemática dos aspectos e impactos ambientais de um sistema de produto ou processo em todo o seu ciclo de vida. Como partes dessa análise, foram levantados os principais dados de entrada e saída dos principais processos unitários presentes na planta como emissões atmosféricas, descarte da água de produção tratada, consumo de energia; transporte e tratamento da borra oleosa gerada e outros fatores. Utilizando o método Eco-Indicador 99 e como ferramenta computacional o software SimaPro 7, foi possível analisar os impactos ambientais do processamento primário de petróleo. Os principais impactos ambientais proporcionados pelo processamento são a depleção de recursos fósseis, os efeitos respiratórios inorgânicos e a contribuição para as mudanças climáticas. Em relação às categorias de dano, o processamento primário pode afetar diretamente a saúde dos trabalhadores de forma mais aguda, seguido pelo uso de recursos e o impacto na qualidade do ecossistema. Para as emissões atmosféricas, o principal equipamento poluidor é o motor movido a gás natural que emite grandes quantidades de poluentes durante o seu funcionamento.

Palavras-chave: ACV, SimaPro, Processamento Primário, Impacto Ambiental, Petróleo.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/ UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

Lifecycle Approach on Environmental Impact Assessment of the Oil and Gas Offshore Processes

Marcel Gonin de Campos

November 2012

Advisor: Lídia Yokoyama

Course: Environmental Engineering

This study aimed to assess the environmental impacts of oil and gas offshore processes through the use of life-cycle approach. The Life Cycle Analysis (LCA) is an analytical tool for the systematic evaluation of the environmental impacts of a product system or process throughout its lifecycle. As parts of this analysis, input and output datas were collected for the of the main unit processes present in the treatment plant as air emissions, water discharge, energy consumption, transportation and treatment of oily sludge generated and other factors. Using the method Eco-Indicator 99 and as computational software tool SimaPro 7, it was possible to analyze the environmental impacts of oil and gas process. The main environmental impacts are the depletion of fossil resources, the respiratory inorganic effects and contribution to climate change. Regarding damage categories, the process can directly affect human health most acutely, followed by the use of resources. For air emissions, the main polluting equipment is the natural gas engine that emits large amounts of pollutants during operation.

Keywords: LCA, SimaPro, Oil and Gas Process, Environmental Impact, Petroleum.

"Vencer sem riscos é triunfar sem glória."

Pierre Corneille

Dedicatória

Dedico esse trabalho à minha família, que me deu suporte durante toda a minha vida e à minha namorada Lilia pela ajuda na elaboração do trabalho e compreensão durante momentos difíceis.

Sumário

1. Introdução.....	1
2. Objetivos.....	2
3. Metodologia	3
4. Revisão Bibliográfica da ACV	4
4.1. Definição de Análise de Ciclo de Vida (ACV).....	5
4.2. Benefícios.....	8
4.3. História e Evolução.....	10
4.4. Normatização	12
4.5. Fases de uma ACV.....	14
4.5.1. Definição do Objetivo e Escopo	15
4.5.2. Análise do Inventário de Ciclo de Vida (ICV)	20
4.5.3. Avaliação do Impacto Ambiental do Ciclo de Vida (AICV).....	26
4.5.4. Interpretação dos Resultados	38
4.5.5. Elaboração do Relatório e Revisão Crítica	39
4.6. Barreiras da ACV.....	40
4.7. Aplicações da ACV para a indústria de E&P de O&G <i>Offshore</i>	41
4.8. Considerações Práticas da ACV.....	43
5. Principais aspectos da produção <i>offshore</i> de óleo e gás	45
5.1. Cenário da Produção de Petróleo no Brasil	45
5.2. Ocorrência e Produção de Petróleo.....	46
5.3. Unidades Marítimas de Produção.....	48
5.4. Planta de Processamento Primário <i>Offshore</i>	51
5.4.1. Sistema de Tratamento de Óleo	55
5.4.2. Sistema de tratamento de gás	56
5.4.3. Sistema de Tratamento de Água	60
5.4.4. Sistema de Geração de Energia.....	65
5.5. Especificações para as Correntes Pós Tratamento	66
5.6. Resíduos sólidos gerados da Planta de Processamento	67

6.	Estudo de Caso	70
6.1.	<i>Software</i> SimaPro.....	70
6.2.	Objetivo e Escopo do Estudo.....	71
6.3.	ICV do Processamento Primário de Petróleo <i>Offshore</i>	73
6.3.1.	Uso de Produtos Químicos.....	74
6.3.2.	Emissões para o Ar	76
6.3.3.	Emissões para a Água.....	85
6.3.4.	Geração, Transporte e Tratamento da Borra de Óleo.....	86
6.3.5.	Inventário de Ciclo de Vida do PPP <i>Offshore</i>	90
6.4.	Interpretação dos Resultados	95
6.4.1.	Categoria de Impacto	95
6.4.2.	Categoria de Dano	105
6.4.3.	Detalhamento das Emissões Atmosféricas.....	107
6.4.4.	Detalhamento do Descarte de Água de Produção.....	114
7.	Conclusões.....	117
8.	Recomendações para Futuros Estudos	120
9.	Referências Bibliográficas	121

Lista de Figuras

Figura 1: Ciclo de vida de um produto e seus impactos ambientais.	6
Figura 2: Fases e Algumas Aplicações Diretas da ACV	14
Figura 3: Fluxograma de um processo unitário	17
Figura 4: Exemplo de um sistema de produto.	18
Figura 5: Etapas para construção do Inventário de Ciclo de Vida.	21
Figura 6: Exemplo da etapa de Classificação e Caracterização de um estudo de ACV	28
Figura 7: Elementos da AICV.....	32
Figura 8: Diferença entre os métodos de AICV.	33
Figura 9: Metodologia do Eco-indicator 99	35
Figura 10: Representação das 03 (três) esferas da ACV	44
Figura 11: Produção de petróleo, por localização (terra e mar) – 2002-2011.	46
Figura 12: Ilustração do processo de migração e aprisionamento do petróleo na rocha reservatório.....	47
Figura 13: Representação ilustrativa de um reservatório de petróleo.....	48
Figura 14: Plataforma SS-06 - Campo de Anchova - Bacia de Campos e.....	49
Figura 15: Instalações compactas de plataforma fixa da Bacia de Campos	49
Figura 16: Distribuição dos módulos no convés do FPSO P-62.	50
Figura 17: Diagrama esquemático genérico de uma planta de processamento primário.....	53
Figura 18: Esquema de um Separador Bifásico Horizontal.	54
Figura 19: Planta de desidratação por glicol.....	58
Figura 20: Sistema típico utilizado para tratamento de água produzida em ambiente <i>offshore</i>	61
Figura 21: Funcionamento do Hidrociclone.....	62
Figura 22: Sistema de Flotação a gás.....	63
Figura 23: Diagrama esquemático genérico do processo de separação e tratamento de óleo, água produzida e gás.	64
Figura 24: Esquema da transferência de óleo para navio aliviador, escoamento do gás e injeção de água ou gás para o FPSO Cidade de São Paulo.	67
Figura 25: Gráfico comparativo relativo ao resíduo borra oleosa gerada pelas unidades fixa com oleoduto e flutuante.....	70
Figura 26: Fronteira do Estudo.	72
Figura 27: Fluxograma de ciclo de vida simplificado.	74
Figura 28: Exemplo de uma bomba de pistão de gás.....	81

Figura 29: Fluxograma referente à movimentação dos resíduos gerados em unidades marítimas de produção de petróleo até a disposição final.....	88
Figura 30: Caracterização dos impactos ambientais	97
Figura 31: Normalização dos impactos ambientais por categoria de impactos.....	98
Figura 32: Pontuação única dos impactos ambientais por categoria de impactos	104
Figura 33: Normalização dos impactos ambientais por dano	106
Figura 34: Comparação das emissões atmosféricas entre os processos unitários do tratamento de óleo. Resultados Normalizados por Categoria de Impactos.	108
Figura 35: Comparação das emissões atmosféricas entre os processos unitários do tratamento de óleo. Resultados Normalizados por Categoria de Danos.	109
Figura 36: Ponderação do impacto ambiental do descarte de água de produção tratada	115

Lista de Quadros

Quadro 1: Principais Bancos de Dados.....	24
Quadro 2: Exemplo da realização dos elementos obrigatórios de uma AICV.....	29
Quadro 3: Principais Métodos de AICV.....	33
Quadro 4: Categorias de Impacto usadas pelo método Eco-Indicador 99.....	36
Quadro 5: Exemplos de estudos de ACV na Indústria de E&P de O&G.....	41
Quadro 6: Módulos e seus principais equipamentos.....	50
Quadro 7: Principais especificações dos fluidos após o Processamento Primário.	66
Quadro 8: Dados da planta de PPP.....	72
Quadro 9: Concentração dos produtos químicos utilizados no processamento primário.....	76
Quadro 10: Fatores de emissão para os equipamentos do sistema de tratamento de óleo do PPP.....	83
Quadro 11: Fatores de emissão para os equipamentos do sistema de tratamento de gás do PPP.....	84
Quadro 12: Caracterização qualitativa da água produzida descartada em plataforma marítima de petróleo e gás natural.....	85
Quadro 13: Estimativa de geração de borra oleosa nos estados americanos.	87
Quadro 14: Transporte marítimo e terrestre para o resíduo gerado na atividade.	89
Quadro 15: Dados de entrada de consumo de produtos químicos.....	91
Quadro 16: Dados de entrada de consumo de insumos para o processo.	91
Quadro 17: Dados de Saída das emissões atmosféricas do sistema de tratamento de óleo.....	92
Quadro 18: Dados de Saída das emissões atmosféricas do sistema de tratamento de gás.....	93
Quadro 19: Dados de saída para geração de resíduo de fundo de tanque.	94
Quadro 20: Dado de saída para emissão de calor perdido.	94
Quadro 21: Dado de saída para descarte água de produção tratada.....	94
Quadro 22: Resultados normalizados dos impactos ambientais por categoria de impacto.....	99
Quadro 23: Contribuição dos processos para cada categoria de impacto ambiental, após normalização.....	99
Quadro 24: Validação das emissões de CO do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005.....	110
Quadro 25: Validação das emissões de NOx do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005.....	110

Quadro 26: Validação das emissões de MP 10 e MP 2,5 do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005	111
Quadro 27: Validação das emissões de SO ₂ do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005	111
Quadro 28: Validação das emissões de COV do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005	111
Quadro 29: Validação das emissões de CH ₄ do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005	112
Quadro 30: Validação das emissões de N ₂ O do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005	112
Quadro 31: Validação das emissões de CO ₂ do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005	113

Nomenclatura

ABCV	Associação brasileira de ciclo de vida
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACV	Análise de Ciclo de Vida
AICV	Avaliação de Impacto de Ciclo de Vida
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BS&W	<i>Basic Water and Sediment</i>
CH ₄	Metano
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
COV	Compostos Orgânicos Voláteis
DALY	<i>Disability Adjusted Life Year</i>
E&P	Exploração e Produção
E&P O&G	Exploração e Produção de Óleo e Gás
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
FPSO	<i>Floating Production, Storage and Offloading</i>
GWP	<i>Global Warming Potential</i>
HTP	Hidrocarbonetos totais de petróleo
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
ICV	Inventário de Ciclo de Vida
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
ISO/TR	<i>International Organization for Standardization/Technical Report</i>
ISO/TS	<i>International Organization for Standardization/Technical Specification</i>
MP	Material Particulado
NO _x	Óxidos de Nitrogênio
PAF	<i>Potentially Affected Fraction</i>
PDF	<i>Potentially Disappeared Fraction of plants Species</i>
PPP	Processamento Primário de Petróleo
REPA	<i>Resource and Environmental Profile Analysis</i>
SDP	Superintendência de Desenvolvimento e Produção
SETAC	<i>Society for Environmental Toxicology and Chemistry</i>
SIGEP	Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção
SO _x	Óxidos de Enxofre
TOG	Teor de Óleo e Graxa
UNEP/PNUMA	<i>United Nations Environment Programme</i> / Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
US EPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i>

1. Introdução

Atualmente, a exploração e produção de petróleo *offshore* é uma das principais atividades econômicas do Brasil, e também do resto do mundo. Com a crescente demanda energética dos países, a atividade petrolífera se encontra em fase de expansão e novas áreas, cada vez mais fundas e mais desafiadoras tecnologicamente, contendo óleo e gás são encontradas para a retirada de petróleo, como a camada pré-sal no Brasil.

Não é possível imaginar a sociedade atual sem os derivados do petróleo. Entretanto, associada a esta atividade, estão diversos impactos ambientais, que devem ser evitados ou mitigados. A indústria de exploração e produção de petróleo *offshore* é caracterizada por ser de alto grau poluidor e apresentar riscos ao meio ambiente. Com o crescimento do setor e com os desafios maiores impostos, se torna imprescindível o estudo de metodologias que contribuam para a erradicação, atenuação e mitigação dos impactos negativos e riscos ambientais da indústria petrolífera no Brasil.

Assim, este trabalho tem por objetivo avaliar os impactos ambientais do processamento primário *offshore* através do uso da metodologia de abordagem de ciclo de vida. A Análise de Ciclo de Vida (ACV) é uma ferramenta analítica para a avaliação sistemática dos aspectos e impactos ambientais de um sistema de produto, processo ou serviço em todo o seu ciclo de vida. Quantifica-se toda a energia, recursos requeridos e poluentes emitidos de um produto ou processo desde a sua extração até seu túmulo e avalia os impactos associados.

A ACV é considerada uma importante ferramenta para a tomada de decisão ambiental, por apresentar resultados claros com base científica, tendo aplicações para inúmeros processos, produtos e serviços causadores de alterações da qualidade do meio ambiente. Nesse estudo, a ACV representa uma importante ferramenta para a análise dos impactos ambientais do tratamento do petróleo *offshore*, uma vez que é de suma importância o conhecimento dos processos impactantes para a aplicação de uma gestão ambiental correta e efetiva.

A motivação principal desse trabalho foi conseguir aplicar a metodologia de ACV, com a utilização do *software* SimaPro, para analisar os impactos ambientais do processamento primário de petróleo *offshore*. Ressalta-se que a técnica de ACV vem de forma crescente sendo utilizada em diversas áreas, despontando como uma técnica promissora para a tomada de decisão ambiental e conhecimento científico dos reais impactos ambientais de produtos e processos ao longo de seus ciclos de vida.

O processamento primário de petróleo é etapa fundamental para o tratamento das correntes de fluidos que chegam à plataforma. Diversos equipamentos são utilizados para condicionar o óleo e o gás para exportação e para o descarte adequado da água de produção.

Algumas etapas do processamento primário envolvem processos que podem ser considerados relevantes ambientalmente, como o *flaring*, *venting*, descarga de água de produção, consumo energético e geração de resíduos oleosos.

Flare e *vents* representam processos que emitem significativas emissões de poluentes na atmosfera, como gases de efeito estufa, em constante controle. A água produzida é o principal efluente gerado durante a etapa da produção e o mais problemático ambientalmente pela presença de substâncias tóxicas e crescente produção ao longo dos anos da atividade. A planta de processamento primário consome grande quantidade de energia para seu funcionamento, oriundas de diesel e do gás produzido, quando ocorre o início da estabilidade da produção. As caldeiras, motores e turbogeradores responsáveis pela geração de energia também são responsáveis por significativas emissões de poluentes atmosféricos. Por fim, durante toda a fase da produção, os resíduos oleosos são gerados nos tanques de tratamento e estocagem e nas linhas de produção, representando o principal resíduo gerado pela planta e também problemático para o meio ambiente. Além disso, todo o gerenciamento de resíduos de uma plataforma envolve a logística de transporte marítimo e terrestre para a disposição final dos resíduos que entram na conta dos impactos ambientais.

Assim, a planta de processamento primário representa um processo adequado para a análise dos impactos ambientais envolvidos. Como partes dessa análise, foram levantados os principais dados de entrada e saída dos principais processos unitários presentes na planta, tais como separadores trifásicos, motores, compressores, flotadores, entre outros.

2. Objetivos

Este trabalho tem por objetivo avaliar os impactos ambientais do processamento primário *offshore* através do uso da metodologia de abordagem de ciclo de vida. Como parte dessa análise, foram levantados os dados de entrada e saída mais importantes dos principais processos unitários presentes nesse processo.

Será realizada a avaliação do consumo de produtos químicos e consumo energético, das emissões atmosféricas dos principais processos unitários da planta de processamento, como caldeiras; conectores; turbinas; motores a gás natural; tanque de armazenamento; *flaring* e *venting*, além do descarte da água de produção gerada na plataforma, tratamento do resíduo gerado e outros fatores.

3. Metodologia

Para a análise dos impactos ambientais de uma planta de processamento primário, foi adotada a metodologia de abordagem de ciclo de vida, através da utilização do *software* SimaPro, desenvolvido pela companhia holandesa PRé Consultants.

A fim de compreender os impactos ambientais sob uma ótica de ciclo de vida, foi necessário primeiramente compreender os principais aspectos relacionados à metodologia de ACV e do processamento primário *offshore*. Dessa maneira, foram desenvolvidos os capítulos de revisão bibliográfica de ambos os temas, para que se pudesse compreender os principais conceitos envolvidos e como correlacioná-los.

Para ACV, o capítulo foi organizado de modo a revisar os principais estudos acadêmicos, os principais manuais práticos de ACV, os manuais de funcionamento do *Software* SimaPro 7, assim como os manuais do método de análise de impacto ambiental considerado e da biblioteca considerada no estudo. Além disso, foi levantada toda a normatização referente à ACV, presente nas normas da *International Organization for Standardization* (ISO). O estudo de caso foi realizado de acordo com as instruções presentes nessas normas.

A revisão bibliográfica buscou seguir as 04 (quatro) fases de um estudo de ACV, preconizados pelas normas ISOs. Foram descritas com mais detalhes as fases de: Definição de Objetivo e Escopo; Análise do Inventário do Ciclo de Vida (ICV); Análise de Impacto Ambiental de Ciclo de Vida (AICV) e Interpretação de Resultados. O estudo de caso seguiu as orientações de cada uma dessas fases.

De forma a correlacionar melhor os assuntos de ACV e indústria *offshore*, foi realizada uma busca dos trabalhos que já apresentaram essa conexão. Esses trabalhos serviram como base para a elaboração do estudo de caso, embora nenhum deles apresentasse o mesmo objetivo e escopo deste estudo.

Após a revisão bibliográfica das principais questões da ACV, a próxima etapa do estudo foi a compreensão do Processamento Primário de Petróleo (PPP), com o objetivo do conhecimento dos insumos da produção, assim como dos poluentes emitidos dos principais processos unitários da planta de tratamento.

Após a separação dos fluidos oriundos do reservatório, foi proposta a divisão do processo em 03 (sistemas) de acordo com cada corrente de fluido a ser tratada: sistema de tratamento de óleo, sistema de tratamento de gás e sistema de tratamento da água de produção. Nesses sistemas foram apresentados as suas características tecnológicas de tratamento e os principais processos unitários, com seus insumos necessários e os poluentes gerados. Por se tratar de uma atividade enérgica intensiva, o sistema de geração energia também ganhou destaque. Além disso, buscou-se levantar os principais resíduos gerados na planta de processamento primário e o sistema de gerenciamento de resíduos *offshore*.

Para a realização da ACV do processamento primário *offshore* foi utilizado o *software* SimaPro na versão 7.0 especializado em abordagens de ciclo de vida, que permite a modelagem de produtos e sistemas, com a apresentação de resultados que auxiliam na interpretação dos impactos ambientais relacionados, seguindo as orientações da ISO (International Organization for Standardization).

Além dos diversos dados coletados em diferentes fontes bibliográficas, alguns processos necessitaram da utilização da biblioteca suíça da Ecoinvent para obtenção de dados para a constituição final do ICV.

O método escolhido para a AICV foi o Eco-indicator 99, desenvolvido por institutos holandeses, caracterizado por ser um método *endpoint* (de danos), que vem sendo utilizado no mundo inteiro para a geração de eco-indicadores para processos, o que justifica a sua utilização.

Após a construção do ICV foi possível modelar os dados no *software* SimaPro e obter os resultados do estudo. Para interpretar os resultados, foram utilizadas técnicas de validação dos resultados, com a comparação dos dados obtidos com estudos já realizados.

4. Revisão Bibliográfica da ACV

Esse capítulo de revisão bibliográfica foi organizado de modo a revisar o estado da arte da metodologia da Análise do Ciclo de Vida (ACV) de impactos ambientais. Para tal, foram levantadas as principais fontes relacionadas com o tema, como teses,

artigos, manuais e guias práticos, assim como as principais diretrizes estabelecidas nas normas da *International Organization for Standardization* (ISO). Além disso, buscou-se levantar os principais estudos que relacionam a metodologia de ACV e a indústria de exploração e produção *offshore*. Toda bibliografia levantada serviu de base para a realização do estudo de caso presente no **Capítulo 6**.

4.1. Definição de Análise de Ciclo de Vida (ACV)

A ACV é definida basicamente como uma metodologia analítica de avaliação quantitativa e qualitativa dos impactos ambientais de um produto ou processo ao longo do seu ciclo de vida.

Segundo a ISO 14040:2006, a crescente conscientização sobre a importância da proteção ambiental e dos possíveis impactos associados a produtos manufaturados e consumidos tem aumentado o interesse no desenvolvimento de métodos, como a ACV, para melhor compreender e buscar diminuir as alterações no meio ambiente.

O fornecimento de bens e serviços para a nossa sociedade contribui para uma ampla gama de impactos ambientais. Geração de resíduos, emissões de poluentes e consumo de recursos naturais ocorrem em diversas etapas do ciclo de vida de um produto ou processo. Desde a extração de matéria-prima, produção, utilização e destinação final ou reutilização existem diversas alterações no meio ambiente (D.W. Pennington *et al.*, 2003). A **Figura 1** apresenta a interação de cada fase da vida de um produto, processo ou serviço com o ambiente.

Durante essas etapas, produtos e processos interagem com o meio ambiente, substâncias são extraídas, modificadas e emitidas no ar, solo e água, o uso do solo é necessário, existe a depleção de recursos naturais renováveis e não renováveis, entre outros danos ao meio ambiente (ARGONNE, 2007).



Figura 1: Ciclo de vida de um produto e seus impactos ambientais.
Fonte: CCP COMPOSITES, Disponível em: <www.ccpcomposites.com.br>

Com a ACV é possível identificar, quantificar e classificar os impactos ambientais através de uma metodologia que considere os ciclos de vida dos produtos e consiga avaliar as consequências ambientais de cada uma dessas fases. Assim, a metodologia da ACV consiste em uma análise chamada de “berço-ao-túmulo” (*cradle-to-grave*), ou seja, considera todos os impactos ambientais atrelados a um produto ou processo desde a sua extração da matéria prima, transporte, fabricação, uso, até sua destinação final.

A metodologia de ACV não se restringe apenas a uma avaliação geral de toda a cadeia de impactos de um processo, o chamado do “berço-ao-túmulo”, a avaliação pode ser realizada em determinadas partes do ciclo de vida, como do “berço ao portão”, do “portão ao portão” e do “portão ao túmulo” (ARGONNE, 2007). Os diferentes escopos de estudos de ACV são mais bem explicados a seguir de acordo com a norma ISO/TS 14048/2002:

- **“do berço-ao-portão” (*cradle-to-gate*):** Escopo que envolve extração de recursos, que pode incluir algumas operações de fabricação ou operações de serviço, mas excluindo todas as fases subsequentes;
- **“do berço-ao-túmulo” (*cradle-to-grave*):** Como já explicado, envolve todas as etapas do ciclo de vida, da extração de matérias primas até a disposição final;

- **“do portão ao portão” (gate-to-gate):** Escopo que envolve um processo em que todas as fases de produção ocorrem dentro de um local (indústria). O local pode ser geograficamente especificado, ou, no caso de dados genéricos, a especificação geográfica pode ser mais geral. Processos fora dos portões do local definido não estão incluídos;
- **“do portão ao túmulo” (gate-to-grave):** Escopo que inclui processos de distribuição, o uso e o descarte final do produto.

A metodologia ACV pode ser uma importante ferramenta na tomada de decisões das indústrias, governos e consumidores em relação às suas atividades impactantes ao ambiente. As aplicações da ACV são inúmeras, as principais são:

- Análise dos impactos ambientais de um produto ou processo ao longo de seu ciclo de vida;
- Identificação de fases mais críticas ao meio ambiente;
- Evitar a transferência dos impactos ambientais de diferentes processos;
- A comparação entre produtos e processos para divulgação interna ou externa;
- Alternativas de design de produtos e processos;
- Rotulagem ambiental.

Uma vez que a ACV considera os impactos ambientais de um produto ou processo em todo seu ciclo de vida, se torna mais fácil demonstrar que as responsabilidades das empresas, governos ou consumidores não estão apenas limitadas à produção de seus produtos ou condução de seus processos.

Para as indústrias, as atividades que ocorrem fora dos seus portões, como na aquisição de matéria prima, no transporte e destinação final dos resíduos podem representar a fonte dos principais impactos ambientais, entretanto são negligenciadas por ocorrerem além dos limites físicos da indústria. Com a ACV é possível apontar com clareza a origem das maiores contribuições da degradação ambiental.

Durante todo o ciclo de vida, produtos e processos também interagem com os setores econômicos e sociais. A integração dos aspectos socioeconômicos com os aspectos ambientais transforma o conceito da ACV para uma análise da sustentabilidade do ciclo de vida de um produto ou processo, uma área de grande importância para indústrias e países que discutem o desenvolvimento sustentável (UNEP/SETAC, 2005).

É importante salientar que a ACV não deve ser considerada apenas como a única ferramenta na tomada de decisão ambiental em uma indústria, governo ou instituição, ela pode ser utilizada integrada a inúmeras outras ferramentas de gestão ambiental ou também subsidiá-las, tais como:

- Avaliação de impactos ambientais;
- Design sustentável;
- Rotulagem ambiental;
- Análise do consumo de energia e materiais;
- Análise do fluxo de substâncias;
- Análise de custo-benefício.

No Brasil, a Avaliação de Impactos Ambientais (AIA) é parte do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), necessárias para obtenção das licenças ambientais das indústrias potencialmente poluidoras, segundo a CONAMA 237/97. O uso das ferramentas citadas acima combinados com ACV pode ajudar na melhor qualidade dos estudos ambientais e na tomada de decisões por parte das empresas para a melhoria ambiental de processos.

Diversos setores industriais, sociedade e governo vêm utilizando o pensamento holístico da ACV para a tomada de decisão na mudança do design de produtos e processos. A indústria de exploração e produção de óleo e gás, por apresentar significativa importância econômica e alto potencial poluidor, pode e já está usando a ACV na tentativa de diminuir seus impactos ambientais.

4.2. Benefícios

A ACV tem como importante benefício o suporte para se realizar decisões ambientais estratégicas. Isso implica em que todos os participantes de uma cadeia do ciclo de vida de um produto, do berço até o túmulo, têm uma responsabilidade e um papel a desempenhar, levando em conta todos os atores relevantes sobre a economia, o ambiente e a sociedade (UNEP/SETAC, 2005).

Os impactos ambientais de todo o ciclo de um produto precisam ser considerados pelos cidadãos, empresas e pelo governo, quando esses atores realizam decisões em consumo, produção, políticas e estratégias de gestão.

Essa metodologia pode ajudar governantes, indústrias e organizações privadas a tomar decisões sobre o design de produtos, processos e serviços que podem impactar o meio ambiente. A ACV pode ser utilizada como uma ferramenta científica transparente que coleta dados quantitativos para inventários e classifica e pondera os impactos ambientais presentes em toda a vida de um produto.

A abordagem em ciclo de vida permite que os designers de produtos, prestadores de serviços, agentes governamentais e indivíduos façam escolhas consideradas de longo prazo, considerando todos os aspectos ambientais (UNEP/SETAC, 2005).

A seguir são descritos os benefícios da ACV para as indústrias, governo e consumidores.

- **Indústrias:** Ao integrar a perspectiva de ciclo de vida na gestão global da indústria e trazendo produtos e desenvolvimento de processo para uma direção mais sustentável, a organização terá benefícios na sua gestão ambiental, saúde e segurança ocupacional, riscos e gestão da qualidade, bem como desenvolvimento e aplicação da produção e tecnologia mais limpas de produtos e processos. Incorporando ciclo de vida e gestão da sustentabilidade irá melhorar a imagem e o valor de sua marca perante o mercado (UNEP/SETAC, 2005).
- **Governos:** Iniciativas governamentais não só garantem e reforçam a posição dos setores industriais e de serviços nos mercados regionais e globais, mas também garantem benefícios globais em termos ambientais para a sociedade (equilibrado com aspectos econômicos e sociais). Ao envolver-se em programas de apoio e iniciativas ambientais para promover a implantação da ACV, os governos podem mostrar responsabilidade global e governança através do compartilhamento e divulgação de opções de sustentabilidade em todo o mundo (UNEP/SETAC, 2005).
- **Consumidores:** Abordagens do ciclo de vida ajudam o consumidor a caminhar para uma direção mais sustentável, oferecendo melhores informações para a compra, os sistemas de transporte, fontes de energia, orientando, assim, as decisões dos consumidores. A ACV oferece uma plataforma para o diálogo multilateral e envolvimento do público com as indústrias e governos, passando pela agenda local até as estratégias nacionais e internacionais para o desenvolvimento sustentável (UNEP/SETAC, 2005).

4.3. História e Evolução

A aplicação de abordagens de ciclo de vida iniciou-se nas décadas de 1960 e 1970, quando foram utilizadas para contabilizar o uso cumulativo de energia e para prever futuros fornecimentos de matérias-primas e recursos energéticos. Além disso, foram combinadas com modelos de entradas e saídas econômicas para estimar emissões para o meio ambiente e custos econômicos associados a várias tecnologias de energia durante seus ciclos de vida (ARGONNE, 2007). Nos Estados Unidos a designação desses estudos de ciclo de vida ambiental era de *Resource and Environmental Profile Analysis* (REPA), (FERREIRA, 2004).

Um dos primeiros estudos, quantificando as necessidades de recursos, emissões e resíduos originados por diferentes embalagens de bebidas, foi conduzido pelo *Midwest Research Institute* (MRI) para a Companhia Coca Cola em 1969. Este estudo nunca foi publicado devido ao caráter confidencial do seu conteúdo, sendo, no entanto utilizado pela companhia no início dos anos setenta como uma ferramenta nas suas decisões sobre embalagens. Um dos resultados interessantes do trabalho da Coca-Cola foi demonstrar que as garrafas de plástico não eram piores, do ponto de vista ambiental, do que as de vidro. Anteriormente, os plásticos tinham a reputação de um produto indesejável em termos ambientais, tendo o estudo REPA demonstrado, que esta reputação era baseada em más interpretações (FERREIRA, 2004).

No início da década de 1980, devido às crises do petróleo, o interesse nesse tipo de abordagem diminuiu e as metodologias de abordagens em ciclos de vida se transferiram para a Europa, onde se tornaram mais populares, fazendo com que governos e empresas ficassem mais interessados em sua aplicação (ARGONNE, 2007).

Nos anos 90, a metodologia consistia apenas em estimações de emissões e era usada tipicamente para avaliações internas de alternativas de embalagens (como no caso da empresa Coca-Cola). Entretanto, existia a vontade de se avaliar os impactos ambientais das contabilizações de emissões realizadas e assim surgiu uma introdução do conceito atual de ACV, voltada para a tradução dos dados de emissões para impactos ambientais. Esse passo foi de grande importância, já que apenas com os dados de emissões, tinha-se uma pequena ideia dos danos reais causados ao meio ambiente (ARGONNE, 2007).

Nessa mesma década, a ACV foi utilizada para propósitos externos, principalmente de *marketing* verde. Estudos sobre os mesmos produtos ou serviços foram realizados

com modelos diferentes, encontrando-se resultados distintos, o que ocasionou confusão acerca da sua interpretação. A falta de transparência em aspectos cruciais, a falta de explicações das suposições do estudo, dados questionáveis e avaliações subjetivas levantaram dúvidas quanto à credibilidade dos estudos e a confiança nas propagandas que envolviam estudos de ACV diminuiu (ABCV, 2012).

Com a mudança nas abordagens industriais ambientais por parte das empresas, que passaram a reconhecer que poluição representa ineficiência de processos e por isso perdas econômicas e a mudança para um foco mais amplo de todo o processo, pela busca de ações sustentáveis (LIMA e RUTKOWSKI, 2009), a ACV passou a estar em destaque mais uma vez e passou a ser utilizada, não somente para comparações ambientais entre embalagens, mas nas áreas de materiais de construção, construção, produtos químicos, automóveis e eletrônicos.

Com a crescente aplicação de estudos de ACV e no intuito de se aumentar a confiabilidade desses estudos, surgiu a necessidade da normatização dessa técnica. Como consequência, houve uma grande corrida e esforço por parte de algumas organizações para a padronização da metodologia. Essas importantes organizações são:

- *Society for Environmental Toxicology and Chemistry*(SETAC);
- Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA);
- *International Organization for Standardization* (ISO).

A demanda pela criação de normas específicas para ACV continuou crescendo e no final dos anos 90, a ISO começou a desenvolver tais padrões. Foi publicada pela ISO uma série de normas para ACV entre 1997 e 2003. A primeira norma publicada foi a ISO 14040:1997, seguido pelas ISO 14041:1998, ISO 14042:2000 e ISO 14043:2000.

Em 2002, o PNUMA e a SETAC lançaram uma parceria internacional, conhecida como Iniciativa do Ciclo de Vida (*The Life Cycle Initiative*) com o objetivo de popularizar o conceito da abordagem em ciclo de vida para usuários em todo o mundo e assim conseguir que se fosse colocado em prática essas abordagens (UNEP/SETAC, 2005).

Recentemente, importantes estudos de ACV foram realizados pelo mundo para o conhecimento do real impacto ambiental de produtos. A agência de proteção ambiental do Reino Unido publicou uma ACV de sacolas de supermercado, o que gerou grande repercussão mundial e uma ACV de fraldas descartáveis e reutilizáveis.

Devido ao grande esforço das organizações supracitadas e diversas outras iniciativas em todo o mundo, os conceitos de ACV apresentam consenso, confiabilidade, base científica e maior popularidade entre grandes indústrias, governos e comunidades científicas. A metodologia da ACV vem sendo utilizada em todo o mundo e desponta como uma ferramenta promissora para diversas aplicações.

4.4. Normatização

Como já discutido anteriormente, a padronização inicial da ACV ocorreu em 1997, tendo passado por diversas revisões e criações de novos capítulos até os dias atuais. Em 2006, a ISO publicou a segunda edição das normas de ACV, no qual a ISO 14044 substituiu as ISO 14041, ISO 14042 e ISO 14043. As revisões na ISO 14040 e 14044 focaram em melhorar a legibilidade das normas e na remoção de erros e inconsistências, o conteúdo do núcleo técnico manteve praticamente inalterado.

Atualmente, as normas relacionadas com ACV da ISO são:

- **ISO 14040:2006** - *Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework*

Descreve os princípios e a estrutura para ACV, incluindo: definição do objetivo e escopo da ACV, a fase de análise do inventário de ciclo de vida (ICV), a fase de avaliação do impacto de ciclo de vida (AICV), a fase de interpretação do ciclo de vida, elaboração do relatório e análise crítica da ACV, as limitações da ACV, a relação entre as fases da ACV, e as condições de uso das escolhas de valor e elementos opcionais. Essa Norma não descreve a técnica de ACV em detalhes, nem especifica metodologias para as fases individuais da ACV. (ISO 14040:2006).

- **ISO 14044:2006** - *Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines.*

Especifica os requisitos e fornece orientações mais específicas para as fases citadas na ISO 14040:2006.

- **ISO/TR 14047:2012** - *Environmental management - Life cycle assessment - Illustrative examples on how to apply ISO 14044 to impact assessment situations.*

O objetivo da ISO/TR 14047:2012 é fornecer exemplos para ilustrar a prática atual de avaliação de impacto do ciclo de vida de acordo com a ISO 14044:2006. Estes exemplos são apenas uma amostra de todos os exemplos possíveis que poderiam satisfazer as disposições da norma ISO 14044. (ISO/TR 14047:2012).

