



Universidade Federal do Rio de Janeiro

Escola Politécnica & Escola de Química

Programa de Engenharia Ambiental

Ricardo Alves de Souza

ANÁLISE ECONÔMICA DAS EMISSÕES DE CO₂
NA PRODUÇÃO MARÍTIMA DE PETRÓLEO

Rio de Janeiro

2016



UFRJ

Ricardo Alves de Souza

ANÁLISE ECONÔMICA DAS EMISSÕES DE CO₂
NA PRODUÇÃO MARÍTIMA DE PETRÓLEO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Orientador: Professor Eduardo Gonçalves Serra, D.Sc.

Rio de Janeiro

2016

Souza, Ricardo Alves.

ANÁLISE ECONÔMICA DAS EMISSÕES DE CO₂ NA
PRODUÇÃO MARÍTIMA DE PETRÓLEO / Ricardo Alves de Souza.
– 2016.
135 f.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro,
Escola Politécnica e Escola de Química, Programa de Engenharia
Ambiental, Rio de Janeiro, 2016.

Orientador: Eduardo Gonçalves Serra

1. Atividades de E&P. 2. Análise Econômica. 3. Risco Carbono. 4.
Externalidades. I. Serra, Eduardo. II. Universidade Federal do Rio de
Janeiro. Escola Politécnica e Escola de Química. III. Título.



UFRJ

ANÁLISE ECONÔMICA DAS EMISSÕES DE CO₂ NA PRODUÇÃO MARÍTIMA DE PETRÓLEO

Ricardo Alves de Souza

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Aprovado pela Banca:

Presidente, Prof. Eduardo Gonçalves Serra, D.Sc, UFRJ

Prof. Suzana Borschiver, D.Sc, UFRJ

Prof. Claudia Rosário do Vaz Morgado, D.Sc, UFRJ

Luís Fernando Pfeil Gomes Pereira, D.Sc, UFRJ

Rio de Janeiro
2016

A Patrícia e Catarina.

Aos meus pais, pelas plenas condições que me deram para estudar.

Ao ensino público brasileiro, a quem devo a minha formação acadêmica.

A empresa para a qual trabalho, pela minha liberação e incentivo à qualificação profissional.

Ao PEA, pela compreensão e boa vontade em ajudar mestrandos atolados em trabalho.

Ao meu orientador, pelas intervenções precisas.

Aos meus colegas de trabalho, pela simulação de banca “aniquiladora”.

Aos membros da banca examinadora desta dissertação, pelas críticas construtivas.

A minha esposa, pelo apoio e compreensão nos momentos cruciais.

A todos, sem vocês esta página, e as seguintes, estariam em branco.

Meu mais profundo agradecimento.

“Benchmarks são uma perda de tempo para os gerentes que já entendem o que são as estratégias para atingir a eficiência máxima em sua empresa... Hoje, nosso conselho sincero para empresas eficientes é simples: danem-se os concorrentes; exerça a competição com perfeição, identificando e eliminando todas as atividades que são ‘muda’ (palavra do japonês que significa desperdício).”

(James Womack e Daniel Jones, no livro Lean Thinking)

RESUMO

SOUZA, Ricardo Alves. Análise econômica das emissões de CO₂ na produção marítima de petróleo. Rio de Janeiro, 2016. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

Desde a revolução industrial a economia mundial ancora suas bases de desenvolvimento na disponibilidade de recursos energéticos não renováveis, ou seja, em combustíveis fósseis. As emissões de gases de efeito estufa provenientes da extração e uso destes combustíveis são um caso emblemático e significativo de externalidade negativa cuja ausência de custos sociais no sistema de preços é apontada como a maior falha atual de mercado. Com o aumento da preocupação da sociedade sobre as mudanças climáticas, além das pressões regulatórias e sociais, outras pressões externas têm sido adicionalmente impostas sobre as empresas por fornecedores, compradores, concorrentes e – sobretudo no caso da indústria petrolífera – por acionistas, investidores e consumidores. Esta dissertação tem como objetivo avaliar o impacto da incorporação da variável ambiental na análise econômica empresarial de projetos de investimento em produção marítima de petróleo. Para isto estudou-se a exploração de um campo petrolífero marginal confrontando-se uma rota *business as usual* de desenvolvimento com queima de gás natural em tocha contra uma rota de “baixo carbono” com aproveitamento do gás natural evitando a sua queima, considerando adicionalmente dois cenários macroeconômicos distintos em relação aos níveis e incentivos de carbonização da economia global. Ao considerar os custos e benefícios ao longo de todo o ciclo de vida do projeto, este trabalho demonstra que a economicidade do projeto, ao adotar tecnologia mais limpa de processamento do gás natural associado em relação à emissão de CO₂, pode ser favorecida em termos de valor, lucratividade e liquidez, sobretudo em contextos econômicos adversos (taxação de carbono e baixa no preço do petróleo). A dissertação corrobora ainda que, sob a lógica estritamente empresarial, processos industriais que geram poluição implicam em mais custos e, portanto, menor economicidade a longo prazo. Desta forma, a incorporação da sustentabilidade na concepção de projetos é mais que recomendável independentemente de exigências regulatórias.

Palavras-chave: petróleo, análise econômica, risco carbono, externalidades, tecnologias mais limpas.

ABSTRACT

SOUZA, Ricardo Alves. Economic analysis of CO₂ in oil and gas offshore production. Rio de Janeiro, 2016. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

The worldwide economy development has been based on fossil fuels since the industrial revolution. The greenhouse gases emissions from fossil fuels extraction and use are an emblematic negative externality which lack of social costs is the biggest market fail. Besides legal compliance, the concerns about climate change have induced additional pressure on companies from suppliers, concurrents and – especially for oil and gas industry – investors and consumers. This research aims to verify the impact of environmental issue on corporate economic analysis of offshore petroleum production. To reach this goal it was studied a business as usual route against a low carbon route regarding to natural gas processing in terms of CO₂ emissions for an offshore oil and natural gas production located at remote areas considering in additional two economic macro scenarios regarding to carbonization level. The results show that, once environmental benefits and costs are considered during all life-cycle, economic indicators can be improved in terms of value, profitability and liquidity from adoption of cleaner technology related to flaring avoided, especially in adverse economic conditions (carbon tax and low oil price). This research recognizes that industrial process that harm and waste are less economic and therefore more costly in the long run in a corporate perspective of view. Environmental protection should not be carried out legislative fiats.

Keyword: oil industry, economic analysis, carbon risk, externality, cleaner technology.

práticas exploração temperatura externalidades
custos ambiental econômica marítima
análise queima óleo energia produção
equipamentos processamento global
gás preços empresas regiões econômico
emissão países crescimento gases potencial
empresa cenários econômicos necessidade clima mercados
sociedade presente efeito taxa impacto maior processos
recursos sustentável século estufa geração redução poluição
combustíveis preço sistema benefícios
capacidade tocha bens carbono uso produtos
menos capital tempo serviços relação riscos mundo climática
sociais CO2 baixo tecnologia metano meio mudança
economia E&P campo valor decisão naturais ambiente
natural eficiência projeto tecnologias processo
além mercado geral
mudanças petróleo projetos água
principais emissões climáticas desenvolvimento
indústria investimentos aproveitamento

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2	OBJETIVO	2
1.3	HIPÓTESE DA PESQUISA	3
1.4	METODOLOGIA	3
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	4
2	MEIO AMBIENTE E ECONOMIA	6
2.1	MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO	6
2.2	ECONOMIA DO MEIO AMBIENTE	8
2.2.1	Externalidades	12
2.2.2	Sustentabilidade	13
2.3	AMBIENTALISMO EMPRESARIAL	15
2.3.1	Ecoeficiência	18
2.3.2	Determinantes do investimento ambiental e inovação	19
2.3.3	Tecnologias ambientais	24
2.4	ANÁLISE ECONÔMICA	25
2.4.1	Viés público <i>versus</i> privado	25
2.4.2	Análise econômica empresarial de oportunidades de investimento	27
3	INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS	32
3.1	O PETRÓLEO	32
3.1.1	Cadeia de Petróleo	35
3.2	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	40
3.3	POTENCIAIS IMPACTOS AMBIENTAIS	51
3.3.1	Emissão de gases de efeito estufa na produção de petróleo	55
3.4	GERENCIAMENTO AMBIENTAL	60
3.4.1	Boas práticas para o gerenciamento de gases de efeito estufa	63
4	RISCO CARBONO	67
4.1	MUDANÇAS CLIMÁTICAS	67
4.2	EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA	76
4.3	PRECIFICAÇÃO DE CARBONO	80
4.4	AMEAÇAS E OPORTUNIDADES PARA O SETOR PRIVADO	86
4.5	POSICIONAMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA FRENTE AO RISCO CARBONO	89
5	INCORPORAÇÃO DE CUSTOS E BENEFÍCIOS DO CO2 NA ANÁLISE ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	91
5.1	ANÁLISE DO RISCO CARBONO SOB A ÓTICA DA DINÂMICA DE SISTEMAS	91
5.2	MONETIZAÇÃO DO GÁS NATURAL	95
5.3	ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA	97
5.4	ANÁLISE ECONÔMICA	100
6	CONCLUSÃO	110
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	
	ANEXO	

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Abrangência do conceito de ambiente e termos correlatos	7
Figura 2.2	Diagrama de fluxo circular	10
Figura 2.3	Modelo de balanço de materiais	11
Figura 2.4	Evolução histórica do ambientalismo corporativo	16
Figura 2.5	Evolução do posicionamento empresarial em relação à poluição industrial	17
Figura 2.6	Estágios evolutivos da gestão ambiental nas empresas	17
Figura 2.7	As duas razões mais importantes para investimento em sustentabilidade	21
Figura 2.8	Formas de melhoria da eficiência das empresas	22
Figura 2.9	Impacto das inovações nas indústrias extrativistas	23
Figura 2.10	Fluxo de Caixa de projeto de investimento de capital	28
Figura 2.11	Comparação hipotética entre análises financeira e econômica	31
Figura 3.1	Exemplos de alguns compostos usuais no petróleo	34
Figura 3.2	Cadeia da indústria de petróleo	36
Figura 3.3	Fluxograma geral de processamento primário de petróleo	38
Figura 3.4	Movimentação diária de petróleo por transporte marítimo	40
Figura 3.5	Evolução da produção mundial terrestre e marítima de petróleo	43
Figura 3.6	Cartograma da produção de petróleo, segundo regiões geográficas (milhões barris/dia)	44
Figura 3.7	Histórico de preços do petróleo e ocorrência de eventos mundiais	44
Figura 3.8	Produção marítima de petróleo no mundo	45
Figura 3.9	Tipos de plataforma marítima de produção de petróleo	46
Figura 3.10	Instalação de plataformas flutuantes de produção de petróleo	47
Figura 3.11	Ilustração do convés principal de uma plataforma tipo FPSO	49
Figura 3.12	Diagrama de processo típico de uma planta de óleo e gás marítima	51
Figura 3.13	Principais impactos ambientais das atividades de produção marítima de petróleo e gás.	53
Figura 3.14	Intensidade de emissão de gases de efeito estufa (2010-2014)	56
Figura 3.15	Intensidade de emissão de gases de efeito estufa por regiões do mundo	56
Figura 3.16	Queimas de gás em tocha em campos petrolíferos ao redor do mundo	57
Figura 3.17	Histórico de queima de gás natural em tocha nos vinte principais países	58
Figura 3.18	Exemplos de queima de gás natural em tocha nas atividades de E&P	58
Figura 3.19	Intensidade de queima de gás natural em tocha (2010-2014)	59
Figura 3.20	Queima de gás natural em atividades de E&P no Brasil	60
Figura 3.21	Exemplos de guias para o gerenciamento ambiental das atividades de E&P	62
Figura 3.22	Avaliação da favorabilidade das alternativas de aproveitamento de gás	66
Figura 4.1	Mecanismo de efeito estufa	68
Figura 4.2	Múltiplos indicadores observados da mudança de clima global	70
Figura 4.3	Impactos das mudanças climáticas	71
Figura 4.4	Perspectiva global sobre os riscos relacionados ao clima	72

Figura 4.5	Emissão total de gases de efeito estufa no período 1970-2010	77
Figura 4.6	Emissão de CO ₂ relacionada ao uso de combustíveis fósseis	78
Figura 4.7	Potencial de abatimento de emissões de CO ₂ no uso de combustíveis fósseis	78
Figura 4.8	Emissões de gases de efeito estufa no Brasil, por setor (em CO _{2eq})	79
Figura 4.9	Emissões de CO ₂ estimadas para a indústria de petróleo e gás no Brasil	80
Figura 4.10	Evolução das iniciativas de precificação de carbono no mundo	83
Figura 4.11	Preços de carbono praticados no mundo (mercados e taxações)	84
Figura 4.12	Preço de carbono (US\$ por tonelada de CO _{2eq}) projetado para regiões e cenários no mundo	85
Figura 4.13	Preço médio interno da tonelada de carbono adotado por empresas	86
Figura 4.14	Riscos e oportunidades associados à mudança do clima	88
Figura 4.15	Qualidade da transparência sobre risco carbono da indústria de óleo e gás	90
Figura 5.1	Diagrama de enlace causal para o problema do risco carbono	92
Figura 5.2	Ciclo de Reforço contrabalanceado por feedbacks negativos oriundos de políticas públicas ambientais	93
Figura 5.3	Ciclos negativos sobre financiamentos	94
Figura 5.4	Custo de investimento contrabalanceado por custo operacional na adoção de práticas de investimento em eficiência energética	95
Figura 5.5	Diagrama de fluxo de processo GTL via rota Fischer-Tropsch	97
Figura 5.6	Tipos de abordagens para determinação das emissões de gases de efeito estufa	98
Figura 5.7	Fatores de emissão publicados pelo IPCC para emissões fugitivas oriundas da produção de petróleo	98
Figura 5.8	Curva de produção de óleo e gás natural	101
Figura 5.9	Custos e benefícios por opção e por cenário	106
Figura 5.10	Efeitos da taxação de carbono na alternativa “BAU”	107
Figura 5.11	Análise de sensibilidade do VPL incremental	108
Figura 5.12	Análise de sensibilidade do tempo de retorno	109

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1	Classificação de projetos sob o viés público e privado	26
Quadro 3.1	Exemplos de fontes de emissão atmosféricas em atividades petrolíferas	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Resumo dos principais indicadores econômicos para projetos de investimento	30
Tabela 5.1	Curvas de produção de óleo e gás natural	100
Tabela 5.2	Volume de gás natural queimado em tocha e respectiva emissão de CO ₂	104
Tabela 5.3	Indicadores econômicos das alternativas estudadas	106

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A indústria petrolífera é notoriamente conhecida pelo seu potencial de causar danos ambientais a partir de vazamentos de óleo, conforme atestam os acidentes envolvendo, por exemplo, o petroleiro Exxon Valdez, no Alasca em 1988, e a plataforma de perfuração *Deepwater Horizon*, no Golfo do México em 2010.

No entanto, inerentemente a qualquer atividade antrópica (industrial ou não), todo o ciclo de vida dos empreendimentos ao longo da cadeia desta indústria pode interferir nos processos naturais e socioeconômicos associados, mesmo sem a indesejável ocorrência de acidentes.

Nesse sentido, os danos causados à sociedade e a biodiversidade a partir da geração de expectativas, uso e ocupação do espaço marítimo, uso de recursos naturais e emissão de poluentes atmosféricos e descarte de efluentes, por exemplo, representam um custo social – uma externalidade negativa – e, em última instância, um risco potencial ao negócio da indústria. Contribui ainda para este cenário a má aplicação, pelo poder público, dos royalties gerados por esta atividade.

De fato, esta indústria já está marcada no Brasil por casos em que os impactos ambientais não foram adequadamente considerados nos processos de tomada de decisão – tanto na esfera pública quanto privada – culminando com a rejeição, por parte da sociedade (representada pelo órgão regulador ambiental competente), de projetos tais como a atividade de sísmica no bloco exploratório BM-ES-20 (da empresa Newfield) e da atividade de perfuração no bloco BM-CAL-4 (da empresa El Paso), concebidos para serem implantados em áreas ambientalmente sensíveis (IBAMA, 2011).

A quantificação dessas externalidades negativas pode ser feita a partir de soluções *pigouvianas*¹ ou de outros instrumentos econômicos (MAY, 2010). Na

¹ Segundo a abordagem *pigouviana*, o dano causado pela poluição é um custo social, uma externalidade negativa, resultante do fato de um agente econômico, pela sua atividade, gerar um custo pelo qual outro agente tem que

ausência dos mesmos, sob a perspectiva privada da indústria, tais custos externos podem parecer irrelevantes, afinal, não haveria obrigatoriedade de seu pagamento.

Na prática, observa-se que as principais motivações das empresas, incluindo as do setor de petróleo, para a realização de investimentos ambientais tem sido o atendimento a requisitos legais bem como a busca de melhoria da imagem (CNI, 2015).

Contudo, os investimentos ambientais não deveriam ser realizados apenas por razões de caridade, altruísmo ou por obrigação legal. Sob a lógica empresarial, processos industriais que geram poluição implicam, por definição, em mais custos e, portanto, menor economicidade a longo prazo (HAWKEN, 1993).

Nesse sentido, para uma tomada de decisão empresarial mais racional, a quantificação de custos externos em termos monetários fornece um senso direto do valor dos potenciais danos causados – e, portanto, da responsabilidade envolvida – por uma determinada decisão na mesma medida que a empresa adota para avaliar a sua performance. Uma vez que a empresa esteja ciente dos possíveis custos e responsabilidades futuros, sabendo que a sociedade pode resolver, em algum dia, exigir a internalização de tais custos, os riscos ao seu negócio podem ser antecipados e minimizados (HARDISTY, 2010).

1.2 OBJETIVO

O objetivo geral desta dissertação é verificar a viabilidade da incorporação da variável ambiental na análise econômica de projetos de produção marítima de petróleo.

Para isso, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Levantamento da problemática envolvendo as mudanças climáticas associadas ao aumento da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera considerando os custos sociais e oportunidades e ameaças;
- Caracterização da indústria petrolífera e os aspectos ambientais associados à emissão de CO₂ na produção marítima de óleo e gás natural;

pagar. A correção deste problema pode ser feita mediante a imposição, pelo Estado, de um tributo incidente sobre a emissão de poluentes daquele agente econômico.

- Avaliação do impacto dos custos e benefícios associados ao uso de tecnologia mais limpa em termos de emissão de CO₂ na economicidade de um investimento em produção marítima de petróleo.

1.3 HIPÓTESE DA PESQUISA

As seguintes hipóteses foram estudadas nesta pesquisa:

Hipótese 1 – *As externalidades associadas às emissões de CO₂ nas atividades de produção marítima de petróleo e gás natural são relevantes.*

Hipótese 2 – *A economicidade de projetos de produção marítima de petróleo e gás natural pode ser favorecida pela adoção de tecnologias limpas e ecoeficientes quanto às emissões de CO₂.*

1.4 METODOLOGIA

A metodologia empregada nesta pesquisa foi baseada nos seguintes procedimentos:

- Pesquisa bibliográfica sobre o tema em artigos científicos, livros, teses e dissertações a partir das bases do SCOPUS, do Portal de Periódicos da UFRJ e da Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações (BDTD);
- Levantamento de dados técnicos em publicações especializadas da indústria e de instituições financeiras;
- Estudo de caso de internalização de custos e benefícios ambientais na análise econômica de projeto de investimento na indústria do petróleo, considerando rota tecnológica típica e alternativa ecoeficiente frente a diferentes cenários macroeconômicos.

Dentre os aspectos possíveis de análise para este trabalho (biodiversidade, uso de água doce, efluentes, etc.), optou-se por estudar aqueles envolvendo as emissões de CO₂ dada a criticidade atual do tema envolvendo mudanças climáticas e a falha de mercado associada à ausência dos respectivos custos sociais no sistema de preços, bem como as ameaças e oportunidades para as diversas atividades econômicas vulneráveis.

Nesse sentido, foi considerado o contexto futuro de uma economia global baseada em baixa emissão de carbono, eficiente no uso dos recursos e socialmente inclusiva, aonde se observa a indústria de óleo e gás como um dos setores econômicos mais vulneráveis e com inexorável perda de preponderância, ainda que pese a incerteza quanto a natureza e escala das futuras mudanças.

Considerando toda a cadeia da indústria de petróleo, a atividade de produção marítima foi escolhida como foco desta pesquisa considerando a sua relevância em termos de tendência de intensificação e de evolução histórica de emissão de CO₂ oriunda da queima de gás natural e o respectivo potencial de otimização.

Diante da polêmica entre a origem antropogênica ou natural dos gases de efeito estufa, influenciando na tendência de aquecimento ou resfriamento da Terra, esta pesquisa considerou como premissas as conclusões do último relatório do Painel Intergovernamental para Mudanças Climáticas (IPCC, 2014) da ONU.

Finalmente, para a definição do recorte desta pesquisa, procurou-se também ponderar a maior disponibilidade e publicidade de dados econômicos correlatos que permitissem contribuir para o alcance dos objetivos.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo introdutório, esta dissertação está estruturada em capítulos da seguinte forma:

Capítulo 2 – embasamento teórico sobre meio ambiente e economia;

Capítulo 3 – caracterização da indústria petrolífera com foco nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, os seus principais impactos ambientais e as boas práticas para o gerenciamento das emissões de CO₂;

Capítulo 4 – problemática envolvendo as mudanças climáticas, as emissões de CO₂, mecanismos de internalização dos custos sociais e o posicionamento da indústria de óleo e gás frente a este risco considerando oportunidades e ameaças;

Capítulo 5 – estudo de caso sobre a incorporação de custos e benefícios envolvendo o gerenciamento das emissões de CO₂ na análise econômica de projetos de investimento em produção marítima de petróleo.

Capítulo 6 – considerações finais e conclusão, incluindo a proposição de melhorias futuras, a partir dos resultados encontrados frente aos objetivos propostos.

2 ECONOMIA E MEIO AMBIENTE

O objetivo deste capítulo é apresentar um embasamento teórico necessário sobre os conceitos das ciências ambientais e econômicas úteis para esta dissertação, além de caracterizar, sob o viés privado, a compatibilidade entre desenvolvimento e proteção ambiental.

2.1 MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO

Embora existam várias interpretações para o conceito de “meio ambiente”, pois são muitos autores que vêm abordando este assunto com enfoques científicos diferentes, há uma concordância unânime quanto ao significado e à amplitude do termo: sua abrangência e interdisciplinaridade.

Nesse sentido, Gilpin (1976) define meio ambiente como “todo o meio exterior ao organismo que afeta o seu integral desenvolvimento”. Esse meio exterior inclui os fatores abióticos (não vivos) da terra: água, atmosfera, clima, sons, odores e gostos; os fatores bióticos dos animais, plantas, bactérias e vírus; os fatores sociais de estética e os fatores culturais e psicológicos. O caráter de integração e interdisciplinaridade dá ao meio ambiente uma imagem totalista, sistêmica e abrangente.

Sánchez (2006) apresenta uma síntese de diferentes acepções do ambiente e de termos descritivos de diferentes elementos, compartimentos ou funções, conforme mostrado na Figura 2.1.