- **ISO/TS 14048:2002** - *Environmental management - Life cycle assessment - Data documentation format.*

Essa Especificação Técnica estabelece os requisitos e uma estrutura para um formato de documentação de dados, a ser utilizado para uma transparente e inequívoca documentação, e faz o intercâmbio dos dados da ACV e do ICV, permitindo assim a documentação consistente dos dados, elaboração de relatórios de coleta de dados, cálculos de dados e qualidade dos dados, através da especificação e estruturação de relevantes informações (ISO/TS 14048:2002).

- **ISO/TR 14049:2012** - *Environmental management - Life cycle assessment - Illustrative examples on how to apply ISO 14044 to goal and scope definition and inventory analysis.*

ISO/TR 14049:2012 fornece exemplos sobre as práticas na realização da fase da Definição do Objetivo e Escopo e da análise do ICV como um meio de satisfazer certas disposições da norma ISO 14044:2006. Esses exemplos, assim como na ISO/TR 14047, são apenas uma amostra dos possíveis casos que satisfaçam as disposições da norma ISO 14044 e refletem apenas partes de um estudo de ICV completo (ISO/TR 14049:2012).

Segundo o portal eletrônico da ISO, encontra-se em estágio de desenvolvimento a ISO/CD 14046 - *Life cycle assessment – Water footprint – Requirements and guidelines.*

Atualmente, estas normas internacionais estão sendo internalizadas no Brasil pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A norma NBR ISO 14040 foi publicada pela ABNT em 2001, sendo atualizada em 2006 e 2009. Atualmente, as normas brasileiras relativas à ACV são:

- **ABNT NBR ISO 14040:2009** - Gestão ambiental - Avaliação do Ciclo de Vida - Princípios e Estrutura
- **ABNT NBR ISO 14044:2009** - Gestão ambiental - Avaliação do Ciclo de Vida - Requisitos e Orientações

4.5. Fases de uma ACV

Segundo a ISO 14040:2006, uma ACV consiste em 04 (quatro) fases e mais a etapa de elaboração do relatório e revisão crítica:

1. Definição de Objetivo e Escopo;
2. Análise do Inventário do Ciclo de Vida (ICV);
3. Análise de Impacto Ambiental de Ciclo de Vida (AICV);
4. Interpretação de Resultados;
5. Elaboração do Relatório e Revisão Crítica.

A **Figura 2** evidencia as fases de uma ACV e como se relacionam. Em cada fase é apresentada a norma ISO que lhe rege, lembrando que a ISO 14040 apresenta diretrizes gerais para todas as fases.

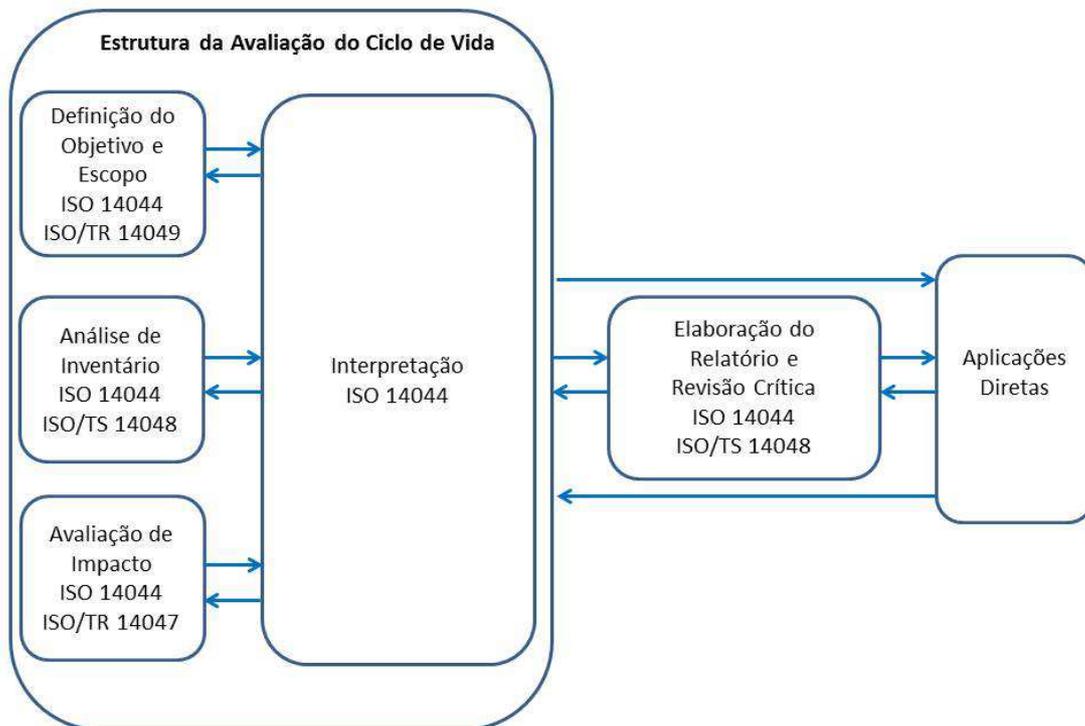


Figura 2: Fases da ACV
Fonte: Adaptado da ISO 14040:2006

Enquanto que muitas ACV incluem essas 04 (fases) e empregam sofisticados programas como ferramentas, a maioria dos estudos para depois da segunda fase (ICV). Estes estudos que não abordam todas as exigências da norma, apesar de não serem considerados como ACV, ainda fornecem importantes informações para tomada de decisões. As próximas seções detalham as particularidades de cada fase.

4.5.1. Definição do Objetivo e Escopo

A primeira fase da ACV determina quais são o objetivo e o escopo do estudo e apresenta suporte normativo na ISO 14044 e no relatório técnico ISO/TR 14049.

Nessa fase, também são definidos todos os detalhes práticos e hipóteses adotados relacionados ao projeto. Apesar de parecer ser uma fase curta, é extremamente importante para a continuidade da elaboração do estudo de ACV, já que todos os aspectos e suposições do estudo definidos nessa etapa são considerados em todas as próximas fases da ACV (PRE CONSULTANTS, 2010a).

O objetivo de uma ACV inclui:

- **Aplicação pretendida** - Um estudo de ACV pode ter diversas aplicações pretendidas, as mais comuns são o desenvolvimento, aprimoramento e comparação de produtos ou processos; planejamento estratégico; design; tomada de decisão pública; estudo ambiental; comunicação para consumidores; rotulagem ambiental e *marketing*. Deve ser informado se os resultados do estudo são destinados a serem utilizados em afirmações comparativas¹ para divulgação ao público. Nesses casos, a ISO estabelece uma série de precauções que devem ser tomadas para a divulgação do estudo.
- **Principais razões para a realização do estudo** – Deve-se descrever as motivações que levaram a realização de cada estudo, sendo essas razões muitas das vezes com caráter ambiental. Deseja-se conhecer quais são os impactos ambientais de todo ciclo de vida de um produto; qual etapa da vida de um produto ou processo que existe maior dano ao meio ambiente e etc.
- **Público-alvo** - O estudo pode ser dirigido para diversos públicos-alvo, como por exemplo, consumidores, indústrias, governos ou comunidades científicas.

De acordo com a ISO 14044:2006, o escopo do estudo identifica diversos elementos cruciais para a realização de um estudo em ACV. Dentre diversos itens preconizados pela ISO, devem ser considerados e claramente descritos os seguintes itens: o **sistema de produto** a ser estudado; as **funções do sistema de produto** ou, no caso de estudos comparativos, os sistemas; a **unidade funcional**; os **limites do sistema de produto**; os **procedimentos de alocação**; as **categorias de impacto** e

¹ Afirmação comparativa – declaração ambiental relativa à superioridade ou equivalência de um produto em relação a um produto concorrente que realiza a mesma função (ISO 14040:2006).

metodologias de análise de impacto de ciclo de vida e subsequente **interpretação** a ser utilizada.

O escopo deve ser suficientemente bem definido para assegurar que a extensão, a profundidade e o detalhe do estudo sejam compatíveis e suficientes, para atingir os objetivos planejados (ISO 14040:2006). A ACV é uma técnica iterativa, por isso, o objetivo e o escopo do estudo podem necessitar ser modificados durante a sua condução à medida que mais informações são obtidas.

Segundo Heijungs *et al.* (1992), uma definição do objetivo e escopo tão completa não será requerida, se a ACV se destina a ser utilizada apenas internamente numa empresa, por exemplo: para otimizar o "design" de um produto.

Embora alguns itens supracitados possam parecer intuitivos, eles são complexos e requerem um maior nível de detalhamento.

4.5.1.1. Sistema de Produto ou Processo

O sistema de produto representa o ciclo de vida completo de um produto ou processo. Para melhor compreendê-lo, o sistema pode ser dividido em uma série de subsistemas (processos unitários) ligados entre si por fluxos de materiais ou de energia, que realizam uma ou mais funções definidas (ISO 14040:2006). Um processo unitário é definido como um processo individual pertencente ao sistema de produto definido.

A divisão do sistema de produto em seus processos unitários componentes auxilia na identificação das entradas e saídas de todo o sistema (ARGONNE, 2007). Cada processo unitário apresenta consumo de insumos, como energia e materiais e emissão de poluentes para o ar, água e solo, além do(s) fluxo(s) dos produtos úteis para a cadeia produtiva (**Figura 3**). Uma ACV deve considerar os principais dados de entrada e saída de cada subsistema contido dentro do sistema de produto determinado no escopo do estudo (US EPA, 2006).

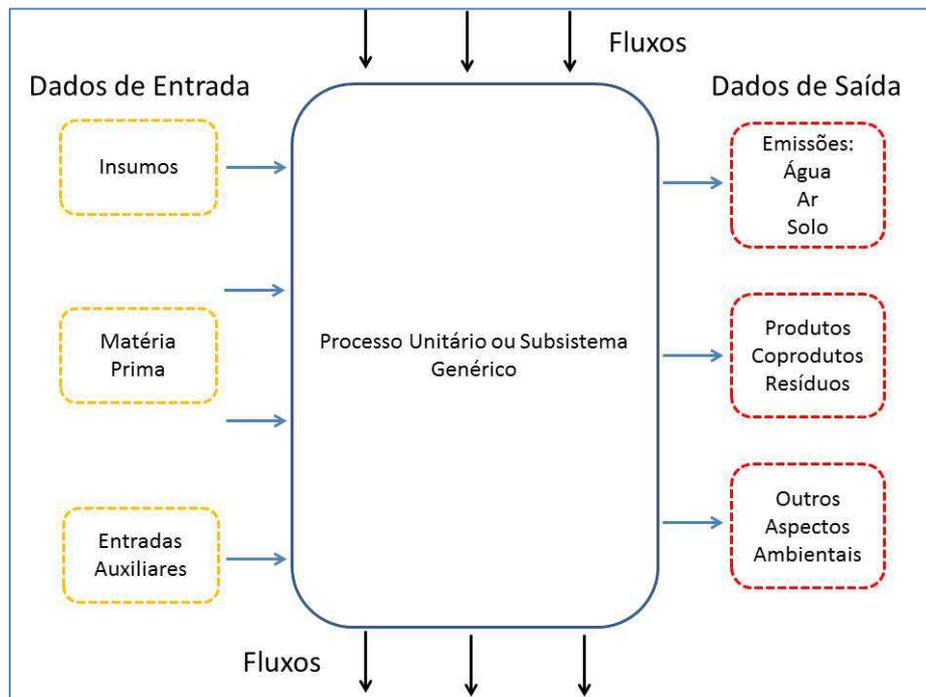


Figura 3: Fluxograma de um processo unitário
Fonte: Adaptado de US EPA, 2006

Processos unitários estão ligados uns aos outros por fluxos intermediários de produtos e/ou por fluxos de resíduos para o tratamento. Podem estar ligados também com outros sistemas de produtos por fluxos de produtos, e para o meio ambiente, por fluxos elementares.

A **Figura 4** apresenta um sistema de produto hipotético. Os subsistemas que formam esse sistema abrangem todo o ciclo de vida de um produto ou processo, desde a sua extração de matéria prima até o seu descarte final. Essa é apenas uma figura ilustrativa, uma vez que em um verdadeiro estudo de ACV, esse sistema de produto seria muito extenso e demandaria grande quantidade de dados, por essa razão no escopo do estudo é de suma importância à delimitação do limite do sistema a ser estudado. Essa fronteira do sistema será explicada mais a frente.

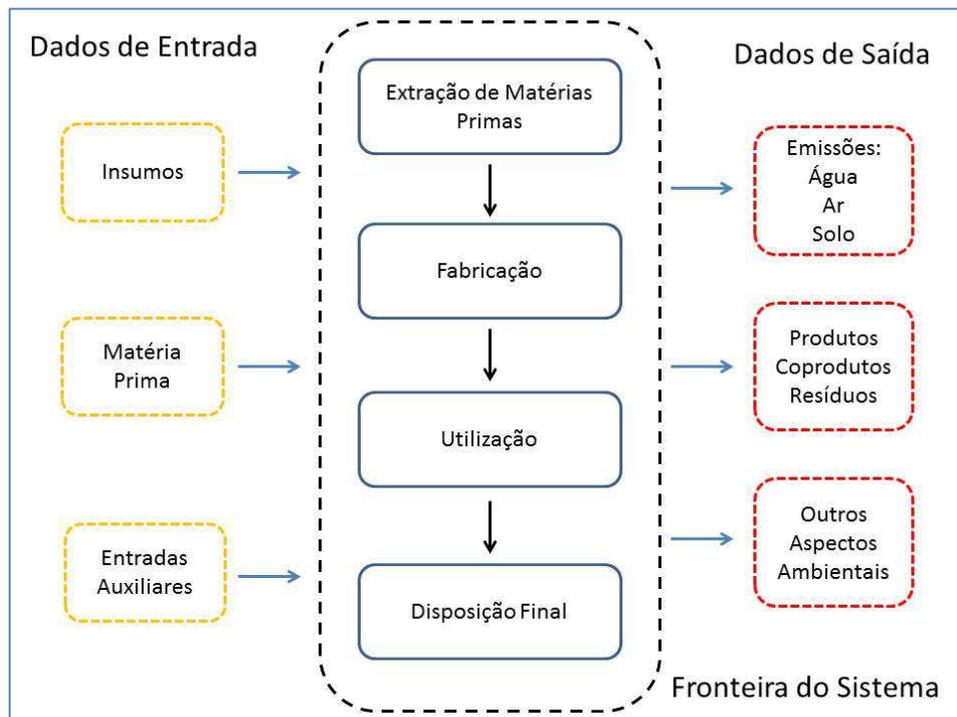


Figura 4: Exemplo de um sistema de produto.
Fonte: Adaptado de US EPA 2006.

4.5.1.2. Unidade Funcional

A unidade funcional é a unidade básica da ACV (SALABERRY, 2009). A unidade funcional fornece uma referência quantitativa das entradas e saídas do sistema de produto e seu estabelecimento é de fundamental relevância, pois permite que todas as atividades e serviços possam ser analisados e comparados para uma mesma unidade (REBITZERET *et al.*, 2004). Embora, muitos produtos tenham várias funções e possa ser difícil determinar qual é o produto principal, eles devem ser sempre comparados com base na igualdade de funcionalidade (SALABERRY, 2009). Portanto a unidade funcional deve ser claramente definida e mensurável (ISO 14044:2006).

Esta referência é necessária para assegurar que a comparabilidade dos resultados, colocando a ACV em uma base comum, sendo particularmente crítica quando diferentes sistemas estão sendo avaliados. Muitas das discrepâncias aparentes entre estudos ACV relatados na literatura surgem porque os sistemas não são especificados convenientemente numa base comparável ou porque sistemas diferentes estão a ser comparados (CONSOLI *et al.*, 1993 *apud* FERREIRA, 2004).

A função de uma empresa que se dedica, por exemplo, à pintura será executar pinturas. A unidade funcional para um sistema de pintura pode ser “uma unidade de superfície coberta”, se a função é deixar uma cobertura protetora e decorativa numa

superfície de madeira. Se a função é alterada para incluir durabilidade, a unidade funcional pode ser “uma unidade de superfície protegida por um período de tempo definido” (TIBOR, 1996 *apud* FERREIRA 2004).

Exemplos de unidades funcionais para a indústria de exploração e produção *offshore* podem incluir: barris de petróleo produzidos por petróleo extraído, metros perfurados em um poço para petróleo e gás por tempo, quantidade de resíduos produzidos e quantidade de água de produção gerada por barril de petróleo produzido.

4.5.1.3. Fronteiras do Sistema

As fronteiras ou limites do sistema são formulados com base no escopo e pode ser reformulado na medida em que novos dados são coletados. A qualidade das próximas fases de um estudo de ACV depende de uma descrição precisa do sistema e das suas fronteiras traçadas (ARGONNE, 2007).

A fronteira do sistema define todos os processos e os fluxos ambientais de entrada e saída a serem considerados no estudo da ACV. Embora a definição da fronteira do estudo seja uma decisão subjetiva, é muito importante definir com clareza os critérios adotados na sua demarcação.

De acordo com a UNEP/SETAC (2005), pelo menos três tipos de limites podem ser considerados. Esses são os seguintes:

- **Fronteiras entre o sistema e o ambiente** - identifica os tipos de processos ambientais e econômicos que são incluídos ou excluídos. Esses processos devem ser descritos com clareza, pois podem influenciar fortemente os resultados finais do estudo.
- **Fronteiras entre o sistema em estudo e um ou mais outros sistemas relacionados** - definem como a carga ambiental é alocada em um "processo multifuncional." Um processo multifuncional gera vários produtos diferentes, como resultado de coprodução, reciclagem ou tratamento de resíduos. Refino de petróleo é um exemplo de um processo multifuncional. As emissões e extrações de recursos de um processo multifuncional devem ser repartidas entre as diferentes funções que esse processo proporciona. O limite definido irá determinar se todos os produtos de um determinado processo estão incluídos na análise, ou se apenas um ou alguns poucos produtos estão incluídos.

- **Limites entre os processos relevantes e irrelevantes** - este tipo de limite aborda a remoção dos processos da análise. Os processos podem ser removidos (ou cortados) por duas razões:
 - Para simplicidade - processos que não apresentam grande influência no impacto ambiental total do ciclo de vida (carga ambiental baixa) podem não ser analisados;
 - Falta de (acesso) de dados - um processo não pode ser quantificado, se não há dados suficientes.

4.5.2. Análise do Inventário de Ciclo de Vida (ICV)

Após a definição clara do objetivo e escopo do estudo, vem a fase da Análise do Inventário de Ciclo de Vida (ICV), que consiste na coleta e a quantificação de todos os dados de entrada e saída, que são relacionados com a unidade funcional e limitados com de acordo com a fronteira do sistema, ambos estabelecidos na fase anterior, no escopo do estudo (MATTSSON, 2000 *apud* VALT, 2004).

Os tipos de dados de entrada e saída incluem consumo energético, quantidade de matérias primas necessárias, produtos, coprodutos, resíduos gerados, emissões para o ar, solo e água e outros aspectos ambientais (ARGONNE, 2007).

A fase da Análise do Inventário de Ciclo de Vida pode ser dividida em diversas etapas, segundo a ISO 14044:2006 (**Figura 5**).

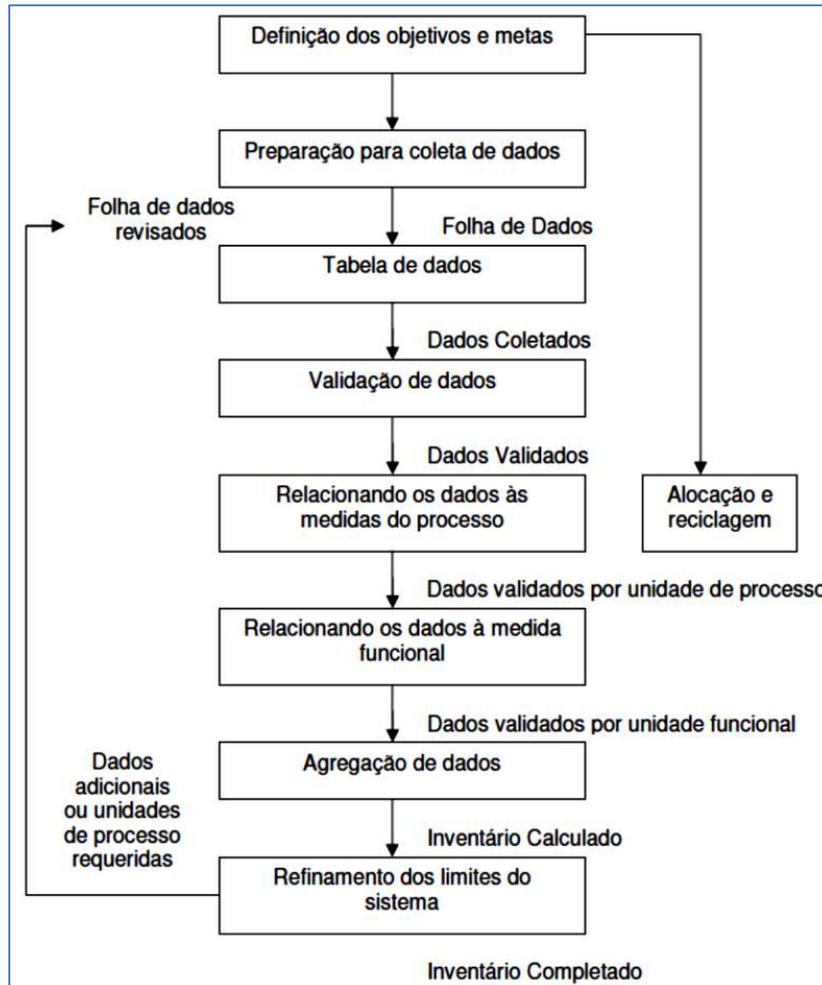


Figura 5: Etapas para construção do Inventário de Ciclo de Vida.
Fonte: ABNT NBR ISO 14044:2009

Para simplificação, a seguir serão detalhadas algumas das etapas mais importantes para a elaboração do ICV.

4.5.2.1. Desenvolver um diagrama de fluxo de ciclo de vida

Para melhor mapeamento das entradas e saídas do sistema, pode-se construir um fluxograma que seja consistente com os limites do sistema. O desenvolvimento de um fluxograma do ciclo de vida do produto ou do processo consiste na elaboração de um diagrama de fluxo dos processos unitários que constituem o sistema e, portanto, estão dentro do escopo do estudo.

O fluxograma representa as atividades no sistema (por exemplo, processos, transporte, tratamento de resíduos) e os fluxos de entrada e saída entre eles durante todo o ciclo de vida. A fronteira do sistema é usada como o limite para a elaboração do fluxograma do ciclo de vida (EPA, 2006).

Para fins de coleta de dados, é adequado exibir o sistema como uma série de processos unitários. Algumas etapas do sistema podem precisar ser agrupadas em um subsistema devido à falta de dados específicos para as etapas individuais (EPA, 2006).

Os dados de entrada e saída quantitativos e qualitativos devem ser coletados para todos os processos unitários definidos dentro da fronteira do sistema. Cada subsistema requer insumos de materiais e energia, requer transporte de produto produzido, e tem saídas de produtos, coprodutos, emissões atmosféricas, efluentes líquidos e gasosos e resíduos sólidos (EPA, 2006).

4.5.2.2. Coleta dos Dados

A tarefa mais exigente na execução da fase ICV (ou de todo o estudo) é a coleta de dados. Os dados devem ser adquiridos para todo o sistema considerado da ACV, o fluxograma montado na etapa anterior auxilia a identificar quais são os subsistemas do processo (processos unitários) definidos para melhor coleta de dados.

Os dados devem ser recolhidos com valores de quantidade e tipos de insumos materiais e os tipos e quantidades de insumos energéticos. As emissões de poluentes para o ar, água e terra devem ser quantificada por tipo de poluente e origem. A descrição de como e onde o dado foi obtido também é relevante nesse processo.

Conhecendo as dificuldades da coleta dos dados de entrada e saída para o estudo de ACV, é útil distinguir 02 (dois) tipos de dados (PRE CONSULTANTS, 2010a):

- **Dados de primeiro plano:** são dados específicos e necessários para modelar o sistema de produto. Normalmente, são dados que descrevem um sistema de determinado produto ou um sistema de produção particular especializado;
- **Dados de fundo:** são dados para materiais genéricos, fornecimento de energia, transportes e sistemas de tratamento de resíduos. São tipicamente valores que podem ser encontrados em bases de dados internacionais, permitindo ganho de tempo para o estudo.

A distinção entre estes tipos de dados não é nítida e depende do assunto abordado da ACV. Muitas das vezes, uma atividade pode ser considerada como um dado de fundo, já que o estudo não se trata de especificamente dessa etapa, embora ela esteja presente no escopo do estudo, como no caso de transporte ou fornecimento de energia. Entretanto, se a ACV for um estudo que envolva especificadamente os impactos relacionados com essas atividades, esses dados passam a ser considerados

como de primeiro plano, necessitando assim de maior cautela na utilização (PRE CONSULTANTS, 2010a).

Uma maneira de se obter os dados de primeiro plano para o inventário é através da elaboração de questionários a serem respondidos normalmente por funcionários de uma empresa que conheçam ou possam obter os dados de um processo. Entretanto, esse procedimento deve ser realizado com bastante cautela e deve ser endereçado para os grupos corretos (PRE CONSULTANTS, 2010a). Outra maneira de conseguir esse tipo de dado é através de visitas e medições *in loco* ou com informações internas das empresas. Entretanto, o tempo, os recursos limitados e não disponibilidade dos dados internos de uma empresa, algumas vezes não permitem investigações detalhadas, exigindo uma abordagem mais simples (TAKAHASHI, 2008).

Todavia, 80% dos dados necessários para um estudo de ACV vêm dos dados de fundo, não sendo necessária a realização de questionários ou visitas a instalações para sua obtenção, uma vez que eles já estão presentes em bancos de dados conhecidos, ou podem ser encontrados na literatura científica ou na internet (PRE CONSULTANTS, 2010a).

Bancos de Dados de Inventário de Ciclo de Vida

Existem instituições que conservam bibliotecas com dados para consulta, principalmente para os dados de fundo, como energia, transporte e gerenciamento de resíduos. Alguns bancos de dados mais consultados estão na Europa e Estados Unidos.

O **Quadro 1** lista as bibliotecas contidas no *software* SimaPro 7 que fornecem dados para projetos de ACV, entretanto existem outras dezenas de bancos de dados para inventário de ciclo de vida espalhados pelo mundo inteiro, como: *German Network on Life Cycle Inventory Data*; *Thai National LCI Database Project*; GREET 1.7; IDEMAT 2005; *International Iron and Steel Institute (IISI)*; *Korean LCI* e etc. (ARGONNE, 2007). Na América Latina, ainda não existem bancos de dados criados, apesar de alguns programas já estarem presentes em países como Argentina, Colômbia e Brasil.

Quadro 1: Principais Bancos de Dados

Biblioteca	Origem	Descrição
Dutch Input Output Database 95	Holanda	Os impactos ambientais são caracterizados por grande variedade de estressores que vão desde o uso da terra, gases de efeito estufa, consumo de peixe e madeira, emissão de nitrogênio, fósforo, pesticidas e também estão incluídos ruídos de veículos de transporte.
Ecoinvent v2.2	Suíça	Combinação de diferentes bancos de dados de ACV. O objetivo deste projeto era fornecer um conjunto de dados unificados e genéricos de alta qualidade. Os dados são principalmente utilizados para as condições da Suíça e Oeste Europeu.
European Life Cycle Database (ELCD) v2.0.	União Europeia	Compreende as emissões do ciclo de vida e dados de consumo de recursos de associações empresariais a nível da UE e de outras fontes, como: portadores de energia, transportes e gestão de resíduos. O foco é na qualidade dos dados, consistência e aplicabilidade.
EU & DK Input Output Database	União Europeia e Dinamarca	Aplicados para processos da União Europeia e Dinamarca.
Industry data 2.0	Indústrias Europeias	Contêm dados coletados por associações de indústrias, como a <i>Plastics Europe</i> .
LCA Food DK	Dinamarca	Fornecem dados para ACV em produtos alimentares básicos produzidos e consumidos na Dinamarca. Abrange os processos dos setores primários, tais como agricultura e da pesca, processamento industrial de alimento, até o varejo e a cozinha.
USA Input Output Database 98	Estados Unidos	Consiste de uma matriz de 500x500 de commodities feita a partir de 1998 complementado com dados de bens de capital. Os dados ambientais foram compilados utilizando várias fontes de dados de instituições americanas, como a US EPA.
The U.S. Life Cycle Inventory (LCI) Database	Estados Unidos	É um banco de dados publicamente disponível, que permite aos usuários de forma objetiva analisar e comparar os resultados que se baseiam na coleta de dados semelhantes.

Fonte: PRE CONSULTANTS, 2010b.

Para usufruir desses bancos de dados em um estudo de ACV, é importante investigar as características dos dados presentes em cada biblioteca e analisar se estão de acordo com o que foi proposto na fase de Definição de Objetivo e Escopo.

4.5.2.3. Validação de dados

Durante o processo de coleta de dados é verificada a validade dos dados para confirmar e comprovar se os requisitos de qualidade para a aplicação pretendida foram cumpridos (ISO 14044, 2006). Os dados recolhidos para um inventário devem ser sempre associados com uma medida de qualidade, como acurácia, precisão e representatividade.

Uma vez coletado os dados, pode-se obter centenas de informações de entrada e saída, o que necessita de um critério para refinamento. Os critérios usados para selecionar as informações significativas incluem a relevância mássica, energética e ambiental. São selecionadas as entradas de materiais que cumulativamente contribuem mais que uma porcentagem definida para a massa ou fluxo de energia do sistema produtivo (PRADO, 2007).

4.5.2.4. Cálculo dos dados

O cálculo dos dados é a etapa na qual todos os dados coletados são referenciados com a unidade funcional estabelecida (ISO 14044:2006). Este procedimento é de fundamental importância para o estudo, pois permite que os dados estejam prontos para serem traduzidos em impactos ambientais, sem discrepâncias numéricas.

Como já discutido anteriormente, a ACV é um processo iterativo, uma vez que coletado todos os dados, é possível se concentrar em impactos ambientais mais relevantes, reformulando todas as fases realizadas. Este processo iterativo pode reduzir o tamanho do inventário de ciclo de vida do estudo a um nível mais controlável, entretanto, corre-se o risco de perder verossimilhança com situação real.

4.5.2.5. Processo de Alocação

Normalmente, um sistema de produto inclui diversos processos que podem gerar mais de um produto. Como consequência, existe a necessidade de que a carga ambiental seja alocada sobre os diferentes produtos de saída do processo. A ISO 14040:2006 recomenda o seguinte procedimento, a fim de lidar com questões de alocação (PRE CONSULTANTS, 2010a):

- Evitar a alocação, ao dividir o processo de tal forma que possa ser descrito como dois processos separados, cada um com um único *output*. Muitas vezes, isto não é possível, uma vez que o processo não pode ser separado em dois.
- Extensão do limite do sistema, incluindo processos que seriam necessários para fazer um *output* semelhante.
- Se não for possível evitar a alocação dessas maneiras, a norma ISO 14044: 2006 sugere a atribuição com base em uma causalidade física, tal como a massa ou o conteúdo de energia dos *outputs*.
- Se este último procedimento não puder ser aplicado, a ISO14044: 2006 sugere o uso de uma base de alocação socioeconômica, como o valor econômico dos produtos.

Após essas etapas da fase de ICV, os resultados consistem em uma tabela dos dados ambientais de entrada e de saída do sistema a ser estudado na mesma unidade funcional. Um ICV normalmente registra todos os resultados do inventário, mas geralmente se concentram em um subconjunto do total.

A partir dos dados coletados, de seu refinamento e análise e cálculo, passa-se para a terceira fase da ACV, na qual os resultados serão convertidos em impactos ambientais do inventário obtido.

4.5.3. Avaliação do Impacto Ambiental do Ciclo de Vida (AICV)

A AICV tem por objetivo compreender e avaliar a magnitude e importância dos impactos ambientais potenciais de um sistema, baseada na ICV realizada. Nessa etapa, convertem-se os valores obtidos nos resultados do inventário em impactos e danos ao meio ambiente. Para tal, uma série de conceitos e metodologias, que se encontram em constante evolução, devem ser colocadas em prática.

Segundo a ISO 14044:2006, a AICV consiste de elementos obrigatórios e elementos opcionais.

- Elementos Obrigatórios:
 - Identificação e Seleção de Impactos;
 - Classificação;
 - Caracterização.
- Elementos Opcionais:
 - Normalização;
 - Ponderação.

Os elementos obrigatórios convertem os resultados do ICV em resultados para as diferentes categorias de impacto e os elementos opcionais servem para normalizar ou pesar os resultados do indicador e requerem uma análise mais subjetiva dos impactos ambientais, em relação aos elementos obrigatórios (FERREIRA, 2004).

A seguir são descritos os elementos obrigatórios e opcionais de uma AICV.

4.5.3.1. Identificação e Seleção de Impactos

O primeiro elemento da AICV consiste na escolha das categorias de impactos ambientais. As categorias mais tradicionais presentes em estudos de ACV são

mudanças climáticas, eutrofização, ecotoxicidade, exaustão de recursos não renováveis e renováveis, redução da camada de ozônio, dentre outras (EEA, 1997).

4.5.3.2. Classificação

Na etapa de classificação, os dados são separados e agrupados de acordo com as categorias de impacto determinadas na primeira etapa. Assim a grande quantidade de dados obtidos na fase do inventário pode ser inserida em algumas dezenas de categorias significantes de impactos ambientais (CML, 2001). Por exemplo, as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O identificadas no ICV entram na categoria de impacto de mudança climática.

Existem publicadas diversas listas de substâncias que contribuem significativamente para apenas uma categoria de impacto ambiental, entretanto, alguns poluentes podem ser atribuídos a várias categorias de impacto. Por exemplo, o dióxido de enxofre pode causar impactos na saúde humana e de acidificação.

4.5.3.3. Caracterização

Uma vez que as categorias de impacto são definidas e os resultados do inventário são atribuídos a estas categorias de impacto, é necessária a determinação dos fatores de caracterização, também denominados de equivalentes ou potenciais. Esses fatores devem refletir a contribuição relativa de um resultado do inventário para a categoria de impacto (PRE CONSULTANTS, 2010a). Cada categoria apresenta um método de cálculo para o fator de caracterização.

Esses fatores são derivados de modelos científicos de causa e efeito dos sistemas naturais, e eles indicam o quanto uma substância contribui para uma categoria de impacto em comparação com uma substância de referência.

Assim, os fatores de caracterização colocam todos os dados classificados em uma categoria de impacto ambiental, em uma mesma unidade de medida (**Figura 6**). Como exemplo, todas as substâncias que contribuem para o efeito estufa são somadas na base de massa de dióxido de carbono equivalente, que é uma grandeza calculada a partir do Potencial de Aquecimento Global (*Global Warming Potential* - GWP) de cada substância, que é o potencial de contribuição de cada poluente para a mudança climática e o fator de caracterização dessa categoria de impacto. (PRE CONSULTANTS, 2010a). O GWP do CO₂ é 01, do CH₄ é 21 e o do N₂O 310, como exemplo.

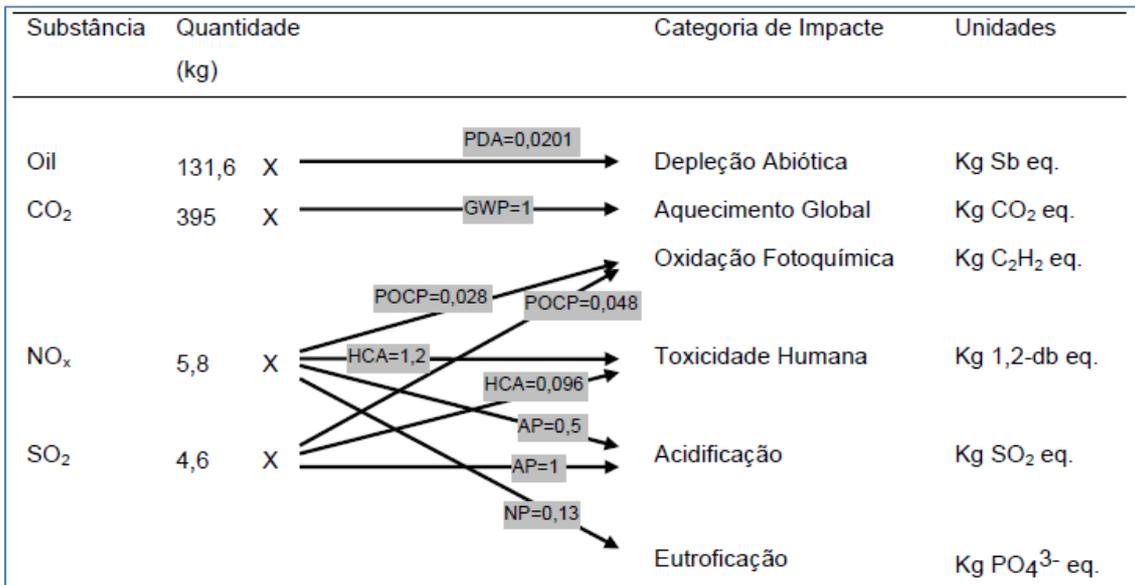


Figura 6: Exemplo da etapa de Classificação e Caracterização de um estudo de ACV
Fonte: Ferreira, 2004

O **Quadro 2** apresenta as categorias de impacto ambiental, a escala no qual as categorias impactam o ambiente, os principais poluentes classificados nas categorias pertencentes que podem estar presentes em diversos inventários de diferentes estudos de ACV, o fator de caracterização de cada categoria e como os dados finais caracterizados são expressos (valor de referência).

Quadro 2: Exemplo da realização dos elementos obrigatórios de uma AICV

Categoria de Impacto	Escala	Classificação (Dados de um ICV)	Fator de Caracterização	Descrição do Fator de Caracterização	Caracterização
Aquecimento Global	Global	Dióxido de Carbono (CO ₂) Dióxido de Nitrogênio (NO ₂) Metano (CH ₄) Clorofluorcarbonos (CFCs) Hidroclorofluorcarbonos (HCFCs) Brometo de Metil (CH ₃ Br)	Potencial de Aquecimento Global (GWP)	Converte dados de ICV em equivalente dióxido de carbono. Nota: potenciais de aquecimento global podem ser potenciais 50, 100, ou 500 anos.	Kg CO ₂ eq
Depleção do Ozônio Estratosférico	Global	Clorofluorcarbonos (CFCs) Hidroclorofluorcarbonos (HCFCs) Brometo de Metil (CH ₃ Br) Halons	Potencial de Depleção do Ozônio	Converte dados de ICV em - equivalentes tricolorfluormetano (CFC-11).	kg CFC-11 eq
Acidificação	Regional	Óxidos de Enxofre (SO _x) Óxidos de Nitrogênio (NO _x) Ácido Hidroclorídrico (HCL) Ácido Hidrofluorídrico (HF) Amônia (NH ₄)	Potencial de Acidificação	Converte dados de ICV em - equivalentes ião de hidrogênio (H ⁺).	Kg SO ₂ eq
Eutrofização	Local	Fosfato (PO ₄) Óxidos de Nitrogênio (NO _x) Nitratos Amônia (NH ₄)	Potencial de Eutrofização	Converte dados de ICV em - equivalentes fosfato (PO ₄).	Kg PO ₄ eq
Oxidação Fotoquímica	Local	Hidrocarbonetos não metano (NMHC)	Potencial de Criação de Oxidante Fotoquímico	Converte dados de ICV em - equivalentes eteno (C ₂ H ₄).	Kg C ₂ H ₄
Toxicidade Terrestre	Local	Químicos tóxicos com um registo de concentração letal para roedores	LC50	Converte dados LC50 em equivalentes.	Kg 1,4-DB eq
Toxicidade Aquática	Local	Químicos tóxicos com um registo de concentração letal para peixes	LC50	Converte dados LC50 em equivalentes.	Kg 1,4-DB eq
Depleção de Recursos	Local Regional Global	Quantidade de minerais usados Quantidade de combustíveis fósseis usados	Potencial de Depleção de Recursos	Converte dados de ICV em razão da quantidade de recurso usado versus quantidade de recursos deixados em reserva	Kg Sb eq
Uso do Solo	Local Regional Global	Quantidade depositada num aterro.	Resíduo Sólido	Converte massa de resíduo sólido em volume usando uma densidade estimada.	Kg

Fonte: Adaptado de FERREIRA, 2004 e SALABERRY, 2009

Essas 03 (três) etapas (Identificação e Seleção de Impacto, Classificação e Caracterização) constituem os elementos básicos e por isso, imprescindíveis para uma AICV. Esses elementos são relativamente objetivos, apesar de alguns julgamentos serem necessários (por exemplo, na seleção dos impactos ambientais). A seguir são descritos os elementos opcionais, que apresentam caráter mais subjetivo, por consequência, os resultados destas etapas têm menor embasamento científico do que a dos três primeiros.

4.5.3.4. Elementos Opcionais

Normalização

A normalização é um procedimento necessário para mostrar em que medida uma categoria de impacto tem uma contribuição significativa para o problema ambiental global. Isto é feito dividindo-se os indicadores de categoria de impacto por um valor "normal".

Dividem-se os valores encontrados após a caracterização dos resultados por um valor de referência de fora do inventário do estudo, com o intuito de fazer com que os resultados se aproximem mais da realidade encontrada. Quando os resultados da caracterização para cada categoria de impacto ambiental são relacionados para um valor de referência, esses resultados normalizados podem aumentar a comparabilidade dos dados com as diferentes categorias de impacto.

Assim, a normalização faz com que categorias de impacto ambiental que contribuem apenas com uma pequena parcela do total do impacto, comparado com outras categorias, possam ser deixadas de lado, por não serem relevantes para o processo. Reduz-se, assim, a quantidade de dados para serem avaliados. Além disso, os resultados normalizados mostram em ordem de magnitude os problemas ambientais gerados pelo ciclo de vida dos produtos ou processos, o que permite a comparação dos impactos ambientais (PRE CONSULTANTS, 2010).

Há maneiras diferentes para determinar o valor "normal". O procedimento mais comum é determinar os indicadores de categoria de impacto para uma região durante um ano e, se desejado, dividir este resultado pelo número de habitantes nessa área (PRE CONSULTANTS, 2010a).

Ponderação

Ponderação é um método subjetivo, por isso é o mais controverso e mais difícil em uma ACV, especialmente para alguns métodos de avaliação de impactos (PRE CONSULTANTS, 2010a). Segundo a ISO 14040:2006, esse método não pode ser utilizado em comparações públicas entre produtos, sendo apenas utilizado para estudos não comparativos.

É possível que algumas categorias de impactos sejam mais importantes do que outras para uma ACV. Logo, cada categoria de impacto é multiplicada pelo respectivo **fator de ponderação**, fazendo com que as categorias de impacto que realmente são importantes para a ACV se sobressaiam das outras não tão importantes e contribuindo para que os resultados se diferenciem e se aproximem da realidade. Por exemplo, em uma localidade que eutrofização não seja uma categoria de impacto tão importante quanto toxicidade humana, um maior fator de ponderação é atribuído ao segundo em comparação ao primeiro (ARGONNE, 2007). Portanto, nessa etapa se pode escolher quais são as categorias de impacto mais importantes para o estudo de ACV.

Com relação a essa etapa, ainda não existe nenhum acordo internacional sobre a metodologia mais aplicada para essa finalidade, são decisões que contam com a experiência dos realizadores da ACV.

A **Figura 7** representa o processo de AICV desde a etapa de seleção e classificação até a fase de ponderação.

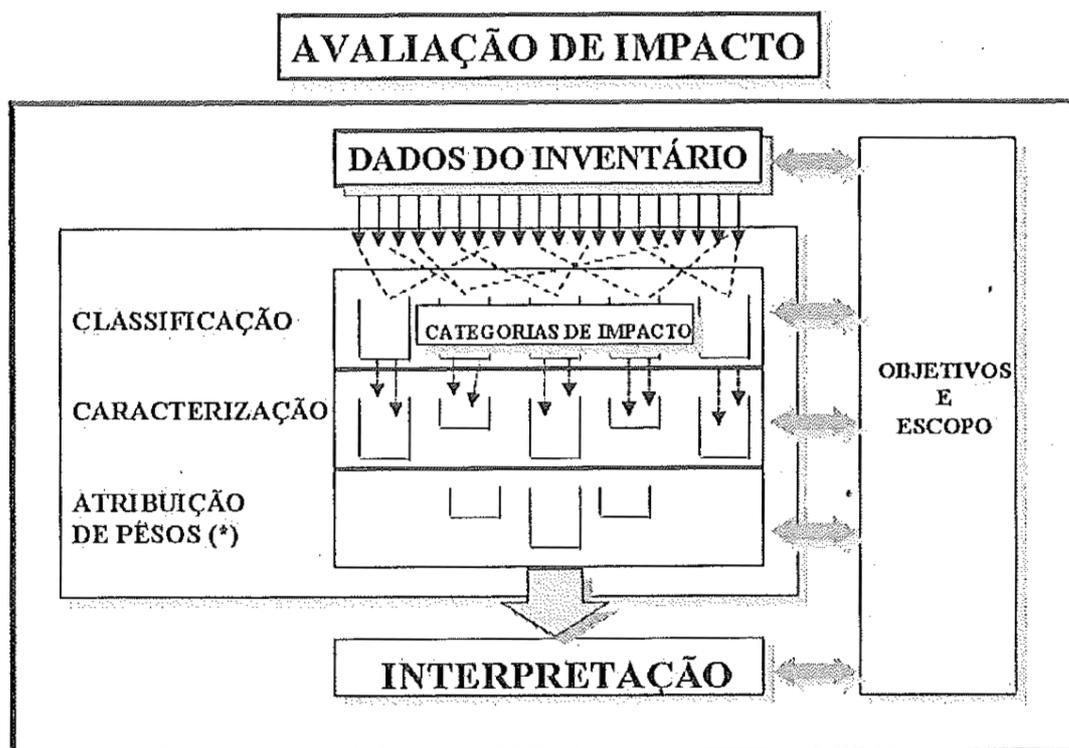


Figura 7: Elementos da AICV
Fonte: CHEHEBE, 1998

4.5.3.5. Métodos de Avaliação de Impacto Ambiental de Ciclo de Vida

De um modo geral, os modelos de AICV podem ser agrupados em duas categorias:

- Modelos Clássicos ou *Midpoint*
- Modelos de Danos ou *Endpoint*

A primeira consiste nos modelos que ligam diretamente os resultados do ICV para categorias de impacto intermediárias, por exemplo, acidificação e mudança climática (GOEDKOOP e SPRIENSMA, 2001).

A segunda categoria são os modelos de danos. Esses modelos vão além das categorias de impacto intermediárias, sendo modelados causas e efeitos para estimar danos (GOEDKOOP e SPRIENSMA, 2001). Enquanto que os modelos clássicos produzem categorias de impacto intermediárias, os modelos de ano estimam quais são os danos que decorrem dessas categorias intermediárias para o homem, fauna e flora (PRE CONSULTANTS, 2010a).

Em geral, indicadores que são escolhidos próximos ao inventário, tem um grau de confiabilidade maior que os indicadores que vão além dos intermediários, já que as

hipóteses assumidas são menos específicas. Entretanto, indicadores específicos são mais fáceis de serem interpretados que os indicadores intermediários. A **Figura 8** apresenta a diferença de abordagem das metodologias de impacto *Midpoint* e *Endpoint* (PRE CONSULTANTS, 2010a).

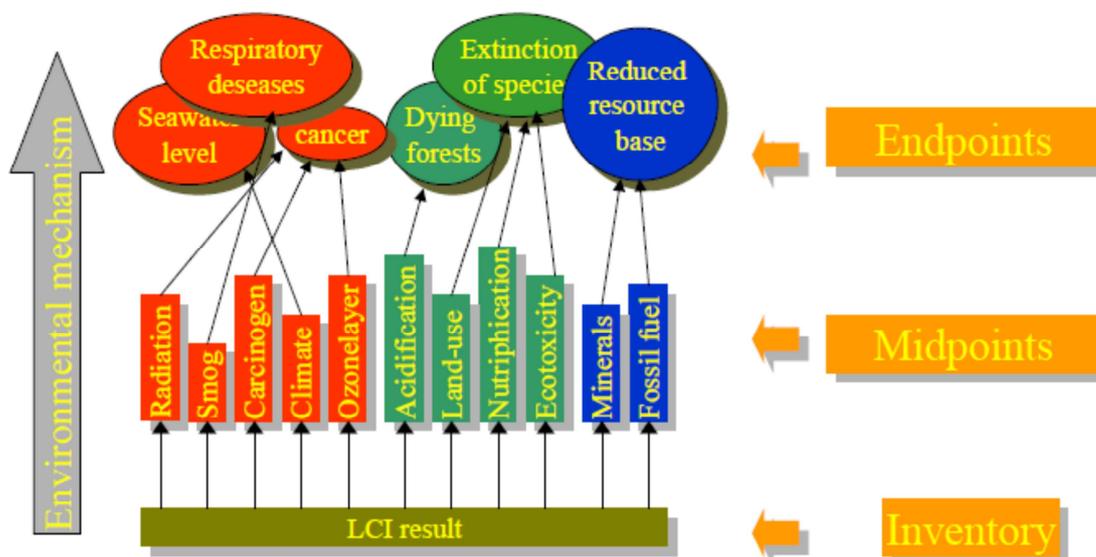


Figura 8: Diferença entre os métodos de AICV.
Fonte: PRE CONSULTANTS, 2010a..

A seguir são listados os principais métodos de AICV e algumas das suas principais características (**Quadro 3: Principais Métodos de AICV**).

Quadro 3: Principais Métodos de AICV

Metodologia de AICV	Origem	Descrição do Método	Referência
Eco-indicator 99	Holanda	Método <i>Endpoint</i> (Danos), incluindo Normalização e opção de Ponderação padrão	Goedkoop & Spriensma (1999)
EDIP2003	Suíça	Método <i>Midpoint</i> com Normalização	Hauschild & Potting (2004)
EPS 2000d	Suécia	Método com Ponderação	Steen (1999)
(Dutch) LCA Handbook	Holanda	Método <i>Midpoint</i> com Normalização	Guinée et al. (2002)
IMPACT 2002(+)	Suíça	Método Midpoint com Avaliação de Danos e Normalização	Jolliet et al. (2003)
LIME	Japão	Método <i>Midpoint</i> com Avaliação de Danos e Ponderação.	METI, NEDO, AIST (2003)
JEPIX	Japão	Método com Ponderação	Miyazaki et al.
TRACI	Estados Unidos	Método <i>Midpoint</i> com Normalização	Bare et al.(2003)
CML 2 baseline 2000	Holanda	Método <i>Midpoint</i> com Normalização	Guinée et al. (2002)

Fonte: Adaptado de UNEP/SETAC - *Life Cycle Initiative*. Disponível em: <http://lcinitiative.unep.fr/default.asp?site=lcinitt&page_id=51340130-4439-4584-A9A4-F917485E4B7D>

Método Eco-indicator 99

A metodologia Eco-Indicador 99 foi proposta sob a coordenação do *Dutch Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment* com a colaboração de especialistas de ACV da Suíça e da Holanda e do instituto holandês RIVM – *National Institute of Public Health and the Environment*. O objetivo primário do método consiste em calcular uma grande quantidade de valores de eco-indicadores padrões para serem utilizados em processos (GOEDKOOOP e SPRIENSMA, 2001).

Os resultados provenientes do ICV são na sua grande maioria difíceis de serem interpretados, pela grande quantidade de dados e fluxos ambientais. Além disso, a expressão dos métodos em categorias de impacto é pouco sugestiva, dificultando ainda mais as interpretações.

A metodologia de eco-indicadores do Eco-indicator 99 ajuda a solucionar esse problema, uma vez que transforma os dados do ICV em pontuações de danos (*damage scores*). O método consiste de onze categorias de impacto que podem ser agregadas em 03 (três) categorias de danos ou para uma pontuação única. A **Figura 9** apresenta a metodologia geral do Eco-indicator 99.

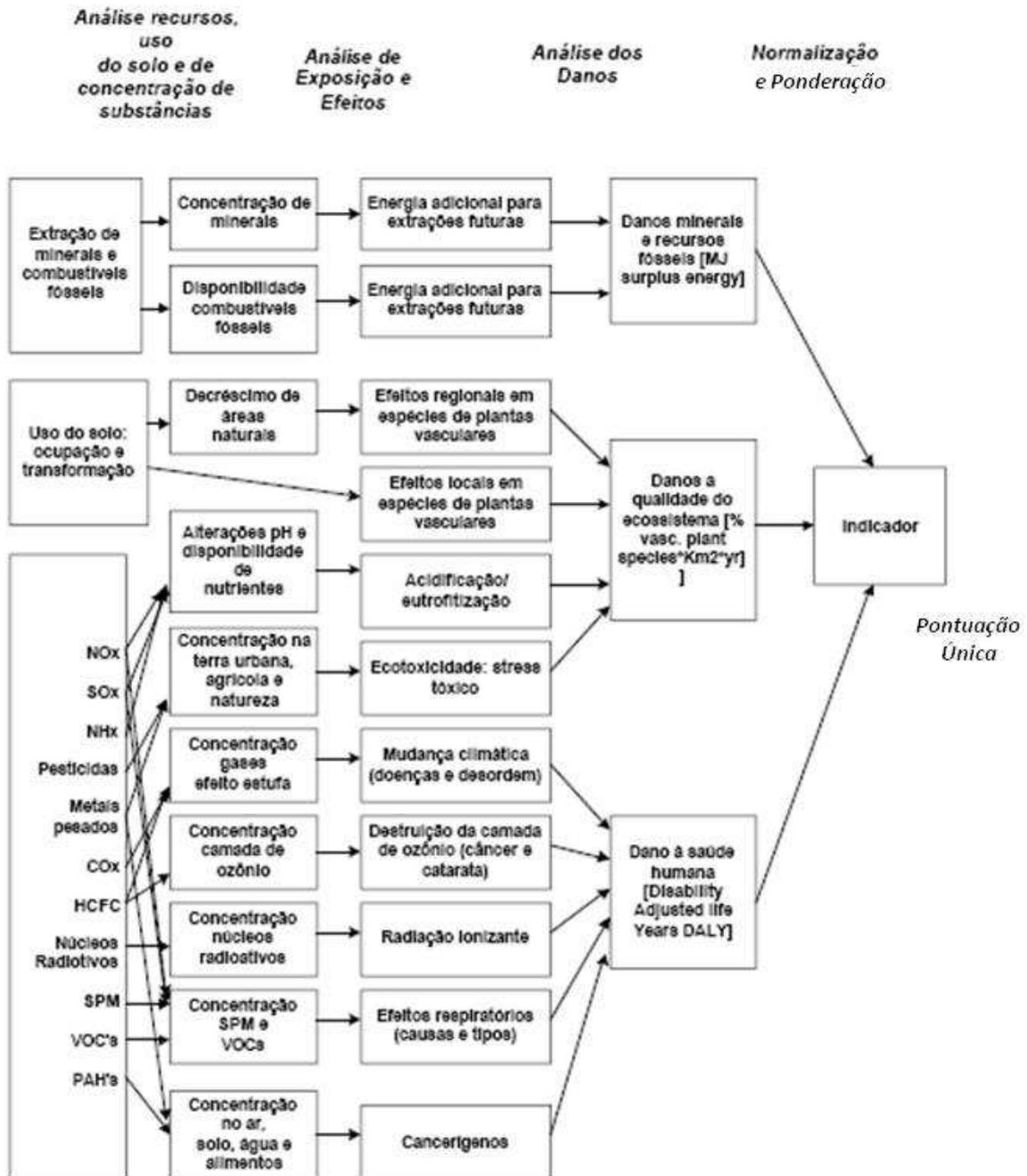


Figura 9: Metodologia do Eco-indicator 99
 Fonte: GOEDKOOP e SPRIENSMA (2001) *apud* TAKAHASHI (2008)

As onze categorias de impacto são apresentadas no **Quadro 4**, agrupadas em três categorias de danos.

Quadro 4: Categorias de Impacto usadas pelo método Eco-Indicador 99

Categorias de Impacto	Dano	Unidade
Carcinogênicos	Saúde Humana	DALY
Efeitos Respiratórios Inorgânicos		DALY
Efeitos Respiratórios Orgânicos		DALY
Mudança Climática		DALY
Radiação		DALY
Depleção da Camada de Ozônio		DALY
Ecotoxicidade	Qualidade do ecossistema	PAF*m ² *ano
Acidificação/Eutrofização		PDF*m ² *ano
Uso do Solo		PDF*m ² *ano
Uso de Recursos Minerais	Recursos	MJ excedente
Uso de Recursos Fósseis		MJ excedente

Fonte: GOEDKOOP e SPRIENSMA (2001) *apud* TAKAHASHI (2008) e RENO (2011)

Os modelos dos **Danos à Saúde Humana** são expressos em DALY, que significa *Disability Adjusted Life Year*. Este sistema de medição representa uma escala de pesos para diversas inaptidões causadas por doenças. As pontuações da escala variam de zero a um, o valor zero indica uma saúde perfeita, já o valor um significa a morte (RENO, 2011). Esse modelo está relacionado às seguintes categorias de impacto ambiental:

- **Efeitos carcinogênicos:** São os danos a saúde humana como resultado de uma emissão de todas as substâncias classificadas nos grupos IARC (*International Agency for Research on Cancer*) 1, 2A, 2B e 3 para os que se encontram disponíveis na informação necessária sobre características psicoquímicas e cancerígenas. Dentre as principais substâncias destacam-se o arsênico, amianto, benzeno, cádmio, níquel e outros (RENO, 2011).
- **Efeitos respiratórios (orgânicos e inorgânicos):** São os danos causados à saúde humana como resultado das emissões de poeiras, substâncias orgânicas e não orgânicas relacionadas a problemas respiratórios. Como: MP10 e MP2,5, NO_x, SO_x, O₃, CO, COV e NH₃ (RENO, 2011).
- **Mudança Climática:** Lançamento na atmosfera, por ação antrópica, de crescentes quantidades de gases de efeito estufa como o CO₂, N₂O, CH₄ que apresentam a característica de absorver a radiação infravermelha emitida pela Terra, concentrando calor na atmosfera.
- **Radiação (iônica):** Relacionados às emissões rotineiras de substâncias radioativas ao meio ambiente

- **Camada de Ozônio:** Relacionados ao aumento da radiação ultravioleta na Terra, causada pela destruição da camada de ozônio.

Os modelos dos **Danos à Qualidade do Ecossistema** são expressos nas unidades PAF e PDF.

A unidade PAF (*Potentially Affected Fraction*) é determinada com base de dados de toxicidade em organismos terrestres e aquáticos como micro-organismos, plantas, algas, moluscos, crustáceos e peixes. O PAF expressa a porcentagem de espécies que é exposta a uma concentração acima do NOEC (*No Observed Effect Concentration*), quanto maior a concentração maior o número de espécies afetadas.

Já o termo ao termo PDF (*Potentially Disappeared Factor*) é a unidade definida para avaliar o impacto sobre o ecossistema, expressando uma porcentagem do dano ou espécies que estão ameaçadas ou em extinção, em uma área específica durante um tempo determinado (GOEDKOOOP e SPRIENSMA, 2000). Esses modelos são relacionados às seguintes categorias de impacto ambiental:

- **Ecotoxicidade:** Expressa os danos causados em espécies expostas à concentração de substâncias tóxicas. Os efeitos são calculados em PAF, com base em dados de toxicidade para organismos terrestres e aquáticos como micro-organismos, plantas, algas, anfíbios, moluscos, crustáceos, peixes e uma diversidade de plantas.
- **Acidificação/ Eutrofização:** Não é possível aplicar diretamente o conceito de PAF, tendo em vista que estes efeitos são causados por mecanismos bioquímicos distintos e complexos. O PDF é utilizado para expressar o acréscimo ou decréscimo de espécies a partir da deposição de emissões aéreas como o NO_x, SO_x e NH₃, com influência negativa sobre os ecossistemas aquáticos.
- **Uso do Solo:** Utiliza o PDF como indicador. A modelagem dos danos sobre o decréscimo de espécies utiliza modelos distintos que visam calcular os efeitos locais da ocupação e conversão do solo de uma área natural em um complexo industrial, assim como os efeitos regionais da ocupação e conversão do solo.

Os modelos dos **Danos aos Recursos** são expressos em MJ excedente, a unidade refere-se à energia adicional exigida no futuro para compensar a menor disponibilidade do recurso utilizado (neste caso os recursos minerais e fósseis).

As seguintes categorias de impacto estão relacionadas a esse dano:

- **Depleção de Recursos Minerais;**
- **Depleção de Combustíveis Fósseis.**

O Eco-Indicator 99 reflete o presente estado da arte das metodologias de AICV, apesar de ser um dos métodos mais utilizados em diversos trabalhos de ACV, ele continua em crescente evolução. No entanto, a aplicação do Eco-Indicator 99 é amplamente aceitável, por já apresentar um papel muito relevante em diversos estudos (GOEDKOOOP e SPRIENSMA 2001).

Os principais resultados encontrados após todas as etapas da fase de AICV são discutidos na fase de **Interpretação dos Resultados**.

4.5.4. Interpretação dos Resultados

A Interpretação do Ciclo de Vida é a fase na qual os resultados das análises e todas as escolhas e suposições feitas durante todo o estudo são avaliadas e as conclusões gerais são extraídas. Essa fase ocorre durante todas as fases da ACV, pois interage com todas elas.

Essa fase apresenta também o objetivo de entender a confiabilidade e a validade dos dados coletados e das hipóteses realizadas, para que o estudo de ACV possa ter credibilidade e ser usado para seu propósito pretendido.

Na essência, essa fase descreve uma série de verificações necessárias a fim de averiguar se as conclusões advindas do estudo são adequadamente apoiadas pelos dados e pelos procedimentos utilizados.

Uma importante questão a se verificar consiste em determinar se as suposições, métodos, modelos e dados coletados são consistentes com o objetivo e escopo do estudo.

Outra importante ferramenta para se entender as incertezas dos resultados é a análise da contribuição de um processo no ciclo de vida do sistema considerado. As contribuições do impacto ambiental são expressas, na maioria das vezes, em porcentagens do total do impacto (CML, 2001). Com essa análise, é possível determinar qual processo tem maior contribuição (carga ambiental) nos resultados dos impactos ambientais do ciclo de vida de um produto ou processo, apontando quais são os específicos processos que contribuem mais e por isso devam ser enfocados. Assim

é possível verificar se as suposições específicas para esses casos foram bem realizadas.

A maioria das ACV contém centenas de diferentes processos, no qual 95 a 99% dos resultados apresentam contribuição significativa de apenas 10 (dez) processos (PRE CONSULTANTS, 2010a).

Na análise comparativa é realizada uma comparação dos resultados da ACV com diversos outros estudos já realizados, com o objetivo de promover validação para as principais conclusões da ACV.

No último passo da fase de Interpretação, as conclusões do estudo são realizadas e recomendações são feitas para o público alvo. Toda a conclusão é baseada nos resultados combinados adquiridos em todas as fases anteriores da ACV.

4.5.5. Elaboração do Relatório e Revisão Crítica

Além de todas as fases para a elaboração de um estudo de ACV, a ISO 14040 dispõem sobre a necessidade da realização de análises críticas, pois segundo a norma, essa análise pode facilitar a compreensão do estudo e aumentar sua credibilidade.

A revisão crítica é uma avaliação independente do estudo de ACV obrigatória para estudos de comparação de ciclos de vida e verifica se as metodologias, dados coletados, interpretação e a exposição dos resultados estão em conformidade com as normas e se os resultados são válidos (ARGONNE, 2007).

Segundo a ISO 14040, os processos de Revisão Crítica podem ser:

- Análise crítica por especialista interno;
- Análise crítica por especialista externo;
- Análise crítica por partes interessadas.

Após a revisão crítica, o relatório final pode ser publicado e endereçado a seu público-alvo.

4.6. Barreiras da ACV

Apesar dos múltiplos benefícios da ACV existem barreiras para a realização desses estudos, como:

- Carência de guias práticos;
- Necessidade de grande volume dados;
- Necessidade de participação de vários setores dentro de uma organização;
- Incertezas sobre a aplicação dos resultados;
- Deficiências na validação dos resultados;
- Base científica em constante aprimoramento;
- Transparência.

A elaboração de estudos que utilizam a metodologia de Análise do Ciclo de Vida muitas vezes demanda um grande consumo de tempo, recursos financeiros e humanos. A não disponibilidade de dados importantes pode afetar o resultado final do estudo, e conseqüentemente a sua validade.

A categorização dos impactos ambientais numa série de temas, como mudança climática, toxicidade humana e ecológica também é uma crítica para estudos de ACV. Para algumas categorias (como por exemplo, o efeito estufa), as emissões sobre um período de tempo específico podem apropriadamente ser calculadas através do uso dos fatores de caracterização, mas para outros, como a toxicidade humana, os diferentes fenômenos e mecanismos que estão envolvidos dificultam esse cálculo (RENO, 2011).

Como as metodologias para avaliação de impacto ambiental estão em constante transformação e adequação, não há um critério de medida absoluta para determinar os impactos. Para algumas categorias, pela sua objetividade, este cálculo é preciso e bem fundamentado, enquanto para outras, que envolvem mais fenômenos e são dependentes de situações mais subjetivas, apresentam-se maiores dificuldades na utilização desta simplificação.

Outra limitação da ACV é a subjetividade da natureza das escolhas e suposições feitas numa ACV (como, por exemplo, a seleção do sistema de fronteiras, dos dados de entrada e saída e das categorias de impacto). Por se tratar de uma técnica que envolve alto grau de subjetividade, a confiabilidade dos dados para aplicações práticas reais pode ser fraca.

Uma barreira importante para a disseminação mundial da ACV é a sua característica europeia e americana. Por a ACV ter se aprimorado no Oeste Europeu e nos Estados Unidos, as bibliotecas de consulta se referem a dados estrangeiros, que muitas das vezes não se aplica e se diferenciam muito da realidade de outros países. Além disso, os métodos de AICV, como o Eco-indicator 99, apenas selecionam as categorias de impacto ambiental que são mais significativas para os países europeus.

Assim, uma medida importante para romper essas barreiras é a maior disseminação de bancos de dados de indústrias e maiores informações sobre casos de sucesso de abordagens em ciclo de vida. Nos Estados Unidos, a US EPA disponibiliza diversos inventários para diferentes tipos de indústrias e processos, o que não é realizado com mesma abundância pelo IBAMA.

Para as ACVs da indústria brasileira de exploração e produção *offshore*, os dados disponíveis publicamente são muito reduzidos o que dificulta uma real coleta dos dados para a realidade brasileira. Muitos dos dados são sigilosos, restritos apenas as indústrias petrolíferas.

Cabe salientar que, embora existam barreiras, elas não superam os benefícios potenciais do uso do ACV, visto que essa metodologia está em crescimento de utilização em todo o mundo.

4.7. Aplicações da ACV para a indústria de E&P de O&G *Offshore*

O uso da abordagem de ciclo de vida para estudar produtos e processos, em particular da indústria de E&P de O&G, é mais recente. Entretanto, diversos estudos de caso aplicados direto ou indiretamente a essa indústria já foram conduzidos no mundo, como exemplos do **Quadro 5**.

Quadro 5: Exemplos de estudos de ACV na Indústria de E&P de O&G.

Estudo de Caso	Objetivo	Resumo	Referência
Os efeitos ambientais de projetos de perfuração profunda	Definir objetivos e metas ambientais, usando padrões ISO ACV.	Esse estudo utilizou ACV para identificar e controlar os aspectos ambientais de projetos de perfuração profunda, concluindo que os fluidos de perfuração e rejeitos de perfuração são os maiores contribuintes para os impactos ambientais.	Ulrich e Franz 2002

Estudo de Caso	Objetivo	Resumo	Referência
Gestão dos Rejeitos de Perfuração	Avaliar diferentes cenários da gestão dos resíduos de perfuração.	Avaliação do uso de energia e emissões atmosféricas dos componentes de gestão de resíduos de perfuração. Foi realizada uma ACV, para realizar avaliações comparativas em vários cenários.	Garcia e Kapila 2006
Disposição final dos resíduos de perfuração	Comparar opções para disposição final de resíduos.	Dentro das restrições legislativas e regulamentares, os tomadores de decisão utilizaram a Análise de Ciclo de Vida, a avaliação de risco, e considerações econômicas para identificar opções de tecnologia preferíveis para a disposição de resíduos de perfuração de operações offshore.	Paulsen <i>et al.</i> 2003
A gestão integrada de efluentes líquidos e resíduos provenientes da atividade de perfuração offshore	Use abordagem de ciclo de vida para minimizar custos e maximizar o desempenho ambiental.	Envolve cadeia de fornecedores de compras através do ciclo de vida das operações, integrando fluidos e gestão de resíduos aumentou significativamente a reciclagem de fluidos de perfuração, reduziu resíduos de perfuração, e reduziu custos.	Paulsen <i>et al.</i> 2006
Emissões de GEE a partir de óleo cru	Fornecer o primeiro passo para a gestão da relação custo-benefício das emissões de GEE, identificando fontes dessas emissões no ciclo de vida do petróleo bruto.	Emissões de GEE foram estimadas para cada fase do ciclo de vida de sete tipos de petróleo bruto. Preocupações que vão desde a alocação de fatores de emissões indicam que maiores refinamentos serão necessários para que a técnica possa ser usada para atribuir valores monetários para o comércio de emissões.	McCann e Magee 1999
Políticas e Operações Cooperativas	Integrar o conceito de Ciclo de Vida nas políticas e operações de uma empresa.	Pelo menos três grandes companhias de petróleo explicitam o conceito de ciclo de vida em suas políticas. Geralmente, tais políticas estão integradas com metas de sustentabilidade.	Suncor 2005; Petro-Canada 2005; Total 2003
Análise de Ciclo de Vida das tecnologias de tratamento de água de produção	Levantar impactos ambientais de diferentes tecnologias com a ACV	Descreve a implementação de ACV para investigar o impacto ambiental de 20 tecnologias disponíveis para tratamento de extensivos volumes de água de produção durante a produção de óleo e gás.	N. Vlasopoulos, F.A. Memon, D. Butler, R. Murphy 2006
Análise comparativa de fluidos de perfuração através da metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), utilizando o Software Umberto.	ACV comparativa dos impactos ambientais dos fluidos a base de água, óleo e sintética.	O resultado desse estudo mostrou que os fluidos a base sintética é o que impacta menos durante toda a etapa de ciclo de vida.	Souza, 2012 SAGE UFRJ

Fonte: Adaptado de ARGONNE, 2007.

Esses estudos citados ajudaram na elaboração do estudo de caso presente no **Capítulo 6**.

4.8. Considerações Práticas da ACV

Apesar da abordagem de ciclo de vida contribuir para a melhoria das tomadas de decisões ambientais, no que tange a sua realização prática, usuários necessitam estar atentos para potenciais armadilhas e planejar sua ACV para maximizar os benefícios. Algumas sugestões são importantes para a elaboração de estudos de ACV:

- Ser claro nos objetivos do estudo;
- Reconhecimento de que a contribuição da ACV é apenas mais um componente na tomada de decisão;
- Conhecimento do processo a ser estudado;
- Quanto mais detalhado for o estudo maior será a quantidade de informações necessárias e mais difícil a interpretação;
- A inclusão do maior número possível de participantes, para assegurar a legitimidade do estudo.