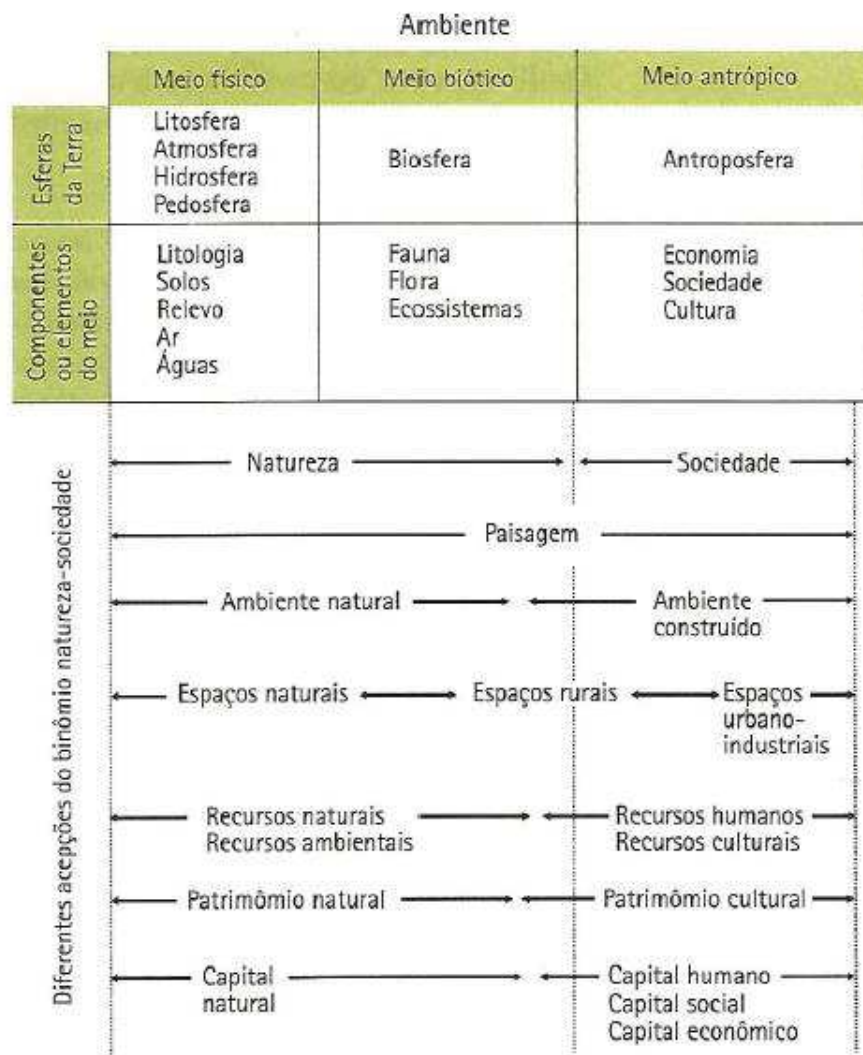


Figura 2.1 – Abrangência do conceito de ambiente e termos correlatos

Fonte: Sánchez, 2006.

Para Theys (1993 *apud* SÁNCHEZ, 2006), que examinou várias classificações, tipologias e definições, há três diferentes maneiras de conceituar “meio ambiente”: uma concepção objetiva, uma subjetiva e outra tecnocêntrica.

Na concepção objetiva, ambiente pode ser descrito como uma coleção de objetos naturais em diferentes escalas (do pontual ao global) e níveis de organização

(do organismo à biosfera), e as relações entre eles (ciclos, fluxos, redes e cadeias tróficas²).

A concepção subjetiva encara o ambiente como “um sistema de relações entre o homem e o meio, entre sujeitos e objetos”. Essas relações entre os sujeitos (indivíduos, grupos, sociedades) e os objetos (fauna, flora, água, ar, etc) que constituem o ambiente implicam necessariamente relações entre esses sujeitos a respeito das regras de apropriação dos objetos do ambiente, transformando-os em objetos de conflito, e o ambiente, em um campo de conflitos.

A relação das sociedades contemporâneas com seu ambiente é mediada pelo emprego de técnicas cada vez mais sofisticadas, a ponto de muitas vezes diluir a própria noção de ambiente como um elemento distante ou virtual. Na prática, Sánchez (2006) ressalta que a sociedade moderna não tem outra opção a não ser gerir o meio ambiente, ou seja, ordenar e reordenar constantemente a relação entre a sociedade e o mundo natural.

Apesar de estar sobre a Terra há cerca de 2 a 3 milhões de anos, vivendo em equilíbrio com outras formas de vida, apenas nos últimos 200 anos com o advento da Revolução Industrial o ser humano começa a afetar o meio ambiente global de forma significativa, e apenas nos últimos 40 anos esse impacto se tornou, de fato, grave ao planeta a partir da emissão de efluentes, geração de resíduos, perda de biodiversidade, etc.

Corson (1996) detalha a relação intrínseca entre degradação ambiental e pobreza. Populações em crescimento tornadas pobres através de programas econômicos mal formulados e inadequados são forçadas a usar em excesso e degradar os recursos, a fim de garantir a sobrevivência, de modo que os recursos danificados não suportarão por muito tempo o crescimento econômico. Historicamente, tal fato bloqueou o potencial de desenvolvimento de muitas sociedades e reduziu sua estabilidade.

Em resposta à preocupação acerca do crescente impacto da atividade humana sobre os recursos naturais do planeta, foi criada, no final de 1983, pelo Programa de Meio Ambiente das Nações Unidas, a Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e

² Cadeia trófica, ou cadeia alimentar, pode ser definida como uma sequência linear da transferência de matéria e energia em um ecossistema que se inicia por um produtor e finaliza-se em um decompositor.

Desenvolvimento, tendo como objetivo reexaminar os problemas críticos do meio ambiente e desenvolvimento do planeta e formular propostas realistas para solucioná-los.

É nesse contexto que surge o intenso debate internacional sobre o sentido dos vocábulos “desenvolvimento” e “crescimento econômico”.

De fato, até o início dos anos 1950, não se observa a necessidade de distinguir desenvolvimento de crescimento econômico, pois as poucas nações desenvolvidas eram as que se haviam tornado ricas pela industrialização. De outro lado, os países que haviam permanecido subdesenvolvidos eram os pobres, nos quais o processo de industrialização era incipiente ou nem havia começado. Todavia, foram surgindo evidências de que o intenso crescimento econômico ocorrido durante a década de 1950 em diversos países semi-industrializados não se traduziu necessariamente em maior acesso de populações pobres a bens materiais e culturais, como ocorrera nos países desenvolvidos (VEIGA, 2010).

Para Veiga (2010), crescimento é um fator importante para o desenvolvimento ressaltando que no crescimento a mudança é quantitativa, enquanto no desenvolvimento ela é qualitativa. O autor defende um caminho do meio, entre a miopia que reduz o desenvolvimento ao crescimento, e o derrotismo que o descarta como inexequível. O termo desenvolvimento vai desde a proteção dos direitos humanos até o aprofundamento da democracia, passando pela defesa do acesso equitativo ao emprego, escolas, hospitais, justiça, segurança e a outros serviços básicos.

2.2 ECONOMIA DO MEIO AMBIENTE

O economista Paul Samuelson (1915-2009) definiu economia como o “estudo da forma como homens decidem empregar recursos produtivos escassos, que podem ter aplicações alternativas, para produzir diversas mercadorias, ao longo do tempo, distribuí-las para consumo, agora e no futuro, por pessoas e grupos da sociedade”.

A Figura 2.2 apresenta o clássico diagrama de fluxo circular numa economia de mercado demonstrando como circulam produtos, insumos e dinheiro entre empresas e famílias em mercados de fatores de produção e de bens e serviços.

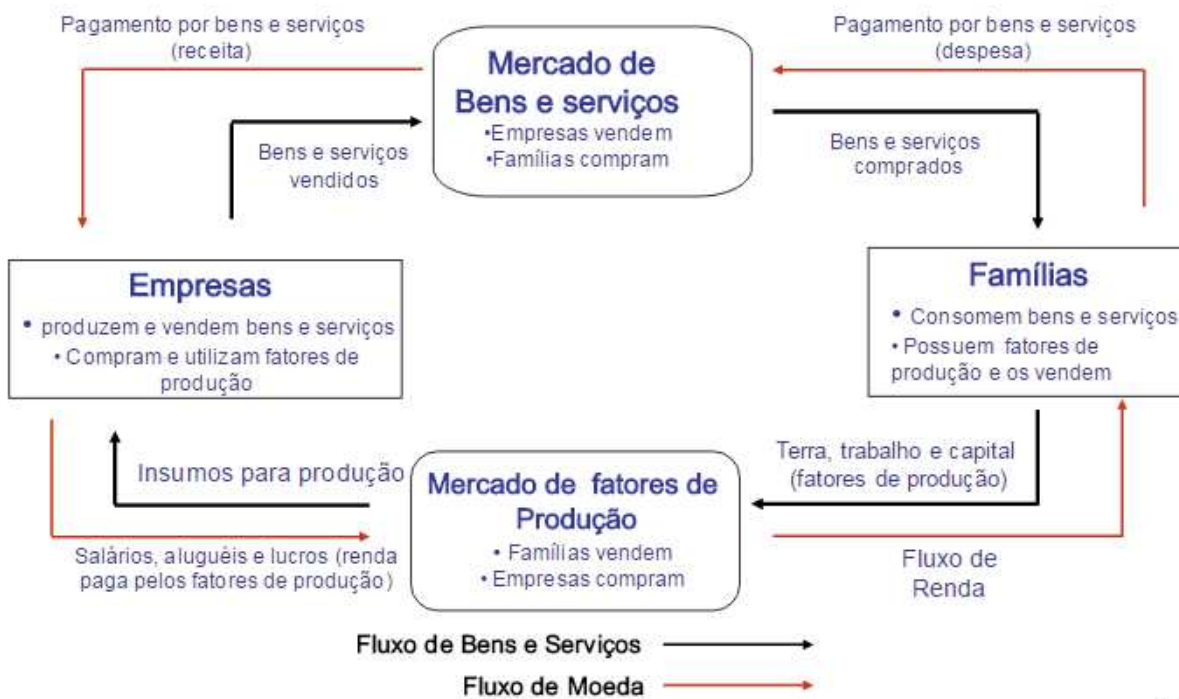


Figura 2.2 – Diagrama modelo de fluxo circular

Fonte: adaptado de May (2010)

As empresas produzem bens e serviços usando insumos classificados como trabalho, recursos naturais e capital (físico, humano e empresarial), os chamados fatores de produção. As famílias consomem todos os bens e serviços produzidos pelas empresas. Compram das empresas nos mercados de bens e serviços. E nos mercados de fatores são vendidos os insumos, comprados pelas empresas, necessários à produção. O circuito interno do diagrama da Figura 2.2 mostra os fatores fluindo das famílias para as empresas, e os bens e serviços fluindo das empresas para as famílias. O circuito externo mostra o fluxo monetário.

Dentro do debate da economia do meio ambiente, uma primeira corrente considera que os recursos naturais não representam um limite absoluto à expansão da economia. Num primeiro momento, os recursos naturais sequer eram considerados na análise da realidade econômica. Mas com o tempo, os recursos naturais passaram

a ser incluídos, porém, num contexto de substitubilidade perfeita entre os fatores de produção tendo como premissa que o sistema econômico é suficientemente grande para que a indisponibilidade de recursos naturais se torne uma restrição à sua expansão, mas uma restrição apenas relativa, superável indefinidamente pelo progresso científico e tecnológico. Trata-se de uma concepção conhecida pelo conceito de “sustentabilidade fraca” e representada pela Economia Ambiental (MAY, 2010).

A segunda corrente, representada pela Economia Ecológica, vê o sistema econômico como um subsistema de um todo maior que o contém impondo uma restrição absoluta à sua expansão, ou seja, não é possível a superação indefinida dos limites ambientais globais. Trata-se de uma concepção conhecida como “sustentabilidade forte” na qual a sustentabilidade do sistema econômico não é possível sem estabilização dos níveis de consumo *per capita* de acordo com a capacidade de carga do planeta (MAY, 2010).

Do ponto de vista da Economia Ecológica, a Figura 2.2 apresenta uma visão falsa da economia ao tratá-la como um sistema isolado no qual nada entra e do qual nada sai, e fora do qual não há nada. Desconsidera, por exemplo, a entrada de formas de matéria e energia bem como a liberação de resíduos de volta ao meio ambiente, conforme ilustrado na Figura 2.3.

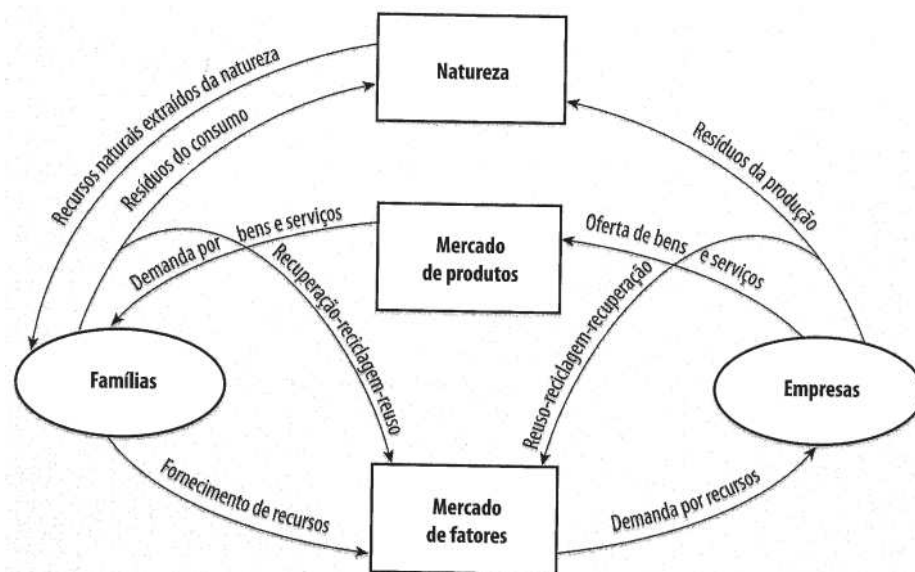


Figura 2.3 – Modelo de balanço de materiais

Fonte: Thomas (2010).

Pela Economia Ambiental, a ampliação indefinida dos limites ambientais ao crescimento econômico se daria por meio de mecanismos de mercado que, no caso dos bens ambientais transacionados (insumos materiais e energéticos), se traduziria na elevação do preço de um bem diante de sua escassez, induzindo inovações que permitiriam substituí-lo por outro recurso mais abundante.

Porém, tais mecanismos de mercado falham no caso de serviços ambientais não transacionados (exemplo: ar, água, ciclos biogeoquímicos, capacidade de suporte dos ambientes, etc.) devido à natureza pública.

2.2.1 Externalidades

Outra falha de mercado refere-se ao custo social associado ao dano causado pela poluição resultante de um agente econômico cuja atividade gera um custo pelo qual outro agente tem que pagar. Trata-se das chamadas *externalidades negativas* e, neste caso, o mercado é ineficiente porque pessoas que tomam decisões a respeito de quanto produzir ou consumir ignoram os custos que impõem aos outros.

Externalidades negativas (custos externos) deveriam ter preços negativos por significarem perda de utilidade. Exemplos de externalidades negativas são inúmeros, principalmente aqueles de cunho ambiental. Um exemplo seria a degradação ou a exaustão de recursos ambientais decorrentes das atividades de produção e consumo de certos bens que prejudicam a saúde humana e a produção de outros bens que também destroem a fauna e flora. Por outro lado, externalidades positivas (benefícios externos) deveriam ter preços positivos por representarem benefícios não apropriadamente pagos. Por exemplo, uma empresa desenvolve um método de produção ou administração de baixo custo que é absorvido gratuitamente por outra empresa. Ou quando um fazendeiro preserva uma área florestal que favorece gratuitamente a proteção do solo de outros fazendeiros (MOTTA, 1997).

As emissões de CO₂ são um caso emblemático de externalidade negativa. Na realidade, considerando que tal emissão é barata, gratuita, ou até subsidiada, Stern

(2006) aponta que a ausência dos custos sociais do aquecimento global nos preços é a maior falha de mercado jamais vista.

A correção das falhas de mercado decorrentes do caráter público da maior parte dos serviços ambientais poderia ser feita através da criação das condições para o livre funcionamento dos mecanismos de mercado, quais sejam: i) eliminação do caráter público dos bens e serviços por meio da definição de direitos de propriedade sobre eles; ii) valoração econômica da degradação destes bens; e iii) imposição desses valores pelo Estado por meio de taxas (taxação pigouviana).

A importância da valoração ambiental decorre não só da necessidade de dimensionar impactos ambientais, internalizando-os à economia, mas também da necessidade de evidenciar custos e benefícios decorrentes da expansão da atividade humana. Porém, cabe apontar que a internalização desses custos esbarra em dificuldades técnicas de valorar processos ecológicos incertos e heterogêneos, além das dificuldades de identificar as fontes de legitimidade para fundamentar os valores econômicos de tais processos e fazê-los valer nos mecanismos decisórios ou no mercado (MATTOS, 2004).

Enquanto a precificação pelo custo total continuar a ser adiada, os custos socioambientais continuarão excluídos do mecanismo de formação de preços. Em consequência os recursos naturais continuarão a sofrer os impactos do uso excessivo, de exaustão ou de poluição.

2.2.2 Sustentabilidade

Sustentável é o que pode ser mantido. Em ecologia pode-se dizer que todo ecossistema tem algum grau de sustentabilidade ou resiliência, que pode ser entendido como a capacidade do ecossistema de enfrentar perturbações externas sem comprometer suas funções.

Pelo lado da economia, a preocupação com a sustentabilidade surge da discussão de como sustentar o crescimento no longo prazo, dado que a função de produção além do capital incorpora agora também os recursos naturais (MAY, 2010).

Na década de 1970, a Economia se debruça de forma significativa sobre as relações entre desenvolvimento e meio ambiente, em resultado da publicação, em 1972, do Relatório do Clube de Roma, denominado Limites do Crescimento, e da Declaração sobre Meio ambiente aprovada no mesmo ano, na Conferência de Estocolmo.

Em 1987, o Relatório da Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, denominado “Nosso Futuro Comum”, dissemina a expressão desenvolvimento ecologicamente sustentado, que define o desenvolvimento sustentável como aquele que responde a necessidade do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras de responder às suas necessidades, a partir de três vertentes principais: crescimento econômico, equidade social e equilíbrio ecológico.

A harmonização de objetivos sociais, ambientais e econômicos, primeiro chamada de codesenvolvimento, e depois de desenvolvimento sustentável, não se alterou significativamente desde a década de 1970 formando um verdadeiro tripé para os objetivos da sustentabilidade: 1) preservação do potencial da natureza para a produção de recursos renováveis; 2) limitação do uso de recursos não renováveis; 3) respeito e realce para a capacidade de autodepuração dos ecossistemas naturais (VEIGA, 2010).

Segundo Sachs (2004), a sustentabilidade é baseada no duplo imperativo ético de solidariedade sincrônica com a geração atual e de solidariedade diacrônica com as gerações futuras, que impele ainda a buscar soluções triplamente vencedoras (em termos sociais, econômicos e ecológicos), eliminando o crescimento selvagem obtido ao custo de elevadas externalidades negativas, tanto sociais quanto ambientais.

Para Hardisty (2010), um projeto é sustentável a longo prazo somente se retornar mais benefícios do que custos durante todo o seu ciclo de vida, considerados todos os fatores econômicos, ambientais e sociais, e dada uma taxa de desconto socialmente aceitável.

2.3 AMBIENTALISMO EMPRESARIAL

As primeiras indústrias surgiram em uma época em que os problemas eram de pequena expressão, em virtude das reduzidas escalas de produção e das populações comparativamente menores e pouco concentradas. As exigências ambientais eram poucas e a fumaça das chaminés era um símbolo de progresso, apregoada orgulhosamente na propaganda de diversas indústrias (DONAIRE, 2008).

O nível crescente de exigências a partir do agravamento dos problemas ambientais, orientou a resposta das indústrias em três fases, segundo Donaire (2008): 1) controle ambiental nas saídas do processo (instalação de equipamentos de controle da poluição) mantendo a estrutura produtiva existente; 2) integração do controle ambiental nas práticas e processos industriais (prevenção da poluição); e 3) integração do controle ambiental na gestão administrativa (projetando-a nas mais altas esferas de decisão tornando-se, enfim, um valor da empresa explicitado publicamente como um dos objetivos principais a ser seguido).

Estudando a evolução das indústrias química e petrolífera entre 1960 e 1993 para entender como essas indústrias moveram-se da reatividade para a proatividade ao ambientalismo, Hoffman (1999) identificou quatros períodos distintos no ambientalismo corporativo (Figura 2.4): 1) *ambientalismo industrial* (1962-1970), que focava sobre a resolução interna de problemas como um adjunto para a área de operações; 2) *ambientalismo regulatório* (1971-1982), cujo foco era sobre a conformidade com as regulamentações, dada a imposição externa de novas leis ambientais cada vez mais rigorosas; 3) *ambientalismo como responsabilidade social* (1983-1988), cujo foco era sobre a redução da poluição e minimização de resíduos dirigidos externamente por associações de indústrias e iniciativas voluntárias; e 4) *ambientalismo estratégico* (1989-1993), que focava na integração de estratégias ambientais proativas a partir da administração superior. O autor conclui que o desenvolvimento do ambientalismo corporativo é um produto da coevolução de instituições externas e das estruturas e estratégias internas das empresas.

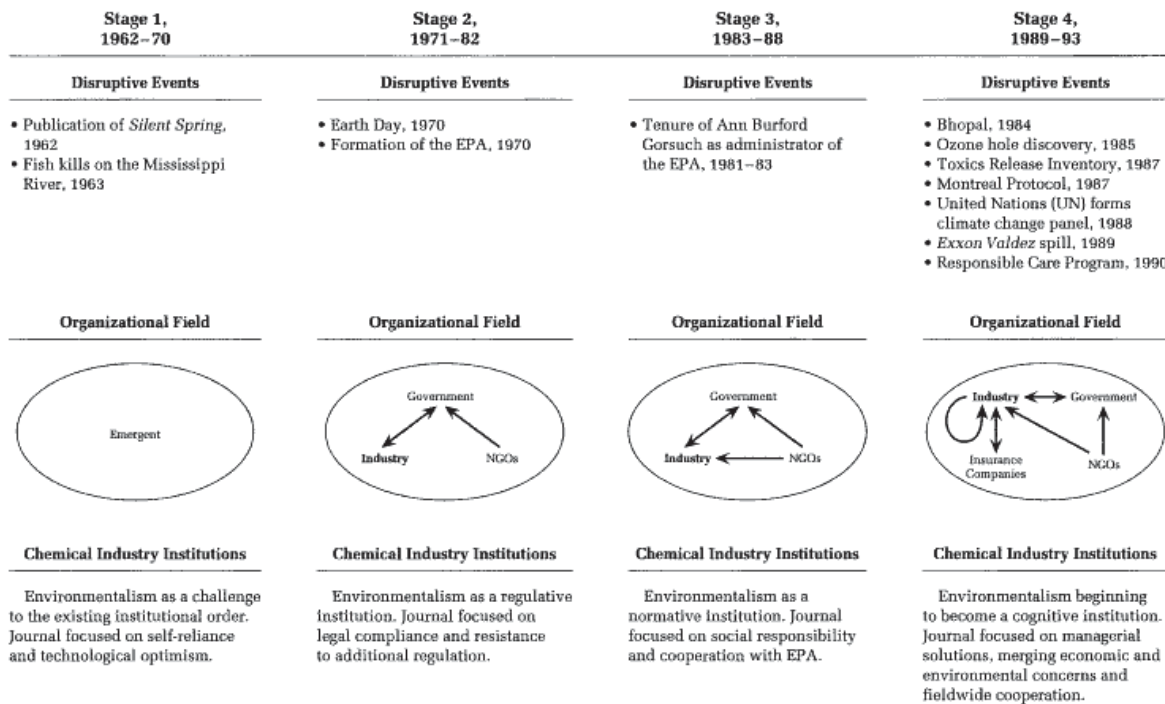


Figura 2.4 – Evolução histórica do ambientalismo corporativo

Fonte: Hoffman (1999).