De forma complementar, o usuário de ACV deve entender a natureza multidisciplinar dessa metodologia. Segundo Hofstetter *et al.* (1999), pode-se distinguir 03 (três) esferas que são todas necessárias para a compreensão de uma ACV. Cada esfera possui diferentes características (PRE CONSULTANTS, 2010a):

- **Tecnosfera ou esfera tecnológica:** A modelagem de sistemas técnicos, tais como processos de produção e transporte, etc.
- **Ecosfera esfera da natureza:** A modelagem dos mecanismos ambientais ("o que acontece com uma emissão?"). A modelagem dos danos que são infligidos ao meio ambiente
- **Esfera de Valor:** Lida com escolhas subjetivas da tecnosfera e ecosfera. Isto inclui a ponderação de categorias de impacto, procedimentos de alocação ou na determinação de um horizonte de tempo. Por exemplo, na avaliação de impacto, é importante escolher se o dano potencial de metais pesados é integrado por apenas 100 anos ou para a eternidade.

A **Figura 10** esquematiza a relação das 03 (três) esferas. A tecnosfera é considerada parte da ecosfera, no senso de um metabolismo industrial e está em intensa interação

com essa esfera. A tecnosfera e a ecosfera estão ambas embutidas na esfera de valor, já que suas caracterizações e modelagens dependem de escolhas subjetivas realizadas no estudo. Portanto, a ACV pode ser descrita como a arte de modelar e combinar a esfera de valor, a ecosfera e a tecnosfera (HOFSTETTER *et al.*, 1999).

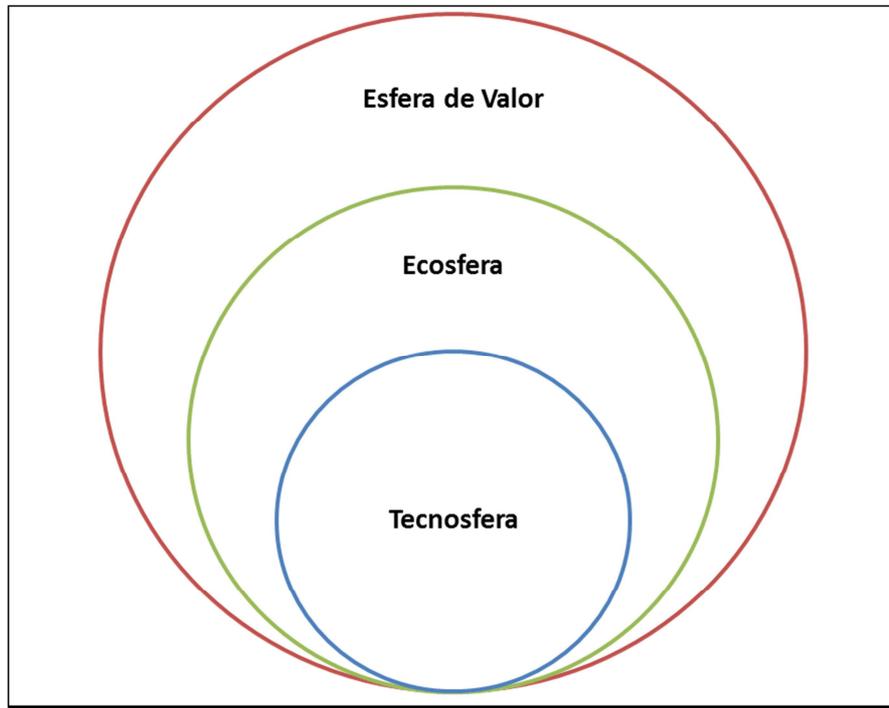


Figura 10: Representação das 03 (três) esferas da ACV
Fonte: Adaptado de HOFSTETTER *al.*, 1999

5. Principais aspectos da produção *offshore* de óleo e gás

Este capítulo de revisão bibliográfica foi organizado de modo a revisar o cenário da produção de óleo e gás *offshore*, com foco na planta de processamento primário de petróleo, que está em análise nesse estudo. Com isso, buscou-se entender os processos relacionados à produção *offshore* para se conseguir inserir a metodologia de ACV. Foram levantados os principais processos unitários relacionados ao processamento primário, com a intenção de entender todos os dados de entrada e saída para o estudo de caso presente no **Capítulo 6**.

5.1. Cenário da Produção de Petróleo no Brasil

A Lei 9.478/97 estabelece que o Contrato de Concessão dos blocos de petróleo deva prever duas fases: a de exploração e a de produção (ANP, 2012a).

A atividade exploratória consiste na aquisição de dados, obtidos através de pesquisas nas bacias sedimentares, por concessionários, Empresas de Aquisição de Dados (EAD), instituições acadêmicas ou pela própria ANP. Os métodos sísmicos utilizados nas atividades *offshore* consistem em métodos geofísicos de reflexão e/ou refração de ondas (ANP, 2012a). Nessa mesma fase são realizadas as atividades de perfuração e testes de formação para avaliar se a área em exploração pode ter viabilidade econômica para ser produzida.

Já a fase de produção se inicia justamente quando o concessionário declara uma descoberta como comercial e inclui também as atividades de desenvolvimento. Essas atividades se destinam a instalar equipamentos e sistemas que tornam possível a produção de um campo de petróleo ou gás natural. A última etapa da operação de campos de produção é a desativação das instalações e a devolução da área de concessão (ANP, 2012b).

O cenário brasileiro de produção de petróleo é caracterizado pela **Figura 11** que apresenta o volume de petróleo produzido em barris de petróleo nos anos de 2002 a 2011. A figura mostra claramente a crescente produção de barris de petróleo no Brasil e a clara produção em condições *offshore*.

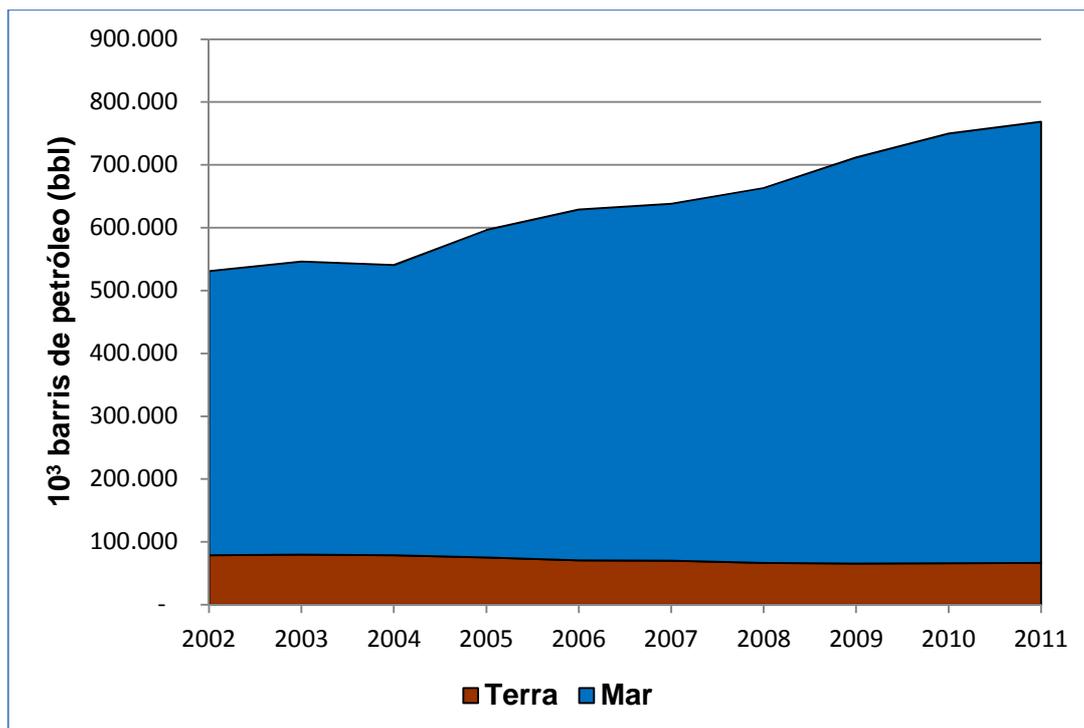


Figura 11: Produção de petróleo, por localização (terra e mar) – 2002-2011.
Fonte: Elaboração própria a partir do Anuário Estatístico da ANP 2012.

Em 2011, a produção nacional de petróleo aumentou 2,5%, ultrapassando a marca de 768,5 milhões de barris, o que situou o Brasil na 13ª colocação no ranking mundial de produtores de petróleo. Nos últimos 10 anos, o crescimento médio anual da produção brasileira foi de 4,2%. Um total de 9.043 poços – 1% de acréscimo em relação a 2010 – foi responsável pela produção nacional em 2011, sendo 8.274 em terra e 769 em mar. A produção *offshore* correspondeu a 91,4% do total, sendo o Rio de Janeiro responsável por 81% dessa produção e 74% da produção total. Desde 2010, esse estado vem produzindo menos, mas no acumulado dos últimos 10 anos seu crescimento anual foi de 2,9% (ANP, 2012a).

O aumento na produção de barris de petróleo se justifica pelas novas descobertas nas bacias de campos e santos e mais recentemente (2010) pelo início das atividades no polo pré-sal, no Campo de Lula.

5.2. Ocorrência e Produção de Petróleo

O petróleo, conforme a teoria da origem orgânica, é formado pela decomposição de grandes quantidades de material vegetal e animal que, sob ação da pressão e calor,

gera misturas de compostos constituídos majoritariamente por moléculas de carbono e hidrogênio – os hidrocarbonetos (PETROBRAS, 2007).

Geralmente, o petróleo depois de formado não se acumula na rocha na qual foi gerado – rocha geradora ou rocha matriz, e migra sob ação de pressões do subsolo, até encontrar uma rocha porosa, que, se cercada por uma rocha impermeável - rocha selante ou rocha capeadora, aprisiona o petróleo em seu interior (**Figura 12**). É a partir deste reservatório que o petróleo é extraído, caso as condições de porosidade da rocha e a quantidade acumulada de material formem uma jazida comercial (PETROBRAS, 2007).



Figura 12: Ilustração do processo de migração e aprisionamento do petróleo na rocha reservatório.
Fonte: PETROBRAS, 2007.

Dependendo da pressão e do local em que se encontra o petróleo acumulado, é comum encontrar uma capa de gás natural ocupando as partes mais altas do interior do reservatório, e o petróleo (óleo) e a água salgada ocupando as parte mais baixas, muito em função da diferença de densidade e da imiscibilidade entre as fases (**Figura 13**) (PETROBRAS, 2007).

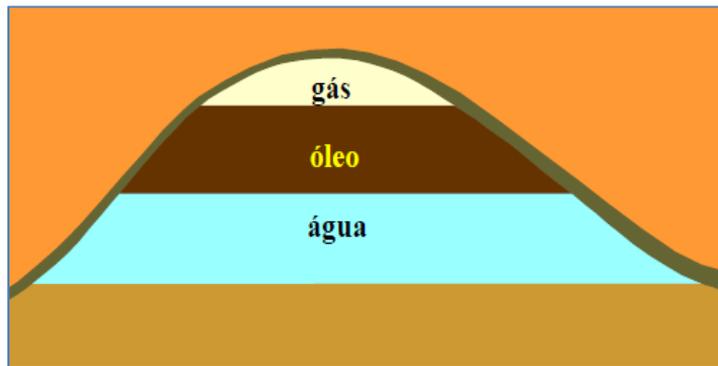


Figura 13: Representação ilustrativa de um reservatório de petróleo
Fonte: PETROBRAS, 2007

Por conta desta configuração no reservatório e das condições necessárias para a produção, não apenas petróleo e gás são produzidos, mas também água e sedimentos (areia e outras impurezas sólidas em suspensão, como material de corrosão, produtos de incrustação, por exemplo) em quantidades variadas. Além destes, deve-se considerar que outros compostos não hidrocarbônicos também podem estar presentes no sistema, tais como os contaminantes CO_2 e H_2S , quer na fase gasosa ou mesmo arrastados/dissolvidos na fase líquida (PETROBRAS, 2007).

Nenhuma destas fases é produzida isoladamente, o fluido será encaminhado para a planta de processamento de petróleo com a presença de óleo, gás e água onde, por exemplo, o gás é produzido em quantidade e composição variada e percorre as tubulações de produção como bolhas arrastadas no óleo. Alternativamente, gotículas de óleo podem ser arrastadas como névoa no gás. A água de formação pode ser levada pelo gás na forma de vapor. Quando no estado líquido, pode ser produzida como água livre, dissolvida ou emulsionada como gotículas dentro do óleo. Mesmo a água livre separada, além dos sais presentes, contém sedimentos, gases dissolvidos e óleo arrastado (PETROBRAS, 2007).

5.3. Unidades Marítimas de Produção

As principais plataformas de produção atuando em águas brasileiras podem ser divididas em plataformas fixas e flutuantes. O cenário de produção brasileiro caminha para lâminas d'águas mais profundas o que limita a produção por unidades flutuantes.

As flutuantes mais comuns são a semissubmersível e o FPSO, mostrados na **Figura 14**.



Figura 14: Plataforma SS-06 - Campo de Anchova - Bacia de Campos e FPSO Cidade de São Vicente - Área de laracema (pré-sal) – Bacia de Santos.
Fonte: Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>> e <<https://diariodopresal.wordpress.com>>

A sigla FPSO significa em inglês *Floating Production, Storage and Offloading*, o que implica na capacidade por dessa unidade produzir, estocar e transferir o óleo produzido. Essa unidade de produção foi a escolhida pela PETROBRAS para ser utilizada no polo pré-sal, devido a grande versatilidade e capacidade de produção.

Os FPSOs são construídos especificamente para atender às atividades das concessionárias. Geralmente, são convertidos a partir de grandes navios petroleiros, para a instalação de todas as facilidades de extração, processamento e escoamento de óleo e gás, assim como as facilidades para o tratamento e descarte de água produzida. Assim, a unidade terá a forma tradicional de navio com adaptações estruturais para processamento de óleo, conexão com as linhas de produção, injeção, umbilicais e fundeio (PETROBRAS, 2009).

Em relação à planta de processamento primário nessas plataformas *offshore*, os equipamentos são projetados para mínima carga e máxima economia de espaço, resultando em unidades compactas, conforme apresentado na **Figura 15** (VAZ, 2009).



Figura 15: Instalações compactas de plataforma fixa da Bacia de Campos
Fonte: VAZ, 2009

Toda planta de processamento primário possui uma capacidade nominal de processamento em função do estudo de diversos parâmetros do campo produtor. A planta é dividida em módulos, posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento dos fluidos da formação, localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural (PETROBRAS, 2010).

Na **Figura 16** são apresentados, de forma ilustrativa, os módulos presentes em um FPSO.

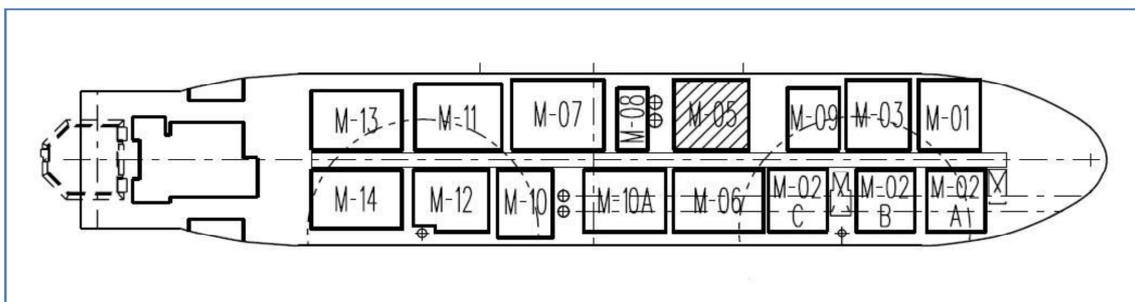


Figura 16: Distribuição dos módulos no convés do FPSO P-62.
Fonte: PETROBRAS, 2009.

No **Quadro 6** são descritos os principais equipamentos presentes em cada um desses módulos, do FPSO P-62.

Quadro 6: Módulos e seus principais equipamentos

Módulos	Equipamentos
1) Módulo de Tratamento do Gás e Sistema Flare – M01	Sistema de desidratação do gás;
	Sistema de gás combustível para fornecer gás combustível de alta e de baixa pressão;
	Vasos de depuração do <i>flare</i> de alta e do <i>flare</i> de baixa pressão.
2) Módulo de Compressão de Gás – M02A/B/C e M09	Unidades de compressores de gás;
	Vaso depurador.
3) Módulo de Remoção de CO ₂ – M03	Sistema de remoção de CO ₂ ;
	Vaso depurador.
4) Módulo de separação e tratamento de óleo – M05, 06, 07 e 08	Sistema de tratamento e separação de óleo;
	Trocadores de calor, aquecedores e separador de teste;
	Sistema de tratamento de água produzida;
	Sistema de compressão de gás booster.
5) Módulo de Água de Injeção e Remoção de Sulfatos da Água do Mar - M10	Desaeradora de água do mar;
	Unidade de remoção de sulfatos;
	Bombas de água de injeção;
	Sistema de injeção de produtos químicos.
6) Módulo da sala local de equipamentos – M11	Painéis elétricos e transformadores;
	Baterias;
	Painéis de instrumentação.

Módulos	Equipamentos
7) Módulo de armazenamento de materiais – M12	Armazenamento de produtos químicos; Área de carga.
8) Módulo de geração de energia elétrica – M13 e14	Sistema de geração composto por 4 turbogeradores; Sistema de recuperação de calor.

Fonte: PETROBRAS, 2009.

5.4. Planta de Processamento Primário *Offshore*

Ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo ocorre, geralmente, a produção simultânea de gás, óleo e água, juntamente com impurezas, como já apresentado. Como existe exclusivamente o interesse econômico apenas dos hidrocarbonetos (óleo e gás) em um campo de petróleo, é necessário instalar nas unidades marítimas, instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o processamento primário dos fluidos, que consiste (THOMAS *et al.*, 2001):

- Na separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;
- No tratamento e condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser estocados e transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito;
- No tratamento da água de produção para reinjeção ou descarte.

O dimensionamento do sistema de processamento primário e a seleção dos equipamentos mais adequados consideram diversos parâmetros técnicos e as características das áreas aonde serão instaladas essas unidades de produção, entre os quais as mais importantes são:

- Número de poços produtores interligados a plataforma: um poço por vez, ou diversos poços;
- Temperatura do óleo ao chegar à planta: apresentando uma temperatura mínima e uma temperatura máxima;
- A escolha de métodos de elevação que imponham menores taxas de cisalhamento é de suma importância para a posterior separação da água do petróleo;
- Grau API do petróleo;
- Quantidade de água livre e sua salinidade.

Dependendo do tipo de fluidos produzidos e da viabilidade técnica e econômica, uma planta de processamento primário pode ser simples ou complexa. As mais simples

efetuem apenas a separação gás/óleo/água, enquanto que as mais complexas incluem o condicionamento e compressão de gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte (THOMAS *et al.*, 2001).

As plantas de processamento primário *offshore* mais complexas podem estar associadas aos campos de produção mais distantes, uma vez que para o condicionamento e transporte dos hidrocarbonetos, são necessários equipamentos para o tratamento das correntes de petróleo, o mesmo vale para o tratamento da água de produção. Nas plataformas mais próximas à costa, não é necessário a realização de tratamentos mais complexos, uma vez que os fluidos podem ser levados para a costa facilmente para seu tratamento, o que gera benefícios pela menor ocupação de espaços nas unidades (TCEQ, 2010).

A seguir é descrito o funcionamento genérico de uma planta de processamento primário *offshore*.

Antes de o fluido chegar à unidade de produção e conseqüentemente na planta de processamento primário, existe um sistema que começa na cabeça do poço, que é equipado com uma válvula para controle da vazão de acordo com as recomendações da engenharia de reservatórios. Quando dois ou mais poços produzem para uma mesma unidade, é necessário o uso de um *manifold* de produção para combinar as vazões e pressões dos diversos poços para a chegada do fluido na unidade de produção (THOMAS *et al.* 2001).

A principal função de um *manifold* é o de reunir, em uma só linha, a produção oriunda de vários poços. No caso de injeção de gás e água, o *manifold* tem como função distribuir para os poços os fluidos de injeção vindos da unidade de produção. As funções de produção e injeção podem estar contidas num mesmo *manifold* (DEVOLD, 2006).

A planta de processamento da produção possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. A **Figura 17** apresenta o diagrama esquemático genérico do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida.

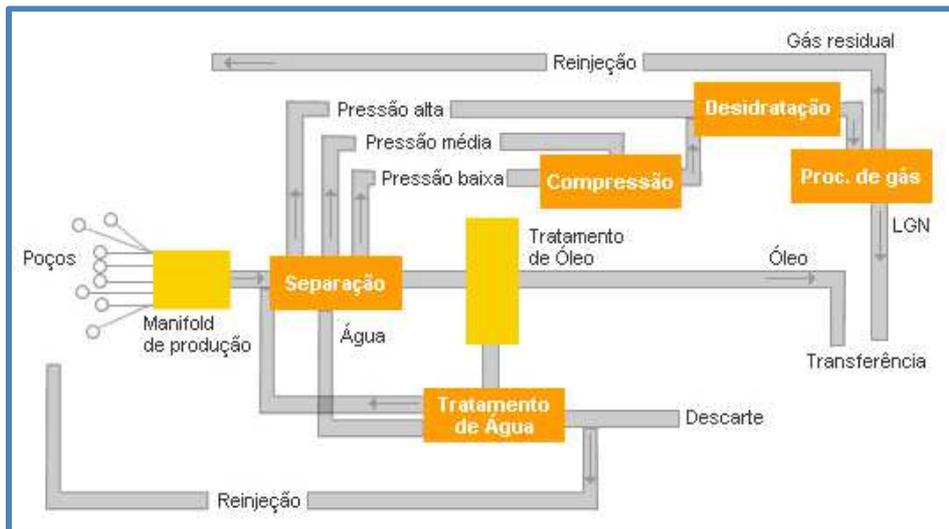


Figura 17: Diagrama esquemático genérico de uma planta de processamento primário.
Fonte: THOMAS *et al.*, 2001.

A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços produtores interligados a plataforma, sendo capaz de promover a separação do óleo, gás e água, bem como o condicionamento e a compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água produzida para descarte dentro dos parâmetros regidos pela legislação ambiental, através da CONAMA nº 393/07 (PETROBRAS, 2010).

Assim que chega à unidade de produção marítima, o hidrocarboneto proveniente do poço ou dos vários poços recebe inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos. Essa adição é necessária para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, garantindo assim um aumento da eficiência do processamento do petróleo (PETROBRAS, 2010).

As plantas de processo são equipadas com sistemas de aquecimento do fluido que elevam a temperatura a fim de adquirir as propriedades adequadas às melhores condições de processamento. Os aquecedores são normalmente instalados à montante dos separadores.

A primeira etapa do processamento primário de petróleo e gás consiste na separação das fases água, óleo e gás. Essa separação é realizada com o auxílio de equipamentos como vasos separadores que, dependendo da quantidade relativa das fases presentes no fluido, podem ser bifásicos ou trifásicos, atuando em série ou paralelo, orientados vertical ou horizontalmente (SANT'ANNA, 2005). A **Figura 18** apresenta um esquema de um separador bifásico horizontal.

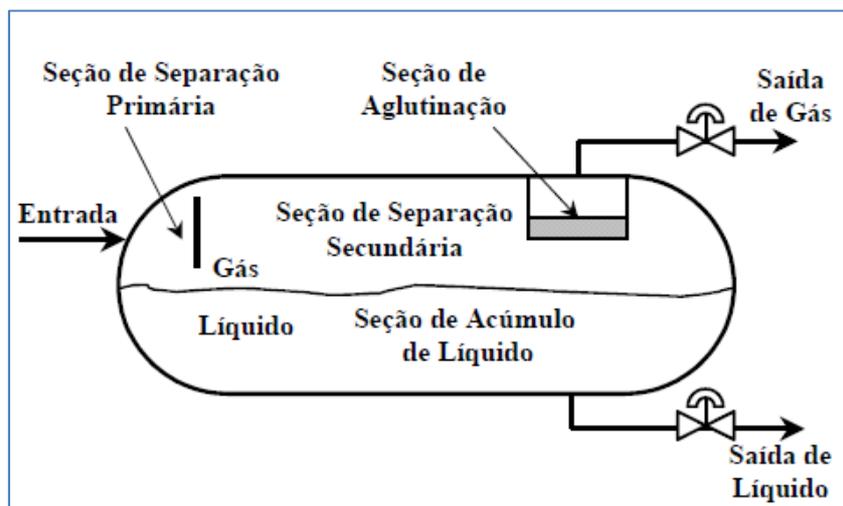


Figura 18: Esquema de um Separador Bifásico Horizontal.
Fonte: THOMAS *et al.*, 2001.

Os vasos separadores são projetados para a separação de uma mistura (seja ela trifásica ou bifásica) através dos seguintes mecanismos (THOMAS *et al.* 2001):

- **Decantação:** por ação da gravidade e diferença de densidades entre os fluidos existentes na mistura;
- **Separação inercial:** os fluidos ao entrarem no separador, se chocam contra defletores, o que provoca uma rápida redução da velocidade e direção, provocando a queda do líquido e a subida do gás;
- **Força centrífuga:** a corrente fluida ao entrar no separador tende a fazer um movimento circular pela sua parte interna. O efeito centrífugo age diferencialmente sobre as fases, fazendo com que a de maior densidade se projete com mais intensidade contra as paredes, tendendo a descer.
- **Aglutinação das partículas:** o contato das gotículas de óleo dispersas sobre uma superfície facilita a coalescência, aglutinação e conseqüentemente, a decantação das partículas mais pesadas.

De acordo com a designação do *American Petroleum Institute* (API), um separador típico de produção é constituído de quatro seções distintas (THOMAS *et al.*, 2001):

- **Separação Primária:** localizada na entrada de fluidos para o vaso, o fluido choca-se com defletores ou passa por difusores que lhe impõem um movimento giratório, fazendo com que o líquido se precipite no fundo do vaso. Nessa seção acontece a separação da maior parte do líquido;
- **Acumulação:** localizada no fundo do separador, nessa seção ocorre a separação das bolhas gasosas que ficaram no seio do líquido após a

separação primária e para que essa separação seja efetiva, é necessário um tempo de residência de 3 a 4 minutos;

- **Separação Secundária:** localizada no topo do separador, onde se separam as gotículas menores de líquido carregadas pelo gás após a separação primária. A turbulência é um fator que influencia fortemente essa separação;
- **Aglutinação:** localizada no topo do separador próximo à saída de gás, as gotículas de óleo arrastadas pelo gás que não foram separadas pelas seções anteriores, são aglutinadas em meios porosos e recuperadas. Se as gotículas de óleo forem muito pequenas, podem ser utilizados extratores de névoa.

Dependendo das correntes de entrada e condições operacionais dos separadores, a operação de separação da mistura trifásica pode apresentar diversos problemas, como a formação de espuma, acúmulo de areia, emulsões, obstrução por parafinas, arraste de óleo ou de gás e etc. (SANT'ANNA, 2005).

Após a separação primária das correntes de fluidos produzidos nos vasos separadores, ocorre o tratamento individual das fases gás, óleo e água a fim de se atingir as especificações necessárias à comercialização do óleo e gás e as especificações ambientais para o descarte da água de produção.

Pode-se dividir a planta de processamento primário, após os separadores, em 03 (três) sistemas: Sistema de Tratamento de Gás, Sistema de Tratamento de Óleo e Sistema de Tratamento de Água.

5.4.1. Sistema de Tratamento de Óleo

O tratamento de óleo visa adequar essa corrente para que ela possa ser comercializada, para tal o óleo não pode conter excessivas quantidades de água e sedimentos, esses teores são avaliados pelo ensaio de BS&W (*Basic Water and Sediment*).

No sistema de óleo, o principal problema é a remoção de água emulsionada, que também contém os sais dissolvidos e alguns sedimentos inorgânicos. Os separadores gravitacionais removem a água livre, porém não conseguem retirar do óleo efluente a água emulsionada, que necessita ser removida para atender às especificações necessárias de exportação (THOMAS *et al.* 2001).

Para desestabilizar as emulsões, utiliza-se uma combinação de métodos que se baseiam na adição de compostos químicos (desemulsificantes – copolímeros de óxido de etileno e óxido de propileno), calor, introdução de um campo elétrico e tempo de residência para romper a película de compostos emulsificantes que circundam as gotículas de água permitindo que elas se coalesçam, formando gotas maiores que decantam e permitem a separação em duas fases líquidas, uma oleosa e uma aquosa. Se o óleo produzido tiver um elevado teor de sal pode ser necessário adicionar água fresca ao óleo para permitir a diluição dos sais dissolvidos na água remanescente que sai com o óleo tratado.

Tratadores eletrostáticos são frequentemente encontrados em sistemas *offshore* de produção. A aplicação de um campo elétrico de alta voltagem (15.000 a 50.000 V) a uma emulsão faz com que as gotículas de águas dispersas no óleo adquiram uma forma elíptica, alinhadas em direção do campo, com polos induzidos de sinais contrários, que criam uma força de atração provocando a coalescência (THOMAS *et al.* 2001).

Independente do tipo de tratamento utilizado um tempo de residência suficiente, uma moderada agitação e o uso de desemulficantes são imprescindíveis para que a separação gravitacional das fases óleo/água seja feita dentro do menor tempo e com a maior eficiência (THOMAS *et al.* 2001).

Após todo o processo de tratamento e atendimento às especificações necessárias, o óleo pode ser estocado e posteriormente transferido da plataforma para o processamento nas refinarias.

5.4.2. Sistema de tratamento de gás

O propósito do sistema de tratamento de gás é condicionar o gás oriundo do sistema de separação e tratamento do óleo para ser exportado por gasoduto, ser utilizado internamente como gás combustível para caldeiras, motores e turbinas, ser utilizado como *gas lift* ou para ser empregado em métodos de recuperação, sendo reinjetado em poços específicos. A concepção do sistema de tratamento de gás deve ser baseada em algumas premissas como o teor de CO₂, água e H₂S no gás.

Compressores são necessários para elevar a pressão do gás ao nível desejado para a tubulação. Eles são normalmente acionados por turbinas a gás (PETROBRAS, 2007).

O condicionamento ou tratamento, no sistema de tratamento de gás, é o conjunto de processos (físicos e/ou químicos) aos quais o gás deve ser submetido, de modo a

remover e/ou reduzir os teores de contaminantes para atender às especificações (teores máximos de H₂S, CO₂, água, ponto de orvalho e poder calorífero) de mercado, segurança, transporte ou processamento posterior (THOMAS *et al.* 2001).

Os dois processos de condicionamento de gás natural são a dessulfurização (*sweetening*) e a desidratação.

A dessulfurização é o procedimento no qual o H₂S e às vezes o CO₂ são removidos da corrente de gás. O método mais comum é o tratamento com aminas. Nesse processo, a corrente de gás é exposta a uma solução de amina a qual reagirá com H₂S. A solução de gás contaminado é, então, aquecida, separando os gases e regenerando a amina. Outro método envolve o uso de esponja de ferro, que reage com H₂S para formar sulfeto de ferro que posteriormente é oxidado, formando um resíduo sólido (TCEQ, 2010).

A desidratação é realizada para remover a água da corrente de gás utilizando um líquido ou sólido dessecante, ajustando o teor de H₂O a 1ppmv. Quando é utilizado um líquido dessecante, o gás é exposto ao glicol que absorve a água.

Um desidratador glicol consiste de um absorvedor e um refeedor. Gás úmido entra na parte inferior do absorvedor e se infiltra para cima sendo exposto a uma solução de glicol, o que faz liberar a água, o gás seco é removido da parte superior do absorvente. Quando a solução de glicol torna-se saturada com água, ela é bombeada para um refeedor, também chamado de reconcentrador, que realiza a ebulição da mistura glicol-água permitindo que a água seja liberada, durante essa etapa, os gases CH₄ e COV também são removidos, podendo, posteriormente, retornar à corrente de produção ou ir para o sistema de escape (*vent*), sendo liberados na atmosfera. Após a separação, o glicol é devolvido ao absorvedor repetindo o processo (TCEQ, 2010).

A **Figura 19** apresenta uma unidade de desidratação da corrente de gás por glicol.



Figura 19: Planta de desidratação por glicol
Fonte: TCEQ, 2010

Os sólidos dessecantes são materiais chamados de peneiras moleculares (cristais com alta área de superfície que adsorvem as moléculas de água). Os sólidos podem ser regenerados por aquecimento acima do ponto de vapor de água (TCEQ, 2010).

Após a desidratação, o gás será encaminhado à unidade de ajuste de ponto de orvalho para retirada de hidrocarbonetos pesados. Este sistema é projetado para adequar o gás para tratamento com membranas para remoção de CO₂ (PETROBRAS, 2010).

A unidade de remoção de CO₂ é composta de elementos de membranas dispostos em série e paralelo. O teor de CO₂ no gás tratado, que pode ser utilizado como gás combustível, *gas lift* ou exportado, deve ser de no máximo 5%. Em algumas plataformas o CO₂ é simplesmente emitido pelo processo de *venting*.

No caso de não emissão de CO₂, o gás permeado pelas membranas, rico em CO₂, será reinjetado no reservatório. Essa corrente pode possuir de 52% a 83% de CO₂, dependendo da concentração de entrada da unidade (PETROBRAS, 2010).

No caso brasileiro, as descobertas de petróleo leve do pré-sal indicam a necessidade de processamento de grandes quantidades de gás rico em CO₂, o que torna os procedimentos de reinjeção de CO₂ importantes para a não liberação desse gás de efeito estufa na atmosfera.

Em relação ao uso do gás tratado, parte desse gás residual é consumido diretamente nos próprios campos de produção para elevação artificial (*gaslift*) e principalmente como gás combustível sendo o excedente exportado através de gasodutos. Outra

aplicação do gás natural é a geração de energia térmica na própria plataforma, que é levado às caldeiras, evitando-se assim, perdas por queima (PEREIRA, 2004).

A queima de gás na tocha (*flare*) pode ocorrer durante as despressurizações do sistema de processamento, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Além dos sistemas da tocha, as unidades apresentam *vents* para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanque de produtos químicos e vaso de drenagem aberta (PETROBRAS, 2010).

A tocha (*flare*) é projetada para queima sob condição contínua ou em emergência. Esse sistema necessita ficar a certa altura do *deck* principal da plataforma para garantir que o nível de radiação de calor seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional - vazão de gás), tanto para as pessoas quanto para os equipamentos (PETROBRAS, 2010).

A queima do gás natural produzido em tochas (*flares*) é a fonte mais significativa de emissões atmosféricas, quando não há infraestrutura ou mercado disponível para o gás. Entretanto, sempre que viável, o gás é processado e distribuído, e, desta forma, através de um desenvolvimento integrado, e da provisão de mercados, a necessidade de queima é significativamente reduzida (MARIANO, 2007).

Progressivamente, a queima do gás natural em *flares* tem sido reduzida em todo o mundo, especialmente em decorrência da legislação. Isso se deve também ao fato da construção de gasodutos e da utilização do gás para reinjeção. Espera-se que nos novos desenvolvimentos, o gás somente seja queimado em *flares* em razão de necessidade de alívio da pressão dos poços (operação de segurança), pois as rotinas de queima zero são atualmente já consideradas como metas realistas de projeto para os programas de desenvolvimento planejados (CARVALHO, 2008). Segundo o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, ANP de junho de 2012, o aproveitamento do gás foi em torno de 93% nas bacias de produção brasileiras.

Além dos sistemas de *flare*, como já explicado, as unidades de produção contam com sistemas de *vents* para o escape de gases provenientes dos processos das instalações, em situações de emergência ou rotina, que operam próximos à pressão atmosférica (OGP, 2000)

Venting é a liberação controlada de gases não queimados direto para atmosfera. Pode ser do gás natural ou vapores de hidrocarbonetos, vapor de água e outros gases, tais

como o CO₂ separado no processamento do óleo ou do gás natural, quando não ocorre sua reinjeção no reservatório (OGP, 2000)

O sistema de *vent* recebe fluxos de escape de gases provenientes de diversas fontes, tais como tanques de armazenagem e produtos químicos, vasos de drenagem aberta, unidades de dessulfurização do gás, desidratadores de glicol (TCEQ, 2010 e PETROBRAS, 2010).

Um *venting* seguro ocorre quando o gás é liberado a uma alta pressão e é mais leve que o ar. Devido ao grande potencial de mistura dos jatos de alta pressão, os hidrocarbonetos gasosos descarregados se misturam bem com o ar em concentrações seguras que não oferecem risco de explosão ou exposição aos trabalhadores.

5.4.3. Sistema de Tratamento de Água

Como já apresentado, um reservatório de petróleo normalmente contém óleo, gás e água. A água ocupa a parte inferior do reservatório devido a sua maior densidade, local também chamada de aquífero. A passagem desta água por rochas ou seu contato permanente, leva a existência de sais dissolvidos em seu interior, como cloreto de sódio e cloreto de potássio, além de outros íons como bário, ferro, selênio e enxofre (CANTARINO, 2003).

A água produzida é composta pela água de injeção e pela água de formação (caracterizada pela sua alta salinidade) contendo, também, produtos químicos utilizados no poço (principalmente anticorrosivos e biocidas), na própria água de injeção e no processo de separação água/óleo (desemulsificantes) (CANTARINO, 2003).

O volume de água de produção não é proporcional ao volume de óleo produzido, dependendo, entretanto, de fatores tais como o tempo de produção do campo, das características específicas de reservatório e do fluido nele contido, entre outros. De um modo geral, o teor de água contido no petróleo produzido aumenta com o decorrer do tempo, alterando ainda sua composição química. Em reservatórios em final de tempo de produção (maduros), pode-se chegar a 90% de toda a produção (CANTARINO, 2003).

A concentração dos contaminantes na água produzida varia de região para região e depende da profundidade, da zona de produção e da idade do poço, entre outros

fatores. A maioria dos contaminantes encontrados na água produzida está na ocorrência geológica, variando de acordo com os compostos presentes na sub-superfície de uma localização em particular (CANTARINO, 2003).

Para viabilizar o seu descarte conforme a legislação vigente, a água de produção receberá um tratamento (**Figura 20**) constituído por um conjunto de hidrociclones e flotadores, que irão promover a remoção do óleo, e por um sistema de resfriamento, que reduzirá a temperatura do efluente (THOMAS *et al.*, 2001).

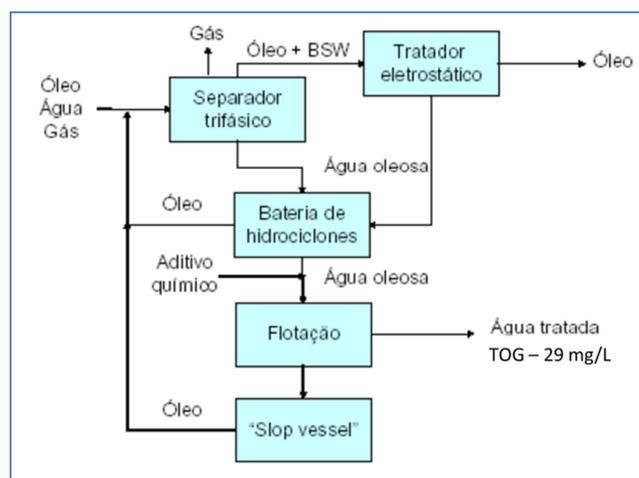


Figura 20: Sistema típico utilizado para tratamento de água produzida em ambiente *offshore*.

Fonte: THOMAS *et al.*, 2001.

Os hidrociclones e os flotadores são os equipamentos de separação óleo/água mais utilizados em unidades *offshore* (THOMAS *et al.*, 2001).

O hidrociclone procura acelerar o processo de separação gravitacional de recuperação dos resíduos de óleo. Seu mecanismo de tratamento acontece da seguinte maneira: a água oleosa é introduzida sob pressão, tangencialmente, no trecho de maior diâmetro do hidrociclone, sendo direcionada internamente em fluxo espiral em direção ao trecho de menor diâmetro. Este fluxo é acelerado pelo contínuo decréscimo de diâmetro, criando uma força centrífuga que força os componentes mais pesados (água e sólidos) contra as paredes. Devido ao formato cônico do hidrociclone e ao diferencial de pressão existente entre as paredes e o centro, ocorre, na parte central do equipamento, um fluxo axial reverso. Esta fase líquida central contendo óleo em maior proporção é denominada de rejeito (THOMAS *et al.*, 2001).

A **Figura 21** apresenta um desenho esquemático do funcionamento de um hidrociclone.

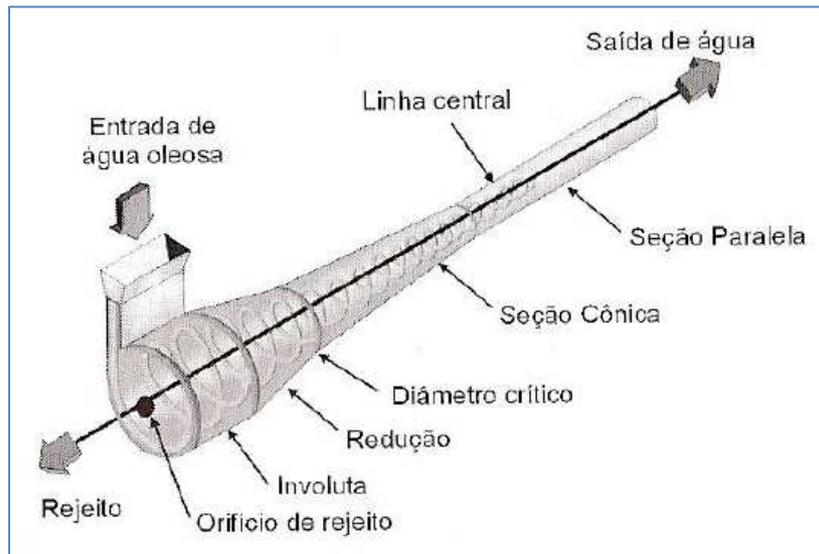


Figura 21: Funcionamento do Hidrociclone.
Fonte: THOMAS *et al.*, 2001.

Assim como os hidrociclones, os flotadores são bastante frequentes em unidades de produção *offshore*. Entretanto, diferentemente dos hidrociclones, os flotadores fazem a separação pelo aumento da velocidade de separação via aumento da diferença entre densidades dos fluidos (THOMAS *et al.*, 2001)

A flotação tem sido aplicada ao tratamento de efluentes oleosos, pois é um processo de fácil implantação, operação e manutenção e consiste basicamente nas seguintes etapas: geração das bolhas gasosas (pode ser ar ou gás, como nas unidades de produção) no interior do efluente; colisão das bolhas de gás com as gotículas de óleo dispersas na água; adesão das bolhas de gás nas gotículas de óleo; e ascensão dos agregados bolha-gotícula até a superfície, onde o óleo é recuperado. O gás pode ser injetado na forma dissolvida e o processo denomina-se Flotação por Gás Dissolvido - FGD ou por gás induzido – FGI. Em sistemas *offshore*, a flotação por gás induzido (**Figura 22**) vem sendo mais utilizada por resultarem em unidades mais compactas, embora não sejam tão eficientes (em um único estágio) quando comparada à FGD (PETROBRAS, 2007).

A CONAMA 393/07 infere no seu Artigo 5º que o descarte de água produzida deverá obedecer à concentração média aritmética simples mensal de óleos e graxas (teor de óleo e graxas – TOG) de até 29 mg/L e com valor máximo diário de 42 mg/L. Outros efluentes oleosos, como água de convés, só podem ser descartados no mar se apresentarem TOG de até 15 ppm. Além disso, deve-se monitorar semestralmente os compostos inorgânicos, orgânicos, toxicidade crônica, temperatura entre outros.

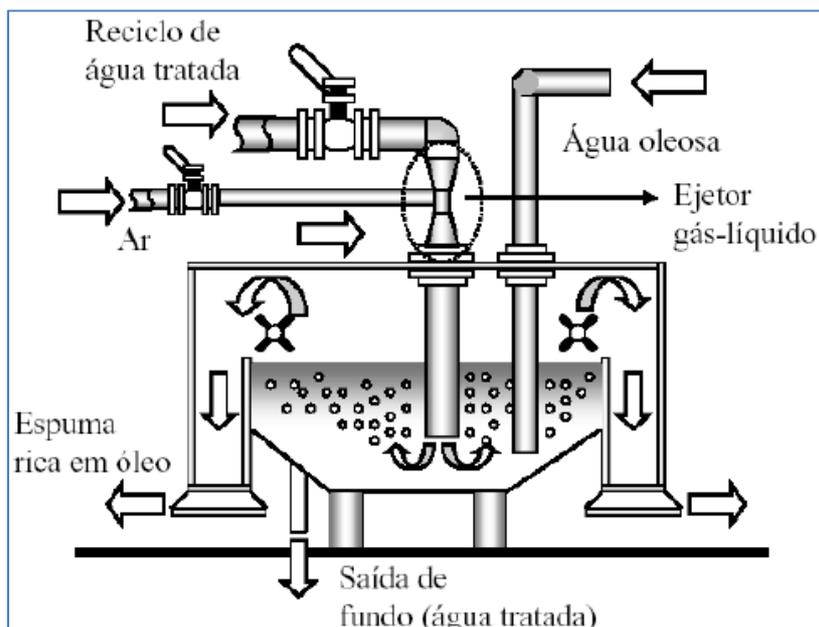


Figura 22: Sistema de Flotação a gás.
Fonte: PETROBRAS, 2007.

Após a descrição dos 03 (três) sistemas de tratamento, a **Figura 23** a seguir apresenta o diagrama esquemático dos processos de separação de óleo, água e gás da planta de processamento primário presente no FPSO Cidade Angra dos Reis, atuando na produção de petróleo no polo pré-sal, na Bacia de Santos.

A **Figura 23** representa a união de todos os sistemas de tratamento, assim como seus principais processos unitários presentes em uma planta de processamento primário de um FPSO atuando no polo pré-sal.

Além dos processos unitários presentes na planta e descritos nos itens dos 03 (três) sistemas de tratamento, o processamento primário *offshore* é constituído por diversos outros equipamentos, além dos principais já citados, que são essenciais para o funcionamento dos processos e relevantes para os impactos ambientais gerados ao longo da produção.

Entres esses equipamentos estão: válvulas, bombas, bombas pneumáticas, flanges, conectores, controladores de nível e pressão, tanques de armazenamento e etc. Esses equipamentos serão detalhados durante o estudo de caso, presente no **Capítulo 6**.

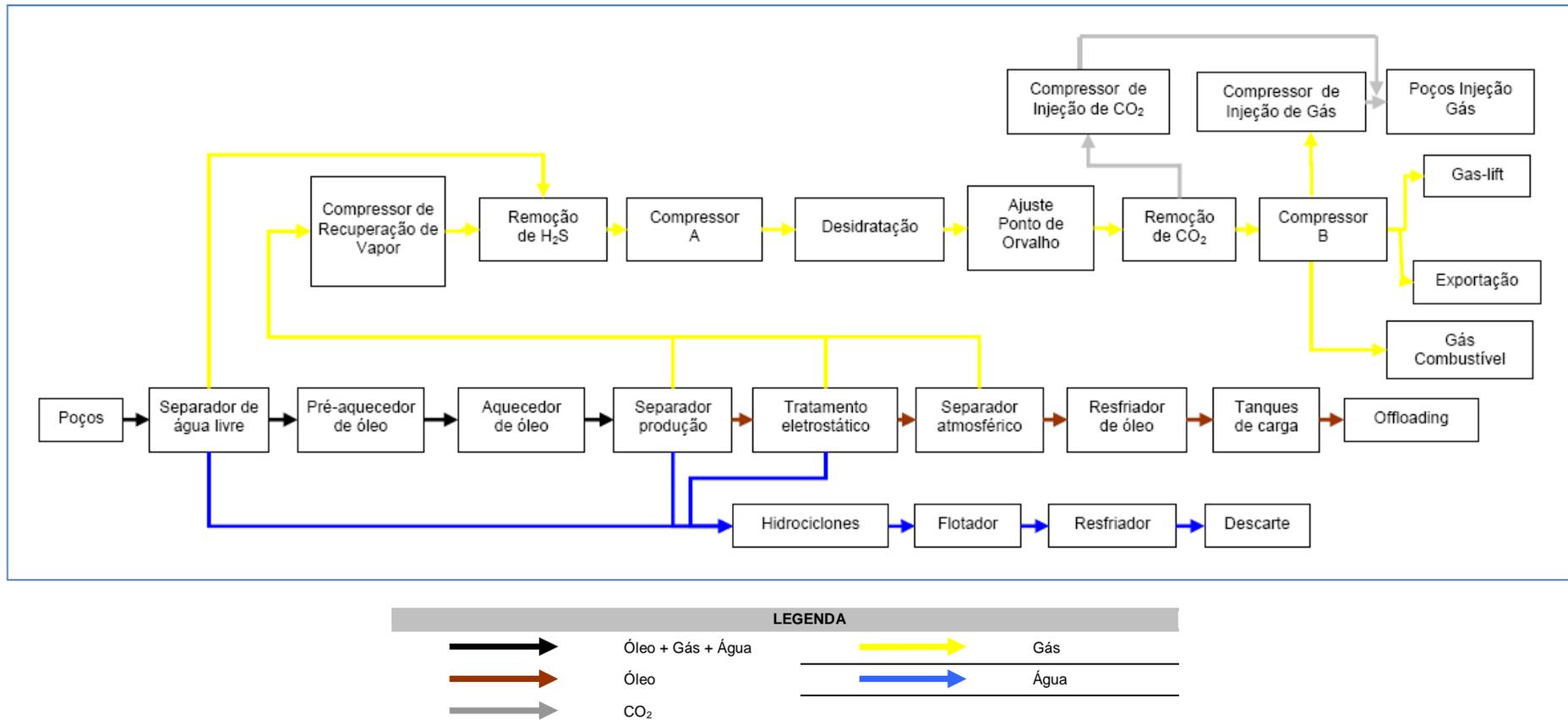


Figura 23: Diagrama esquemático genérico do processo de separação e tratamento de óleo, água produzida e gás.
Fonte: PETROBRAS, 2010.

5.4.4. Sistema de Geração de Energia

A demanda de energia estimada para o processamento do óleo produzido contempla uma parcela fixa de consumo energético, somada com uma parcela que varia de acordo com a produção de óleo. A planta é responsável por grande consumo de energia gerada para toda plataforma (OGP, 2011).

O consumo de energia da instalação está baseado no consumo de diesel e/ou gás natural e na energia elétrica (turbogeradores). O gás é obtido do próprio processo de produção de petróleo e consumido pelas turbinas de gás ou motores para gerarem energia para a planta de processamento primário, principalmente para os compressores de gás e aquecedores de petróleo (OLIVEIRA e HOMBEECK, 1997). O diesel é fornecido por transferência pelas embarcações de apoio à atividade e estocado na plataforma.

Parte do gás produzido também é usado para pressurização do sistema de água quente, no(s) flotor(es) do sistema de tratamento de água produzida, no sistema de regeneração do trietilenoglicol (TEG) e para o piloto e purga do sistema de tocha (alívio da planta). No sistema de regeneração do TEG (glicol usado na desidratação do gás produzido) o gás combustível é utilizado para: pressurização do vaso de expansão, como gás de *stripping* na regeneradora e para alimentação/movimentação do glicol através da pressurização do vaso de drenagem. (CAMPBELL, 2001 *apud* SANT'ANNA, 2005).

Assim, para compreender o consumo energético das plataformas de petróleo, é necessário distinguir os diferentes cenários que ocorrem ao longo da produção.

Cenário I – refere-se à fase de instalação e à fase inicial de operação, momentos em que as caldeiras movidas a diesel estarão em funcionamento e o sistema ainda não terá atingido a estabilização de produção, este cenário ocorre na fase inicial da produção.

Cenário II - refere-se à fase estável de produção, quando as caldeiras passarão a consumir o gás produzido e conseqüentemente os turbogeradores para gerar energia para toda a plataforma, este cenário ocorrerá até a fase de abandono dos poços e fim da produção.

O gás natural é usado como o combustível da planta no Cenário de Produção II, entretanto, processos de conversão de energia ineficientes implicam no consumo de diesel adicional para a operação do processo. Este fato mostra a importância do

desenvolvimento da análise de eficiência dos processos termodinâmicos da plataforma (OLIVEIRA e HOMBEECK, 1997).

5.5. Especificações para as Correntes Pós Tratamento

O **Quadro 7** apresenta as principais especificações técnicas e ambientais exigidas para as correntes de gás, óleo e água produzida, após o processamento primário realizado nas unidades *offshore*. Essas especificações variam para algumas plataformas.

Quadro 7: Principais especificações dos fluidos após o Processamento Primário.

Corrente	Parâmetro	Especificação
Gás *	Teor de água	Máx.1%
	Teor de H ₂ S	Máx.5 ppm (v/v).
	Teor CO ₂	Máx. 5%
Óleo	BS&W	Refino: máx. 1% vol
		Exportação: máxi. 0,5% vol
	Teor de sais	Refino: máx.: 570 mg/L (em NaCl)
		Exportação: máx. 285 mg/L (em NaCl)
Água produzida	TOG	Máx. 29 mg/L (média mensal) e 42 mg/L (diário)
	Temperatura	Máx. 40°C

*Portaria ANP

Fonte: PETROBRAS, 2007.

Após as correntes de gás, óleo e água atenderem os parâmetros mencionados acima no processamento primário pode-se, no caso do óleo, transferi-lo para um navio aliviador que o transportará até a costa. O transporte por oleodutos é impraticável, quando a distância plataforma-costa for grande.

No caso do gás, após o cumprimento das especificações, esse fluido é transferido para a terra via gasoduto até Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) em terra. A **Figura 24** apresenta o transporte do óleo e do gás tratados em um FPSO.

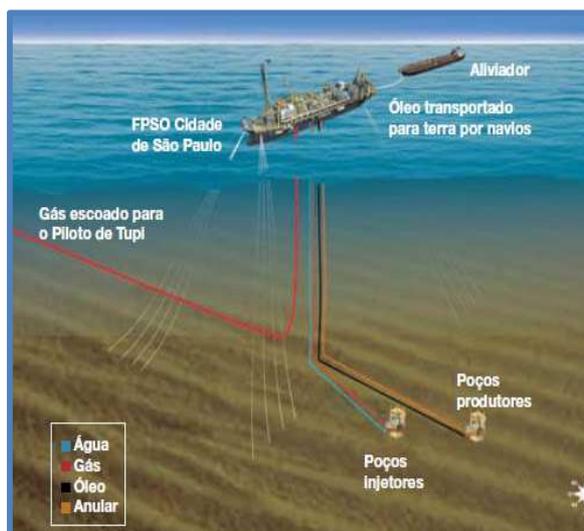


Figura 24: Esquema da transferência de óleo para navio aliviador, escoamento do gás e injeção de água ou gás para o FPSO Cidade de São Paulo.

Fonte: Portal eletrônico da Petrobras.

5.6. Resíduos sólidos gerados da Planta de Processamento

Segundo MARTINS *et al.* (2008), os resíduos gerados nas atividades de exploração e produção de petróleo precisam ser tratados e dispostos adequadamente o que, na maioria das vezes, agrega custos e não valor ao processo produtivo. Além disso, constituem risco potencial ao meio ambiente, uma vez que estes, quando manuseados, tratados, transportados e/ou dispostos inadequadamente, podem levar a danos socioambientais e à geração de passivos ambientais.

Os resíduos da exploração e produção de petróleo em campos marítimos apresentam um alto potencial de impacto ambiental, quer seja pelo volume de resíduos gerados, quer pela toxicidade dos mesmos e pela própria especificidade da atividade que ocorre em alto-mar, onde qualquer falta de controle poderia provocar impactos ao meio ambiente (MARTINS *et al.*, 2008).

Os resíduos sólidos provenientes da planta de processamento primário são constituídos principalmente por resíduos oleosos, componentes mais pesados do petróleo, que têm, em geral, aspecto de graxa e que se depositam nos tanques de tratamento. Esses resíduos, juntamente com aqueles gerados em tubulações e equipamentos oriundos do processo de corrosão, constituem os principais resíduos sólidos da planta de processo (MAIA e BARROS, 2003 *apud* MARTINS *et al.*, 2008).

O principal resíduo sólido gerado pela planta de processamento primário é a borra oleosa proveniente do fundo dos tanques de tratamento de petróleo e dos tanques de armazenamento do óleo tratado. Além da borra de óleo, são geradas embalagens

plásticas e sucatas ferrosas, em menor importância ambiental e volumétrica (OLIVEIRA, 2006). O óleo lubrificante usado deve ser coletado em tambores e entregues as empresas de reciclagem conforme orienta a resolução CONAMA 450/12.

Os resíduos oleosos são gerados continuamente, contudo a sua remoção ocorre de forma intermitente, quando da limpeza dos vasos de separação e armazenamento. Tais resíduos estão associados às características intrínsecas do produto e a qualidade da matéria-prima (OLIVEIRA, 2006).

As plataformas de produção necessitam estocar sua produção em diversos tanques de dimensões variadas. Além da estocagem do óleo cru, existem tanques de estocagem de água produzida e óleo combustível, todos esses tanques contribuem para a geração de resíduos oleosos. Nos equipamentos de tratamento da planta de processamento, os separadores, tanques de lavagem e flotadores também são gerados resíduos oleosos.

Segundo a NBR 10004 (ABNT, 2004), resíduos sólidos são definidos como resíduos nos estados sólido e semissólido, que resultam de atividades de origem industrial, doméstica, hospitalar, comercial, agrícola, de serviços e de varrição. Ficam incluídos nesta definição os lodos provenientes de sistemas de tratamento de água, aqueles gerados em equipamentos e instalações de controle de poluição, bem como determinados líquidos cujas particularidades tornem inviável o seu lançamento na rede pública de esgotos ou corpos de água, ou exijam para isso soluções técnica e economicamente inviáveis em face à melhor tecnologia disponível.

Para os efeitos dessa Norma, os resíduos são classificados em:

a) **Resíduos Classe I** – Perigosos - são aqueles que apresentam periculosidade, ou uma das seguintes características: inflamabilidade, corrosividade, reatividade, toxicidade e patogenicidade, ou que apresentam substâncias constantes nos anexos A ou B, existentes nesta norma.

b) **Resíduos Classe II** – Não Perigosos – se divide em duas classificações:

- **Resíduos Classe IIA** – Não Inertes -são aqueles que podem ter propriedades tais como: biodegradabilidade, combustibilidade ou solubilidade em água, ou não se enquadram nas classificações de resíduos classe I – Perigosos ou de Resíduos Classe II B – Inertes;
- **Resíduos Classe IIB** – Inertes - são quaisquer resíduos que, quando amostrados de uma forma representativa, segundo a NBR 10007 (ABNT,

2004), e submetidos a um contato estático ou dinâmico com água destilada ou desionizada, à temperatura ambiente, conforme NBR 10006, não tiverem nenhum de seus constituintes solubilizados a concentrações superiores aos padrões de potabilidade de água, excetuando-se aspecto, cor, turbidez, dureza e sabor, conforme Anexo G da NBR 10004.

A borra oleosa proveniente das atividades offshore pode apresentar diferentes características. Ela pode ser classificada em 03 (três) tipos borra oleosa sem radiatividade, borra oleosa contaminada com TENORM² – Classe I e borra contaminada com TENORM – Classe II. Para cada tipo de borra de óleo são realizados diferentes tipos de tratamento e disposição final (MARTINS *et al.*, 2008).

A borra contaminada com TENORM – Classe I é gerada em algumas unidades marítimas, a partir da limpeza de separadores e dessalinizadores de petróleo. A borra contaminada com TENORM - Classe II não possui tratamento definido e conforme orientação da CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) deve ser armazenada em galpões específicos, construídos de acordo com as recomendações do referido órgão governamental (MARTINS *et al.*, 2008). A borra oleosa sem radioatividade pode ter como destinação final o coprocessamento ou a incineração.

Quanto mais tanques de armazenamento tiver a unidade de produção, maior será a geração de resíduos no fundo dos tanques. As sondas flutuantes, mais usadas para atividade de exploração e produção em lâminas d'águas mais profundas que as unidades fixas, necessitam ser capazes de estocar maior volume de óleo, já que as fixas podem escoar sua produção por oleodutos, por esse motivo, o volume de borra de óleo gerado nessas unidades é muito maior que em comparação com as fixas. Na **Figura 25** a seguir são mostrados levantamentos quantitativos relativos ao resíduo borra oleosa gerada em unidades marítimas flutuantes e fixa da Bacia de Campos no período de 2004 a 2006, segundo o levantamento de Martins *et al.* (2008).

² TENORM é Material Radioativo de Ocorrência Natural Concentrado Tecnicamente, em inglês, Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials.

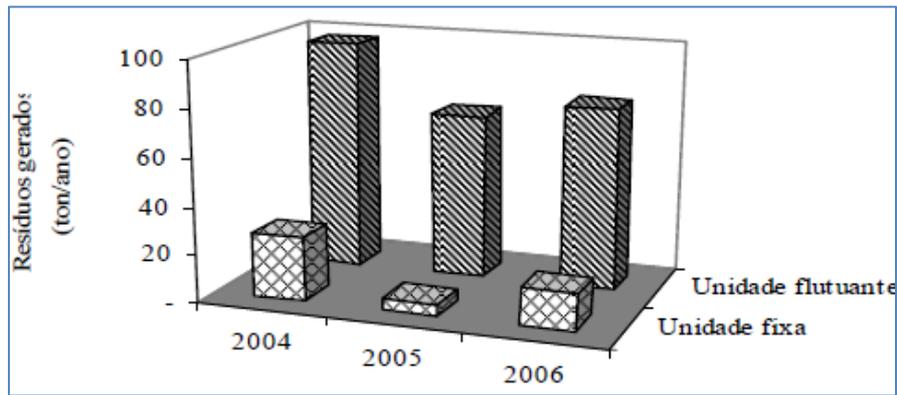


Figura 25: Gráfico comparativo relativo ao resíduo borra oleosa gerada pelas unidades fixa com oleoduto e flutuante.

Fonte: MARTINS *et al.*, 2008.

6. Estudo de Caso

Esse estudo de caso avaliou os impactos ambientais do processamento primário de uma planta *offshore* através do conceito de Análise do Ciclo de Vida, mediante identificação e quantificação de energia e materiais consumidos, e de emissões ao longo do ciclo de vida, a fim de analisar os principais impactos sobre o meio ambiente.

A ACV foi realizada de acordo com as recomendações das normas ISO vigentes. A extensão do estudo foi reduzida e não detalhada, já que não foram realizadas visitas para coleta de dados em plantas de processamento *offshore*. A ACV é classificada como simplificada, devido às restrições de tempo, orçamento e equipe.

Foram levadas em considerações todas as informações levantadas durante as revisões bibliográficas da ACV e do processamento primário de petróleo (PPP) *offshore* para a elaboração do estudo de caso.

6.1. Software SimaPro

Para o estudo de caso, foi utilizado o *software* de ACV SimaPro na versão 7.0, desenvolvido pela empresa holandesa PRé Consultants, especializada em abordagens de ciclo de vida. O SimaPro segue as fases da ACV ditas pelas normas ISO.

Segundo a empresa PRé Consultants o *software* de ACV é o mais utilizado no mundo por indústria, institutos de pesquisa e consultores em mais de 80 países. O SimaPro apresenta os principais bancos de dados de inventários de ciclo de vida, incluindo o

banco de dados da Ecoinvent, utilizado no presente estudo e os principais métodos de AICV, incluindo o Eco-indicator 99, também utilizado para o estudo de caso.

- Biblioteca *Ecoinvent*

A biblioteca Ecoinvent, na atual versão v2.2, apresenta mais de 4.000 conjuntos de dados de inventários de ciclo de vida nas áreas de agricultura, fornecimento de energia, transporte, biocombustíveis, biomateriais, produtos químicos, materiais de construção, materiais de embalagem, metais básicos e preciosos, processamento de metais, tecnologia de informação e eletrônica, além de resíduos de tratamento.

Os conjuntos de dados disponíveis são baseados no resultado de grande esforço por institutos suíços de pesquisa e consultores de ACV para melhorar e integrar outras bases de dados conhecidas como a ETH-ESU 96 e BUWAL250. Inicialmente o Ecoinvent foi constituído para o mercado suíço e posteriormente para o mercado europeu (PRE CONSULTANTS, 2010a). Os dados estão disponíveis no formato de dados *ecospold*, que permite ser compatível com diversos *softwares* de ACV e estar de acordo com as especificações técnicas da ISO/TS 14048:2002.

6.2. Objetivo e Escopo do Estudo

O objetivo principal deste estudo é identificar e analisar os principais impactos ambientais do processamento primário de petróleo *offshore*. Assim, apontar e analisar os processos unitários da planta responsáveis pela maior relevância de impactos do sistema. Além disso, analisar e comparar, com os processos da planta, os impactos ambientais do gerenciamento dos resíduos gerados, principalmente no fundo dos tanques do tratamento *offshore*.

Para facilitar os cálculos foi estabelecida a unidade funcional de 01 (um) barril³ de petróleo tratado (barril estadunidense). Essa unidade serviu como fator para o cálculo dos dados de entrada e saída do sistema dos principais processos unitários considerados.

O sistema a ser estudado constitui uma planta de processamento primário em uma plataforma flutuante *offshore* no Cenário II de produção, constituída com os principais equipamentos do sistema de tratamento de óleo, sistema de tratamento de gás,

³ Barril é uma unidade de medida de petróleo líquido cru igual a 158,987294928 litros (se for o barril estadunidense) ou a 159,11315 litros (se for o barril imperial britânico).

sistema de tratamento de água e sistema de geração de energia e calor, já mencionados no **Capítulo 5**, durante um tempo de funcionamento de 01 (um) ano.

A planta de PPP *offshore* apresenta os seguintes dados, apresentados no **Quadro 8**.

Quadro 8: Dados da planta de PPP

Dados	Quantitativo Anual de Produção
Volume de Petróleo que chega na PPP	1.618.171,4 toneladas*
Óleo Tratado	232.673 toneladas*
Gás Natural	5.562 toneladas*
Água Tratada Descartada	1.348.400 toneladas*
Características do Petróleo	
Grau API	31** (870 kg/m ³)

**Considerado o valor típico de grau API do petróleo encontrado no polo pré-sal.

Fonte: Elaboração própria e *dados de OLIVEIRA, 2006

O limite do sistema considerado abrange apenas a fase de ciclo de vida de uso do processo, correspondendo apenas em uma análise do “portão ao portão” (*gate to gate*) da fábrica. Não foram contabilizados os impactos ambientais referentes à extração de matéria prima para construção da planta, a sua fase de construção e nem o descarte final dos equipamentos, após o término da atividade. A fronteira do sistema pode ser simplificada de acordo com a **Figura 26** a seguir:

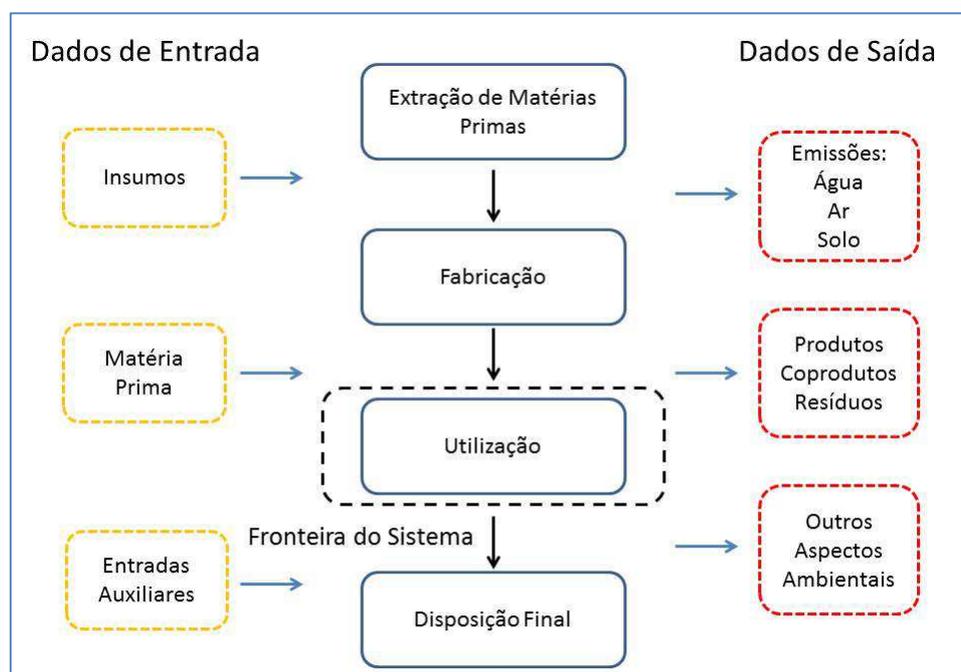


Figura 26: Fronteira do Estudo.

Fonte: Elaboração própria.

Em relação à fase de funcionamento do processo, foram contabilizados apenas os dados de entrada e saída da planta de processamento, considerando também os impactos da geração e tratamento dos resíduos gerados. Não foram contabilizados os

dados relacionados à extração dos hidrocarbonetos (construção e operação de poços) e nem o sistema de transferência do óleo e gás (transferências para navio aliviador e gasodutos). O estudo é aplicado apenas à planta de tratamento de petróleo e ao gerenciamento do seu principal resíduo gerado (borra oleosa).

A biblioteca escolhida foi a Ecoinvent e o método de AICV escolhido foi o Eco-indicator 99, pelas razões já apresentadas nos descritivos da biblioteca e do método. O processo de alocação realizado foi baseado no critério mássico para os três efluentes gerados, óleo, gás e água.

6.3. ICV do Processamento Primário de Petróleo *Offshore*

Para elaboração do inventário foram consultadas diversas fontes bibliográficas, provenientes de teses e artigos acadêmicos, manuais de engenharia e processos químicos, relatórios de desempenho, agências estrangeiras de proteção ao meio ambiente, institutos de estudos relacionados à indústria do petróleo e Estudos de Impactos Ambientais (EIA) de diversas empresas brasileiras e órgãos relacionados à indústria de petróleo e gás. Além disso, foi consultada o banco de dados da Ecoinvent contido no *software* SimaPro para os dados não obtidos nas fontes supracitadas.

Entretanto, como não houve a coleta de dados primários de plantas *offshore* e ainda por se tratar de um processo bastante complexo e variável segundo diversos parâmetros para cada plataforma, não foi possível a obtenção completa de todos os dados do processo. Além disso, os dados do processamento primário, muitas vezes são sigilosos e, por isso, não disponíveis ao público. Assim, foram considerados os principais dados que por julgamento e revisão bibliográfica são considerados os que mais afetam o meio ambiente, ou seja, de maior relevância para a carga ambiental total do sistema considerado. Ressalta-se ainda, que o ICV foi elaborado de acordo com a fronteira do sistema adotada no escopo do estudo.

Nesse inventário, foram pesquisados os principais insumos e saídas dos processos de produção de petróleo. Como já discutido, por se tratar de um processo complexo e variável, não foi possível, um detalhamento específico da contribuição de cada etapa para os impactos ambientais no processo, já que muitas das vezes não é possível rastrear qual equipamento ou processo foi o responsável por determinada liberação de poluentes, geração de resíduo e consumo energético. Em geral, os dados focaram nas informações relacionadas aos fluxos mássicos requeridos pelas operações e os principais poluentes gerados.

Para facilitar a coleta de dados e a consequente construção desse inventário, foi elaborado um diagrama de fluxo de ciclo de vida simplificado, com os principais dados de entrada e saída a serem fornecidos para a construção da ACV (**Figura 27**).