Grajet *et al.* (2002) também propõe uma divisão histórica quanto às diferentes abordagens empresariais em relação à responsabilidade socioambiental pela poluição industrial, conforme apresentado na Figura 2.5.

Jabbour & Santos (2006) sistematizam as similaridades dos diversos estágios evolutivos da gestão ambiental nas empresas e propõem uma denominação comum para eles (Figura 2.6) baseada nos seguintes estágios: especialização funcional da gestão ambiental, integração interna da dimensão ecológica e integração externa da variável ecológica.

Abordagens Ambientais		Momento/ Influências
1	"O problema não existe"	Predominou até o final dos anos 1960.
2	"O problema existe, mas não é meu"	Principalmente no início dos anos 1970. Reação predominante no meio corporativo às pressões das comunidades e movimentos ambientalistas, normalmente contra as contaminações do ar e cursos d'água.
3	"O problema existe e eu sei resolvê-lo"	Final dos anos 70 e início dos anos 1980. Reação às pressões, mas já com soluções, no final do processo, de colocação de filtros, diluição de poluentes antes de seu envio para fora da fábrica ou, ainda, para longe da fábrica e das comunidades influentes.
4	"O problema pode ser reduzido ou eliminado na origem"	Intensificado na déc. 90 e prossegue no sec. XXI. Movimento mais recente em direção à produção mais limpa. Representa mudanças de processo e de matérias-primas ou insumos.

Figura 2.5 – Evolução do posicionamento empresarial em relação à poluição industrial

Fonte: Grajet *et al.* (2002)

EVOLUÇÃO	Abordagem pró-ativa	Padrão pró-ativo	Pró-atividade	Integração estratégica	Integração matricial	Controle ambiental na gestão da empresa	<i>Adhocracia</i>	INTEGRAÇÃO EXTERNA
	Abordagem preventiva		Prevenção	Integração preventiva	Integração pontual	Controle nas práticas e processos industriais	Forma Divisionalizada	INTEGRAÇÃO INTERNA
	Abordagem reativa	Padrão reativo	Controle	Controle da poluição		Controle ambiental nas saídas	Burocracia Mecanizada	ESPECIALIZAÇÃO FUNCIONAL
	Maimon (1994)	Sanches (2000)	Rohrich e Cunha (2004)	Barbieri (2004)	Corazza (2003)	Donaire (1994)	Mintzberg (2003)	TAXONOMIA COMUM

Figura 2.6 – Estágios evolutivos da gestão ambiental nas empresas.

Fonte: Jabbour & Santos (2006)

A partir da década de 1990, a realidade do ambientalismo dentro do mundo dos negócios tem se tornado mais complexa do que a simples conformidade com as leis ou a responsabilidade social. Proteção ambiental e competitividade econômica têm se entrelaçado. O que anteriormente foi dirigido por pressões que estavam fora do mundo dos negócios é agora direcionado por interesses que existem dentro dos ambientes econômico, político, social e mercadológico das empresas. Muitas organizações, ao obterem boa performance ambiental com boa gestão operacional, baixo risco financeiro e boas perspectivas de sucesso econômico futuro, estão começando a influenciar as normas de práticas corporativas e estão transformando o ambientalismo, de algo externo para algo que está dentro do sistema de mercado e que é central para os objetivos das empresas (HOFFMAN, 2000).

Assim, uma série de novas situações do ambiente institucional passou a dirigir as estratégias ambientais das empresas, tais como: investidores e acionistas, que estariam interessados em correlações positivas entre as performances econômica e ambiental, e bancos, que estariam associando performances ambientais ruins a risco financeiro mais elevado.

Desta forma, além das pressões regulatórias e sociais, atualmente pressões ambientais podem ser impostas sobre as empresas por fornecedores e compradores, por acionistas, bancos ou investidores, por consumidores e/ou por concorrentes. As práticas ambientais corporativas, com isso, têm se tornado menos uma questão ambiental propriamente dita e mais uma questão de estratégia competitiva, marketing, finanças, relações humanas, eficiência operacional e desenvolvimento de produtos (NASCIMENTO, 2004).

2.3.1 Ecoeficiência

O conceito de ecoeficiência surgiu da necessidade do *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD) apresentar uma proposta de atuação na área ambiental durante a Conferência do Rio, em 1992.

Diante do desafio de encontrar algo a dizer sobre meio ambiente e desenvolvimento que honrasse as realidades básicas do mercado, o termo

ecoeficiência era o que melhor exprimia a meta de integrar eficiência econômica e eficiência ecológica.

Segundo o WBCSD, a ecoeficiência consiste basicamente em produzir mais e melhor, com menos recursos e menos resíduos. Para tal, pressupõem-se alguns elementos fundamentais para a ecoeficiência:

- Minimizar a intensidade de materiais dos bens e serviços;
- Minimizar a intensidade energética de bens e serviços;
- Minimizar a dispersão de poluentes;
- Fomentar a reciclagem de materiais;
- Maximizar a utilização sustentável de recursos renováveis;
- Estender a durabilidade dos produtos;
- Promover a educação dos consumidores para um uso mais racional dos recursos naturais e energéticos.

Para os críticos, no entanto, a gestão ecoeficiente tem ares de “panacéia”, pois recai no paradoxo de ser mais eficiente em esgotar o estoque de recursos naturais. A ecoeficiência é limitada pela capacidade de suporte do planeta (LIMA, 2008).

2.3.2 Determinantes do investimento ambiental e inovação

A crescente descoberta e publicidade sobre as causas e consequências dos danos ambientais têm induzido as empresas na adoção de práticas mais saudáveis para o meio ambiente através basicamente de mudanças no regime regulatório internacional, no mercado (tanto de fatores quanto de produtos) e no conhecimento, segundo os seguintes fatores (LUSTOSA in MAY, 2010):

- Regulamentação ambiental – legislações, subsídios, créditos, financiamentos e outros instrumentos institucionais;
- Consumidores finais e intermediários – mudança no comportamento dos consumidores através do aumento do nível de consciência ecológica;

empresas fornecedoras de insumos para outras empresas que exigem a adoção de práticas mais saudáveis;

- Partes interessadas (*stakeholders*) – pressão de populações residentes na vizinhança de um empreendimento industrial, parlamentares, sociedade civil organizada, etc.
- Investidores – pressão de acionistas, investidores e bancos para que as empresas reduzam o seu risco ambiental.

Alguns autores apontam, ainda, a busca por melhor reputação, redução de custos, diferenciação de produtos e iniciativas internas das empresas como outras forças importantes a dirigir a implementação de ações de gestão ambiental uma vez que contribuem para ocupação, manutenção e/ou ampliação de uma posição no mercado (NASCIMENTO, 2004).

De fato, em recente levantamento junto as principais empresas de médio e grande porte de 15 setores da indústria brasileira, identificou-se um alto engajamento da indústria em ações e práticas de sustentabilidade ambiental, representando mais oportunidades de negócio do que aumento de custos, impactando positivamente a competitividade do negócio e conferindo melhoria na reputação/imagem e inserção no mercado (CNI, 2015).

Com relação aos investimentos em sustentabilidade, o mesmo levantamento apontou um aumento dos investimentos nos últimos anos com viés de alta para os anos seguintes para a maioria das empresas, sobretudo para as grandes indústrias, tendo como principal razão a reputação e valorização de marca (Figura 2.7).

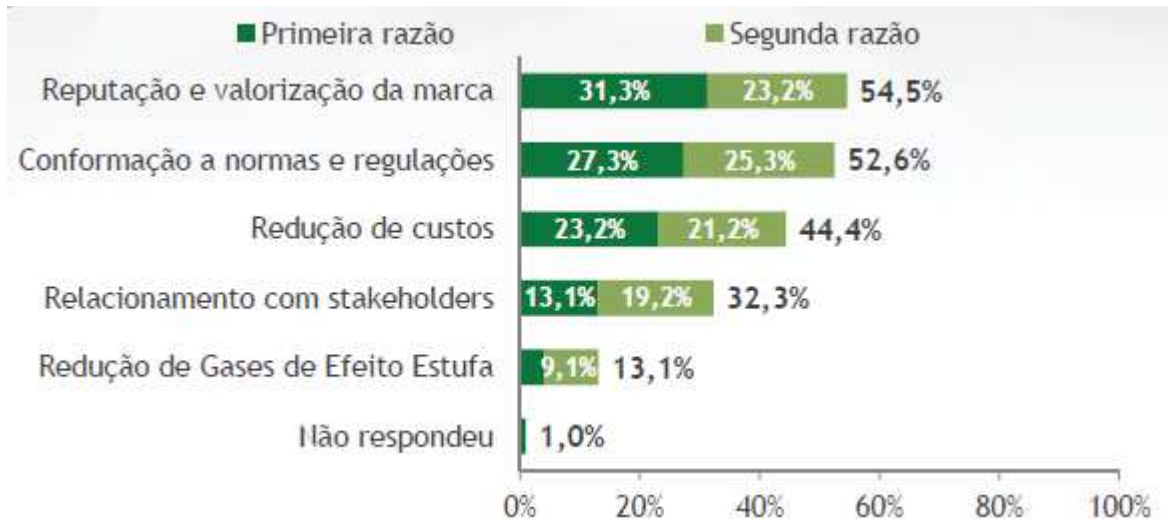


Figura 2.7 – As duas razões mais importantes para investimento em sustentabilidade

Fonte: CNI, 2015

Motta & Ferraz (2002) sugerem que a pressão das comunidades e outros agentes sociais afeta a regulação formal, provavelmente através de reclamações, e que indiretamente as empresas respondem a esta pressão via o regulador.

Deve-se considerar que a importância das regulamentações no direcionamento das ações ambientais das empresas se deve principalmente ao fato de que, sobretudo durante as décadas de 1980 e 1990, houve um intenso processo de criação e implementação de novas leis ambientais. É esperado, portanto, que tal fato imponha uma pressão sobre as empresas muitas vezes maior do que outros fatores, especialmente quando se analisa setores com alto potencial poluidor.

As empresas buscam melhorar sua eficiência nos processos industriais por meio da racionalização no uso de matérias-primas e insumos (CNI, 2010), conforme apresentado na Figura 2.8.



Figura 2.8 – Formas de melhoria da eficiência das empresas

Fonte: CNI, 2010

Quando as empresas não conseguem perceber que podem melhorar sua competitividade ao preservar o meio ambiente, são necessárias regulamentações ambientais para que elas possam adotar ações menos degradantes. Para alguns autores, tais regulamentações elevam os custos das empresas e, portanto, as tornam menos competitivas. Para outros autores, as empresas respondem às regulamentações com inovações, melhorando a competitividade – Hipótese de Porter – pois, na maioria dos casos, a poluição é um desperdício econômico.

As inovações podem ser técnicas ou organizacionais. As primeiras referem-se à introdução de um novo processo, produto, sistema ou equipamento, ou seja, é a elaboração de novos princípios técnicos. As segundas são mudanças na forma de organização, nas políticas, nas tarefas, nos procedimentos e nas responsabilidades – é a introdução de novas rotinas de trabalho, procedimentos administrativos, relações intraorganizacionais, práticas gerenciais e relacionamento com os grupos de interesse.

Uma análise das atividades de inovação no setor formado pelas indústrias extrativas (carvão mineral, petróleo, minerais metálicos e não metálicos), com base na Pesquisa de Inovação PINTEC 2011 (IBGE, 2011), permite apontar alguns aspectos interessantes.

A indústria extrativista apresenta a menor taxa de implementação de produtos ou processos novos ou significativamente aprimorados, embora seja líder em inovações organizacionais e/ou de marketing. Com relação a esta liderança, as inovações baseiam-se em técnicas de gestão (em especial, gestão ambiental).

A Figura 2.9 mostra o grau de impacto das inovações da indústria extrativista.



Figura 2.9 – Impacto das inovações nas indústrias extrativistas

Fonte: IBGE, 2011

As parcerias mais importantes para inovação são com fornecedores, clientes / consumidores e universidades / institutos de pesquisa.

As condições de mercado seriam a principal razão pela não implementação de inovações, inclusive quando comparado aos demais setores pesquisados. Outros fatores impeditivos seriam: elevados custos de inovação, riscos econômicos excessivos, rigidez organizacional e falta de pessoal qualificado.

2.3.3 Tecnologias ambientais

Na medida em que a preocupação ambiental tornou-se um fator de diferenciação para as empresas e, portanto, uma oportunidade de negócio, surgiu a possibilidade de incluí-la nas estratégias empresariais através de práticas ecologicamente mais adequadas, tais como: implantação de sistemas de gestão ambiental, racionalização do uso de recursos naturais e adoção de tecnologias ambientais.

As tecnologias ambientais podem ser definidas como o conjunto de conhecimentos, técnicas, métodos, processo, experiências e equipamentos que utilizam os recursos naturais de forma sustentável e que permitem a disposição adequada dos rejeitos industriais, de forma a não degradar o meio ambiente.

Elas são obtidas por meio das inovações ambientais, ou seja, da introdução de novos procedimentos técnicos e organizacionais, no âmbito da produção industrial, que levam à maior proteção ambiental.

O termo tecnologia ambiental é mais abrangente e é utilizado para definir tecnologias que são direcionadas para a melhoria do meio ambiente, logo incluindo as tecnologias mais limpas, as poupadoras de recursos naturais e as que despoluem o ambiente, conforme abaixo:

- i) Tecnologias para despoluir o ambiente (*cleaning technologies*): são consideradas tecnologias de remediação. Em geral, são tecnologias de fim de tubo (*end-of-pipe*), ou seja, utilizadas depois que a poluição já ocorreu. Exemplos: filtros de chaminés para reduzir emissões de particulados;
- ii) Tecnologias poupadoras de recursos naturais (*environment-saving technologies*): são ecoeficientes, pois utilizam menos insumos, sejam matérias-primas com base nos recursos naturais, seja energia – como a reciclagem de águas em processos industriais;
- iii) Tecnologias mais limpas (*cleaner technologies*) ou tecnologias de prevenção da poluição (*pollution prevention technologies*): são ecoeficientes, pois apresentam um coeficiente de emissões de poluentes

por unidade de produto inferior à outra tecnologia anteriormente utilizada, requerendo alterações nos processos produtivos;

- iv) Tecnologias de controle: utilizadas para monitorar os níveis de emissões e a degradação dos recursos naturais, desde equipamento de medição de emissões industriais até satélites para identificar queimadas.

Lustosa (in May, 2010) ressalta que essas classificações não são excludentes entre si, ao contrário, podem ser complementares. O conceito de tecnologia ambiental pode englobar, inclusive, tecnologias que não foram desenhadas exclusivamente com fins ambientais, mas que podem reduzir a demanda por recursos naturais ou aumentar o controle das externalidades negativas.

2.4 ANÁLISE ECONÔMICA

A ciência econômica faz distinção entre análise econômica e análise financeira de projetos de investimentos. A distinção mais objetiva refere-se à perspectiva pela qual se avaliam os projetos. De modo geral, a análise de projetos desenvolvida segundo o ponto de vista privado utiliza instrumentos financeiros que enfatizam a maior rentabilidade possível para o capital empregado. Já segundo a visão pública da formulação de políticas de interesse nacional, empregam-se instrumentos de análise econômica – sobre os pilares do ramo da ciência econômica conhecido como “economia do bem-estar” ou “escolha pública” (VITAL *et al*, 2011).

2.4.1 Viés público *versus* privado

A viabilidade de projetos de investimento é usualmente considerada como de interesse apenas do empreendedor e, em poucos casos, também do agente financeiro.

Contudo, uma análise que compreenda os efeitos diretos e indiretos de um projeto, pode indicá-lo como viável para seu empreendedor, excelente para uma indústria vizinha e péssimo para a sociedade como um todo (CONTADOR, 2000).

Em princípio, a viabilidade e rentabilidade de qualquer projeto podem ser avaliadas por diversos vieses: do empresário, do banco e agências de financiamento, a do governo, de outros empresários prejudicados ou beneficiados pela realização do projeto, etc.

Considerando a atratividade do projeto para o empreendedor como o viés privado, e para a sociedade como o viés público, pode-se classificar a sua viabilidade e formas de intervenção governamental conforme apresentado no Quadro 2.1.

Quadro 2.1 – Classificação de projetos sob o viés público e privado.

Viés Privado	Viável	<p>Caso B</p> <p>Deve ser desestimulado pelo poder público</p>	<p>Caso A</p> <p>Favorável</p> <p>Sem necessidade de intervenção governamental</p>
	Inviável	<p>Caso D</p> <p>Desfavorável</p> <p>Não deve ser executado</p>	<p>Caso C</p> <p>Deve ser estimulado pelo poder público</p>
		Inviável	Viável
		Viés Público	

Fonte: adaptado de CONTADOR (2000).

Os projetos do caso A são viáveis tanto do ponto de vista privado quanto público e, assim, num sistema competitivo e de liberdade econômica, os próprios empreendedores teriam interesse na execução dos mesmos, não havendo necessidade de maiores intervenções do poder público.

No caso B, o projeto é atrativo para o empresário, mas nocivo para a sociedade por conta, por exemplo, dos impactos ambientais decorrentes. Neste caso, o projeto poderia ser implantado (aceitando-se a perda social como preço a ser pago pela liberdade econômica, pelo estímulo empresarial e pela divergência entre os preços sociais e de mercado imposto ao investidor) ou desestimulado pelo poder público através de algum instrumento econômico ou de comando-controle de modo a ser enquadrado no caso D.

No caso C, o empresário do setor privado só seria, de fato, estimulado a implantar um projeto caso houvesse alguma forma de subsídio (ex.: financiamento subsidiado) ou isenção fiscal de modo que pudesse ser enquadrado no caso A. E por fim o caso D, no qual se encontram os projetos sem interesse geral.

CONTADOR (2000) aponta a importância da avaliação econômica de projetos essencialmente para os casos B e C uma vez que os primeiros, apesar dos bons resultados que proporcionam às empresas, devem ser rejeitados pelas instituições oficiais que oferecem créditos e outros incentivos enquanto que os segundos devem ser por elas patrocinados para que sejam levados adiante pelos empreendedores privados.

2.4.2 Análise econômica empresarial de oportunidades de investimento

Os investimentos de longo prazo de uma empresa representam desembolsos substanciais de fundos condizentes com o objetivo empresarial de maximizar a riqueza dos proprietários. Dentre os tipos de investimento de longo prazo, os mais comuns entre as indústrias são em ativos imobilizados, que abrangem terrenos, instalações e equipamentos. Esses ativos, também chamados de geradores de lucro, costumam dar base à rentabilidade e ao valor do negócio (GITMAN, 2009).

Desse modo, as empresas devem ser capazes de analisar e selecionar de maneira adequada os investimentos tendo por base fluxos de caixa e técnicas apropriadas para a tomada de decisão.

O fluxo de caixa de um projeto de investimento de capital consiste esquematicamente em uma saída inicial (investimento), seguida de uma série de entradas (receitas) e saídas (custos operacionais e de manutenção) identificadas ao longo do tempo, conforme ilustrado na Figura 2.10.

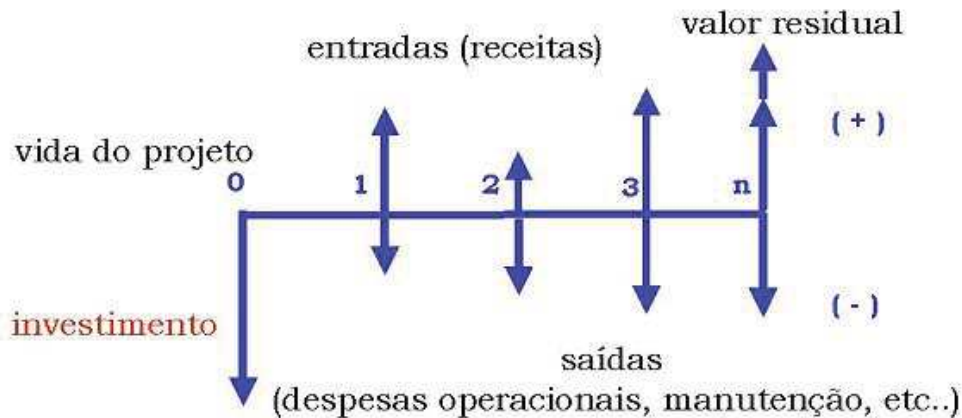


Figura 2.10 – Fluxo de Caixa de projeto de investimento de capital

Fonte: Elaboração própria

Para avaliar alternativas de investimento de capital, as empresas determinam ainda fluxos de caixa relevantes, que são a saída de caixa incremental (investimento) e as entradas resultantes e subsequentes. Os fluxos de caixa incrementais representam os fluxos de caixa adicionais – saídas ou entradas – que se espera obter de uma proposta de investimento de capital.

Como as estimativas dos fluxos de caixa de um projeto de investimento envolvem adotar premissas sobre o futuro, podem estar sujeitas a considerável margem de erro. O problema torna-se mais complexo com o prazo e com a singularidade do projeto, que pode carecer de outros para comparação. Ainda outras complicações podem surgir em torno da contabilização dos fluxos de caixa adicionais (extraordinários) – como o custo do contencioso judicial, o atendimento a padrões ambientais mais exigentes e os custos de eliminação ou reciclagem de um ativo ao final do projeto (GITMAN, 2009).

Em sentido amplo, portanto, a análise empresarial procura quantificar a repercussão de um projeto nos resultados da empresa, para o que é necessário conhecer os custos e benefícios a serem auferidos.

Como as empresas operam normalmente sob condições de racionamento de capital, são aplicados métodos e técnicas para a tomada de decisão sobre projetos de investimentos mutuamente excludentes, segundo dois enfoques básicos.

O primeiro enfoque, aceitação-rejeição, envolve avaliar propostas de investimento para determinar se atendem a um critério mínimo para aprovação. O segundo método, enfoque de classificação, envolve elencar projetos de acordo com alguma medida (indicador econômico) previamente definida (GITMAN, 2009).

O fluxo de caixa de um projeto é necessário para o cálculo dos indicadores econômicos e representa um cálculo matemático no qual os períodos são considerados pontuais (todas as receitas e despesas ocorridas em um período são consideradas numa mesma data) e a capitalização do projeto é discreta (feita uma vez por período).

O principal indicador econômico utilizado na tomada de decisão de projetos de investimento é o “valor presente líquido”, complementado pela “taxa interna de retorno” e “tempo de retorno”.

O valor presente líquido (VPL) é o valor encontrado subtraindo-se o investimento inicial de um projeto do valor presente de suas entradas de caixa, descontadas à taxa de custo de capital da empresa. Ou seja, é a soma algébrica dos custos e dos benefícios líquidos do projeto durante a sua vida econômica, trazidos à data de atualização do fluxo de caixa por uma taxa de desconto apropriada.

Assim como o VPL, a taxa interna de retorno (TIR) considera o valor do dinheiro no tempo. Consiste na taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento seja igual a \$ 0. É a taxa de retorno anual composta que a empresa obterá se investir no projeto e receber as entradas de caixa previstas.

O tempo de retorno (ou período de payback) é o tempo necessário para que a empresa recupere o investimento inicial em um projeto, calculado a partir das entradas de caixa.

A Tabela 2.1 apresenta um resumo sobre os indicadores econômicos apresentados anteriormente.