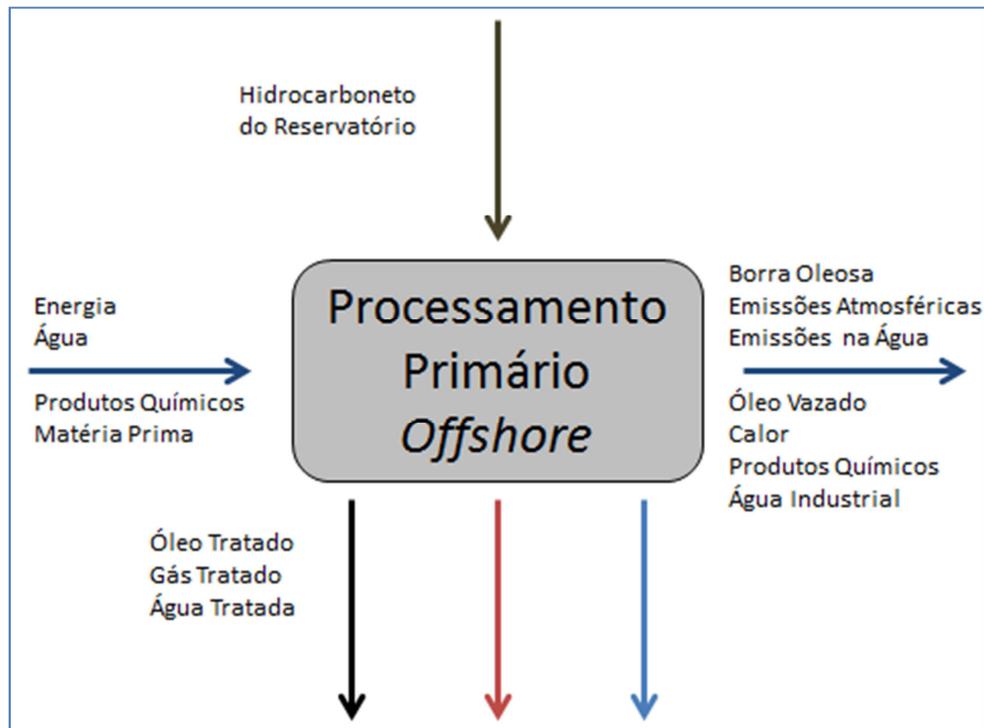


Figura 27: Fluxograma de ciclo de vida simplificado.
Fonte: Elaboração própria.

A seguir será apresentado com mais detalhes alguns dos dados de entrada e saída considerados para o ICV:

- Uso de produtos químicos;
- Emissões para o ar;
- Emissões para a água;
- Geração, Transporte e Tratamento da Borra de Óleo.

Em seguida será apresentado o ICV completo do estudo.

6.3.1. Uso de Produtos Químicos

Como já discutido, na planta de processamento primário, existe a utilização de diversos produtos químicos com o intuito de ajudar nos processos de separação da corrente multifásica (óleo, gás e água) e proteção das instalações de superfície. São consumidos pelo processo desemulsificantes, inibidores de incrustação e corrosão e

sequestrantes de oxigênio. Muitas dessas substâncias são usualmente misturas líquidas.

A seleção dos produtos químicos mais adequados para um dado sistema é função de muitos fatores técnicos e econômicos, tais como tipo de óleo, vazão de água e óleo, quantidade de água livre, temperatura de tratamento, salinidade, destino a ser dado à água de produção, instalações necessárias e etc..

Os desemulficantes possuem formulação específica para cada tipo de petróleo. Atualmente, os utilizados são tipicamente constituídos de misturas de copolímeros em bloco de óxido de etileno (EO) e de propileno (PO), com diferentes relações molares EO/PO (PETROBRAS, 2007). Outros desemulficantes possuem amina de poliéster e combinações sinérgicas e outros são constituídos de resinas oxilquiladas, ésteres poliglicólicos e aril sulfonatos.

Os inibidores de corrosão tipicamente contêm compostos de amida/amidazolina. Já, os antiencrustantes tipicamente contêm compostos de éster fosfatos/fosfanatos. Os antiespumantes são principalmente constituídos de silicone.

Os Polietrólitos são utilizados, principalmente no sistema de tratamento de água de produção e atuam na desestabilização e coalescência das gotículas de água e de óleo. Essas substâncias são agentes flocculantes poliméricos que atuam neutralizando as cargas superficiais das gotículas, evitando a repulsão entre as mesmas e induzindo a flocculação. Como as gotas de óleo normalmente apresentam cargas negativas, os agentes flocculantes mais usados são os polieletrólitos catiônicos, por exemplo, poli(diamina vinílica), poli(brometo de piridíniovinílico), poli(imina vinílica), poli(acrilamida quaternária).

O glicol, como já explicado, é utilizado como líquido dessecante no tratamento de gás para absorver a água, sendo o processo de desidratação de gás natural mais comum utilizado atualmente. Dentre os solventes utilizados estão o etilenoglicol (EG), dietilenoglicol (DEG), trietilenoglicol (TEG) e o tetraetilenoglicol (TREG). Dentre esses solventes, o TEG é aquele que tem sido mais aceito devido às suas principais vantagens frente aos outros solventes: maior facilidade na etapa de regeneração, maior temperatura de decomposição, menor volatilidade e toxicidade em relação ao DEG ou EG, contribuindo para uma menor perda de solvente no processo, além de apresentar menor viscosidade em baixas temperaturas (cerca de 20°C) que facilita a operação do processo (SANT'ANNA, 2005).

Segundo Hansen e Davies (1994), *apud* Cantarino (2003), é muito difícil prever o destino desses produtos, considerando que alguns deles são consumidos no próprio processo de produção. Além disso, concentrações insuficientes ou excessivas de algumas substâncias, podem causar distúrbios no processo, aumentando os níveis de outros componentes que serão descarregados junto com a água de produção. O **Quadro 9** apresenta a concentração de alguns produtos químicos utilizados para produção de óleo e gás.

Quadro 9: Concentração dos produtos químicos utilizados no processamento primário.

Produtos Químicos	Produção de Óleo Concentração (mg/L)		Produção de Gás Concentração (mg/L)	
	Média	Faixa	Média	Faixa
Inibidor de Corrosão	4	2 - 10	4	2-20
Anti-incrustantes	10	4 - 30	-	-
Desemulficantes	1	0,1 - 2	-	-
Polieletrólito	2	-	-	-
Metanol	-	-	2.000	1.000 - 150.000
Glicol	-	-	1.000	500 - 2.000

Fonte: HANSEN e DAVIES (1994) *apud* CANTARINO (2003).

Assim, segundo CANTARINO (2003), esses produtos químicos acabam deixando o sistema de tratamento da produção como parte da água produzida, onde ocorrerá a degradação biológica dos materiais orgânicos, reação química e diluição e como resíduos do fundo dos tanques. Além dos casos nos quais são consumidos pelas reações químicas dentro do sistema.

Com base nessas informações, foi possível apresentar os dados que serão utilizados para modelar o consumo e despejo de produtos químicos no *software* SimaPro.

6.3.2. Emissões para o Ar

Diversos equipamentos do processamento primário emitem poluentes atmosféricos quando estão em funcionamento durante a produção de petróleo. Para contabilizar as emissões para o ar desses processos no ICV, foram considerados os relatórios realizados pela MMS (U.S. *Department of the Interior - Minerals Management Service*) relativos à produção *offshore* de petróleo do Golfo do México no ano de 2005 e o relatório da TCEQ (*Texas Commission on Environmental Quality*) relativo à produção de petróleo no estado americano do Texas no ano de 2008, que se baseou no primeiro relatório citado para a sua elaboração.

O estudo da MMS de 2007 teve como objetivo, desenvolver um inventário de poluentes atmosféricos com base no ano 2005 de toda a atividade *offshore* de produção de óleo e gás, incluindo as emissões relativas do apoio a atividades, como barcos de apoio e helicópteros (não utilizado nesse estudo). Os poluentes abrangidos neste inventário são os chamados de poluentes-critério:

- Monóxido de carbono (CO),
- Óxidos de nitrogênio (NO_x),
- Dióxido de enxofre (SO₂),
- Material Particulado (MP 10 µm e MP 2,5 µm)
- Compostos orgânicos voláteis (COV).

Bem como os gases de efeito estufa:

- Dióxido de carbono (CO₂),
- Metano (CH₄),
- Óxido nitroso (N₂O).

Os processos unitários considerados no inventário de emissões atmosféricas realizado pela MMS (2007b), que emitem parte ou todos os poluentes supracitados, são:

- Dessulfurização com amina (*Sweetening*);
- Caldeiras, aquecedores e queimadores;
- Motores a diesel e gasolina;
- Motores a gás natural;
- Turbinas a gás natural;
- *Flare*;
- Emissões fugitivas – oriundas de conectores, bombas, válvulas, flanges e outros equipamentos;
- Desidratador de glicol (TEG – trietilenoglicol);
- Bombas pneumáticas;
- Controlador de nível/pressão;
- Tanques de armazenamento;
- *Venting*.

Nesse trabalho, não foram consideradas as emissões atmosféricas provenientes dos motores a diesel e a gasolina, por ser considerado o Cenário de Produção II.

Para o levantamento dos dados do ICV foram utilizados os inventários de emissões atmosféricas do MMS, 2005 e TCEQ, 2010 que fornecem os fatores de emissão relativos a cada equipamento da planta de PPP, baseados em outros estudos, como os apresentados pela US EPA no documento AP-42.

Um fator de emissão é um valor representativo que tenta relacionar a quantidade de um poluente lançado na atmosfera com uma atividade associada com a liberação desse poluente. Estes fatores são geralmente expressas como o peso do poluente dividido por uma unidade de peso e volume, a distância, ou a duração da atividade que emite o poluente (por exemplo, quilogramas de partículas emitida por grama de carvão queimado). Tais fatores facilitam a estimativa das emissões provenientes de várias fontes de poluição do ar.

A seguir será realizada a descrição dos principais processos unitários considerados na planta de produção para emissões atmosféricas, sendo indicados quais são os principais poluentes emitidos por cada equipamento.

Caldeiras, Aquecedores e Queimadores

Caldeiras, aquecedores e queimadores fornecem calor e vapor para vários processos, como a geração de eletricidade, no desidratador de glicol e na dessulfurização com amina (EIIP, 1999). Os principais poluentes emitidos no seu funcionamento são NO_x, CO, COV, SO_x, MP, THC, CH₄, N₂O e CO₂ (TCEQ, 2010).

Os fatores de emissão de caldeiras, aquecedores e queimadores para os poluentes supracitados estão apresentados no **Quadro 10** e no **Quadro 11**.

Motor a gás natural

Motores a gás natural são usados no PPP para colocar em funcionamento geradores, bombas e compressores. A maior parte das emissões de poluentes dos motores estas é proveniente do escape do motor (MMS, 2007b). Estes poluentes incluem: COV, SO₂, NO_x, MP, CO e THC, CH₄ e CO₂ (TCEQ, 2010).

Os fatores de emissão do motor à gás natural para os poluentes supracitados estão apresentados no **Quadro 10** e no **Quadro 11**.

Turbina a Gás Natural

A turbina a gás é um motor de combustão interna, que opera com movimento rotativo, sendo usadas principalmente para ativar o funcionamento dos compressores (BOYER

e BRODNAX 1996 *apud* MMS, 2007b). Os poluentes emitidos a partir de turbinas de gás natural incluem COV, SO₂, NO_x, MP, CO, CH₄, N₂O e CO₂ (TCEQ, 2010).

Os fatores de emissão da turbina a gás natural para os poluentes supracitados estão apresentados no **Quadro 10** e no **Quadro 11**.

Emissões Fugitivas de Equipamentos

As emissões fugitivas são vazamentos de superfícies seladas associadas a equipamentos de processamento. As fontes são componentes de equipamentos, como válvulas, flanges, conectores, vedações de compressores, diafragmas, drenos, escotilhas, instrumentos, medidores, válvulas de alívio de pressão (EIIP, 1999). Como as emissões não são processos de combustão, o único poluente de interesse são os COV e CH₄ (TCEQ, 2010).

Os fatores de emissão desses equipamentos para os poluentes supracitados estão apresentados no **Quadro 10** e no **Quadro 11**.

Dessulfurização com amina (*sweeting*)

Como já discutido anteriormente, no tratamento do gás é necessária a retirada de contaminantes como o H₂S, uma vez que ele pode ser corrosivo para os processos na planta e para o gasoduto. Nesse processo, várias soluções de amina são usadas para absorver H₂S e tem como saída SO₂ como um subproduto (TCEQ, 2010).

O fator de emissão desse equipamento para o poluente supracitado está apresentado no **Quadro 11**.

Desidratador de glicol (TEG - trietilenoglicol)

Desidratadores de glicol removem partículas de água da corrente de gás natural para evitar a formação de hidratos, que pode ser corrosivo para gasodutos (EIIP, 1999). Os poluentes emitidos nesse processo são os COVs. (TCEQ, 2010).

O fator de emissão desse equipamento para o poluente supracitado está apresentado no **Quadro 11**.

Queima no *Flare*

Com relação ao sistema de queima de gás pelo *flare*, como discutido anteriormente, na indústria *offshore* as rotinas de queima zero na produção de gás no *flare* já são

comuns atualmente. As queimas são autorizadas exceto em casos especiais de emergência ou falha de equipamentos.

A queima é um processo de combustão utilizado para o descarte de vapores de hidrocarbonetos. *Flares* podem ser usados para controlar as emissões de tanques de armazenamento, de operações de carga, de unidades de desidratação de glicol, o sistema de recolha de ventilação, e as unidades de amina. *Flares* geralmente operam continuamente, no entanto, alguns são usados apenas para transtornos no processo (MMS, 2007b). Os principais poluentes emitidos no processo de queima de gás no *flare* são o NO_x e SO_x, CO, CH₄, CO₂, MP, COV e HTP (TCEQ, 2010).

Os fatores de emissão do *flare* para os poluentes supracitados estão apresentados no **Quadro 11**.

Venting

Venting é a liberação controlada de gases não queimados direto para atmosfera. As instalações de produção, muitas vezes descarregam os poluentes para a atmosfera através dos *vents*. As descargas podem ser devido a lançamentos de rotina ou de emergência, provenientes de diversos fluxos de gases de escape de diferentes fontes, tais como unidades de dessulfurização com amina, desidratadores de glicol e tanques de armazenagem (MMS, 2007b). Os principais poluentes emitidos são os COV, CH₄ e CO₂ (TCEQ, 2010).

Os fatores de emissão do *venting* para os poluentes supracitados estão apresentados no **Quadro 10** e no **Quadro 11**.

Bombas pneumáticas

O gás natural comprimido é usado para colocar em funcionamento bombas de gás, que atuam de forma pneumática. Nesse equipamento não existe nenhuma combustão do gás associado com essas bombas, pois a energia é derivada da pressão do gás. Estas bombas incluem bombas alternativas, tais como diafragma, atuador, e bombas de pistões (**Figura 28**). A maior parte do gás utilizada é liberada diretamente para a atmosfera (BOYER e BRODNAX, 1996 *apud* MMS, 2007b). Os poluentes emitidos são COV, THC, CH₄ e CO₂ (TCEQ, 2010).



Figura 28: Exemplo de uma bomba de pistão de gás
Fonte: TCEQ, 2010

Os fatores de emissão das bombas pneumáticas para os poluentes supracitados estão apresentados no **Quadro 10** e no **Quadro 11**.

Controlador de Nível/Pressão

Os dispositivos que controlam a pressão e os níveis de líquido nos vasos e nas linhas de fluxo são utilizados extensivamente em operações de produção de petróleo e gás. As unidades são concebidas para abrir ou fechar uma válvula quando uma pressão predefinida ou nível de líquido seja atingido.

As válvulas são automaticamente acionadas por vazamentos de gás comprimido em diafragmas ou em pistões. O gás é ventilado para a atmosfera durante o processo. A maioria das instalações de produção utiliza gás natural para acionar os controladores. A quantidade de gás expelido depende de vários fatores, incluindo os diferentes tipos dos controladores e suas aplicações (BOYER e BRODNAX 1996 *apud* MMS, 2007b). Os poluentes emitidos são COV, THC, CH₄ e CO₂ (TCEQ, 2010).

Os fatores de emissão do controlador de nível/pressão para os poluentes supracitados estão apresentados no **Quadro 10** e no **Quadro 11**.

Tanques de Armazenamento

Nos processos de separação de óleo-água e armazenamento do óleo cru existe a liberação de emissões atmosféricas, principalmente de COV pela volatilização do óleo tratado armazenado nos tanques (OLIVEIRA, 2006).

Os fatores de emissão do controlador de Tanques de Armazenamento para os poluentes supracitados estão apresentados no **Quadro 10** e no **Quadro 11**.

No processo de armazenamento do óleo, também é perdida significativa quantidade de calor para o ambiente pela falta de isolamento dos tanques, pela não recuperação de condensados e por procedimentos inadequados (OLIVEIRA, 2006).

O **Quadro 10** e o **Quadro 11** a seguir apresentam os fatores de emissão referentes aos equipamentos considerados na planta de PPP de petróleo, sendo apresentados na unidade de libra por barril de petróleo produzido (lb/bbl) para o tratamento de óleo e na unidade de libra por milhão de pés cúbicos padrão (lb/MMscf) para o tratamento do gás.

Quadro 10: Fatores de emissão para os equipamentos do sistema de tratamento de óleo do PPP.

Sistema de Tratamento de Óleo Equipamentos do Processamento Primário Offshore	Unidade	Fatores de Emissão (lb/bbl)									
		CO	NOx	MP10	MP2.5	SO ₂	VOC	THC	CH ₄	N ₂ O	CO ₂
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	lb/bbl	0,000121	0,000046	0,000003		0,000001	0,000008	0,0000158	0,000003	0,000001	0,172800
Conectores (Fugitivos)	lb/bbl						0,002994		0,021686		
Flanges (Fugitivos)	lb/bbl						0,001513		0,009641		
Outros Equipamentos (Fugitivos)	lb/bbl						0,237513		0,303210		
Bombas (Fugitivos)	lb/bbl						0,071526		0,113129		
Válvulas (Fugitivos)	lb/bbl						0,034493		0,044114		
Motor Gás Natural	lb/bbl	0,661000	0,427000	0,001790	0,001790	0,000111	0,005650	0,0676800	0,043240		20,68000
Bombas Pneumáticas	lb/bbl						0,00091	0,0225160	0,019918		0,000866
Controlador de Nível/Pressão	lb/bbl						0,000047	0,0011622	0,001028		0,000045
Armazenamento de Condensados	lb/bbl						0,00035				
Armazenamento de Óleo	lb/bbl						0,00529				
Venting	lb/bbl						0,02640		0,190017		0,002234

Unidade: libra por barril de petróleo produzido

Fonte: TCEQ, 2010.

Quadro 11: Fatores de emissão para os equipamentos do sistema de tratamento de gás do PPP.

Sistema de Tratamento de Gás Equipamentos do Processamento Primário Offshore	Unidade	Fatores de Emissão (lb/MMscf)									
		CO	NOx	PM10	PM2.5	SO ₂	VOC	THC	CH ₄	N ₂ O	CO ₂
Sweetening (amina)	lb/MMscf					0,002030					
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	lb/MMscf	0,041600	0,049500	0,000941	0,000941	0,000297	0,002720	0,005445	0,001139	0,000317	59,400000
Flaring	lb/MMscf	0,000695	0,000827	0,000013		0,000005	0,000046	0,000091	0,000019	0,000018	0,992857
Cent Dry (Fugitivos)	lb/MMscf						0,118344		1,049913		
Conectores (Fugitivos)	lb/MMscf						0,085321		0,164848		
Cent Pack (Fugitivos)	lb/MMscf						0,909237		4,871497		
Cent Wet (Fugitivos)	lb/MMscf						0,094868		0,601043		
Flanges (Fugitivos)	lb/MMscf						0,034922		0,388055		
Open-Ended Lines (Fugitivos)	lb/MMscf						1,008126		0,698823		
Outros Equipamentos (Fugitivos)	lb/MMscf						5,036971		19,830342		
Bombas (Fugitivos)	lb/MMscf						1,303075		7,417923		
Válvulas (Fugitivos)	lb/MMscf						0,813635		0,129181		
Desidratador de glicol (TEG)	lb/MMscf						0,046295				
Motor a gás natural	lb/MMscf	11,400000	7,340000	0,030700	0,030700	0,001900	0,097000	0,116280	0,749800		358,600000
Turbina à Gás Natural	lb/MMscf	0,145000	0,567000	0,003370	0,003370	0,006200	0,003720		0,015222	0,005310	194,700000
Bombas pneumáticas	lb/MMscf						0,009750	0,242320	0,214360		0,009320
Controlador de Nível/Pressão	lb/MMscf						0,002310	0,057460	0,050830		0,002210
Armazenamento de Condensate	lb/MMscf						0,016300				
Armazenamento de Óleo	lb/MMscf						0,000798				
Venting	lb/MMscf						0,179000		3.906,693		102,823620

Unidade: libra por milhão de pés cúbicos padrão

Fonte: TCEQ, 2010.

Para obter de forma definitiva os dados de emissão atmosférica do ICV para cada equipamento unitário considerado, os fatores de emissão supracitados serão futuramente multiplicados pelos valores de produção de óleo e gás já apresentados no **Quadro 8**. Obtendo assim a emissão anual dos poluentes-critério e de efeito estufa de cada equipamento.

6.3.3. Emissões para a Água

Após o tratamento da água de produção e o enquadramento nos parâmetros da CONAMA 393/07, a água de produção pode ser descartada da plataforma para o mar.

A composição da água descartada de acordo com a CONAMA supracitada pode ser obtida nos Relatórios de Descarte da Água Produzida disponível por diversas empresas em seus portais eletrônicos. O Artigo 13 da mesma CONAMA diz que os relatórios dos empreendedores devem ser mantidos e divulgados pelo órgão federal licenciador na rede mundial de computadores - *Internet*.

O **Quadro 12** apresenta as concentrações médias das principais substâncias presentes na água de produção do FPSO Marlim Sul na Bacia de Campos.

Quadro 12: Caracterização qualitativa da água produzida descartada em plataforma marítima de petróleo e gás natural

Compostos Inorgânicos - Média (mg/L)	
Arsênio	<0,6
Bário	0,660
Cádmio	<0,001
Cromo	<0,007
Cobre	<0,006
Ferro	5,600
Manganês	0,310
Níquel	0,020
Chumbo	<0,001
Vanádio	<0,004
Zinco	0,220
Mercúrio	<0,12
Radioisótopos – Média (Bq/L)	
Rádio - 226	0,0022
Rádio - 228	0,125

Continuação Quadro 12	
Compostos Orgânicos - Média (mg/L)	
HPAs	0,026
Benzeno	0,96
Tolueno	0,699
Etilbenzeno	0,092
Xilenos	0,647
BTEX	2,397
Fenóis	0,614
Óleos e Graxas	<5
Parâmetros Complementares	
Carbono Orgânico Total - COT	17,4 mg/L
pH	6,5
Salinidade	26
Temperatura	26
Nitrogênio Amoniacal Total	97 mg/L
Ensaio de Toxicidade Crônica	
Organismo	Lytechinusvaregatus
CENO	1,56%
CEO	3,12%

Fonte: Relatório Semestral de Monitoramento da água produzida Descartada em Plataformas, PETROBRAS, 2008.

Vale ressaltar que o descarte de água produzida deverá obedecer à concentração média aritmética simples mensal de óleos e graxas de até 29 mg/L, com valor máximo diário de 42mg/L (CONAMA 393/07).

6.3.4. Geração, Transporte e Tratamento da Borra de Óleo

6.3.4.1. Geração

Durante o ciclo de vida da atividade, existe a produção de diferentes resíduos sólidos industriais, segundo Oliveira (2006), principalmente a borra oleosa, metais não contaminados e embalagens plásticas (produtos químicos e óleos lubrificantes e etc.). A borra oleosa, por ser um resíduo específico gerado no PPP e pelas suas questões ambientais de tratamento e descarte, será o único resíduo considerado para a análise dos impactos ambientais. Além disso, os resíduos plásticos e metálicos podem sofrer reciclagem o que implica, teoricamente, em impactos positivos para o meio ambiente.

A borra oleosa é gerada pela decantação de sólidos da formação e precipitação de parafina e por emulsões estabilizadas nos fundos dos tanques de tratamento e

armazenagem. Esse resíduo juntos com os demais da atividade de produção de petróleo são encaminhados para a terra por uma embarcação de apoio

Para obtenção dos dados relativos à quantidade de resíduo de fundo de tanque foi consultado os dados do relatório da US EPA *Crude Oil Tank Bottom and Oily Debris* (2000), no qual foram obtidas diferentes estimativas para quantidade desse resíduo por barril de petróleo produzido. O **Quadro 13** a seguir apresenta essas estimativas.

Quadro 13: Estimativa de geração de borra oleosa nos estados americanos.

Estado Americano	Estimativa de geração de borra oleosa (ton/1000 bbl)	Estado Americano	Estimativa de geração de borra oleosa (ton/1000 bbl)
Alabama	0,1	Mississippi	0,5
Alaska	0	Montana	0,1
Arkansas	0,1	Nebraska	0,6
Califórnia	1,7	Novo México	0,1
Colorado	0,1	Dakota do Norte	0,1
Florida	0	Oklahoma	0,8
Illinois	1,7	Texas	0,2
Kansas	1,5	Utah	0,4
Louisiana	0,3	Oeste Virgínia	0
Michigan	0,1	Wyoming	0,1

Fonte: Adaptado de US EPA 2000.

Para o ICV foi considerado a maior estimativa apresentada no quadro com o valor de 1,7 barris de resíduo de fundo de tanque por 1000 barris de óleo produzido, referentes aos estados da Califórnia e de Illinois.

A contabilização da produção de resíduos do fundo do tanque de cada processo unitário, não foi possível, uma vez que esses dados não foram disponíveis. No entanto, a estimativa adotada abrange a geração desse resíduo em todo o processo, o que é satisfatório para esse estudo.

6.3.4.2. Transporte

Assim como todos os outros resíduos, a borra oleosa necessita ser transportada para a terra por uma embarcação de apoio, ser desembarcada no porto e esperar para que uma empresa de saneamento a leve para seu tratamento e destino final, no caso a planta de incineração. A **Figura 29** a seguir apresenta o fluxograma que a borra oleosa segue até a sua destinação final.



Figura 29: Fluxograma referente à movimentação dos resíduos gerados em unidades marítimas de produção de petróleo até a disposição final.

Fonte: MARTINS *et al*, 2008

Para os impactos ambientais referentes ao transporte marítimo e terrestre foram adaptados os dados presentes na biblioteca Ecoinvent do *software* SimaPro.

No caso do transporte marítimo, para a distância total percorrida no período de 01 (um) ano, foi considerada a frequência que a embarcação de apoio visita a plataforma – 08 (oito) vezes por mês (PETROBRAS, 2010), uma distância de 250 km da plataforma até o porto, que representa a distancia média da camada de pré-sal para a costa brasileira, multiplicada por dois, por considerar a ida e a volta.

O inventário da Ecoinvent inclui o fornecimento de combustível (diesel), emissões atmosféricas diretas de substâncias gasosas, partículas, dioxinas, HPAs, halogênios e metais pesados são contabilizados. Além disso, a eliminação de resíduos oleosos da embarcação está incluída. Dados de emissões estão diretamente ligados ao consumo de combustível. O consumo específico de combustível leva em conta as diferenças nas classes de capacidade de carga (PRE CONSULTANTS, 2010b).

Para o transporte terrestre, foi considerado um caminhão de capacidade de 20 a 28 toneladas. Foi considerada uma distância de aproximadamente 100 km do porto até a central de tratamento (incinerador).

Os dados da Ecoinvent incluem consumo de diesel, emissões diretas de substâncias, materiais particulados e metais pesados. As emissões de material particulado são oriundas do escapamento do motor e as emissões de metais pesados no solo e na água são causadas pela abrasão dos pneus no asfalto (PRE CONSULTANTS, 2010b).

O **Quadro 14** a seguir apresenta os dados considerados no transporte para o ICV.

Quadro 14: Transporte marítimo e terrestre para o resíduo gerado na atividade.

Transporte	Tipo*	Trajetos	Toneladas Anuais Carregadas (A)	Distância Anual Total (B)	Unidade SimaPro **
Marítimo	Barca	Plataforma - Porto	462,12939 ton	24.000 km	22.182.210,72 Ton.Km
Terrestre	Caminhão Capacidade de 20-28 toneladas	Porto - Tratamento	462,12939 ton	4.621 Km	4.621 Km

*com base nos dados presentes na Ecoinvent para transporte.

**cálculos: Marítimo - 8/mês x 12 meses x 250 km x 2 x 462 ton.

Terrestre - 100 km x 2 x 462/20

Fonte: Elaboração própria.

Para ambos os casos foi considerado que nos trajetos de ida e volta, tanto a embarcação de transporte quanto o caminhão estariam carregando a mesma tonelagem, o que não acontece em situações reais. Entretanto, no caso da embarcação de apoio, produtos químicos podem ser transportados para a plataforma o que atenua a simplificação realizada.

As embarcações de apoio da atividade de exploração e produção de petróleo, dificilmente oferecem suporte para apenas uma plataforma *offshore*. O trabalho foi realizado com a hipótese que a embarcação de apoio apenas servirá a plataforma em estudo, quando que em situações reais, o trajeto total dessas embarcações depende de questões de logística e mercado.

6.3.4.3. Tratamento

O tratamento considerado para a borra oleosa foi a incineração. Para a contabilização desses dados foi adaptada a biblioteca da Ecoinvent contida no *software* SimaPro.

Os dados da Ecoinvent incluem emissões para o ar, de resíduos específicos, e para a água, provenientes do processo de incineração e consumo de energia (PRE CONSULTANTS, 2012).

6.3.5. Inventário de Ciclo de Vida do PPP *Offshore*

Feita uma descrição de algumas etapas envolvidas no processo de produção de petróleo, bem como um apontamento dos principais insumos e emissões geradas em cada uma delas, já é possível elaborar um inventário do ciclo de vida.

6.3.5.1. Dados Contabilizados

Ressalta-se, que para a obtenção do ICV, foram considerados os dados para um período de 01 (um) ano de produção:

- Volume de Petróleo que chega na PPP: 1.618.171,4 toneladas
- Óleo Tratado: 232.673 toneladas
- Gás Natural: 5.562 toneladas
- Água Tratada Descartada: 1.348.400 toneladas

Além dos dados apresentados a seguir, foram utilizados os dados de transporte marítimo e terrestre e incineração de resíduo de fundo do tanque provenientes da biblioteca da Ecoinvent. Esses inventários são mais detalhados e apresentam a liberação de diversas substâncias para o ar, água e solo. Além de apresentarem dados de consumo de insumos e geração de resíduos.

Dados de Entrada e Saída do Sistema

Como já apresentado, os dados de entrada considerados são consumo de produtos químicos (**Quadro 15**), consumo de energia e consumo de água para processos (**Quadro 16**).

Os dados de saída são relativos às emissões de poluentes (**Quadro 17 e Quadro 18**), ao gerenciamento de resíduos da borra oleosa (**Quadro 19**), emissão de calor (**Quadro 20**) e as emissões no mar (**Quadro 21**), provenientes dos diversos processos do PPP.

Todos os dados a seguir foram calculados para um período de 01 (um) ano e de acordo com os volumes de petróleo, óleo tratado, gás natural e água, gerados nesse período.

Dados de Entrada:

Quadro 15: Dados de entrada de consumo de produtos químicos.

Produtos Químicos	Especificação	Produção de Óleo (t)	Produção de Gás (t)
Inibidor de Corrosão	Amida/Amidazolina	7,44	22,25
Anti-incrustantes	Éster fosfatos/fosfanatos	18,60	-
Desemulficantes	Copolímeros de óxido de etileno/propileno	1,86	-
Polieletrólito	Polieletrólitos catiônicos	3,72	-
Metanol	-	-	11.124,00
Glicol (TEG)	-	-	5.562,00

Fonte: Adaptado de HANSEN e DAVIES, 1994

Quadro 16: Dados de entrada de consumo de insumos para o processo.

Insumo	Quantidade
Água para Processos	30.870 t
Gás Natural (energia elétrica)	$1,03 \times 10^{11}$ KJ

Fonte: OLIVEIRA, 2006.

Dados de Saída:

Quadro 17: Dados de Saída das emissões atmosféricas do sistema de tratamento de óleo.

Emissões para o Ar										
Sistema de Tratamento de Óleo	Emissões (Tonelada/ano)									
Equipamentos do Processamento Primário <i>Offshore</i>	CO	NOx	MP 10	MP 2.5	SO ₂	VOC	HTP	CH ₄	N ₂ O	CO ₂
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	0,092297	0,035161	0,002088		0,000659	0,006043	0,012087	0,002527	0,000703	131,853026
Conectores (Fugitivos)						2,284700		16,546875		
Flanges (Fugitivos)						1,154464		7,356479		
Outros Equipamentos (Fugitivos)						181,231276		231,361207		
Bombas (Fugitivos)						54,577017		86,321457		
Válvulas (Fugitivos)						26,319562		33,660789		
Motor Gás Natural	504,368346	325,817373	1,365839	1,365839	0,084697	4,311167	51,642435	32,993778		15.779,632979
Bombas Pneumáticas						0,691313	17,180571	15,198198		0,660791
Controlador de Nível/Pressão						0,035710	0,886803	0,784480		0,034108
Armazenamento de Condensados						0,265537				
Armazenamento de Óleo						4,036473				
Venting						20,144212		144,990092		1,704812
Total	504,460643	325,852534	1,367926	1,365839	0,085357	295,057473	69,721896	48,978983	0,000703	15.912,180904

*inclui vedações de compressores, diafragmas, drenos, escotilhas, instrumentos, medidores, válvulas de alívio de pressão e aberturas.

Fonte: Elaboração própria.

Quadro 18: Dados de Saída das emissões atmosféricas do sistema de tratamento de gás.

Emissões para o Ar										
Sistema de Tratamento de Gás	Emissões (Tonelada/ano)									
Equipamentos do Processamento Primário Offshore	CO	NOx	MP 10	MP 2.5	SO ₂	VOC	THC	CH ₄	N ₂ O	CO ₂
Sweetening (amina)					0,000191					
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	0,003908	0,004651	0,000088	0,000088	0,000028	0,000256	0,000512	0,000107	0,000030	5,580815
Flaring	0,000065	0,000078	0,000001		0,0000005	0,000004	0,000009	0,000002	0,000002	0,093282
Cent Dry						0,011119		0,098643		
Conectores (Fugitivos)						0,008016		0,015488		
Cent Pack (Fugitivos)						0,085426		0,457692		
Cent Wet (Fugitivos)						0,008913		0,056470		
Flanges (Fugitivos)						0,003281		0,036459		
Open-Ended Lines (Fugitivos)						0,094717		0,065657		
Outros Equipamentos (Fugitivos)*						0,473239		1,863123		
Bombas (Fugitivos)						0,122428		0,696937		
Válvulas (Fugitivos)						0,076444		0,012137		
Desidratador de glicol (TEG)						0,004350				
Motor Gás Natural	1,071066	0,689616	0,002884	0,002884	0,000179	0,009113	0,010925	0,070446		33,691590
Turbina Gás Natural	0,013623	0,053271	0,000317	0,000317	0,000583	0,000350		0,015222	0,000499	18,292673
Bombas pneumáticas						0,000916	0,022767	0,214360		0,000876
Controlador de Nível/Pressão						0,000217	0,005399	0,050830		0,000208
Armazenamento de Condensados						0,001531				
Armazenamento de Óleo						0,000075				
Venting						0,016818		367,045962		9,660600
Total	1,088663	0,747616	0,003291	0,003289	0,000980	0,917212	0,039610	0,350967	0,000530	57,659443

* inclui vedações de compressores, diafragmas, drenos, escotilhas, instrumentos, medidores, válvulas de alívio de pressão e aberturas.

Fonte: Elaboração própria.

Quadro 19: Dados de saída para geração de resíduo de fundo de tanque.

Resíduo	Estimativa	Volume (m ³)	Quantidade (Ton)
Resíduo Fundo de Tanque	0,0017 barris/bbl produzido	457,553858	462,129

Fonte: US EPA, 2000

Quadro 20: Dado de saída para emissão de calor perdido.