Tabela 2.1 – Resumo dos principais indicadores econômicos para projetos de investimento

Indicador	Fórmula / Definição	Critério para tomada de decisão
Valor presente líquido	$VPL = \sum_0^t \frac{(B-C)}{(1+i)^t}$ onde B e C são o benefício e custo do projeto em cada ano de 0 a t, respectivamente. i é a taxa de desconto	Aceitar se > \$0
Taxa interna de retorno	Taxa de desconto que faz com que VPL = \$0 (valor presente das entradas de caixa iguala-se ao investimento inicial)	Aceitar se > custo do capital
Tempo de retorno	Para anuidades: $TR = \frac{\textit{investimento inicial}}{\textit{entrada de caixa anual}}$ É o tempo em que o valor presente acumulado das entradas e saídas se anula.	Aceitar se < período máximo aceitável de payback

Fonte: adaptado de GITMAN (2009).

Apesar da evidente necessidade de condução de seus negócios de maneira cada vez mais sustentável, Hardisty (2012) aponta que as empresas ainda adotam processos de tomada de decisão baseados, e em muitos casos exclusivamente, na tradicional análise financeira.

As decisões ainda são largamente baseadas no valor presente e na taxa interna de retorno esperados sem contabilizar o valor de ativos naturais impactados, perdidos ou usados na implementação de projetos. São desconsideradas as externalidades associadas a ecossistemas impactados, recursos hídricos poluídos, efeitos da poluição atmosférica em comunidades e na agricultura, dentre outros.

A Figura 2.11 apresenta uma comparação hipotética do valor presente (*net present value* – NPV) dos custos e benefícios para quatro alternativas de implementação de um determinado projeto a partir de uma perspectiva essencialmente financeira e considerando as externalidades.

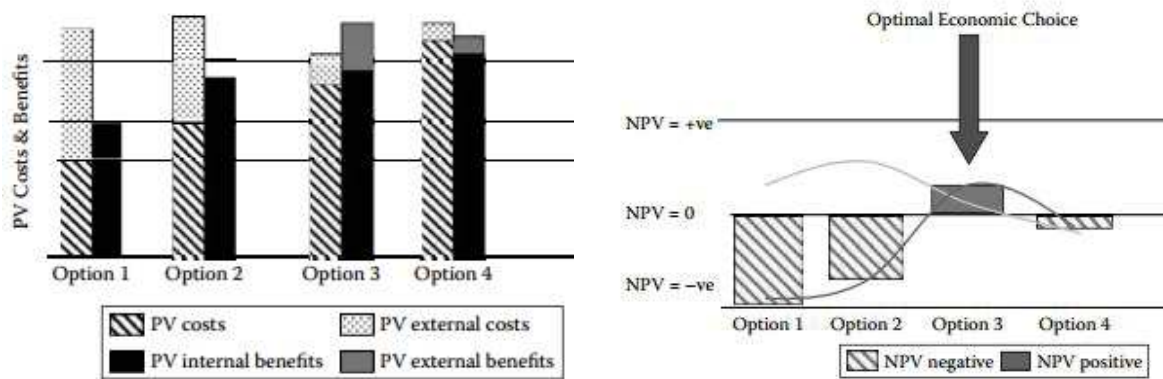


FIGURA 2.11 – Comparação hipotética entre análises financeira e econômica

Fonte: Hardisty, 2010

A análise financeira tradicional, que considera apenas os custos subtraídos dos benefícios internos, permite identificar a opção 2 como a de máximo retorno financeiro.

No entanto, se para as mesmas quatro alternativas forem adicionados os custos e benefícios associados às externalidades, ao longo de todo o ciclo de vida do projeto, tem-se um quadro geral completamente diferente daquele da perspectiva puramente financeira, onde a opção 3 é a melhor do ponto de vista econômico.

É nesse sentido que Hawken (2010) ressalta que processos industriais que causem impactos ambientais são, por definição, menos econômicos e, portanto, mais custosos a longo prazo.

3 INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS

O principal objetivo deste capítulo é caracterizar a indústria de óleo e gás, suas principais formas de interação com o meio ambiente e os respectivos impactos ambientais, especialmente para as questões envolvendo a emissão de gases de efeito estufa no segmento de exploração e produção marítima de petróleo e gás. Visa ainda apresentar as principais práticas de gerenciamento ambiental desta indústria, com foco nos aspectos envolvendo o aproveitamento do gás natural produzido, além de sua estratégia geral de transição para uma economia de baixo carbono.

3.1 O PETRÓLEO

Até o final do século XVIII as sociedades eram essencialmente rurais, cuja fonte primária de riqueza era a terra, sua produção e seu aluguel. O consumo do homem comum também era limitado. Além dos produtos da terra, os demais bens produzidos eram artesanais, com pouca ou nenhuma tecnologia, em sua maioria de baixo valor agregado, muito intensivos em mão de obra e pouco intensivos em capital.

A partir da década de 1780, a aplicação e controle da propulsão por energia a vapor em máquinas com fins de produção comercial apenas ganha vulto revolucionando os padrões de eficiência dos processos de produção em magnitude provavelmente nunca antes vivenciada pela humanidade. A rapidez, cadência e força de operação de máquinas e sistemas não mais estavam restritos aos limites animais.

Desde a revolução industrial, a economia ancora suas bases na disponibilidade de recursos energéticos, e esse aspecto condiciona o desenvolvimento econômico e social de todas as nações. A energia tem múltiplas dimensões econômicas interdependentes, e as decisões estratégicas das empresas e das políticas governamentais dependem fundamentalmente da articulação dessas dimensões (PINTO Jr., 2007).

É neste contexto que o petróleo assume protagonismo como principal recurso energético no desenvolvimento da humanidade.

O petróleo sempre foi encontrado em todos continentes e graças às exsudações naturais que, desde a antiguidade, a humanidade tem o utilizado em diversos fins, tais como: na pavimentação de estradas pelos egípcios, calafetação de embarcações pelos fenícios, decoração e impermeabilização de potes de cerâmica pelos índios pré-colombianos, dentre tantos outros exemplos.

Mas foi a partir do século XIX que este produto se afirmou na sociedade moderna com a exploração comercial nos Estados Unidos, com os produtos oriundos da destilação do mesmo substituindo com grande margem de lucro o querosene (obtido a partir do carvão) e o óleo de baleia, ambos largamente empregados na iluminação até então. Com o advento dos motores à combustão, movidos à gasolina e diesel, tal atividade atingiu patamares expressivos de lucros dando início, desta forma, a chamada era do petróleo (THOMAS, 2001).

Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo é constituído por uma mistura complexa de compostos químicos orgânicos. Dependendo das condições geológicas de armazenagem na rocha-reservatório, alguns podem ser pretos, densos, viscosos, liberando pouco ou nenhum gás enquanto que outros podem ser castanhos ou bastante claros, com baixa viscosidade e densidade, liberando quantidade apreciável de gás. Outros reservatórios podem, ainda, produzir somente gás.

Em função da temperatura e pressão submetidas ao petróleo durante os processos geológicos e geoquímicos, bem como a estrutura e composição das rochas reservatório, a composição do petróleo pode variar significativamente. Independentemente das condições de formação, o petróleo apresenta uma análise elementar composta basicamente por uma alta porcentagem de carbono e hidrogênio, na forma de compostos conhecidos por hidrocarbonetos, e outros constituintes (não-hidrocarbonetos) sob a forma de compostos nitrogenados, sulfurados e oxigenados, além de metais como sais de ácidos orgânicos.

Dentre os hidrocarbonetos presentes no petróleo, os principais grupos são os alifáticos do tipo saturados (alcanos normais, isoalcanos e cicloalcanos, com até 45 átomos de carbono), aromáticos (naftenoaromáticos, benzotiofenos e derivados, além dos aromáticos propriamente ditos), resinas e asfaltenos (Figura 3.1).

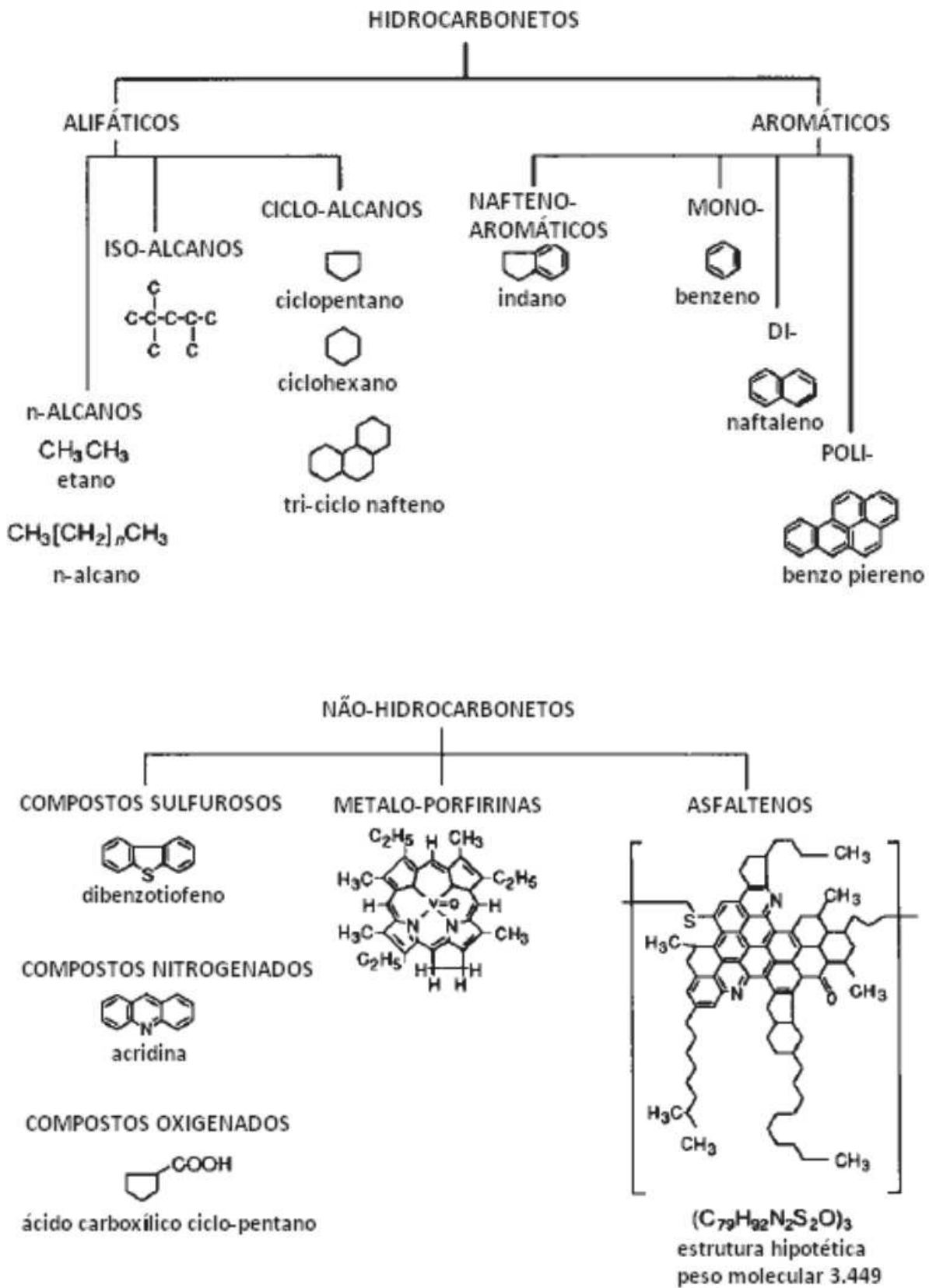


FIGURA 3.1 – Exemplos de alguns compostos usuais no petróleo

Fonte: adaptado de Miller & Connel (1982).

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos cuja composição abrange desde o metano até o hexano. Encontra-se na forma livre ou associado ao óleo em reservatórios naturais, contendo como principal hidrocarboneto o metano (de 70 a 100%, em volume) e pequenas quantidades de diluentes (nitrogênio e vapor d'água) e contaminantes (dióxido de carbono e gás sulfídrico).

O processo de geração de petróleo como um todo é resultado da captação da energia solar, através da fotossíntese, e transformação da matéria orgânica (depositada junto com sedimentos) com a contribuição do fluxo de calor oriundo do interior da Terra.

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela.

3.1.1 Cadeia de petróleo

A cadeia da indústria de petróleo e gás se inicia pelo segmento de exploração e produção, passa por refino e termina em vendas e marketing, alavancando-se em serviços específicos e atividades de transporte e armazenagem (API, 2009), conforme ilustrados na Figura 3.2.

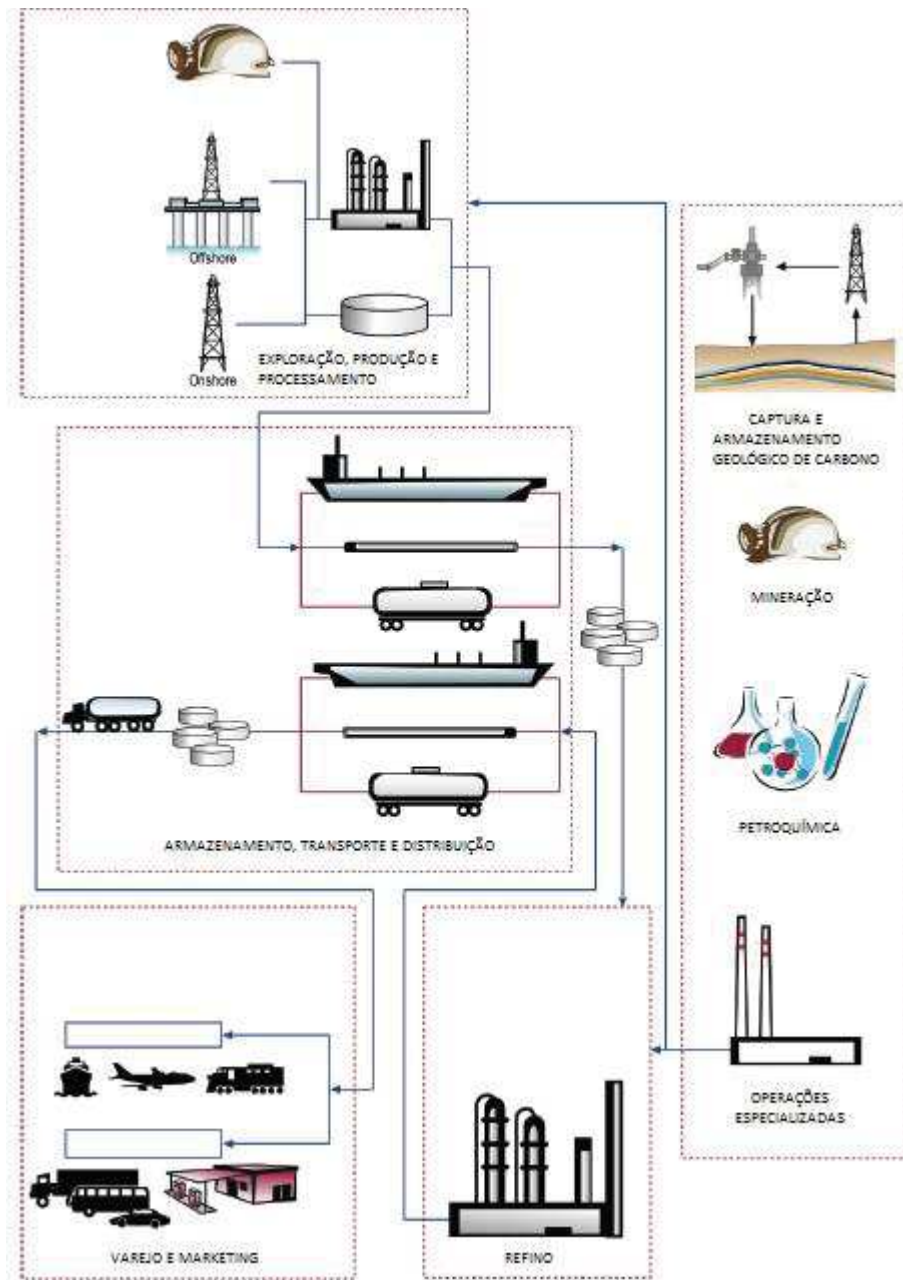


FIGURA 3.2 – Cadeia da indústria de petróleo

Fonte: adaptado de API (2009).

Na exploração do petróleo, busca-se prospectar dados geofísicos e geológicos em bacias sedimentares visando i) localizar as situações geológicas que tenham condição para a acumulação de petróleo e ii) verificar qual, dentre estas situações, possui mais chance de conter petróleo. Tal prospecção é baseada em métodos

geológicos (geologia de superfície, aerofotogrametria e geologia de subsuperfície), métodos potenciais (gravimetria e magnetometria) e métodos sísmicos.

Somente após exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço pioneiro.

A perfuração consiste na utilização de sondas para furar a rocha pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na coluna de perfuração. Os fragmentos de rocha são removidos continuamente através da circulação de um fluido (ou “lama”) de perfuração até o poço atingir a zona objetivo. A medida que o poço é perfurado, suas paredes são revestidas com colunas de aço e cimentadas com a finalidade de isolar as rochas atravessadas.

Uma vez descoberto petróleo, são perfurados poços de delimitação do campo petrolífero e, em seguida, poços visando desenvolver o campo através da injeção e/ou produção dos fluidos do reservatório.

Integram, ainda, a etapa de exploração as atividades de avaliação das formações que visam definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida petrolífera.

A etapa de produção de um campo de petróleo consiste na produção simultânea, geralmente, de óleo, gás e água, juntamente com impurezas. Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há necessidade de dotar os campos (terrestres ou marítimos) com “facilidades de produção”, que são instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o processamento primário dos fluidos, ou seja:

- a separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;
- o tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito; e
- o tratamento da água (para reinjeção ou descarte).

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

simples efetuam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto que as mais complexas incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte (Figura 3.3).

No condicionamento do gás, o mesmo é submetido a um conjunto de processos físicos e/ou químicos de modo a remover ou reduzir os teores de contaminantes para atender às especificações de mercado, segurança, transporte ou processamento posterior (a partir de teores máximos de compostos de enxofre, de dióxido de carbono e de água, poder calorífico, etc). Compreende, basicamente, a desidratação (para evitar corrosão e a redução da capacidade dos gasodutos através da formação de hidratos) e a dessulfurização (remoção de compostos de enxofre causadores de corrosão). A remoção de CO₂ tem a finalidade de reduzir o custo do transporte, caso esteja presente em grande quantidade, e evitar também a ocorrência de processo corrosivos.

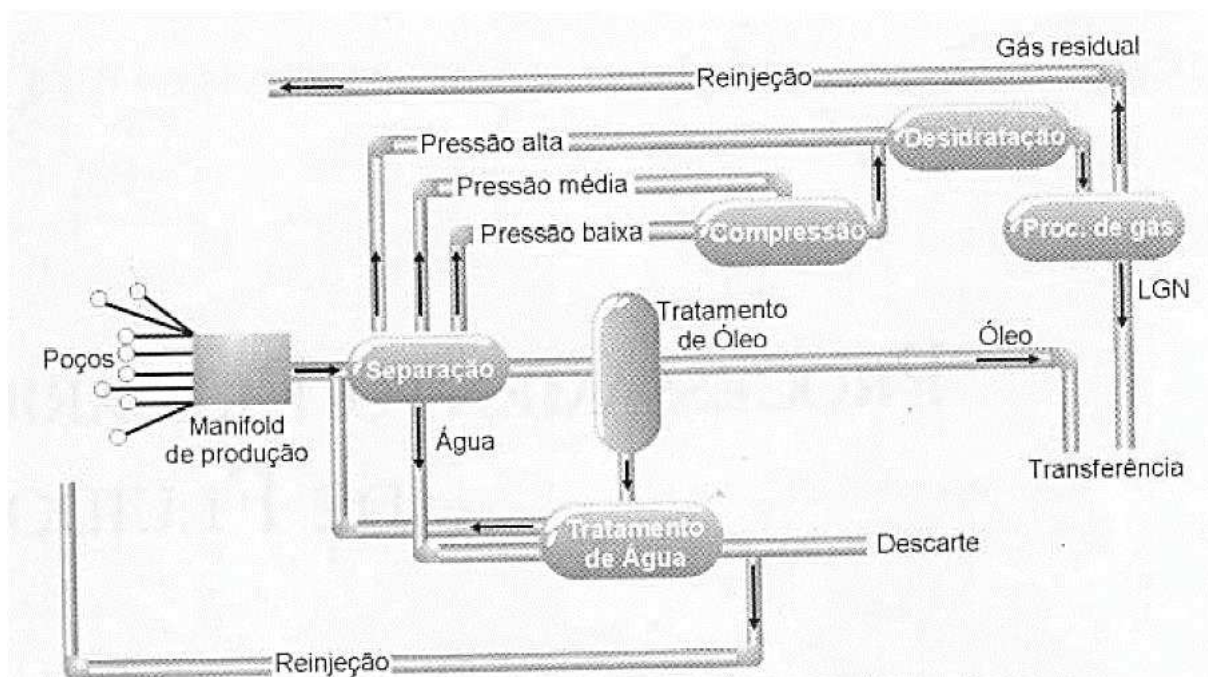


FIGURA 3.3 – Fluxograma geral de processamento primário de petróleo.

Fonte: Thomas, 2001

Livre da fase líquida, o gás natural é enviado para unidades de processamento (UPGNs) onde é promovida a separação das frações leves (metano e etano, que constituem o chamado “gás residual”) das pesadas, que apresentam maior valor

comercial. Antes deste processamento, o gás natural é denominado de “gás úmido”, por conter líquido de gás natural (LGN), enquanto que o gás residual é o “gás seco”, por não possuir hidrocarbonetos condensáveis.

É nas refinarias de petróleo que se realiza as operações de separação dos hidrocarbonetos presentes no petróleo, em uma forma pura, ou, ainda, misturados constituindo as “frações” de petróleo, isto é: gasolina, querosene, diesel, óleo combustível e GLP – gás liquefeito de petróleo (WASSERMAN, 1994).

Nesta etapa, aplicam-se técnicas de separação baseadas na destilação, craqueamento e reforma de modo a refinar os diferentes tipos de petróleo, desde os mais leves até os mais pesados, produzindo, além dos combustíveis solicitados pelo mercado, produtos para outros usos, como compostos petroquímicos, solventes, parafinas (cera), lubrificantes, graxas e asfaltos.

Os dois meios básicos usados para movimentar o petróleo do campo de produção até as refinarias (e UPGNs, no caso do gás natural) são o transporte marítimo e o transporte dutoviário (oleodutos e gasodutos).

O transporte de óleo por navios foi impulsionado pelo grande ímpeto na construção de navios-tanques (“petroleiros”) dada, primeiramente, a vital necessidade de óleo durante a Segunda Guerra Mundial e, posteriormente, devido ao crescimento do Oriente Médio como centro produtor, a nova política de construção de refinarias nas áreas consumidoras, a explosiva demanda nas regiões industrializadas e a conscientização das economias obtidas no uso de grandes navios. No entanto, na determinação pela construção de navios maiores, os limites eram impostos pela disponibilidade técnica dos portos ou pelo máximo permitido pelo traçado do Canal de Suez. A Figura 3.4 apresenta as principais rotas de transporte marítimo de petróleo.



Figura 3.4 – Movimentação diária de petróleo por transporte marítimo

Fonte: EIA, 2013

O transporte marítimo de gás natural é realizado por navios denominados “metaneiros”, onde o gás é transportado sob a forma líquida (GNL), armazenado em tanques providos de isolamento térmico. Nos terminais, o gás liquefeito passa por descompressão para retornar ao seu estado gasoso.