Calor Perdido	Quantidade (KJ)
Calor perdido para a água de produção	3,3 x 10 ¹⁰
Calor perdido pelo condensado	8,3 x 10 ⁹
Calor perdido pelo armazenamento	3,4 x 10 ⁹
Calor perdido na caldeira	1,6 x 10 ¹⁰

Fonte: OLIVEIRA, 2006

Quadro 21: Dado de saída para descarte água de produção tratada.

Compostos Inorgânicos (Kg)	
Arsênio	772,38
Bário	864,02
Cádmio	1,18
Cromo	7,85
Cobre	6,55
Ferro	7.331,11
Manganês	405,83
Níquel	26,18
Chumbo	1,18
Vanádio	3,93
Zinco	288,01
Mercúrio	144,00
Radioisótopos (Bq)	
Rádio - 226	2.880.077,67
Rádio - 228	163.640.776,70
Compostos Orgânicos (Kg)	
HPAs	34,04
Benzeno	1.256,76
Tolueno	915,08
Etilbenzeno	120,44
Xilenos	847,00
BTEX	3.137,98
Fenóis	803,80
Óleos e Graxas	5.236,50
Parâmetros Complementares (Kg)	
Carbono Orgânico Total - COT	22.778,80
Nitrogênio Amoniacal Total	126.985,24

Fonte: Elaboração própria.

6.4. Interpretação dos Resultados

Nesta etapa do trabalho foram determinados os impactos ambientais dos dados considerados no ICV, utilizando o método Eco-Indicador 99 e como ferramenta computacional o *software* SimaPro 7. Os resultados obtidos serão apresentados a seguir por categoria de impacto e por categoria de dano. Ressalta-se, que o SimaPro 7 realiza os elementos obrigatórios da AICV de Identificação e Seleção de Impactos e Classificação e os não obrigatórios, Normalização e Ponderação.

6.4.1. Categoria de Impacto

A **Figura 30** apresenta os resultados após a etapa da caracterização dos impactos ambientais.

Os resultados caracterizados mostram que os dados do ICV tiveram consequências em todas as categorias de impactos ambientais do método Eco-indicador 99. As contribuições maiores para as categorias de impacto de carcinogênicos, efeitos respiratórios orgânicos e inorgânicos, mudança climática, ecotoxicidade, acidificação/eutrofização e uso de recursos fósseis vieram do tratamento do petróleo na plataforma e a maior contribuição para os impactos de radiação, depleção da camada de ozônio, uso do solo, uso de recursos minerais vieram do tratamento do resíduo na incineração.

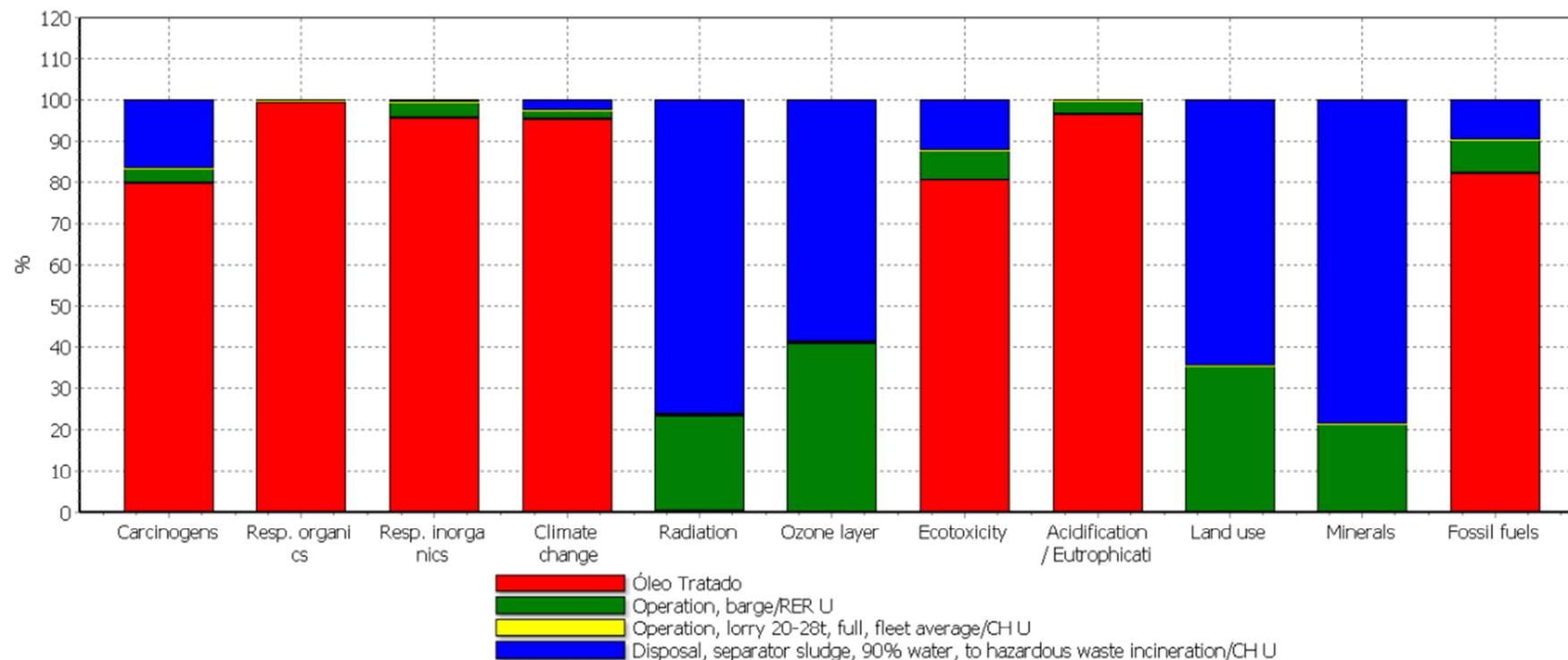
As operações da embarcação de apoio também representaram impactos de menor relevância em algumas categorias de impacto. As operações do transporte terrestre tiveram contribuições pouco expressivas para as categorias de impacto na etapa de caracterização.

Os resultados caracterizados permitem apenas uma interpretação superficial dos resultados, uma vez que não representam a real importância de cada categoria de impacto para o ciclo de vida do processo.

Percebe-se que os dados provenientes da Eco-invent (processos de transportes e incineração) por serem mais completos, conseguiram afetar todas as categorias de impacto consideradas. Entretanto, após a normalização, por mais que os inventários sejam mais completos, do que aquele que foi levantado e apresentado no ICV, ele apresenta diversas substâncias com contribuições reduzidas que não são significativas para o impacto ambiental do processo global, como será verificado.

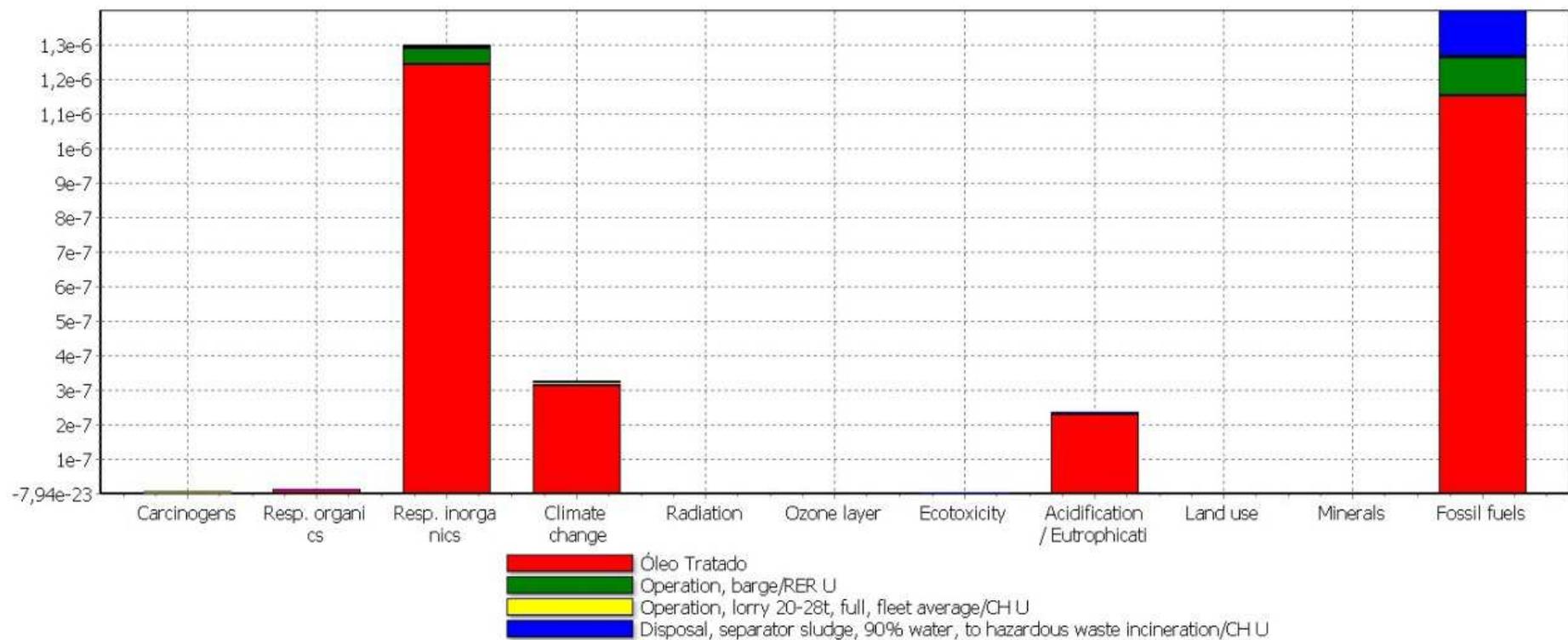
Os resultados podem ser melhores interpretados após a normalização, pois são apresentadas as contribuições reais de cada operação para o impacto global do sistema. A **Figura 31**, o **Quadro 22** e o **Quadro 23** apresentam os resultados dos impactos ambientais após a etapa da Normalização.

No método Eco-Indicador 99 os dados para a divisão pelo valor normal foram coletados baseados nas intervenções ambientais resultante da produção europeia entre 1990 – 1994.



A analisar 1 kg 'Óleo Tratado'; Método: Eco-indicator 99 (H) V2.07 / Europe EI 99 H/H / Caracterização / Excluindo processos de infraestruturas / Excluindo emissões de longo prazo

Figura 30: Caracterização dos impactos ambientais



A analisar 1 kg 'Óleo Tratado'; Método: Eco-indicator 99 (H) V2.07 / Europe EI 99 H/H / Normalização / Excluindo processos de infraestrutura / Excluindo emissões de longo prazo

Figura 31: Normalização dos impactos ambientais por categoria de impactos

Quadro 22: Resultados normalizados dos impactos ambientais por categoria de impacto.

Categoria de Impacto	Total	Processamento Primário	Operação com Barca	Transporte Terrestre	Incineração Borra Oleosa
Carcinogênicos	5,4825E-09	4,37356E-09	2,0303E-10	1,28255E-12	9,04585E-10
Efeitos Respiratórios (inorgânicos)	1,2001E-08	1,19495E-08	2,5634E-11	2,54356E-13	2,59565E-11
Efeitos Respiratórios (orgânicos)	1,2992E-06	1,24374E-06	4,7554E-08	2,25366E-10	7,69149E-09
Mudança Climática	3,2754E-07	3,12682E-07	6,6061E-09	4,37261E-11	8,20955E-09
Radiação	1,0269E-11	1,52945E-14	2,4012E-12	1,83079E-14	7,83462E-12
Depleção da Camada de Ozônio	1,0004E-11	-	4,0822E-12	3,32923E-14	5,88866E-12
Ecotoxicidade	4,4248E-09	3,56507E-09	3,1014E-10	1,17892E-11	5,37851E-10
Acidificação/Eutrofização	2,3677E-07	2,28319E-07	7,6339E-09	3,34154E-11	7,80448E-10
Uso do Solo	1,1675E-11	-	4,1214E-12	2,59958E-14	7,52774E-12
Uso de Recursos Minerais	1,848E-12	-	3,9343E-13	2,67684E-15	1,45187E-12
Uso de Recursos Fósseis	1,3997E-06	1,15367E-06	1,1065E-07	7,37456E-10	1,34618E-07

Quadro 23: Contribuição dos processos para cada categoria de impacto ambiental, após normalização.

Categoria de Impacto	Total	Processamento Primário	Operação com Barca	Transporte Terrestre	Incineração Borra Oleosa
Carcinogênicos	0,1669%	0,1331%	0,0062%	0,0000%	0,0275%
Efeitos Respiratórios Orgânicos	0,3653%	0,3637%	0,0008%	0,0000%	0,0008%
Efeitos Respiratórios Inorgânicos	39,5481%	37,8595%	1,4476%	0,0069%	0,2341%
Mudança Climática	9,9704%	9,5181%	0,2011%	0,0013%	0,2499%
Radiação	0,0003%	0,0000%	0,0001%	0,0000%	0,0002%
Depleção da Camada de Ozônio	0,0003%	-	0,0001%	0,0000%	0,0002%
Ecotoxicidade	0,1347%	0,1085%	0,0094%	0,0004%	0,0164%
Acidificação/Eutrofização	7,2072%	6,9501%	0,2324%	0,0010%	0,0238%
Uso do Solo	0,0004%	-	0,0001%	0,0000%	0,0002%
Uso de Recursos Minerais	0,0001%	-	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Uso de Recursos Fósseis	42,6064%	35,1179%	3,3682%	0,0224%	4,0978%

Percebe-se que os impactos ambientais que obtiveram maior relevância foram os efeitos respiratórios inorgânicos (39,5%), contribuição para a mudança climática (10%), acidificação/eutrofização (7,2%) e uso de recursos fósseis (42,6%). Sendo que o processamento de petróleo foi o principal responsável por esses impactos.

A seguir são discutidos os resultados para cada categoria de impacto, após a normalização.

Carcinogênicos – Como já explicado, o impacto ambiental carcinogênico se relaciona com as substâncias cancerígenas emitidas e ligadas diretamente às causas do câncer (RENO, 2011). Analisando o ICV, poucas substâncias cancerígenas foram registradas, o que contribui para a baixa relevância do impacto.

Em destaque, pode-se citar, com maior contribuição para a categoria de impacto, a emissão no mar de hidrocarbonetos poliaromáticos, arsênio e benzeno e a emissão no ar de material particulado (MP 2,5) e cádmio.

As emissões de hidrocarbonetos poliaromáticos e benzeno na água são provenientes da descarga da água de produção tratada no mar, que justamente por passar pelo tratamento na plataforma apresenta baixa emissão dessas substâncias o que contribui para o baixo impacto ambiental carcinogênico.

Grande parte da emissão do MP 2,5 advém das emissões atmosféricas dos equipamentos considerados no inventário, em destaque para o motor a gás natural e as caldeiras, aquecedores e queimadores.

Efeitos Respiratórios Orgânicos - Este impacto se caracteriza pela formação do ozônio troposférico (gás bastante tóxico para os seres humanos que provoca irritações e danos nos olhos, na pele e nos pulmões). Este ozônio troposférico é fruto da reação dos óxidos de nitrogênio com os compostos orgânicos voláteis, na presença de luz solar (RENO, 2011). Poucas substâncias do ICV contribuem para esse impacto.

Em destaque, estão as emissões de COV, hidrocarbonetos e CH₄, provenientes principalmente de emissões fugitivas, *venting* e dos tanques de armazenamento.

Efeitos Respiratórios Inorgânicos - Ao contrário do efeito respiratório orgânico, o impacto efeito respiratório inorgânico foi expressivo, representando aproximadamente 40%. Este impacto se relaciona principalmente as emissões de MP, SO₂ e NO_x para a atmosfera, provenientes dos diversos equipamentos considerados no inventário para emissões atmosféricas.

A emissão de NOx é resultante na maior parte do processamento de petróleo na plataforma, proveniente com maior destaque para o motor a gás natural. Assim como o MP 2,5, MP 10 e SO₂. O processo de dessulfurização do gás também contribui para a emissão de SO₂ e com o impacto referente aos efeitos respiratórios inorgânicos.

Mudança Climática - O impacto ambiental referente às mudanças climáticas é provocada pelas emissões de gases de efeito estufa, sendo que grande parte destas emissões é decorrente da queima de combustíveis fósseis. Analisando o inventário, as maiores contribuições para essa categoria vieram das emissões atmosféricas do CH₄, CO₂ e CO.

Grande contribuição para a emissão de CH₄ advém do tratamento do petróleo, com as emissões atmosféricas oriundas do processo *offshore* de *venting* e das emissões fugitivas provenientes de diversos equipamentos como bombas, válvulas e conectores.

O CO teve grande contribuição do motor a gás natural. Para o CO₂, além do motor a gás natural, as caldeiras, aquecedores e queimadores, a turbina a gás natural e os *vents* tiveram significativas contribuições. Além disso, as operações com a embarcação de apoio e a incineração da borra oleosa em terra também contribuíram em menor quantidade para a emissão do CO₂ e conseqüentemente com a intensificação do fenômeno natural do aquecimento global.

Radiação – O impacto ambiental da radiação teve contribuição mínima, pois ao longo do processo a emissão de componentes radioativos ao meio ambiente foi praticamente nula. Ainda assim, destacam-se as emissões para o ar do carbono-14, radônio-222, iodo-129 e a emissão para a água do radio-226.

Depleção da Camada de Ozônio - A depleção da camada de ozônio apresentou valores relativamente pequenos. Dentre essas substâncias presentes no inventário, destacam-se as emissões para o ar do Halon 1301 e o Halon 1211, provenientes principalmente das operações com o barco de apoio e na incineração do resíduo oleoso.

Ecotoxicidade - A categoria de impacto por ecotoxicidade compreende os impactos devido às emissões de substâncias tóxicas nos ecossistemas: aquático ou terrestre.

Pela análise do ICV, diversas substâncias contribuíram para esse impacto. Dentre as que mais contribuíram destacam-se as emissões para o ar de níquel, chumbo, zinco e cobre. Para as emissões para a água, as substâncias que mais contribuíram foram o

mercúrio, íons de cobre, cromo, íons de níquel e tolueno. Para o solo, emissões de zinco.

O mercúrio proveniente da descarga da água de produção contribuiu significativamente para essa categoria por ser uma substância altamente tóxica.

Acidificação/Eutrofização - Os impactos ambientais acidificação/eutrofização são causados pela deposição de substâncias inorgânicas tais como sulfatos, nitratos e fosfatos. Estas deposições ocorrem principalmente através de emissões atmosféricas ou diretamente na água, alterando assim o nível de acidez e de nutrientes do ecossistema. Consultando o ICV, a emissão para o ar de NO_x, SO₂ e sulfato tiveram as maiores contribuições para esse impacto.

A emissão de NO_x e SO₂ é resultante na maior parte do processamento de petróleo na plataforma e proveniente dos processos unitários considerados no inventário para emissões atmosféricas, com destaque para o motor movido a gás natural.

Uso do Solo – Como a atividade *offshore* em si não impacta o uso do solo, os impactos provenientes dessa categoria estão relacionados ao uso do solo do centro de tratamento do resíduo. Este impacto está relacionado com a ocupação da terra para a planta de incineração do resíduo proveniente da indústria *offshore* e para a deposição de resíduos provenientes da própria incineração e do processo com o barco de apoio.

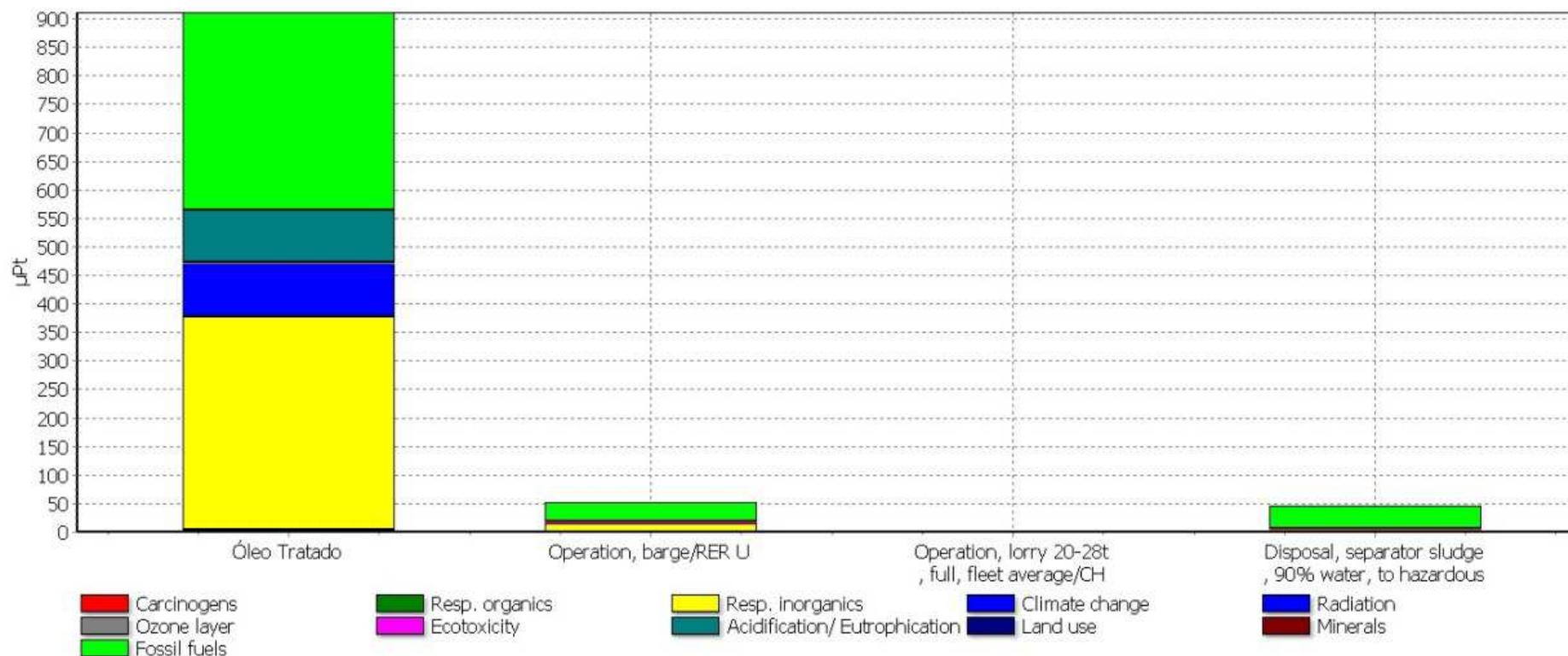
Uso de Recursos Minerais - Este impacto ambiental está relacionado à extração de recursos minerais da natureza. Impacto pouco expressivo, proveniente das operações com o barco de apoio, transporte terrestre e incineração de resíduo de forma indireta, não relacionados diretamente com as atividades.

Uso de Recursos Fósseis – Impacto relacionado à extração de combustível fóssil, como o óleo e o gás natural. Pela análise dos resultados, foi considerado o mais relevante impacto da ACV (43% de contribuição). O maior responsável por esse impacto foi a atividade de processamento primário, que é enérgica intensiva e representa grande consumo de energia para seu funcionamento em relação as outras atividades e a vida a bordo da plataforma.

Essa atividade consumiu grande quantidade de gás natural produzido pela própria plataforma, não foi considerado o consumo de diesel pela plataforma, por o estudo considerar o Cenário de Produção II.

Os transportes marítimo e terrestre consomem grande quantidade de diesel para seu funcionamento. Assim os impactos ambientais do ciclo de vida desse combustível, também foram considerados, o que implica em extração de recursos fósseis (não renováveis), processos de refino e outras etapas para que os barcos e os caminhões possam utilizar o diesel como combustível para se locomover.

O SimaPro também permite que os resultados sejam ponderados e apresentados em pontuação única (**Figura 32**). Dessa maneira, fica mais claro perceber a real contribuição de todos os processos para os impactos ambientais. O PPP apresenta a maior pontuação única de impacto, seguido pela operação do barco de apoio e do tratamento da borra oleosa.



A analisar 1 kg 'Óleo Tratado'; Método: Eco-indicator 99 (H) V2.07 / Europe EI 99 H/H / Pontuação Única / Excluindo processos de infraestrutura / Excluindo emissões de longo prazo

Figura 32: Pontuação única dos impactos ambientais por categoria de impactos

6.4.2. Categoria de Dano

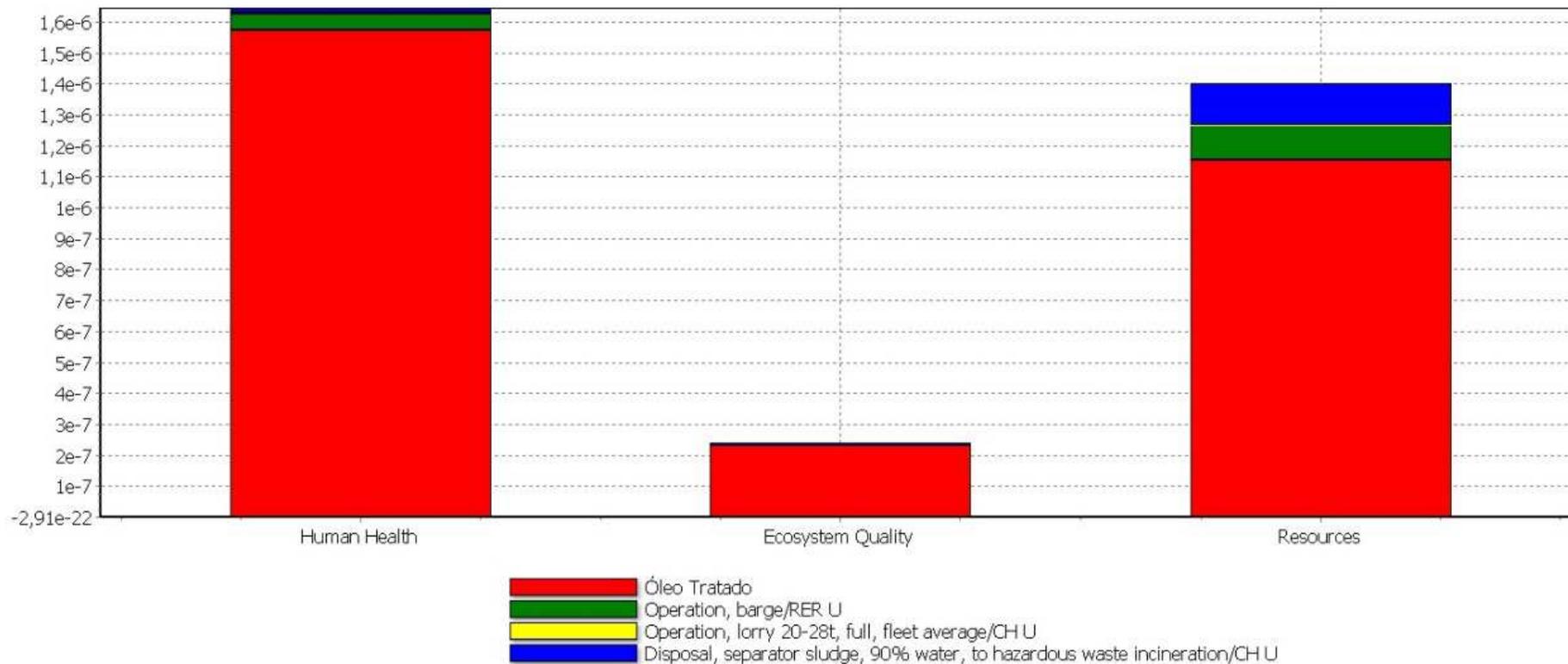
A seguir são apresentados os resultados dos impactos ambientais para as categoriais de danos: saúde humana, qualidade do ecossistema e recursos (**Figura 33**).

Através da análise dos resultados percebe-se que o dano à saúde humana foi o de maior relevância, seguido pelo uso de recursos, sendo causados majoritariamente pelo tratamento do petróleo na plataforma.

Esses resultados podem ser explicados, uma vez que a categoria de danos relacionados à saúde humana advém das categorias de impactos: carcinogênicos, efeitos respiratórios inorgânicos, efeitos respiratórios orgânicos, mudança climática, radiação e depleção da camada de ozônio, que somadas representam aproximadamente 50 % da contribuição dos impactos normalizados.

O dano de uso de recursos foi impulsionado pela categoria de impacto de uso de recursos fósseis, que representou aproximadamente 43% dos impactos normalizados.

Ecotoxicidade, acidificação/eutrofização e uso do solo tiveram baixa relevância nos impactos, o que contribui para a categoria de dano Qualidade do Ecossistema apresentar a menor importância das 03 (três) categorias consideradas na metodologia do Eco-indicator 99.



A analisar 1 kg 'Óleo Tratado'; Método: Eco-indicator 99 (H) V2.07 / Europe EI 99 H/H / Normalização / Excluindo processos de infraestrutura / Excluindo emissões de longo prazo

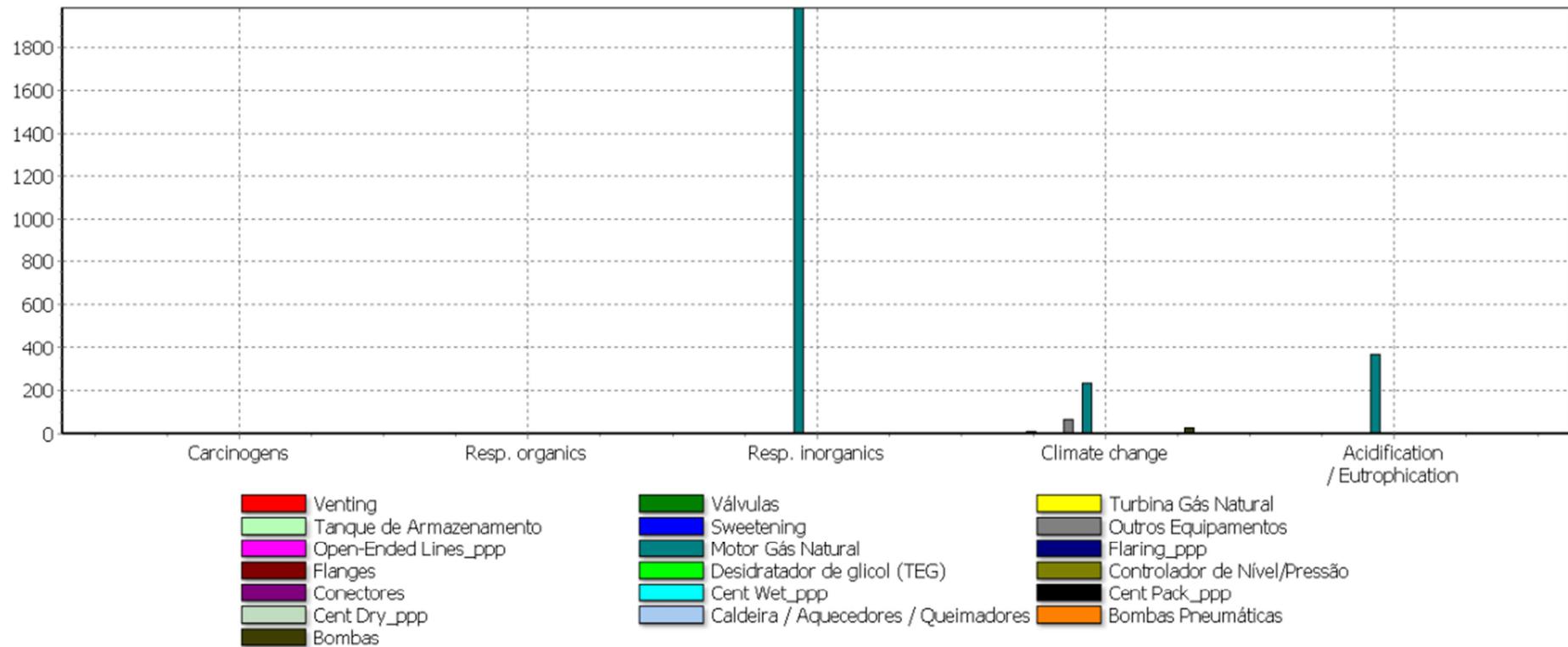
Figura 33: Normalização dos impactos ambientais por dano

6.4.3. Detalhamento das Emissões Atmosféricas

Em relação apenas à análise das emissões atmosféricas provenientes das principais fontes de emissão dos equipamentos do Sistema de Tratamento de Óleo e Gás, por intermédio do *software* SimaPro, os seguintes resultados foram encontrados (**Figura 34 e Figura 35**).

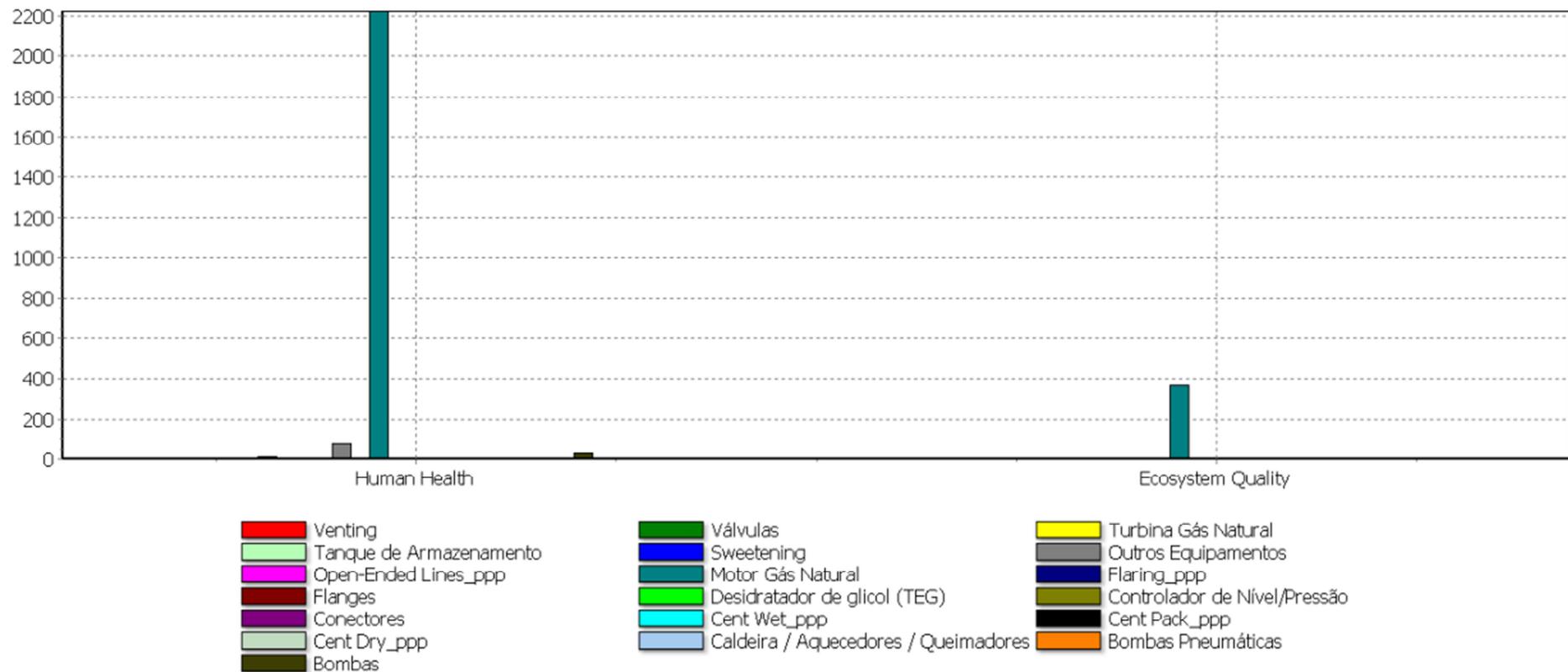
Através dos resultados apresentados nas figuras, o principal impacto ambiental das emissões atmosféricas advém dos motores movidos a gás natural. Os principais poluentes emitidos por esse equipamento são o CO, NO_x, MP e o CO₂ o que reflete em impactos nos efeitos respiratórios inorgânicos, mudança climática e acidificação/eutrofização.

Para as categorias de dano, o impacto das emissões atmosféricas ocorre principalmente na saúde humana e em menor relevância na qualidade do ecossistema.



A comparar processos; Método: Eco-indicator 99 (H) V2.07 / Europe EI 99 H/H / Normalização / Excluindo processos de infraestrutura / Excluindo emissões de longo prazo

Figura 34: Comparação das emissões atmosféricas entre os processos unitários do tratamento de óleo. Resultados Normalizados por Categoria de Impactos.



A comparar processos; Método: Eco-indicator 99 (H) V2.07 / Europe EI 99 H/H / Normalização / Excluindo processos de infraestrutura / Excluindo emissões de longo prazo

Figura 35: Comparação das emissões atmosféricas entre os processos unitários do tratamento de óleo. Resultados Normalizados por Categoria de Danos.

Os resultados presentes no ICV para emissões atmosféricas podem ser validados com os resultados presentes no inventário de emissões atmosféricas do departamento americano MMS (*U.S. Department of the Interior - Minerals Management Service*) relativos à produção *offshore* de petróleo do Golfo do México no ano de 2005 de todas as plataformas. Apesar de esses resultados representarem toda a frota de produção do golfo do México, o objetivo dessa comparação é apenas mostrar quais são os equipamentos responsáveis pelas maiores emissões de poluentes atmosféricos comparando assim, com os resultados do ICV da plataforma em estudo.

Os quadros: **Quadro 24**, **Quadro 25**, **Quadro 26**, **Quadro 27**, **Quadro 28**, **Quadro 29**, **Quadro 30** e **Quadro 31** apresentam a comparação, respectivamente, das emissões de CO, NOx, MP 10, MP 2,5, SO₂, COV, CH₄, N₂O e CO₂ dos equipamentos ICV com as emissões dos equipamentos encontrados nas plataformas do Golfo do México em 2005.

As maiores emissões de CO no Golfo do México em 2005 foram provenientes do motor a gás natural, assim como no ICV.

Quadro 24: Validação das emissões de CO do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005

Emissão de CO (ton/ano)		
Equipamento	ICV	Golfo do México 2005*
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	0,096206	511,00
Flaring	0,000065	471,00
Motor a gás natural	505,439412	80.679,00
Turbina a gás Natural	0,013623	1.830,00
Total	505,549306	83.491,00

*Fonte: MMS, 2007^a.

As maiores emissões de NOx no Golfo do México em 2005 foram provenientes do motor à gás natural seguido pela turbina à gás natural, assim como no ICV.

Quadro 25: Validação das emissões de NOx do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005

Emissão de NOx (ton/ano)		
Equipamento	ICV	Golfo do México 2005*
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	0,039811	446,00
Flaring	0,000078	90,00
Motor a gás natural	326,506989	56.546,00
Turbina à gás Natural	0,053271	7.141,00
Total	326,600150	64.223,00

*Fonte: MMS, 2007^a

As maiores emissões de MP no Golfo do México em 2005 foram provenientes do motor a gás natural, assim como no ICV.

Quadro 26: Validação das emissões de MP 10 e MP 2,5 do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005

Emissão de MP10 e MP2,5 (ton/ano)		
Equipamento	ICV	Golfo do México 2005*
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	0,002176	29,00
Flaring	0,000001	2,00
Motor a gás natural	1,368723	241,00
Turbina à gás Natural	0,000317	147,00
Total	1,371217	419,00

*Fonte: MMS, 2007a

Apesar do inventário do Golfo do México atribuir a maior contribuição de emissão de SO₂ para o processo de dessulfurização com amina (*sweetening*), o resultado foi pouco expressivo para o ICV, uma vez que a produção de gás considerada foi muito baixa, apenas 0,4%, aproximadamente, do total de petróleo produzido. Para o golfo do México, existem plataformas com maior produção de gás e como o processo de dessulfurização emite grande quantidade de SO₂, este processo ganha destaque.

Quadro 27: Validação das emissões de SO₂ do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005

Emissão de SO₂ (ton/ano)		
Equipamento	ICV	Golfo do México 2005*
<i>Sweetening</i> (amina)	0,000191	2.100,00
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	0,000687	2,00
<i>Flaring</i>	0,000000	1,00
Motor a gás natural	0,084876	17,00
Turbina à Gás Natural	0,000583	12,00
Total	0,086337	2.132,00

*Fonte: MMS, 2007a

As emissões fugitivas dos equipamentos conectores, flanges, bombas, válvulas e outros equipamentos constituem a maior fonte de emissão de COV para a atmosfera, seguido pelo processo de *venting* e pelo armazenamento de condensado e petróleo nos tanques, no ICV e no golfo do México.

Quadro 28: Validação das emissões de COV do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005

Emissão de COV (ton/ano)		
Equipamento	ICV	Golfo do México 2005*
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	0,006299	21,00
<i>Flaring</i>	0,000004	8,00
Fugitivos	266,450600	29.826,00

Emissão de COV (ton/ano)		
Equipamento	ICV	Golfo do México 2005*
Desidratador de glicol (TEG)	0,004350	2.572,00
Motor a gás natural	4,320280	1.542,00
Turbina à Gás Natural	0,000350	47,00
Bombas pneumáticas	0,692229	2.316,00
Controlador de Nível/Pressão	0,035927	990,00
Tanques de Armazenamento	4,318903	5.627,00
<i>Venting</i>	20,161030	11.897,00
Total	295,989971	54.846,00

*Fonte: MMS, 2007a

Assim como no Golfo do México, o processo de *venting* e o motor a gás natural representam grande contribuição para a emissão atmosférica de CH₄ para a atmosfera.

Quadro 29: Validação das emissões de CH₄ do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005

Emissão de CH₄ (ton/ano)		
Equipamento	ICV	Golfo do México 2005*
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	0,002634	9,00
<i>Flaring</i>	0,000002	159,00
Fugitivos	378,549413	107.141,00
Motor a gás natural	33,064224	15.112,00
Turbina à Gás Natural	0,015222	192,00
Bombas pneumáticas	15,412558	15.480,00
Controlador de Nível/Pressão	0,835310	11.796,00
<i>Venting</i>	512,036055	330.780,00
Total	939,915417	480.669,00

*Fonte: MMS, 2007a

As emissões de N₂O foram de pouca relevância para o ICV, com destaque para as caldeiras/aquecedores/queimadores e a turbina a gás natural.

Quadro 30: Validação das emissões de N₂O do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005

Emissão de N₂O (ton/ano)		
Equipamento	ICV	Golfo do México 2005*
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	0,000733	9,00
<i>Flaring</i>	0,000002	0,00
Turbina à Gás Natural	0,000499	67,00
Total	0,001234	76,00

*Fonte: MMS, 2007a

O motor a gás natural e o *flare* emitem grandes quantidades de CO₂, tanto no Golfo do México quanto no ICV.

Quadro 31: Validação das emissões de CO₂ do ICV com o inventário realizado pelo MMS em 2005

Emissão de CO₂ (ton/ano)		
Equipamento	ICV	Golfo do México 2005*
Caldeiras / Aquecedores / Queimadores	137,433842	741.563,00
Flaring	0,093282	290,00
Motor a gás natural	15.813,324569	3.377.352,00
Turbina à Gás Natural	18,292673	2.454.703,00
Bombas pneumáticas	0,661667	298,00
Controlador de Nível/Pressão	0,034315	217,00
Venting	11,365412	7.047,00
Total	15.981,205760	6.581.470,00

*Fonte: MMS, 2007a

Apesar da produção de gás apresentada no estudo ser baixa, o que resultou em reduzidos valores de emissão de poluentes no *flare*, este resultado é satisfatório, uma vez que as rotinas de queimas em plataformas, que já se encontram na fase estável de produção, estão próximas de serem nulas. Portanto, as plataformas presentes em um Cenário II de produção apresentam baixa liberação de poluentes pelo *flare*. Além disso, as queimas só são autorizadas pela ANP em casos emergenciais, fora da rotina normal de produção.

A questão da liberação de CO₂ pelo processo de *venting* é de fundamental importância atualmente para o cenário de produção *offshore* no polo pré-sal. Uma vez que, os reservatórios de petróleo encontrados nessa área, apresentam grande volume desse gás.

Após a passagem do gás pelo seu sistema de tratamento, o CO₂ deve ser removido da corrente para possibilitar o seu escoamento por gasodutos. Ao retirar o CO₂ da corrente, existem diferentes possibilidades para a sua destinação, podendo ser emitido para a atmosfera (*venting*), reinjetado em poços específicos para fomentar a produção ou apenas reinjetado no solo (CCS – *Carbon Capture and Storage*).

Reitera-se que a emissão do CO₂ para a atmosfera não deva ser considerada como uma opção, vista a grande quantidade de CO₂ nos reservatórios do pré-sal e o impacto global relacionado com a mudança climática, além da legislação ambiental cada vez mais restritiva.

Atualmente, a Petrobras nos seus FPSOs atuando no polo pré-sal, vem realizando a reinjeção do CO₂ nos seus reservatórios em poços especiais para gerar aumento de produtividade de petróleo. Esse procedimento é de fundamental importância para o não lançamento dessa substância na atmosfera, contribuindo para a mitigação dos impactos ambientais referentes à emissão do CO₂.

6.4.4. Detalhamento do Descarte de Água de Produção

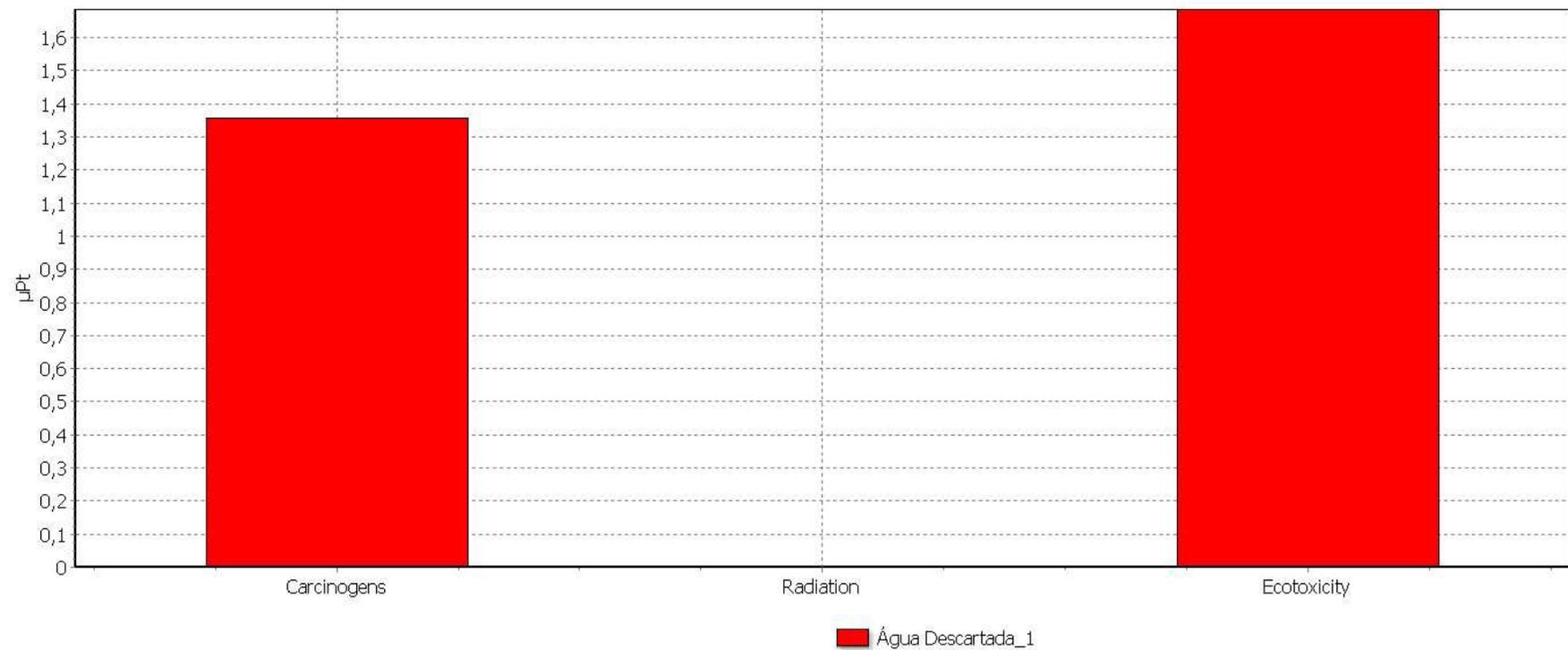
Em relação apenas à análise do descarte de água de produção tratada no mar, proveniente do Sistema de Tratamento de Água, por intermédio do *software* SimaPro, os seguintes resultados foram encontrados (**Figura 36**).

Os resultados mostram que o principal impacto do descarte da água de produção é o da ecotoxicidade aquática seguido pelo lançamento de substâncias cancerígenas na água. Esse resultado pode ser validado com o encontrado pelo estudo de CARVALHO (2008), em sua tese, que também utilizou o *software* SimaPro e encontrou o impacto ambiental ecotoxicidade como o mais impactante para a descarga no mar da água de produção.

Entretanto como apresentado nos resultados normalizados, o impacto do descarte de água de produção tratada não obteve grande contribuição para o impacto ambiental global dos processos.

Apesar da água de produção ser uma problemática ambiental e o efluente mais representativo a ser gerado durante a atividade de produção para a atividade *offshore*, pelo seu volume e presença de substâncias poluidoras, o tratamento presente na planta de processamento com bateria de hidrociclones e tanque flutuador, faz com que os contaminantes tenham concentrações muito baixas de saída o que justifica a baixa relevância desse impacto globalmente no sistema.

Além disso, devido à rápida mistura com a água do mar (regime de correntes, ondas e a ação do vento), a maior parte das características físico-químicas da água produzida (baixas concentrações de oxigênio dissolvido, pH, alta salinidade e presença de metais) não geram efeitos deletérios no oceano receptor. A maior fiscalização e legislação (CONAMA n° 393/2007) também servem como justificativa para o baixo impacto ambiental apresentado pela água de produção.



A analisar: 1 kg 'Água Descartada_1'; Método: Eco-indicator 99 (H) V2.07 / Europe EI 99 H/H / Ponderação / Excluindo processos de infraestrutura / Excluindo emissões de longo prazo

Figura 36: Ponderação do impacto ambiental do descarte de água de produção tratada

Ressalta-se, no entanto, que à medida que o reservatório é depletado, o volume de água oriunda dos poços produtores a ser tratada pelo sistema de tratamento da plataforma e, conseqüentemente, os volumes descartados ao mar, aumentam com o decorrer da produção, exigindo maior eficiência do sistema e monitoramento constante. Desta forma, o impacto do descarte da água produzida, embora pouco representativo, ocorrerá de forma heterogênea ao longo dos anos de produção previstos para a plataforma.

Os estudos enfocando o impacto do descarte da água produzida sobre os organismos marinhos indicam que a água produzida pode ter um potencial poluidor crônico, considerando-se a (pequena) concentração de óleo contida no efluente continuamente lançado no mar.

Outro aspecto importante é que o óleo presente na água produzida em baixas concentrações é mais tóxico do que no petróleo em si, devido ao predomínio de aromáticos, que são as frações mais solúveis e tóxicas do óleo cru. No processo de separação óleo/água, a principal fração removida é a do óleo particulado ou disperso (alifáticos), enquanto que os hidrocarbonetos dissolvidos (principalmente benzeno e tolueno) em baixas concentrações são descartados juntamente com a água produzida (GESAMP, 1993 *apud* PETROBRAS, 2009). Por outro lado, os hidrocarbonetos solúveis em água também evaporam rapidamente (compostos voláteis).

Desta forma, o impacto da água produzida sobre o ambiente marinho é avaliado como negativo, de baixa magnitude e pequena importância devido à elevada capacidade de diluição do corpo receptor, assim como já apresentados nos resultados normalizados.

7. Conclusões

Assim, a abordagem de ciclo de vida se mostrou uma ferramenta útil para a análise dos impactos ambientais do processamento primário de petróleo *offshore*, estando de acordo com o objetivo e o escopo proposto para a metodologia de ACV.

Utilizando o método de avaliação de impacto ambiental Eco-Indicador 99 e como ferramenta computacional o *software* SimaPro 7, foi possível obter indicadores ambientais e apontar os impactos que a atividade proporcionou. A interpretação dos resultados baseou-se nos conhecimentos adquiridos sobre a metodologia de ACV e no conhecimento da planta de tratamento do petróleo bruto em condições *offshore*.

Analisando os impactos, a contribuição dos maiores impactos ambientais ficou restrita a planta *offshore*. O transporte do resíduo em mar e em terra e o seu tratamento tiveram impactos de menor magnitude em comparação ao tratamento do petróleo na plataforma.

Os principais impactos ambientais proporcionados pelo processamento foram a depleção dos recursos fósseis (42,6%), os efeitos respiratórios inorgânicos (39,5%), a contribuição para a mudança climática (10%) e impactos relacionados à acidificação e eutrofização (7,2%).

Em relação às categorias de dano, a atividade pode afetar diretamente a saúde do homem de forma mais aguda, seguido pela depleção de recursos e o impacto na qualidade do ecossistema. Esse resultado foi justificado principalmente pelas categorias de impacto, relativas a cada categoria de dano.

Considerando os principais aspectos ambientais de indústria de produção *offshore*: emissões atmosféricas, consumo energético e descarte de água de produção no mar, foi possível realizar as seguintes considerações.

Os principais impactos ambientais observados no estudo foram oriundos das emissões atmosféricas dos processos unitários considerados. Os impactos foram de efeitos respiratórios inorgânicos, acidificação e mudança climática. Com mais destaque, observou-se a maior relevância dos motores movidos a gás natural na emissão dos poluentes de NO_x, CO₂ e CH₄ e das emissões fugitivas de diversos equipamento e dos processos de *venting*.

Os processos de *flare* (mesmo que nesse estudo tenha emissões baixas), *venting* e emissões fugitivas também requerem maior atenção quanto às emissões atmosféricas.

Ressalta-se, que a falta de legislações ambientais de emissões atmosféricas para plataformas *offshore* no Brasil representa grande preocupação ambiental.

O estudo da GGFR (2004) recentemente investigou o papel da regulação na queima de gás no *flare* e *venting* em 44 países produtores de gás. Constatou-se que a maioria do grupo dos países em desenvolvimento não têm eficazes regulamentos de queima e da ventilação. E em muitos desses países, as instituições possuem recursos insuficientes e responsabilidades que se sobrepõem, e as empresas que deveriam ser reguladas são muitas vezes são as próprias responsáveis por funções de regulação.

Portanto, a falta de uma legislação específica brasileira que trate de emissões em plataforma, fornecendo limites de emissões para poluentes, impede o melhor controle de queima e *venting*. Além disso, a falta de inventários de emissões atmosféricas por substâncias emitidas complementa a falta de regularização das emissões provenientes das plataformas de exploração e produção de petróleo.

Em relação ao consumo energético, a planta de processamento primário é responsável por significativo consumo de energia para seu funcionamento, principalmente para compressores de gás e aquecedores de fluido. Grande parte do gás produzido é utilizado para próprio consumo na planta de processamento, esse processo é benéfico para o meio ambiente, uma vez que não se utiliza o diesel como combustível, o que significaria na inserção do ciclo de vida desse combustível no processo, aumentando as contribuições de impacto ambiental. Apesar do consumo de gás, grande quantidade de diesel é transportada para a plataforma, durante toda a atividade da produção, para diversos processos como o reabastecimento de aeronaves e para ser uma fonte de reserva de combustível.

Como demonstrado, os impactos ambientais referentes à emissão da água de produção tratada no mar foram de baixa relevância para a carga ambiental global dos processos. Uma vez que os dados considerados foram do efluente tratado e respeitando a legislação ambiental. Os principais impactos registrados foram os de ecotoxicidade e os carcinogênicos. No entanto, a de se considerar o potencial tóxico das substâncias lançados no mar, mesmo que em concentrações abaixo do requerido pela CONAMA 393/07, que podem afetar em longo prazo as comunidades aquáticas.

Portanto, incluir a ACV no processo de tomada de decisão possibilita uma compreensão dos principais impactos ambientais da atividade. Esta informação valiosa provê uma forma de melhor planejar as decisões ambientais na indústria de exploração e produção *offshore*.

A realização de estudos de ACV e o uso do Eco-indicator 99 permite que a indústria de produção *offshore* obtenha valores de performance ambiental, com a obtenção de eco-indicadores. Assim, as diversas plataformas de uma companhia podem ser comparadas ambientalmente por parâmetros quantitativos, o que facilita o reconhecimento de processos ineficientes de controle da poluição.

O desenvolvimento de eco-indicadores é uma importante ferramenta para o estabelecimento de valores guias das melhores práticas ambientais da atividade. O que contribuiria para uma maior transparência das atividades *offshore*. Podendo contribuir até com órgãos ambientais para a melhor avaliação dos impactos ambientais da indústria petrolífera.

Lembrando que no Brasil, o licenciamento ambiental de atividades de E&P é hoje o ponto crítico para sua implantação, em razão da fixação de legislações ambientais cada vez mais restritivas e do nível crescente das exigências dos órgãos ambientais, que tornam o licenciamento cada dia mais complexo.

8. Recomendações para Futuros Estudos

- Aplicar práticas de gestão ambiental com base nos resultados apresentados;
- Realizar a coleta de dados primários de todos os processos pertencentes ao escopo do estudo;
- Utilizar dados de emissões atmosféricas de plataformas brasileiras, assim como de gestão de resíduos sólidos, como geração, transporte e tratamento;
- Expandir a fronteira do estudo para mais uma etapa do ciclo de vida do processo. Uma questão de relevância ambiental é o descarte dos equipamentos após o término da atividade, o que gera novas contabilizações de impactos ambientais para o sistema;
- Expandir o escopo do estudo, para todos os processos de produção em uma plataforma *offshore*;
- Expandir o estudo para todos os resíduos gerados durante a etapa de produção, tendo em vista a recente Política Nacional de Resíduos Sólidos, Lei 12.305/2010.
- Analisar mais profundamente as emissões atmosféricas dos diversos processos unitários presentes na planta;
- Construir um inventário de emissões de poluentes para as atividades de exploração e produção *offshore*;
- Comparar os impactos ambientais do consumo de gás natural e consumo de diesel na produção de energia para consumo da própria planta;
- Realizar o estudo com uma equipe multidisciplinar;
- Atrelar questões sociais e econômicas ao estudo.

9. Referências Bibliográficas

ABCV - Associação Brasileira de Ciclo de Vida. Disponível em: <<http://www.abcvbrasil.org.br/index.php/historia-da-acv>>,. Acesso em novembro de 2012.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, **ABNT NBR 10004 de maio de 2004**. Rio de Janeiro, Brasil, 2004.

ANP (a) - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, **Anuário Estatístico ANP, 2012**. Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

ANP (b) - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, Julho de 2012**. Rio de Janeiro, 2012.

ARGONNE NATIONAL LABORATORY. **Life-Cycle Thinking for the Oil and Gas Exploration and Production Industry**. Illinois, EUA, 2007.

CANTARINO, A. A. A.. **Indicadores de Desempenho Ambiental como Instrumento de Gestão e Controle nos Processos de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos de Exploração e produção de Petróleo nas Áreas Offshore**. Tese de D.Sc, COPPE/ UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2003.

CARVALHO, P. G. C. A., **Aplicação do Programa SimaPro na Avaliação do Impacto Ambiental causado na Produção e Exploração Offshore de Petróleo**. Trabalho de Conclusão de Curso, Escola de Química/ UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil, 2008.

CHEHEBE, J. R. B.. **Análise do Ciclo de Vida de Produtos**, *Qualitymark Editora*, Rio de Janeiro, Brasil, 1998.

CML - Centre of Environmental Science. **Life Cycle Assessment, an Operational Guide to the ISO Standards**. Leiden University. Leiden, 2001.

DEVOLD, H.. **Oil And Gas Production Handbook - An introduction to oil and gas production**. ABB ATPA Oil and Gas. Oslo, Noruega, 2006.

EEA - European Environmental Agency, **Life Cycle Assessment, a Guide to Approaches, Experiences and Information Sources**. Environmental Issues Series, N°6, 1997.

EIIP - Emission Inventory Improvement Program. **Volume II: Point Sources. Chapter 10: Oil and Gas Field Production and Processing Operations.** 1999. Disponível em: <<http://www.epa.gov/ttn/chief/eiip/techreport/index.html>>. Acesso em novembro de 2012.

FERREIRA, J. V. R. **Análise de Ciclo de Vida dos Produtos.** Tese de D.Sc., GESTÃO AMBIENTAL/ Instituto Politécnico de Viseu. Viseu, Portugal, 2004.

GGFR - Global Gas Flaring Reduction. **Gas Flaring and Venting.** The World Bank Group. 2004. Disponível em: <<http://rru.worldbank.org/documents/publicpolicyjournal/279gerner.pdf>>. Acesso em novembro de 2012.

GOEDKOOP, M.; SPRIENSMA, R. **The eco-indicator 99: a damage oriented method for life cycle impact assessment – Methodology Report.** Netherlands: Pré Consultants, 2001. 132p. Disponível em: <<http://www.pre.n1>>. Acesso em: agosto. 2012.

HEIJUNGS, R., GUINÉE, J. B., HUPPES, G., LANKREIJER, R. M., de HAES, H. e Sleswijk, A.. **Environmental Life Cycle Assessment of Products - Backgrounds and Guide LCA.** Leiden: CML Centre of Environmental Science, 1992

HOFSTETTER, P., BAUMGARTNER, T.,SCHOLZ, R. W.. **Modelling the Valuesphere and the Ecosphere. Integrating the Decision Makers Perspectives into LCA.** The MIIM LCA PhD Club, 1999.

ISO - International Organization for Standardization, **ISO 14040:2006 Environmental Management - Life Cycle Assessment - Principles and Framework.** Genebra, Suíça, 2006.

ISO - International Organization for Standardization, **ISO 14044:2006 - Environmental Management - Life Cycle Assessment - Requirements and Guidelines.** Genebra, Suíça, 2006.

ISO - International Organization for Standardization, **ISO/ TR 14047:2012 - Environmental Management - Life Cycle Assessment - Illustrative Examples on How to Apply ISO 14044 to Impact Assessment Situations.** Genebra, Suíça, 2012.

ISO - International Organization for Standardization, **ISO/TR 14049:2012 - Environmental Management - Life Cycle Assessment - Illustrative Examples on How to**

Apply ISO 14044 to Goal and Scope Definition and Inventory Analysis. Genebra, Suíça, 2006.

ISO - International Organization for Standardization, ISO/TS 14048:2002 - Environmental Management - Life Cycle Assessment - Data documentation format. Genebra, Suíça, 2006.

LIMA, J. C. F.; RUTKOWSKI, E. W., **Evolução das Abordagens Industriais Ambientais**. "International Workshop Advances in Cleaner Production, Key Elements for a Sustainable World: Energy, Water and Climate Change", São Paulo, Brazil, 20-22 March 2009.

MARIANO, J. B., **Proposta de Metodologia de Avaliação Integrada de Riscos e Impactos Ambientais para Estudos de Avaliação Ambiental Estratégica do Setor de Petróleo e Gás Natural em Áreas Offshore**. Tese de D.Sc., Programa de Planejamento Energético/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2007.

MARTINS, A. A. B.; RABELO, S. K. L.; FREIRE, M. G. M., **Estudo de Caso Aplicado ao Gerenciamento de Resíduos Sólidos em Instalações Marítimas de Produção de Petróleo da Bacia de Campos**. "Revista Perspectivas Online, Volume 5, Número 2, 2008. Disponível em: <www.perspectivaonline.com.br>. Acesso em: Julho de 2012.

MMA (Ministério do Meio Ambiente), **Resolução CONAMA N° 237 de dezembro de 1997**. Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental, Brasília, 1997. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=237>>. Acesso em: Julho de 2012.

MMA (Ministério do Meio Ambiente), **Resolução CONAMA N° 393 de agosto de 2007**. Dispõe sobre o descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural, e dá outras providências., Brasília, 2007. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=541>>. Acesso em: Julho de 2012.

MMS (a) (U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Region). **Gulfwide Emission Inventory Study for the Regional Haze and Ozone Modeling Effort - Final Report**. Carolina do Norte, Estados Unidos, 2007.

MMS (b) (U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Region). **Year 2005 Gulfwide Emission Inventory Study**. Carolina do Norte, Estados Unidos, 2007.

OGP (International Association of Oil & Gas Producers), **Environmental Performance in the E&P Industry, 2010 Data**. OGP Report No. 466 2011. Londres, Reino Unido, 2011.

OGP (International Association of Oil & Gas Producers), **Flaring & venting in the oil & gas exploration & production industry**. An overview of purpose, quantities, issues, practices and trends. OGP Report No. 2.79/288 2000. Londres, Reino Unido, 2000.

OLIVEIRA JÚNIOR, S. de; Van HOMBEECK, M., **Exergy Analysis of Petroleum Separation Processes in Offshore Platforms**. Elsevier, Energy Convers. Mgmt Vol.38, N°:15-17, pp. 1577-1584, 1997. Reino Unido, 1997.

OLIVEIRA, J. A., **Otimização Ambiental de um Sistema de Produção de Petróleo Baseada em Critérios de Produção Mais Limpa – Estudo de Caso**. Dissertação de M.Sc., Departamento de Engenharia Ambiental/ UFBA. Salvador, 2006.

REBITZERET *et al.*, 2004. **Life cycle assessment Part 1: Framework, goal and scope definition, inventory analysis, and applications**. Review article. Environment International. Elsevier, Lausanne, Suíça, 2003.

D.W. Pennington *et al.*, 2003. **Life cycle assessment Part 2: Current impact assessment practice**. Review article. Environment International. Elsevier, Holanda e Suíça, 2003.

PEREIRA, T. V., **Otimização e Operação de Processos Off-Shore de Separação Óleo-Gás**, Monografia de Final de Curso, Escola de Química/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.

PETROBRAS, **Estudo de Impacto Ambiental para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré Sal da Bacia de Santos**. Petrobras, Volume00, Capítulo II.2 Caracterização da Atividade. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <[http://siscom.ibama.gov.br/licenciamento_ambiental/Petroleo/Projetos%20Integrados%20do%20Pr%C3%A9-sal,%20Bacia%20de%20Santos,%20etapa%20I%20\(Revis%C3%A3o%2001\)/EIA_Proj_Int_BS/Item-II-2_Caracterizacao-Atividade.pdf](http://siscom.ibama.gov.br/licenciamento_ambiental/Petroleo/Projetos%20Integrados%20do%20Pr%C3%A9-sal,%20Bacia%20de%20Santos,%20etapa%20I%20(Revis%C3%A3o%2001)/EIA_Proj_Int_BS/Item-II-2_Caracterizacao-Atividade.pdf)>. Acesso em julho de 2012.

PETROBRAS, **Estudo de Impacto Ambiental para Sistema de Produção e Escoamento de Óleo e Gás Natural nos Módulos 3 (P-55) e 4 (P-62) do Campo de Roncador na Bacia de Campos**. Capítulo II.2 Caracterização da Atividade. Rio de Janeiro, 2009. Disponível em:

<http://siscom.ibama.gov.br/licenciamento_ambiental/Petroleo/Sistema%20de%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20C3%93leo%20e%20G%C3%A1s%20-%20Campo%20Roncador%20M%C3%B3dulo%203%20e%20P-55%20-%20Bacia%20de%20Campos/EIA%20RIMA%20P55%20e%20P62/Capitulo%20II/Secao%20II.2/II.2-Characterizacao%20da%20Atividade.pdf>. Acesso em julho de 2012.

PETROBRAS, **Relatório Semestral de Monitoramento da Água Produzida Descartada em Plataformas**. Em atendimento à Resolução CONAMA 393 de 08 de agosto de 2007, referente à FPSO Marlim Sul. Petrobras, Rio de Janeiro, 2008.

PRADO, M. R., **Análise do Inventário do Ciclo de Vida de Embalagens de Vidro, Alumínio e Pet Utilizadas em uma Indústria de Refrigerantes no Brasil**. Tese de D.Sc., Pós-Graduação em Tecnologia de Alimentos, Setor de Tecnologia/ UFPR. Curitiba, 2007,

PRE CONSULTANTS (a) - Product Ecology Consultants, **Introduction into LCA with SimaPRO 7**. Netherlands, 2010.

PRE CONSULTANTS (b) – Product Ecology Consultants, **SimaPro 7 Tutorial**. Netherlands, 2010.

QUEIROZ, V. V., **Avaliação do Ciclo de Vida de uma Peça Automotiva**. Trabalho de Conclusão de Curso, Engenharia Sanitária e Ambiental/ UFSC. Florianópolis, 2011.

REGO, F. C. A., **Estudo do Hidrociclone Cilíndrico de uma Unidade de Flotação Centrífuga com Auxílio de Fluidodinâmica Computacional**. Dissertação de M.Sc., Programa em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2008.

RENO, M. L. G., **Avaliação do Balanço Energético e dos Impactos Ambientais do Processo de Produção do Metanol a partir do Bagaço de Cana-de-Açúcar, Utilizando a ACV**. Tese de Doutorado (Doutorado em Conversão de Energia) - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2011.

SALABERRY, R. R., **Emprego da Avaliação do Ciclo de Vida para Levantamento dos Desempenhos ambientais do Biodiesel de Girassol e do Óleo Diesel**.

Dissertação de M.Sc., Programa de Pós Graduação em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental/ UFRS. Porto Alegre, 2009.

SANT'ANNA, A. A., **Simulação de Processamento de Gás Natural em Plataforma Off-Shore**. Projeto Final de Curso, Escola de Química/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2005.

SILVA, A. L. F. *et al.*, **Processamento Primário de Petróleo**. Universidade Petrobras, Escola de Ciência e Tecnologia E&P. Rio de Janeiro, 2007.

TAKAHASHI, S., **Avaliação Ambiental do Setor de Transporte de Cargas: Comparação de Métodos**. Dissertação de M.Sc., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais/ UTFPR. Curitiba, 2008.

TCEQ (TEXAS COMMISSION ON ENVIRONMENTAL QUALITY), **Offshore Oil and Gas Platform Report, Final Report**. Preparado por Eastern Research Group, Inc., ERG No. 0227.03.025. Carolina do Norte, EUA. 2010.

THOMAS, J. E. *et al.*, **Fundamentos de Engenharia do Petróleo**. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2001.

UNEP - United Nations Environmental Program, **Global Guidance Principles for Lifecycle Assessment Databases, A Basis for Greener Processes and Products**. ISBN: 978-92-807-3174-3. Paris, França, 2001.

UNEP/SETAC Life Cycle Initiative. **Life Cycle Approaches - The road from analysis to practice**. United Nations Publication, Paris, França, 2005.

US EPA - United States Environmental Protection Agency, **Associate Waste Report: Crude Oil Tank Bottoms and Oily Debris**. Office of Solid Waste. Washington, DC, 2000.

US EPA - United States Environmental Protection Agency, **Life Cycle Assessment: Principles And Practice**. National Risk Management Research Laboratory Office of Research and Development, Cincinnati, 2006.

VALT, R. B. G., **Análise do Ciclo de Vida de Embalagens de Pet, de Alumínio e de Vidro para Refrigerantes no Brasil Variando a Taxa de Reciclagem dos Materiais**. Dissertação de M.Sc., Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Área de Concentração em Engenharia de Processos Térmicos e Químicos, Setor de Tecnologia/ UFPR. Curitiba, 2004.

VAZ, J. C., **Síntese de Controle e Análise de Cenários em Plantas *Offshore* de Óleo e Gás**. Dissertação de D.Sc., Escola de Química/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2009.

VLASOPOULOS, N.; BUTLER, D.; MURPHY, R., **Life Cycle Assessment of Wastewater Treatment Technologies Treating Petroleum Process Waters**. Elsevier, Science of the Total Environment 367 (2006) 58 – 7.