As funções básicas dos oleodutos são transportar óleo cru dos campos produtores para os terminais marítimos e destes para as refinarias. Ou, quando não há necessidade de viagem marítima, dos campos de produção direto para as refinarias.

Vendas e marketing refere-se ao segmento de divulgação e venda de gás, combustíveis e lubrificantes derivados do petróleo por atacadistas e varejistas.

3.2 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Um comportamento padrão esperado para um reservatório de petróleo é que ele produza óleo, gás natural e água. Estes fluidos contidos na rocha-reservatório devem dispor de uma certa quantidade de energia para que possam ser produzidos

sendo necessário que outro material venha a preencher o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos.

De modo em geral, a produção ocorre devido à descompressão (que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório) e o deslocamento de um fluido por outro fluido.

Quando esses mecanismos são pouco eficientes e, assim, grandes quantidades de petróleo permaneceriam retidas no reservatório após a exaustão da sua energia natural (pressão de reservatório), empregam-se métodos de recuperação adicional. Dentre estes métodos, destacam-se a injeção de água e a injeção de gás.

Na verdade, não se espera o declínio total da produção para se começar a injeção de fluidos no reservatório. A injeção de água e/ou de gás é realizada ainda no início da vida produtiva do reservatório visando manter a pressão em níveis elevados preservando razoavelmente as características dos fluidos e do fluxo de vazão.

Complementarmente, a indústria do petróleo utiliza ainda métodos de “elevação artificial” para aumentar a vazão da produção de um reservatório. Os métodos mais comuns são baseados em técnicas de bombeio e, mais usualmente, a injeção de gás a alta pressão no próprio poço produtor (“*gás lift*”).

De modo em geral, a produção de um campo petrolífero leva poucos anos para atingir o seu máximo para, em seguida, iniciar uma trajetória exponencial declinante durante algumas décadas de exploração.

3.2.1 Evolução da produção de petróleo e gás

A produção comercial de petróleo foi iniciada no ano de 1859 com um poço terrestre de apenas 21 metros de profundidade, na Pensilvânia, nos Estados Unidos, produzindo pouco mais de 10 barris/dia de óleo.

Até o fim do século XIX, os poços se multiplicaram com o desenvolvimento dos métodos de perfuração.

A busca do petróleo levou a importantes descobertas nos Estados Unidos, Venezuela, Trinidad, Argentina, Bornéu e Oriente Médio. Até 1945, o petróleo produzido provinha dos Estados Unidos, maior produtor do mundo, seguido de Venezuela, México, Rússia, Irã e Iraque. Com o fim da Segunda Guerra Mundial, um novo quadro geopolítico e econômico se delineia e a indústria do petróleo não fica à margem do processo. Ainda nos anos 50, os Estados Unidos continuam detendo metade da produção mundial, mas já começa a afirmação de um novo polo produtor potencial mais pujante no hemisfério oriental. Essa década marca, também, uma intensa atividade exploratória e a intensificação das incursões no mar.

A década de 1960 registra a abundância do petróleo disponível no mundo. O excesso de produção, aliado aos baixos preços praticados pelo mercado, estimula o consumo desenfreado.

A década de 1970 foi marcada por brutais elevações nos preços do petróleo viabilizando economicamente grandes descobertas no Mar do Norte e no México, além de territórios do Terceiro Mundo e de países comunistas.

Nos anos 1980 e 1990, os avanços tecnológicos reduzem os custos de exploração e produção, criando um novo ciclo econômico para a indústria petrolífera. Em 1996, as reservas mundiais provadas eram 60% maiores que em 1980, e os custos médios de prospecção e produção caíram cerca de 60% neste mesmo período.

No Brasil, o primeiro campo comercial foi descoberto somente em 1941, em Candeias / Bahia. Importantes descobertas foram se sucedendo nas décadas de 1950 e 1960 (Sergipe, Alagoas e Bahia), com um marco notável nesta década com a primeira descoberta no mar (Campo de Guaricema, em Sergipe). O grande fato da década de 1970 é a descoberta da província petrolífera da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, seguido da descoberta e desenvolvimento dos seus campos gigantes nas décadas seguintes. Mas foi a partir da segunda metade do ano 2000 que o Brasil se notabilizou com a descoberta da gigantesca província petrolífera do pré-sal.

Assim, ao longo do tempo, o petróleo foi se impondo como fonte de energia com crescente contribuição da produção marítima, a partir da década de 1960, graças à evolução tecnológica e os altos preços do barril de petróleo praticados até os idos de 2014, permitindo desta forma o desenvolvimento em águas cada vez mais profundas e distantes das regiões costeiras (Figura 3.5).

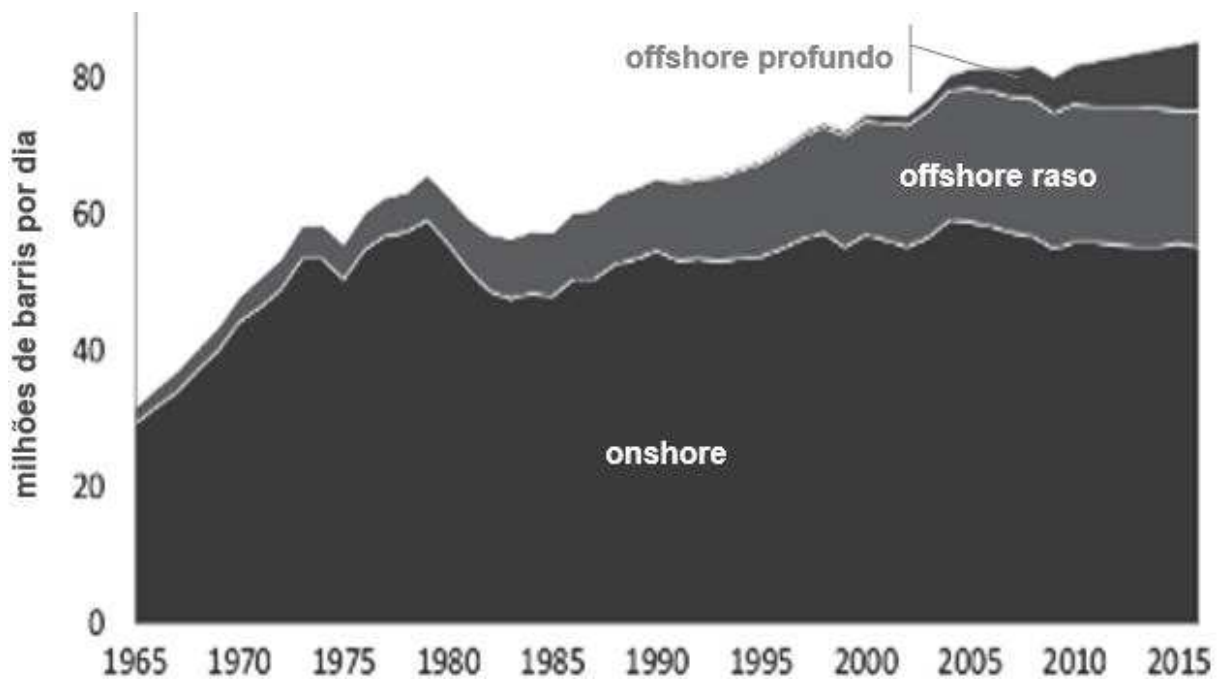


Figura 3.5 – Evolução da produção mundial terrestre e marítima de petróleo.

Fonte: <http://www.infield.com/articles/offshore-outlook-2012.pdf>

Atualmente, a produção de petróleo produzido no mundo atingiu quase 100 milhões de barris por dia sendo os Estados Unidos o maior produtor mundial (13,1% do total mundial) seguido de Arábia Saudita (13% do total), Rússia (12,2%), Canadá (4,8%) e China (4,8%). O Oriente Médio continuou como região de maior produção de petróleo (32,2% do total), seguido por América do Norte, Europa/Eurásia (Figura 3.6).

Sobre o preço do petróleo produzido, cabe destacar a natureza aleatória e imprevisível de suas oscilações (LARSON, 2007; DIXIT, 1994), porém fortemente dependente de aspectos geopolíticos (Figura 3.7).

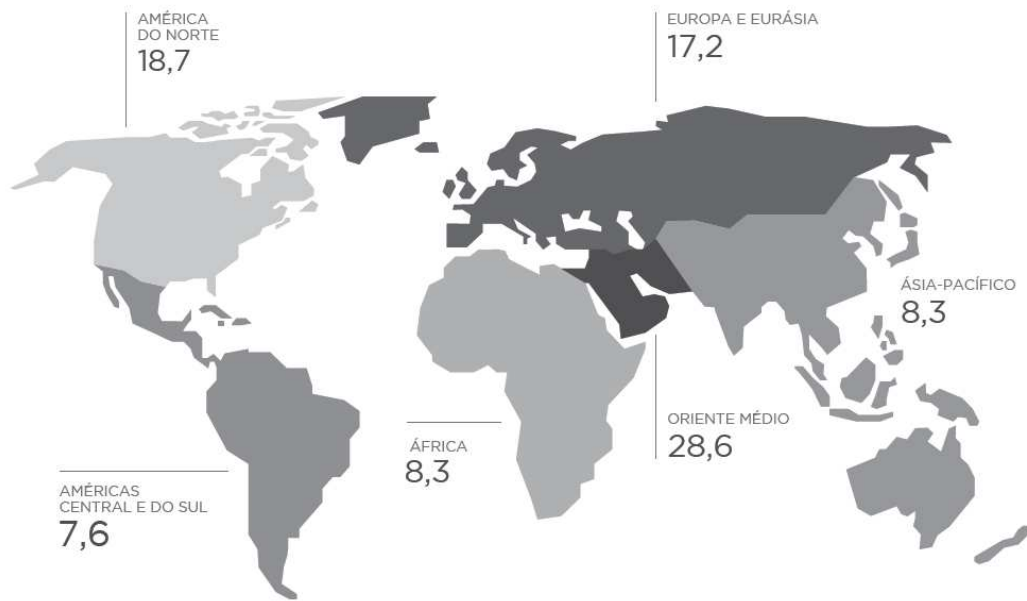


Figura 3.6– Cartograma da produção de petróleo, segundo regiões geográficas (milhões barris/dia)

Fonte: ANP, 2015

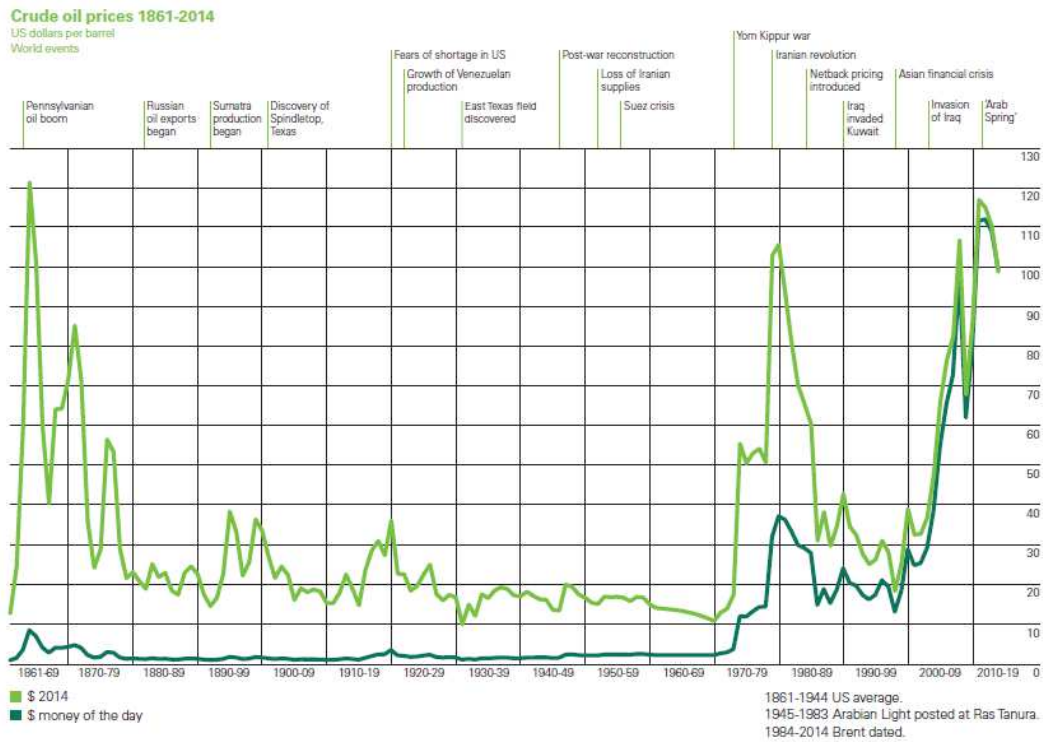


Figura 3.7 – Histórico de preços do petróleo e ocorrência de eventos mundiais.

Fonte: BP, 2015.



Figura 3.9 – Tipos de plataforma marítima de produção de petróleo

Fonte: <http://www.maritimeprofessional.com/blogs/post/bg-group-and-petrobras-joint-venture-announced-today--technip-14555>

Essas plataformas são grandes estruturas com vários conveses equipados para separar e tratar os fluidos produzidos pelos poços submarinos. Depois de separado da água e do gás, o petróleo produzido pode ser armazenado e/ou transferido para terra através de navios petroleiros ou oleodutos submarinos. O gás comprimido pode ser enviado para terra através de gasodutos e/ou reinjetado no reservatório, ou simplesmente queimado em tocha, a depender da viabilidade técnica e econômica do campo.

Em campos localizados em águas relativamente rasas (até 300 metros), essas estruturas são apoiadas sobre estruturas modulares de aço fixadas no fundo marinho. Essas plataformas fixas possuem equipamentos para o processamento do petróleo além de alojamentos. Porém, não possuem tanques de estocagem de modo que a produção deve ser exportada por dutos submarinos.

Para campos localizados em águas profundas (até 1.500-2.000 metros), essas estruturas podem ser apoiadas em flutuadores submersos ancorados no fundo

marinho, como é o caso das plataformas semi-submersíveis. Estas plataformas não possuem capacidade de estocagem do petróleo processado. Bastante semelhante são as plataformas de pernas atirantadas (*Tension-Leg Platform*), exceto por sua ancoragem ao fundo mar que é por estruturas tubulares, com tendões fixos ao fundo do mar por estacas e mantidos esticados pelo excesso de flutuação da plataforma, o que reduz severamente os movimentos da mesma.

As plataformas tipo Spar consistem de um cilindro vertical de aço de grande diâmetro, ancorado, operando com um calado de profundidade constante de cerca de 200 metros, o que gera apenas pequenos movimentos verticais e, conseqüentemente, possibilita a adoção de tubulações rígidas verticais de produção.

Finalmente, as plataformas do tipo FPSO são navios de grande porte, em geral convertidos de petroleiros, com capacidade para produzir, processar e armazenar o petróleo (*Floating, Production, Storage and Offloading Platform*), sendo ancorados no fundo marinho. A capacidade de armazenamento permite que FPSOs operem a grandes distâncias da costa, onde a construção de oleodutos é inviável.

De fato, os FPSOs são bastante versáteis e, por isso, os mais empregados na indústria petrolífera mundial (Figura 3.10), especialmente na África, Ásia e América Latina.

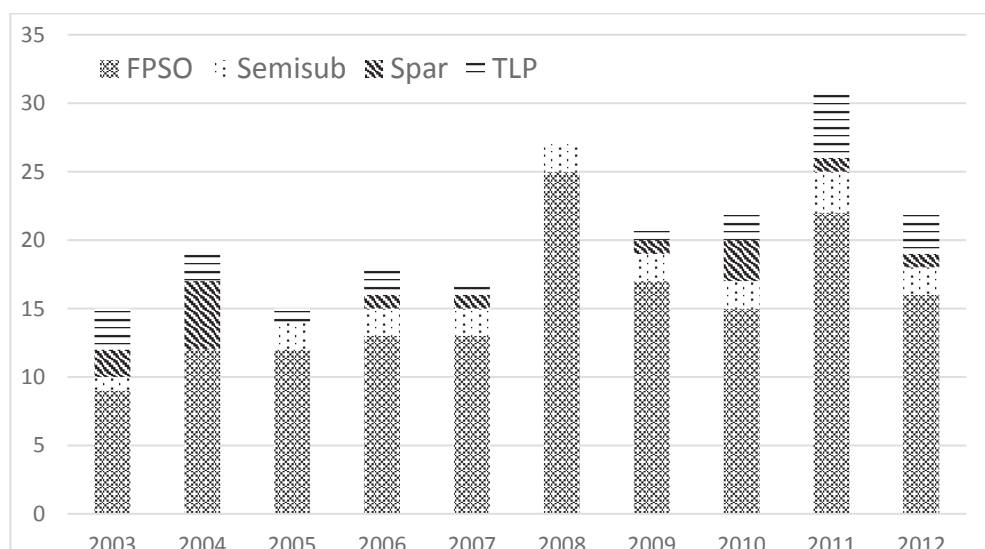


Figura 3.10 – Instalação de plataformas flutuantes de produção de petróleo

Fonte: Douglas-Westwood, 2008

3.2.2.1 Processamento de petróleo em FPSOs

Uma vez que os fluidos do reservatório que chegam a um FPSO para o processamento são uma mistura de frações oleosas, aquosas e gasosas (no caso de campos de gás associado), e o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), o processamento numa plataforma visa basicamente:

- separação do óleo, do gás e da água;
- tratamento dos hidrocarbonetos para:
 - transferência do óleo para os navios de exportação (aliviadores);
 - processamento do gás para as principais atividades do processo de produção (geração de energia e gás lift);
 - exportação do gás através de gasoduto submarino para usuários finais;
 - transferência de pequena parte do gás para o sistema de flare;
- tratamento da água produzida para disposição final (descarte no mar ou reinjeção).

O convés principal do navio é adaptado de modo a suportar os equipamentos da planta de processo, ou seja, os módulos de coleta de óleo, processamento de óleo e gás, compressão de gás, tratamento e injeção de água, geração de energia, utilidades não elétricas, flare, acomodações, dentre outros (Figura 3.11).



Figura 3.11– Ilustração do convés principal de uma plataforma tipo FPSO.

Fonte: www.bluewater.com

No processamento do óleo, um dos contaminantes mais indesejados é a água. Grande parte da água que vem associada ao óleo é facilmente separada por simples decantação em equipamentos chamados Separadores Trifásicos, onde ocorrem as separações gás/líquido e óleo/água. Para remover o restante da água que permanece emulsionada, utilizam-se processos físicos e químicos que aumentam a velocidade de coalescência.

A desestabilização da emulsão (enfraquecimento e/ou rompimento da película que circunda as gotículas de água, proporcionando condições para que ocorra a coalescência e posterior sedimentação gravitacional destas) é realizada pela ação de calor, eletricidade e adição de produtos chamados desmulsificantes.

Daí as plantas de processamento de óleo serem equipadas basicamente com separadores multifásicos, tratadores eletrostáticos e trocadores de calor.

A água retirada nos separadores e tratadores é, então, direcionada para o módulo de processamento de água produzida comumente equipado por flotador, hidrociclones e filtros.

No caso da ocorrência de gás associado, a maior parte do gás é extraída nos separadores e direcionado para os módulos de compressão e remoção de contaminantes e umidade.

Trocadores de calor (coolers) resfriam o gás, entre os estágios de compressão, através de sistema fechado de água doce.

A remoção de contaminantes (CO_2 e H_2S , por exemplo) e desidratação do gás visa evitar corrosão (nas paredes internas de dutos e equipamentos) e formação futura de hidratos em gasodutos, usualmente através da passagem por torres de absorção em MEA (monoetilenoamina) e TEG (trietilenoglicol), respectivamente.

O gás processado e comprimido é, finalmente, encaminhado para injeção nos poços produtores (gás lift) e para o sistema de gás combustível visando atender a demanda energética da plataforma. O sistema de geração de energia é composto por geradores, usualmente turbinas a gás, com capacidade total de até 100 MW e consumo diário de centenas de milhares de metros cúbicos de gás natural.

Em caso de despressurização da planta de processo, situações de emergência, falha de equipamentos ou simplesmente ausência de gasodutos para exportação, o gás processado é encaminhado para queima na torre de flare.

O flare é geralmente do tipo sônico, de baixa radiação e com baixas emissões de óxidos de nitrogênio visando queimar adequadamente e com segurança o gás liberado das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas blowdown (despressurização rápida), tubulações e equipamentos da planta de processo.

Para a definição do projeto da torre do flare (dimensões e localização), são realizados estudos para a dispersão atmosférica dos gases queimados identificando os níveis de temperatura e concentração de poluentes em diversos cenários (velocidade do vento, atmosfera instável e condição contínua de queima).

A Figura 3.12 apresenta um típico fluxograma de processo de uma planta de processamento de óleo e gás de plataforma marítima.

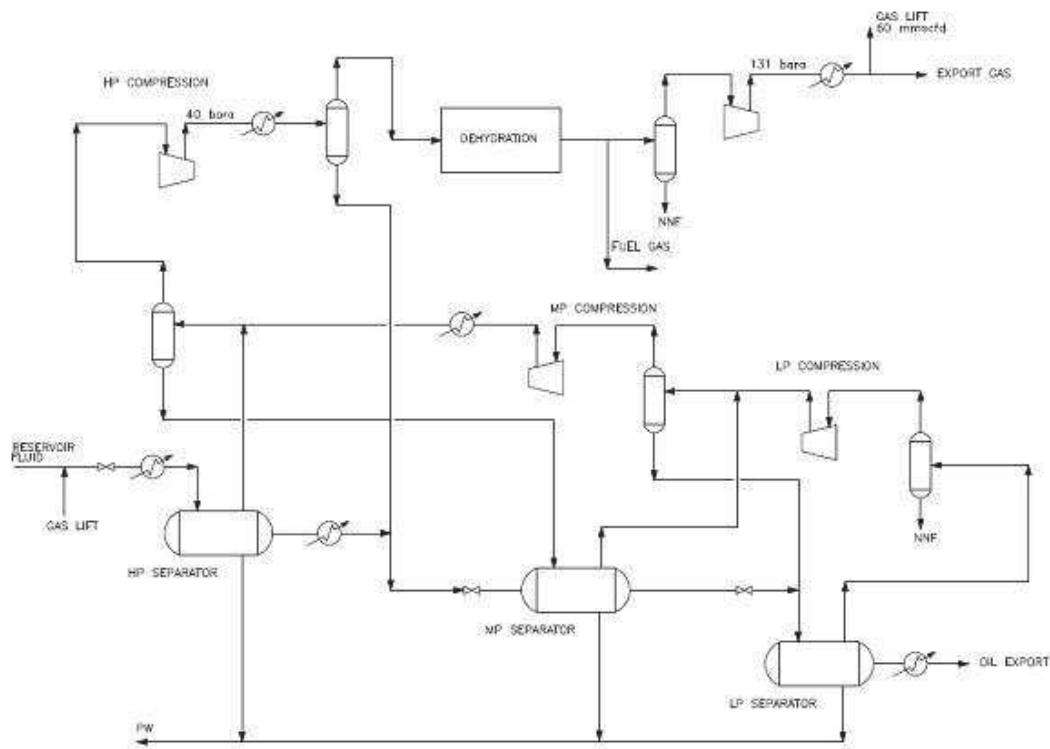


Figura 3.12 – Diagrama de processo típico de uma planta de óleo e gás marítima

Fonte: <http://oilandgasprocessing.blogspot.com.br/2009/02/oil-and-gas-processing-gas-section.html#!>

O óleo tratado e estabilizado é armazenado temporariamente nos tanques de carga do FPSO para posteriormente ser transferido para navios aliviadores (petroleiros).

3.3 POTENCIAIS IMPACTOS AMBIENTAIS

As atividades de exploração e produção de óleo e gás tem o potencial de causar uma variedade de impactos no meio ambiente, destacando-se os impactos humanos, sócio-econômicos e culturais, além dos impactos sobre a biosfera atmosférica, terrestre e aquática.

Todavia a ocorrência e relevância desses impactos dependem das fases da atividade, porte e complexidade do projeto, sensibilidade dos ambientes passíveis de serem afetados e da eficácia das medidas preventivas e mitigadoras.

As possíveis formas de interação da indústria de óleo e gás com o meio ambiente (natural e antrópico) podem ser através dos seguintes aspectos ambientais:

- Uso e ocupação do espaço (terrestre e marítimo);
- Demandas por bens e serviços;
- Demanda por mão de obra;
- Geração de expectativas;
- Transporte de equipamentos, materiais;
- Geração de ruídos;
- Geração de luminosidade;
- Descarte de efluentes em corpos hídricos;
- Demanda por recursos hídricos e energéticos;
- Disposição de resíduos sólidos;
- Emissão de poluentes atmosféricos;
- Liberação acidental de substâncias perigosas.

A Figura 3.13 sumariza os principais impactos ambientais observados em atividades de produção marítima de petróleo e gás.

Activity	Source	Potential impact	Component affected	Comments
Development and production (offshore)	Site selection	Interactions	H/B/Aq	Long-term site selection based upon biological and socio-economic sensitivities and minimum disturbance. Risk of impact to sensitive species, commercially important species, resource conflict, access. Long-term support and supply base requirement and impacts on local port infrastructure.
	Operations	Discharges Emissions Waste	H/At/B/Aq/T	Long-term, chronic effects of discharges on benthic and pelagic biota; sediment and water quality. Impact of drill cuttings and mud discharges, produced water, drainage, sewage, sanitary and kitchen wastes, spillage and leakage. Emissions from power and process plant and impact on air quality. Noise and light impact from facilities and flaring. Solid waste disposal and impact on onshore infrastructure. Increased vessel and helicopter movements.
		Socio-economic Cultural	H	Loss of access and resource use interactions. Local port, harbour and community interactions related to supply and support functions.

H = Human, socio-economic and cultural; T = Terrestrial; Aq = Aquatic; At = Atmospheric; B = Biosphere

Figura 3.13 – Principais impactos ambientais das atividades de produção marítima de petróleo e gás.

Fonte: E&P Forum / UNEP, 1997

Quanto às emissões atmosféricas, os principais gases gerados são o dióxido de carbono, monóxido de carbono, metano, óxidos de nitrogênio e compostos orgânicos voláteis. Emissões de dióxido de enxofre e ácido sulfídrico podem ocorrer dependendo do teor de enxofre no petróleo (óleo e gás) e óleo diesel combustível, particularmente quando empregado como fonte de geração de energia.

As fontes primárias de emissões atmosféricas nas atividades de exploração e produção de petróleo são:

- Operações de queima (flaring), ventilação (venting) e purga (purging) de gases;
- Processos de combustão envolvendo motores à diesel e turbinas à gás;
- Emissões fugitivas em operações de transferência e armazenamento de combustível e petróleo, além de perdas em componentes de processo (válvulas, compressores, flanges, etc);

- Material particulado (poeira) oriundo de movimentação de solo durante construção e tráfego de veículos pesados;
- Particulados de outras fontes de queima, tais como teste de formação de poços.

O volume de emissões atmosféricas e o potencial impacto ambiental (alterações da qualidade do ar e do clima) dependem da natureza do processo de geração e do local da liberação. As emissões oriundas das atividades de exploração podem ser consideradas relativamente baixas. Entretanto, durante as atividades de produção, considerando sua maior intensidade, níveis maiores de emissão podem ser observados na circunvizinhança imediata das operações. As emissões das atividades de produção devem ser analisadas num contexto de emissões totais incluindo todas as fontes sendo que para a maior parte destas situa-se abaixo de 1 por cento dos níveis regional e global (E&P Forum / UNEP, 1997).

As principais fontes de emissão atmosféricas são basicamente os processos de combustão para geração de energia (térmica e elétrica) e queima de gás natural em tocha pelas plataformas sendo as principais substâncias emitidas os óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), hidrocarbonetos totais (HCT) e os seguintes gases de efeito estufa: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) e óxidos nitrosos (N_2O). Outras fontes estão apresentadas no Quadro 3.1.

Quadro 3.1 – Exemplos de fontes de emissão atmosféricas em atividades petrolíferas

Tipo	Categoria	Principais fontes incluem
Emissões Diretas	Fontes de combustão <i>Fontes estacionárias</i> <i>Fontes móveis</i>	Tochas, turbinas, motores, caldeiras, fornos, aquecedores. Embarcações, helicópteros, caminhões, etc.
	Fontes de processo <i>Processo</i> <i>Vents</i>	Unidades de amina, desidratadores (glicol) Tanque de drenagem e estocagem, dispositivos pneumáticos
	Fontes fugitivas <i>Emissões fugitivas</i>	Válvulas, flanges, conectores, selos de compressores, bombas, etc
Emissões Indiretas	Fontes indiretas <i>Eletricidade</i> <i>Vapor / calor</i>	Geração off-site de eletricidade para consumo interno Geração off-site de água quente e vapor para uso térmico interno

Fonte: API (2009).

3.3.1 Emissão de gases de efeito estufa na produção de petróleo

Os principais gases de efeito estufa nas atividades de E&P são o dióxido de carbono e o metano.

Queima de gás em tocha (“flaring”), ventilação e combustão são as fontes primárias de emissão de CO₂ nas atividades de produção de petróleo.

Em 2014, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás emitiram ao redor do mundo 286 milhões de toneladas de dióxido de carbono a partir do consumo de combustíveis para geração de energia (62%), da queima de gás em tocha (35%) e ventilação de gás (3%). Em termos de metano, foi emitido 1,8 milhão de toneladas sobretudo a partir da ventilação de gás (44%), perdas fugitivas (25%), queima de gás em tocha (25%) e do uso de energia (6%) (IOGP, 2015).

Quanto ao potencial estufa, estes gases podem ser combinados e expressos sob a mesma unidade – CO₂ equivalente³. Neste sentido, as atividades de E&P emitiram em 2014 quase 330 milhões de toneladas de CO₂ equivalente, sobretudo para a geração de energia (56% do total) e na queima de gás em tocha (34% do total).

Ao se normalizar as emissões de gases de efeito estufa considerando a produção de hidrocarbonetos associada, observa-se melhora no desempenho geral da indústria nos últimos cinco anos atingindo o patamar de 153 toneladas de CO₂ equivalente para cada mil toneladas de hidrocarbonetos produzidos em 2014 (Figura 3.14).

³ CO₂eq ou CO₂e, é usado para comparar as emissões de diversos gases de efeito estufa baseado na quantidade de dióxido de carbono que teria o mesmo potencial de aquecimento global (GWP), medido em um período de tempo especificado (geralmente 100 anos). O GWP do metano é 21 e do óxido nitroso é 310.

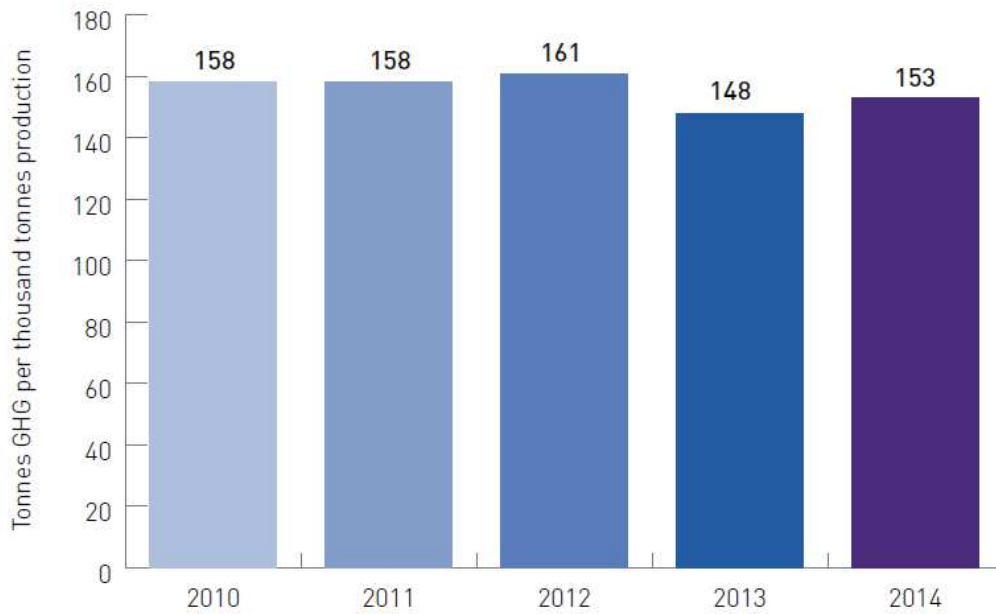


Figura 3.14 – Intensidade de emissão de gases de efeito estufa (2010-2014)

Fonte: IOGP, 2015

A Figura 3.15 apresenta o desempenho médio da indústria ao redor do mundo com destaque para o Oriente Médio (melhor resultado) e América do Norte e África (pior resultado).

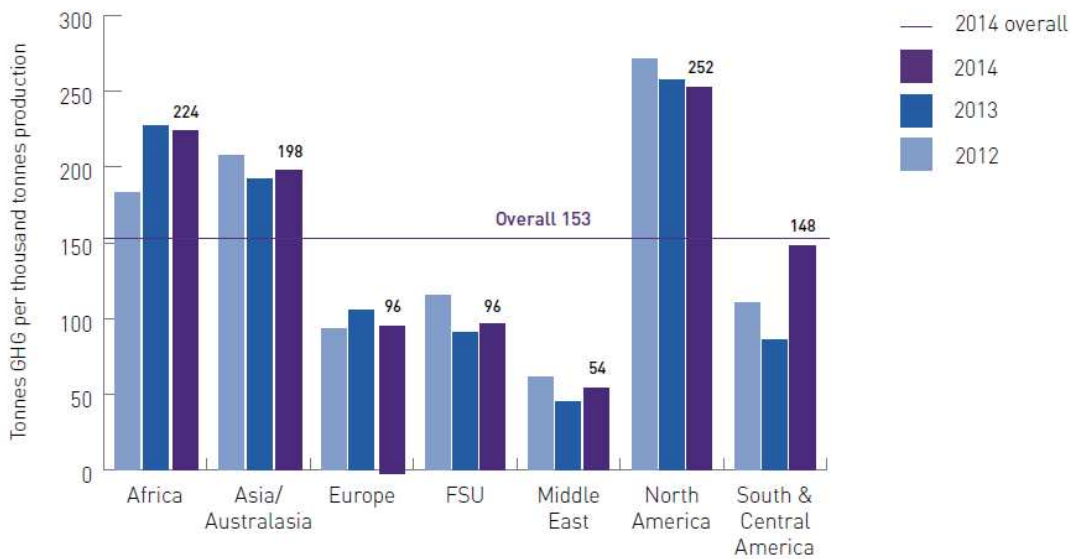


Figura 3.15 – Intensidade de emissão de gases de efeito estufa por regiões do mundo

Fonte: IOGP, 2015

A queima de gás natural é a fonte de emissão mais significativa em áreas produtoras de petróleo com ausência de infraestrutura ou mercado consumidor para o gás natural produzido. Atualmente, há milhares de queimas em áreas de produção de petróleo ao redor do mundo (Figura 3.16) consumindo anualmente cerca de 140 bilhões de metros cúbicos de gás natural com uma emissão de mais de 300 milhões de toneladas de CO₂ para a atmosfera (World Bank, 2015).



Figura 3.16 – Queimas de gás em tocha em campos petrolíferos ao redor do mundo.

Fonte: www.skytruth.org

A Figura 3.17 apresenta os países aonde mais se queima gás natural em tocha no período de 2007 a 2012, com destaque para Rússia, Nigéria, Irã, Iraque e EUA, sendo os dois últimos com tendência de aumento no referido período.

A queima de gás em tocha pode ocorrer tanto nas atividades de exploração quanto de produção, em ambiente terrestre e marinho, conforme ilustra a Figura 3.18.

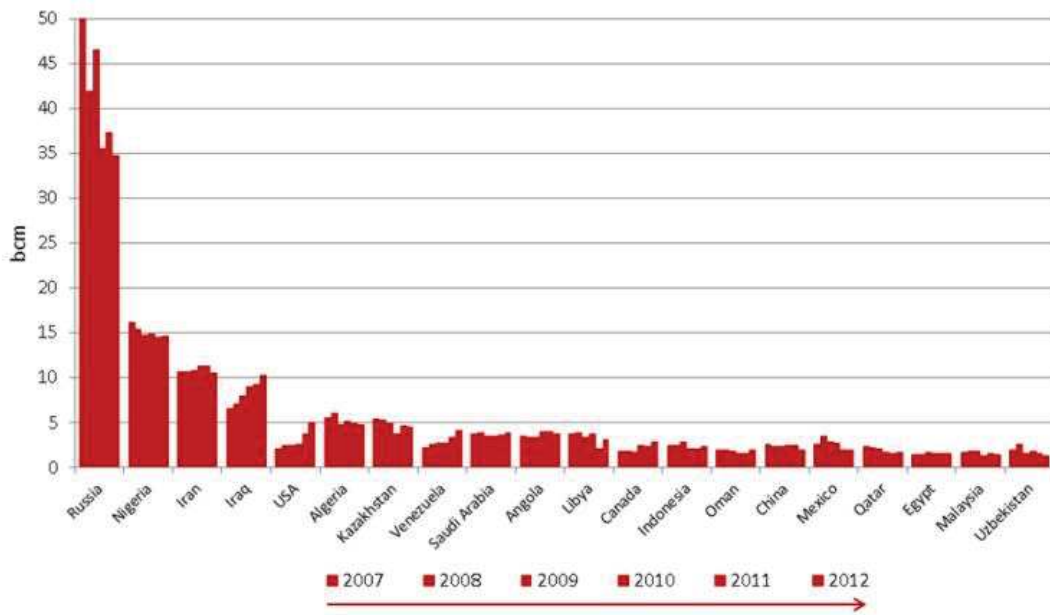


Figura 3.17 – Histórico de queima de gás natural em tocha nos vinte principais países

Fonte: World Bank, 2015.

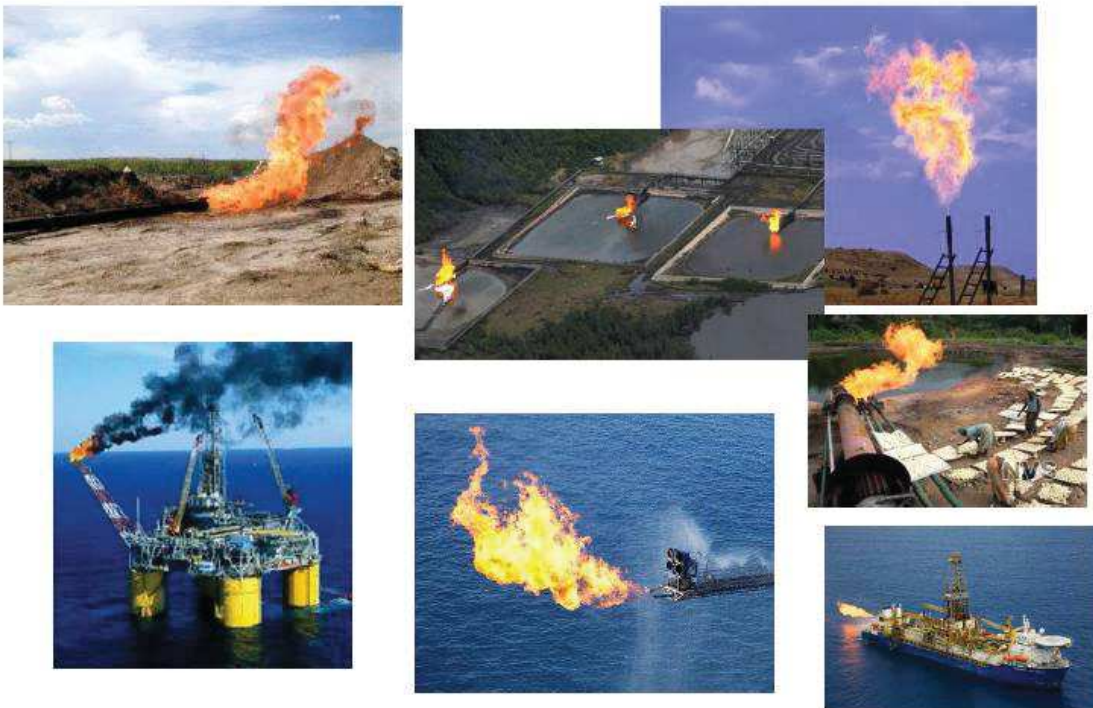


Figura 3.18 – Exemplos de queima de gás natural em tocha nas atividades de E&P

Fonte: www.dw.com; www.reliable.com; www.worldbank.com; www.testwells.com; www.voanews.com

Entretanto, onde viável, o gás é usualmente processado e distribuído como uma importante *commodity*. A queima de gás em tocha pode também ocorrer em ocasiões como procedimento de segurança (despressurização), durante o comissionamento, manutenção ou instabilidade operacional das plantas de processo.

Em 2014, o segmento de E&P queimou cerca de 30 milhões de toneladas de gás natural, sobretudo na região da África, equivalente a 14,8 toneladas de gás queimado para cada mil toneladas de hidrocarboneto produzido (intensidade de queima). A Figura 3.19 indica uma melhora no desempenho da indústria nos últimos anos.

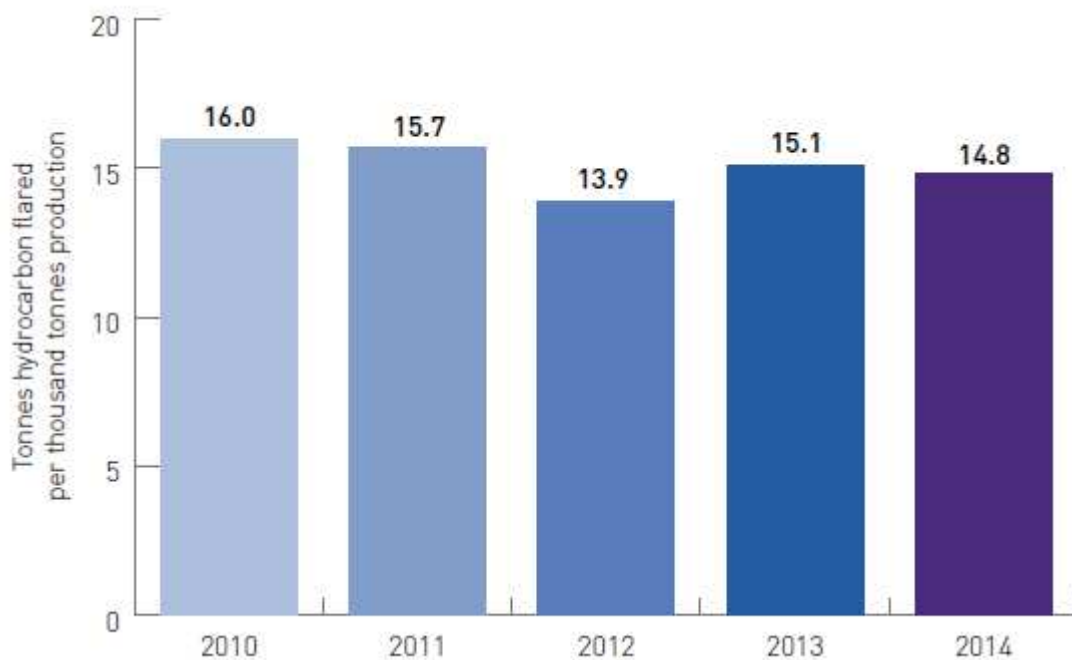


Figura 3.19 – Intensidade de queima de gás natural em tocha (2010-2014)

Fonte: IOGP, 2015

No Brasil, a maior parte do gás natural produzido em 2014 (cerca de 31,2 bilhões de metros cúbicos) foi de gás associado e em atividades marítimas (73,3%) sendo que 5,1% da produção total foi queimada ou perdida, e 18% reinjetada, representando um aproveitamento de 94,9% (ANP, 2015).

A queima de gás natural acima dos limites permitidos pela Portaria ANP n° 249/2000, conforme tendência crescente observada até 2009 (Figura 3.20), levaram à assinatura de um Termo de Compromisso entre a agência reguladora (ANP) e a indústria em 2010. A medida de ajuste de conduta teve como objetivo o controle da queima de gás associado nos 20 principais campos produtores da bacia de Campos e vigorou até 2014. Desde então, a ANP também vem restringindo os volumes autorizados de queima extraordinária de gás natural.

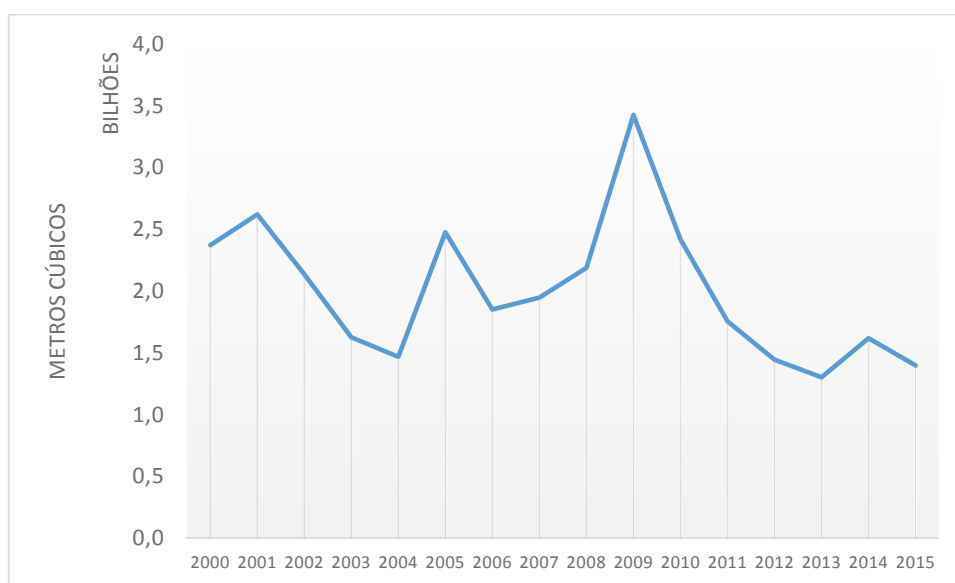


Figura 3.20 – Queima de gás natural em atividades de E&P no Brasil

Fonte: Elaboração própria (ANP, 2015)

3.4 GERENCIAMENTO AMBIENTAL

A realização de atividades de E&P de óleo e gás só poderão atender as expectativas e necessidades crescentes da sociedade quanto a um mínimo impacto ao meio ambiente através de um forte compromisso das empresas com a proteção ambiental e do pleno entendimento das autoridades reguladoras quanto as suas características e a forma como interagem com o ambiente (E&P Forum / UNEP, 1997), o que pode ser conseguido pela seguinte abordagem:

- integrando sistematicamente as questões ambientais nas tomadas de decisão de negócio através do uso de sistemas formais de gerenciamento;
- considerando todos os componentes ambientais (ar, água, solo, etc) na tomada de decisão tanto em nível estratégico quanto operacional;
- prevenindo a poluição na sua fonte em detrimento de controles *end of pipe*;
- avaliando alternativas na base do custo/benefício/risco incluindo valores ambientais;
- minimizando a demanda por insumos;
- inovando e buscando melhoria contínua.

Devido as relações com inúmeras partes interessadas (fornecedores, parceiros, governos, instituições financeiras, de seguro e de classificação) e a complexidade das questões ambientais envolvidas, a indústria de óleo e gás baseia a gestão de tais aspectos em modelos de sistemas reconhecidos e adotados internacionalmente, tais como as normas da série ISO 14000 para o gerenciamento, auditoria, avaliação de desempenho, rotulagem, análise de ciclo de vida, etc.

Os sistemas de gestão têm de garantir o atendimento às regulações, padrões, normas e objetivos ambientais, tanto internos quanto externos (locais e internacionais).

Padrões de qualidade para ar, água, solo, ruído e exposição a produtos químicos são comumente seguidos tendo como referência a capacidade de suporte dos ambientes bem como os limites tecnológicos de processo.

Importantes convenções e tratados internacionais são seguidos, tais como, o Protocolo de Montreal, MARPOL⁴, OSPAR⁵, e as convenções de Basel (transporte transfronteiriço de resíduos perigosos), para espécies migratórias, biodiversidade, mudança do clima, etc.

⁴ Convenção Internacional para Prevenção da Poluição por Navios. Tem por propósito o estabelecimento de regras para a completa eliminação da poluição intencional do meio ambiente por óleo e outras substâncias danosas oriundas de navios, bem como a minimização da descarga acidental daquelas substâncias no ar e no meio ambiente marinho.

⁵ Convenção para a Proteção do Meio Marinho do Atlântico Nordeste. Tem por objetivo proteger o ambiente e biodiversidade marinhos da parte nordeste do oceano Atlântico.

A indústria de óleo e gás tem uma diversidade de *guidelines* voltados para o gerenciamento ambiental de suas atividades, conforme exemplificado na Figura 3.21.

- Environmental principles/objectives and general guidelines**
- Environmental principles (E&P Forum/ EUROPIA)¹⁷, (UKOOA)¹⁸
 - Management systems (E&P Forum)²³, (API)²⁴, (UNEP)²⁹
 - Chemical usage (API)²
 - Waste management (E&P Forum)⁴
 - Drilling muds (E&P Forum)⁴⁹
 - Oil spills (UNEP)⁸ (IPIECA)^{11,13}
 - Decommissioning (E&P Forum)^{37,38}
- Technical Guidelines**
- Seismic operations (IAGC)²⁷
 - Chemical usage (OLF)³
 - Drilling muds (UNEP)⁵, (E&P Forum)^{6,47,48}
 - Atmospheric emissions (OLF)¹, (E&P Forum)⁴⁶
 - Produced water (E&P Forum)^{7,44,45}
 - Oil spills (IMO/IPIECA)¹², (IPIECA)^{14,15,16,36}, (ITOPF)³³ (CONCAWE)^{34,35}
 - Arctic (IUCN/E&P Forum)²¹, (E&P Forum)³⁰
 - Mangroves (IUCN/E&P Forum)²²
 - Tropical rainforests (IUCN)²⁵, (E&P Forum)²⁶
 - Auditing (ICC)⁴², (UNEP)⁴³
 - Cleaner production (UNEP)^{50,51}
 - Decommissioning (E&P Forum)⁵²

Figura 3.21 – Exemplos de guias para o gerenciamento ambiental das atividades de E&P

Fonte: E&P Forum (1997, p.23)

Uma série de conceitos podem ainda ser empregados nas tomadas de decisão dos projetos, tais como: BAT (*Best Available Techniques*), BATNEEC (*Best Available*

Technology not Entailing Excessive Cost), EVABAT (*Economically Viable Application of Best Available Technologies*) e BPEO (*Best Practicable Environmental Option*).

A auto-regulação é uma abordagem que também tem sido adotada em alguns países, sobretudo europeus, em complemento à legislação prescritiva, com ênfase na pré-aprovação de operações, substâncias, materiais e processos, e na maior exigência das autoridades para maior responsabilidade por parte da indústria no cumprimento de leis.

No Brasil, ainda se observa o gerenciamento ambiental das atividades de E&P mais direcionado para o atendimento de requisitos legais e compromissos estabelecidos no âmbito dos processos de licenciamento ambiental. As principais práticas de gestão estão voltadas para os conceitos de controle da poluição e atendimento de padrões de qualidade ambiental.

3.4.1 Boas práticas para o gerenciamento de emissões atmosféricas

Vários estudos de otimização de processo têm sido conduzidos pela indústria para identificar oportunidades de redução das emissões atmosféricas a partir da melhoria de procedimentos de controle de processo, sistemas de manutenção e projetos de equipamentos.

Nesse sentido, vale destacar os avanços tecnológicos nos projetos de válvulas, reduzindo emissões fugitivas, e de flare, aumentando a eficiência de combustão. A produção (auto-geração) de energia tem sido melhorada a partir de turbinas a gás mais eficientes quanto aos processos de combustão e recuperação de calor dos gases de exaustão. Outras tecnologias têm sido desenvolvidas visando a redução das emissões de NO_x, tais como: Dry Low NO_x (DLN), Redução Catalítica Seletiva (SCR), sistemas de pré-combustão em motores à diesel, etc.

Especificamente com relação aos gases de efeito estufa, as principais práticas aplicáveis na indústria de óleo e gás com o maior potencial de redução das emissões podem ser agrupadas nas seguintes famílias de projetos (API, 2007):

- Cogeração;

- Captura e estocagem de carbono;
- Substituição de combustíveis;
- Melhoria na eficiência energética;
- Redução de flare.

Para a indústria de óleo e gás, os projetos de cogeração consistem em fornecer um meio eficiente de geração de vapor e eletricidade para operação de refino e para injeção de vapor em operações de recuperação secundária.

A captura e estocagem de carbono (sigla em inglês, CCS) refere-se a uma cadeia de processos para coletar ou capturar uma corrente de gás de CO₂, transportá-lo até um local de armazenagem e injetá-lo numa formação geológica (reservatório depletado de petróleo, formações salinas profundas, minas de carvão desativadas, etc). A injeção e estocagem de CO₂ em formações depletadas de petróleo já tem ganhado importância como resultado de operações de recuperação secundária.

Os projetos de substituição de combustíveis podem envolver desde o uso de um combustível diferente até a modernização (*“retrofit”*) de queimadores, mudanças no sistema de fornecimento de combustível, mudanças no sistema de disponibilização de ar para combustão, etc.

Quanto aos projetos de eficiência energética, a melhoria pode se dar no desempenho no nível de um equipamento individual, de um grupo de equipamentos ou de um processo como um todo.

Os projetos de redução de flaring para o segmento de E&P consistem em medidas para evitar a queima rotineira de gás associado e reduzir a queima não-rotineira e a ventilação de gás (API, 2009). A queima rotineira trata-se da queima de gás durante a operação normal de atividade de produção de petróleo com ausência de infraestrutura para reinjeção, uso interno ou exportação do gás associado. Há também a queima de gás para garantir a segurança operacional da instalação. Por fim, a queima de gás não rotineira trata-se dos demais tipos de queimas (ex.: por falha temporária de equipamentos, indisponibilidade temporária de exportação, durante o comissionamento das instalações, etc.).

Com o aproveitamento do gás associado produzido, as emissões de gases de efeito estufa são reduzidas a partir da diminuição da emissão de metano oriunda do gás ventilado evitado ou da emissão de CO₂ oriunda do gás queimado evitado.

O aproveitamento do gás pode se dar a partir do i) uso do mesmo para geração de energia na própria instalação, do ii) transporte para mercados locais de geração de energia, da iii) exportação (por dutos ou na forma de gás natural liquefeito – GNL) para mercado consumidor doméstico / internacional, da iv) compressão e reinjeção no próprio reservatório, e do v) uso como mecanismo de recuperação secundária (gas lift) (API, 2009).

Dentre as opções de aproveitamento (ou monetização) do gás associado, podem ser citadas a reinjeção, o transporte dutoviário, a geração de energia (*gas to power*), a conversão para líquidos (*gas to liquids* – GTL), a conversão para produtos químicos (ex.: metanol, DME), a liquefação (*liquefied natural gas* – LNG) e a compressão (*compressed natural gas* – CNG).

Os aspectos a serem considerados na análise do aproveitamento do gás associado são os seguintes:

- Composição do gás incluindo presença de contaminantes (CO₂ e H₂S, por exemplo);
- Perfil da produção;
- Área necessária para os equipamentos (footprint) e complexidade técnica;
- Maturidade e confiabilidade da tecnologia;
- Receitas;
- Custos (investimento e operacional);
- Transporte para o mercado consumidor;
- Eficiência energética e intensidade de carbono;
- Interdependência com comunidades locais.

A Figura 3.22 apresenta uma avaliação qualitativa da favorabilidade das alternativas de aproveitamento do gás associado produzido.

	Gas reinjection	Pipeline	CNG	Mini LNG	Small scale GTL	Gas to Wire
Gas composition	Favorável	Favorável	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente
Production profile	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente
Revenue/Product uplift	Desfavorável	Parcialmente	Parcialmente	Favorável	Favorável	Parcialmente
Capex	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	Desfavorável	Parcialmente
Technology maturity	Favorável	Favorável	Parcialmente	Parcialmente	Desfavorável	Favorável
Transport to market	Not applicable	Parcialmente	Desfavorável	Desfavorável	Favorável	Favorável
Energy & carbon efficiency	Desfavorável	Favorável	Favorável	Favorável	Parcialmente	Parcialmente
Operational safety considerations	Favorável	Favorável	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente	Parcialmente
Community interdependency	Desfavorável	Parcialmente	Favorável	Favorável	Parcialmente	Favorável

Legenda: Favorável (Verde), Parcialmente (Amarelo), Desfavorável (Vermelho)

Figura 3.22 – Avaliação da favorabilidade das alternativas de aproveitamento de gás.

Fonte: GGFR, 2013.

As barreiras que podem impedir o aproveitamento do gás associado produzido, particularmente nos projetos de pequeno porte, são a longa distância do mercado consumidor, ausência de infraestrutura local, reservas pequenas de gás, distorção nos preços de mercado devido a subsídios locais e indisponibilidade de capital de investimento (GGFR, 2013).

4 RISCO CARBONO

Este capítulo tem por principal objetivo apresentar o posicionamento da indústria de óleo e gás frente às ameaças e oportunidades envolvendo o chamado risco carbono de seus negócios.

4.1 MUDANÇAS CLIMÁTICAS

Talvez um dos assuntos mais intensamente discutidos pela humanidade nas últimas décadas seja o aquecimento global que, na verdade, é um aspecto específico de um fenômeno mais amplo – a “mudança do clima”.

O clima é definido como a média das condições meteorológicas, isto é, a descrição estatística (valores médios e variabilidade) da temperatura, precipitação e velocidade dos ventos em um período de tempo de trinta anos (WMO, 2016).

Os maiores componentes que compõem o sistema climático são o ar, água, gelo, terra e vegetação, além das interações entre eles. Tal sistema varia no tempo segundo sua própria dinâmica interna e alteração do balanço radiativo do sistema Terra-atmosfera.

As alterações no balanço radiativo podem ser produzidas por causas naturais ou antrópicas. Fundamentalmente, há três maneiras de alterar este balanço de forma a modificar a temperatura de equilíbrio da Terra: i) variando a energia solar incidente por alterações na órbita da Terra e no próprio Sol; ii) variando a fração da radiação refletida (albedo) por mudanças na cobertura de nuvens, ou pela presença de aerossóis atmosféricos, ou, ainda, pela mudança no uso da terra; iii) variando a radiação infravermelha emitida pela Terra pela variação no teor dos gases de efeito estufa. O clima responde a essas variações, direta ou indiretamente, por meio de vários mecanismos de retroalimentação (feedback).

Como a Terra está em equilíbrio térmico, é necessário que ela emita para o espaço a mesma quantidade de energia que recebe do Sol, descontado o albedo. Pelas leis da termodinâmica, para emitir a energia esperada a Terra deveria estar

numa temperatura muito inferior à temperatura realmente medida na superfície. A diferença é explicada pelo efeito estufa natural, resultado da presença de gases na atmosfera que são capazes de absorver a radiação emitida pela superfície terrestre (Figura 4.1).

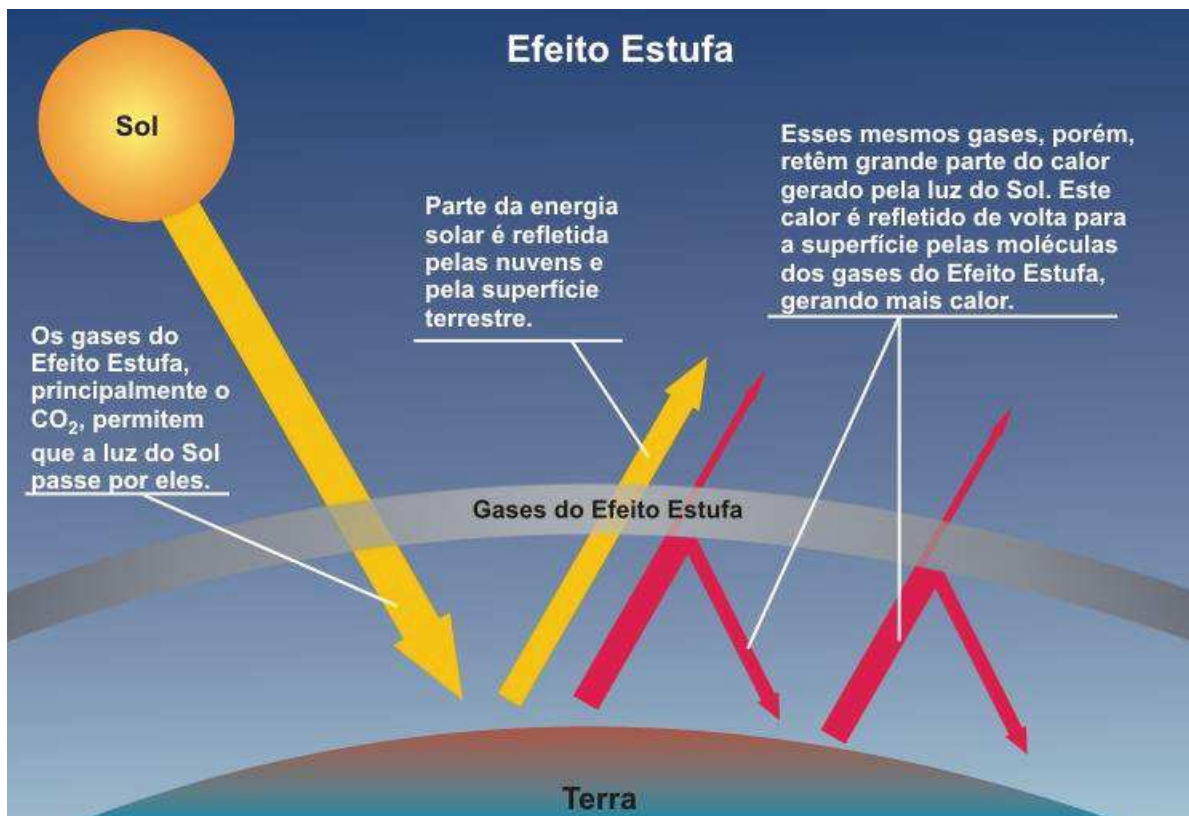


Figura 4.1 – Mecanismo de efeito estufa

Fonte: www.cienciamao.usp.br

Desta forma, alterações climáticas referem-se a uma mudança no estado do clima que pode ser identificada (por meio de testes estatísticos, por exemplo) por mudanças na média e / ou na variação das suas propriedades e que persistem durante um longo período de tempo. Segundo IPCC⁶, a mudança climática pode ocorrer tanto

⁶ O Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, sigla em inglês para *Intergovernmental Panel on Climate Change*) é um órgão que reúne cientistas de todo o mundo. Ele faz avaliações regulares sobre as mudanças climáticas publicando relatórios periódicos, a principal referência do tema em nível internacional. O IPCC já publicou cinco Relatórios de Avaliação (ou *Assessment Reports*, AR) em: 1990, 1995, 2001, 2007, e,

por meio de processos internos naturais ou forças externas, como modulações dos ciclos solares, erupções vulcânicas e as mudanças antropogênicas persistentes na composição da atmosfera ou no uso da terra.

Por outro lado, a Convenção-Quadro sobre Mudança do Clima (UNFCCC) das Nações Unidas, em seu artigo 1º, define a mudança climática como “uma mudança do clima que é atribuída direta ou indiretamente à atividade humana, que altera a composição da atmosfera mundial e que vai além da variabilidade climática natural observada ao longo de períodos comparáveis”. A UNFCCC faz, assim, uma distinção entre as mudanças climáticas atribuídas às atividades humanas que alteram a composição atmosférica e a variabilidade do clima atribuída a causas naturais.

A mudança climática pode ser evidenciada a partir de alterações nos oceanos, no ciclo da água, na criosfera, no nível do mar, na concentração dos gases de efeito estufa na atmosfera, etc.

As séries históricas mostram crescimento de temperaturas do ar na superfície dos continentes e na superfície dos oceanos, nível global médio do mar e concentrações dos principais gases de efeito estufa na atmosfera em decorrência das emissões de origem antrópicas (Figura 4.2).

o quinto, 2014. De cada relatório é feito um sumário para os tomadores de decisão (*Synthesis Report Summary for Policymakers* ou SPM), ou seja, para ser lido pelos vários atores que podem influir em políticas públicas e nas ações dos diversos setores (autoridades, políticos, lideranças de empresas, sociedade civil, entre outros).

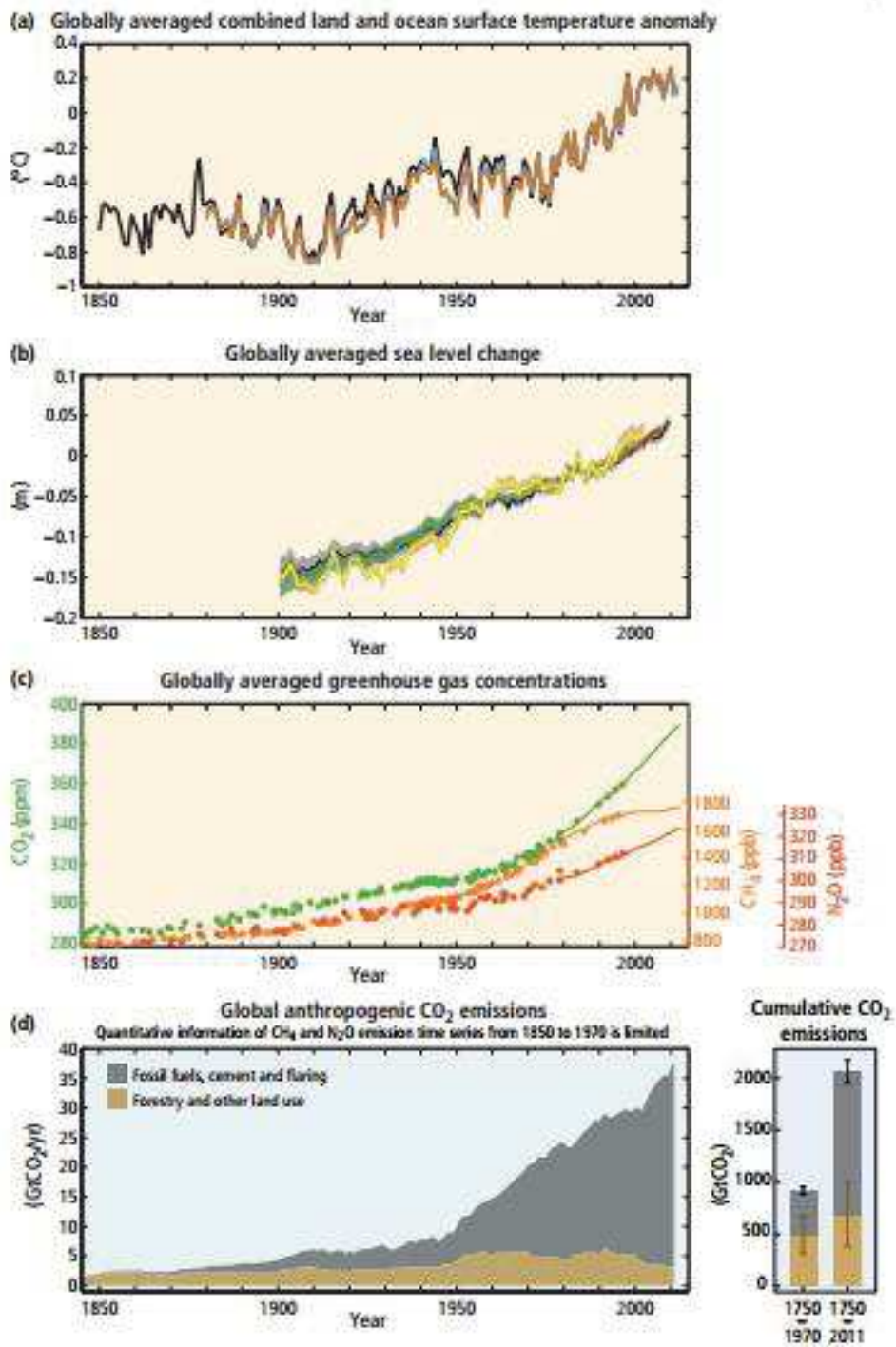


Figura 4.2 – Múltiplos indicadores observados da mudança de clima global: (a) médias globais observadas de anomalias de temperatura combinadas de oceanos e continentes; (b) nível global médio do mar; (c) concentrações atmosféricas de gases de efeito estufa; (d) emissões antrópicas anuais de CO₂.

Fonte: IPCC, 2014

Com relação aos impactos das mudanças climáticas, as evidências são mais fortes e mais abrangentes para os sistemas naturais. Alguns impactos sobre os sistemas humanos também têm sido atribuídos às mudanças climáticas, com uma contribuição maior ou menor das mudanças climáticas em comparação com outras influências.

A Figura 4.3 apresenta os padrões globais dos impactos nas décadas recentes atribuídos às mudanças climáticas. Os impactos são mostrados em várias escalas geográficas. Os símbolos indicam os atributos das categorias dos impactos, a contribuição relativa às mudanças climáticas (maiores ou menores) ao impacto observado e a confiança dos atributos.

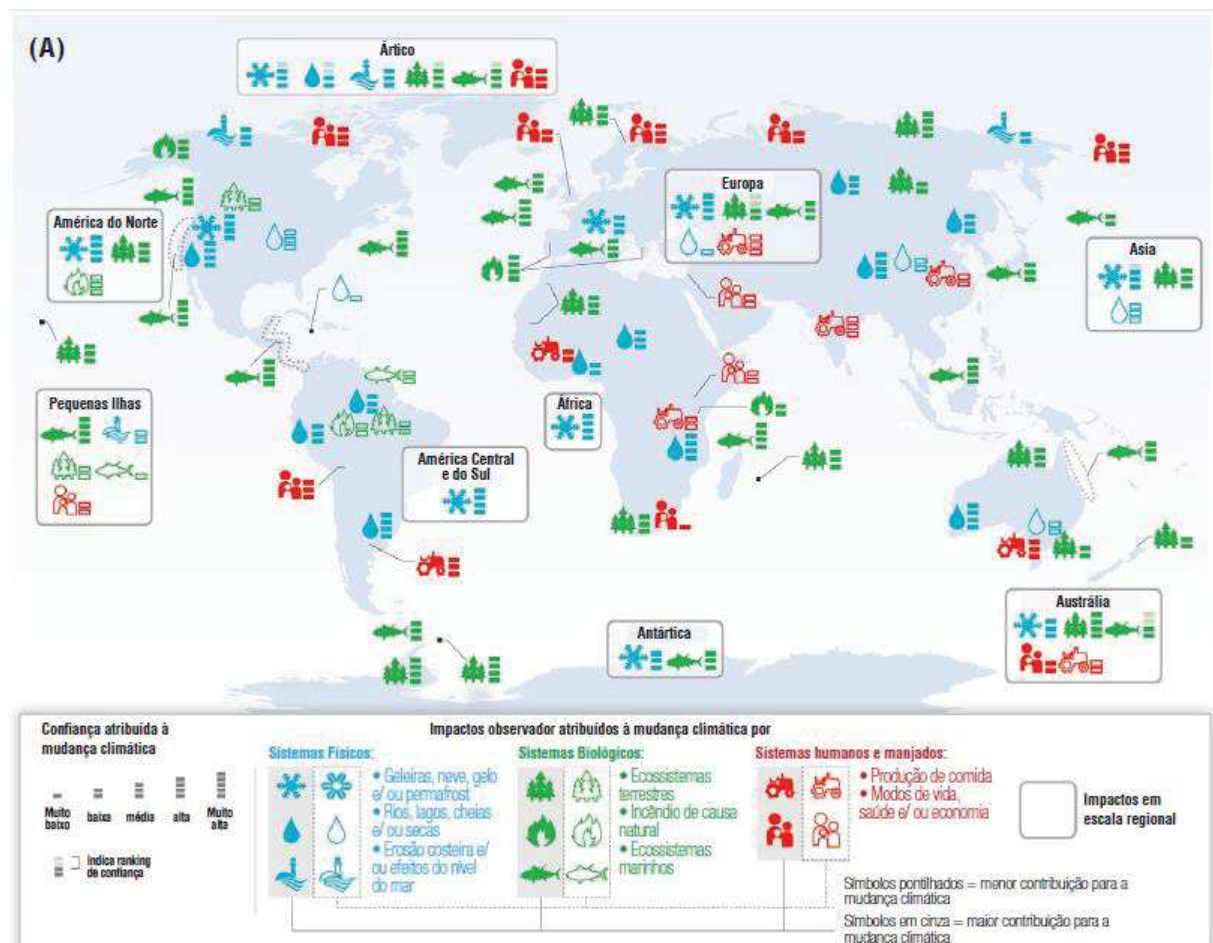


Figura 4.3 – Impactos das mudanças climáticas

Fonte: IPCC, 2014

As projeções do clima para o futuro não são predições determinísticas da evolução climática. Os modelos de projeção quantificam possíveis trajetórias futuras das variáveis do clima, dentro de certos limites de incerteza, assumindo determinados cenários sobre as forçantes naturais e antrópicas.

Tais projeções amplificam os riscos já existentes relacionados ao clima e também criam novos riscos para os sistemas naturais e humanos, conforme descrito a seguir. Alguns destes riscos serão limitados a um determinado setor ou região e outros terão efeitos em cascata. Em menor medida, as projeções da mudança climática também podem ter alguns benefícios potenciais (IPCC, 2014).

Os riscos globais dos impactos provocados por mudanças climáticas podem ser reduzidos pela limitação da taxa e magnitude das mudanças climáticas. Conforme ilustrado na Figura 4.4, os riscos são reduzidos substancialmente nos cenários de menores projeções de temperatura (identificado como RCP2.6 - baixas emissões) em comparação com as mais altas projeções de temperatura (identificado como RCP8.5 - altas emissões), particularmente na segunda metade do século 21. Reduzir a mudança climática também pode reduzir a escala de adaptação que pode ser necessária. Sob todos os cenários analisados para adaptação e mitigação, algum risco de impactos adversos permanece.

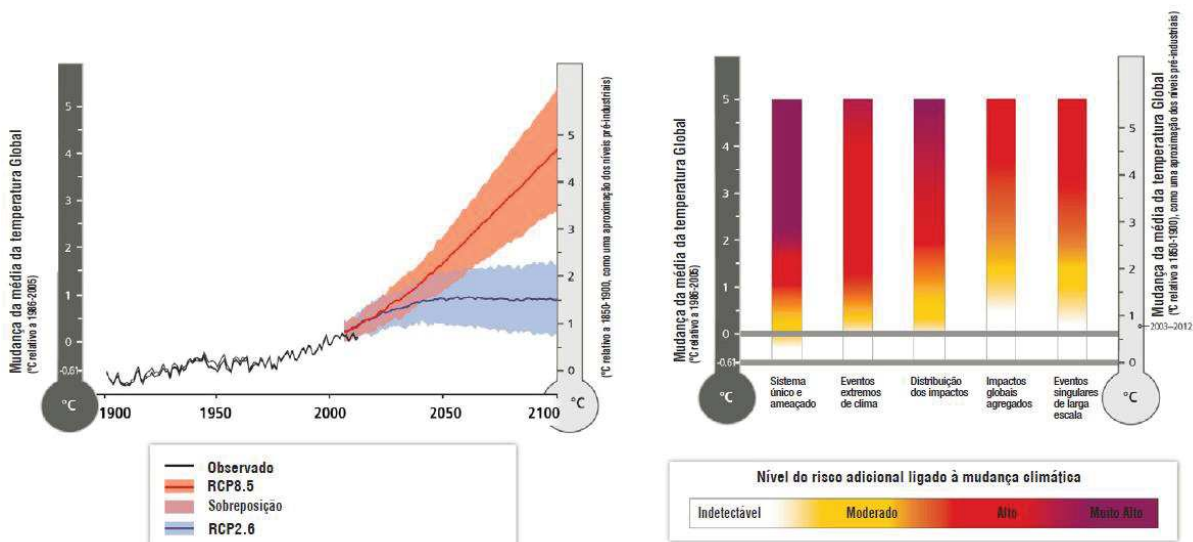


Figura 4.4 – Perspectiva global sobre os riscos relacionados ao clima.

Fonte: IPCC, 2014.

Na Figura 4.4, os riscos associados a motivos de preocupação são mostrados à direita para níveis crescentes de mudanças climáticas. O sombreado de cor indica o risco adicional referente às alterações climáticas quando um nível de temperatura é atingido e, em seguida, sustentado ou ultrapassado. Risco indetectável (branco) indica que não há impactos associados detectáveis atribuíveis às mudanças climáticas. Risco moderado (amarelo) indica que os impactos associados são tanto detectáveis como atribuíveis às mudanças climáticas, com pelo menos confiança média, contribuindo, ainda, para outros critérios específicos dos riscos principais. Alto risco (vermelho) indica impactos graves e generalizados, também responsável por outros critérios específicos para os principais riscos. Roxo, introduzido nesta avaliação, mostra que o risco muito alto é indicado por todos os critérios específicos dos riscos principais. Para referência, a temperatura histórica média da superfície da Terra e a temperatura projetada é mostrada à esquerda,

Riscos relacionados à água doce, por exemplo, aumentarão significativamente com as concentrações crescentes de gases de efeito estufa. A mudança do clima ao longo do século 21 é projetada para reduzir significativamente os recursos hídricos renováveis, superficiais e subterrâneos, na maioria das regiões subtropicais secas, intensificando a competição por água entre os setores.

Uma grande parte de espécies tanto terrestres quanto de água doce encaram o aumento do risco de extinção sob as projeções das mudanças climáticas no século 21 e nos séculos seguintes. Isso se justifica especialmente pela forma como as alterações climáticas interagem com outros fatores estressantes, como a modificação dos habitats, sobre-exploração, poluição e espécies invasoras

Neste século, as magnitudes e taxas de mudança climática associada aos cenários de média e alta emissão apresentam alto risco de mudança abrupta e irreversível em escala regional na composição, estrutura e função dos ecossistemas terrestres e ecossistemas de água doce, incluindo as zonas úmidas.

Segundo o aumento do nível do mar projetado ao longo do século 21 e para os períodos seguintes, os sistemas costeiros e áreas baixas cada vez mais experimentarão impactos adversos, como submersão, inundações costeiras e erosão costeira.

Por causa das mudanças climáticas projetadas para meados do século 21 e períodos seguintes, a redistribuição global de espécies marinhas e a redução da biodiversidade marinha em regiões sensíveis irão desafiar o fornecimento sustentável de produtividade pesqueira e de outros serviços ambientais. Deslocamentos espaciais de espécies marinhas em razão do aquecimento projetado causarão invasões de espécies de alta latitude, além de altas taxas locais de extinção nos trópicos e mares semifechados. Para os cenários de emissões médias à altas, a acidificação dos oceanos representa riscos significativos para os ecossistemas marinhos, especialmente os recifes de coral e áreas polares; impactos sobre a fisiologia, comportamento e dinâmica populacional de várias espécies, desde o fitoplâncton aos animais superiores.

Todos os aspectos da segurança alimentar são potencialmente afetados pelas mudanças climáticas, incluindo o acesso à alimentação e estabilidade dos preços. Para as principais culturas (trigo, arroz e milho) em regiões tropicais e temperadas, as alterações climáticas sem uma adaptação adequada deverão impactar negativamente a produção no caso de aumento das temperaturas locais de 2°C ou acima dos níveis observados no final do século XXI, embora alguns locais individuais possam ser beneficiados.

Muitos dos riscos globais das mudanças climáticas estão concentrados em áreas urbanas, tais como: estresse por calor, precipitações extremas, inundações costeiras e no interior, deslizamentos de terra, poluição do ar, seca e escassez de água representam riscos em áreas urbanas para as pessoas, bens, economias e ecossistemas.

Os principais impactos rurais futuros são esperados a curto prazo e vão além de impactos sobre a disponibilidade de água e de alimentação, a segurança alimentar e os rendimentos agrícolas. São incluídas na projeção as mudanças nas áreas de produção de culturas alimentares e não alimentares em todo o mundo.

Até a metade do século XXI, as alterações climáticas previstas impactarão a saúde humana, principalmente ao exacerbar os problemas de saúde que já existem. Ao longo do século 21, espera-se que a mudança climática leve a aumento nos problemas de saúde em muitas regiões e, especialmente, nos países em

desenvolvimento e de baixa renda em relação a um cenário de linha de base, sem a mudança climática.

Segundo a projeção, a mudança do clima ao longo do século 21, aumentará o deslocamento de pessoas e populações contribuindo indiretamente para os riscos de conflitos violentos na forma de guerra civil e violência intergrupos, ampliando os vetores bem documentados desses conflitos, como a pobreza e choques econômicos.

Para a maioria dos setores da economia, os impactos de variáveis, tais como mudanças na estrutura populacional, renda, tecnologia, preços relativos, estilo de vida, regulamentação e governança preveem grande repercussão em relação aos impactos da mudança climática. A mudança climática é projetada para reduzir a demanda de energia para aquecimento e aumentar a demanda de energia para refrigeração nos setores residencial e comercial. A mudança climática deverá afetar as fontes e tecnologias de energia de maneiras diferentes, dependendo dos recursos (o fluxo de água, vento e insolação, por exemplo), processos tecnológicos (refrigeração, por exemplo) ou locais (as regiões costeiras e planícies de inundação, por exemplo) envolvidos. Eventos do clima mais severos e/ou frequentes e/ou desastres preveem aumento e perda da variabilidade em várias regiões, desafiando os sistemas de seguridade a oferecer uma cobertura acessível ao levantar mais capital baseado em risco, particularmente em países em desenvolvimento.

Por outro lado, o próprio IPCC admite que os impactos econômicos globais devido às mudanças climáticas são difíceis de estimar. Estimativas de impactos econômicos concluídas ao longo dos últimos 20 anos variam em sua cobertura de subconjuntos de setores econômicos e dependem de um grande número de suposições, muitas das quais são discutíveis, e muitas estimativas não levam em conta as mudanças catastróficas, pontos de inflexão, e muitos outros fatores. Com estas limitações reconhecidas, as estimativas incompletas de perdas econômicas anuais globais para o aumento da temperatura adicional de $\sim 2^{\circ}\text{C}$ são entre 0,2 e 2,0% da renda, com grandes diferenças entre os países e regiões dentro deles. As estimativas do impacto econômico incremental de emissão de dióxido de carbono variam entre alguns dólares e várias centenas de dólares por tonelada de carbono, variando fortemente em função do dano assumido e da taxa de desconto.

Stern (2006), analisando o impacto econômico das mudanças climáticas, concluiu que o custo e riscos dessas mudanças equivale a uma perda de 5-20% do PIB mundial por ano. Em contrapartida, agir – por meio da redução dos gases de efeito estufa – custaria apenas 1% do PIB mundial por ano. O custo social das mudanças climáticas foi estimado em cerca de US\$85 / t CO₂.

4.2 EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Além do vapor d'água, as propriedades radiativas da atmosfera são fortemente influenciadas pelos gases de efeito estufa de longa permanência na atmosfera: CO₂, CH₄ e N₂O.

As concentrações desses gases na atmosfera aumentaram substancialmente nos últimos 200 anos, principalmente a partir da segunda metade do século XX, em decorrência das emissões de origem antrópica a partir da era pré-industrial.

As emissões antrópicas totais de gases de efeito estufa tem aumentado continuamente nos últimos 40 anos, especialmente a partir do ano de 2000 (Figura 4.5). As emissões de antrópicas de CO₂, as quais constituem de longe a fração mais importante, são devidas essencialmente à queima de combustíveis fósseis e à mudança no uso da terra. O metano (CH₄), que tem propriedade radiativa por molécula bem mais intensa que a do CO₂, está relacionado à extração e ao uso de combustíveis fósseis, à plantação de arroz em áreas alagadas, à criação de gado e ao tratamento de resíduos. As principais fontes de emissão de N₂O são a intensificação de práticas agrícolas (com o uso de fertilizantes) e produção de alimentos.

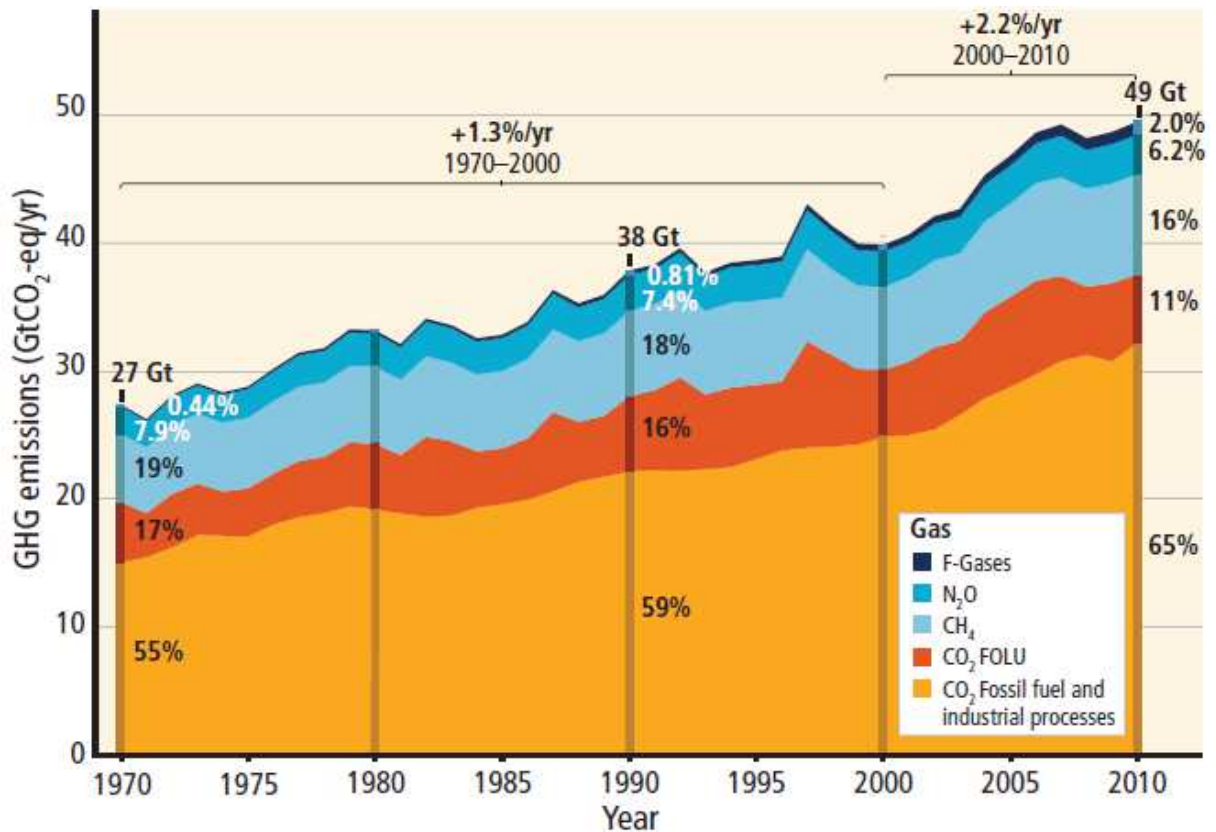


Figura 4.5 – Emissão total de gases de efeito estufa no período 1970-2010

Fonte: IPCC, 2014.

As projeções de emissões relacionadas ao uso de combustíveis fósseis indicam que o carvão será a principal fonte de energia com taxa crescente até por volta do ano de 2020. Por outro lado, emissões oriundas do gás natural crescerão continuamente, tornando este combustível o principal contribuinte para o aumento das emissões até 2040 (Figura 4.6).

Segundo a Agência Internacional de Energia (2014), a geração de energia é o setor que oferece o maior potencial de abatimento de emissões globais de CO₂ oriundas da queima de combustíveis fósseis, especialmente em países em desenvolvimento (Figura 4.7).

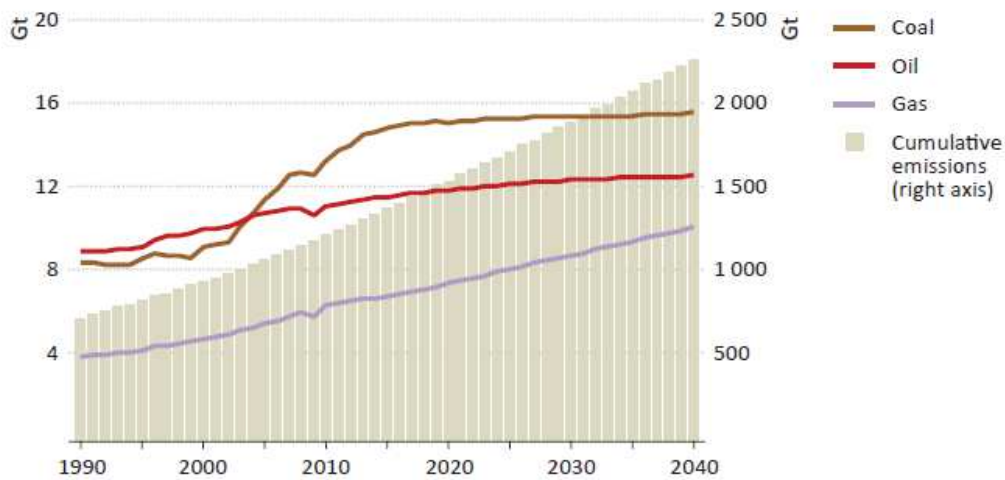


Figura 4.6 – Emissão de CO₂ relacionada ao uso de combustíveis fósseis

Fonte: IEA, 2014.

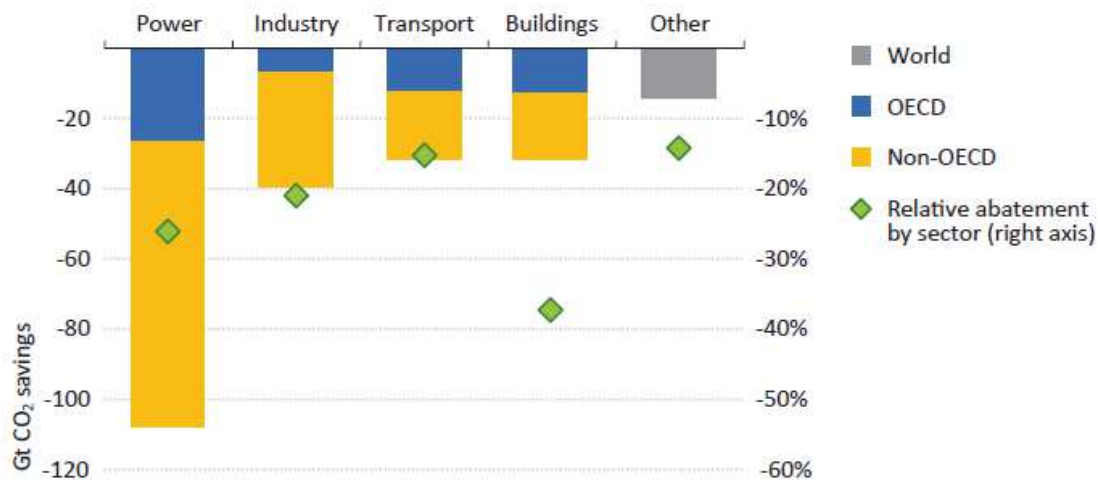


Figura 4.7 – Potencial de abatimento de emissões de CO₂ no uso de combustíveis fósseis.

Fonte: IEA, 2014.

No Brasil, a maior parte das emissões de gases de efeito estufa estiveram historicamente associadas, até meados dos anos 2000, à mudança no uso da terra e

florestas, ou seja, as emissões e remoções resultantes das variações da quantidade de carbono, seja da biomassa vegetal, seja do solo, considerando-se todas as transições possíveis entre diversos usos, além das emissões de CO₂ por aplicação de calcário em solos agrícolas e das emissões de CH₄ e N₂O pela queima de biomassa nos solos. Mais recentemente, ganharam relevância as emissões dos setores de energia (devido à queima de combustíveis e emissões fugitivas da indústria de petróleo, gás e carvão mineral) e agropecuária (Figura 4.8).

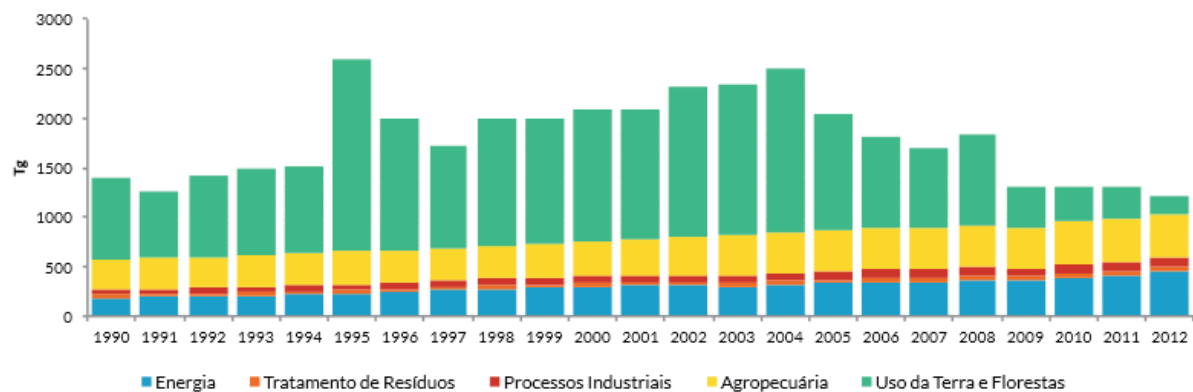


Figura 4.8 – Emissões de gases de efeito estufa no Brasil, por setor (em CO_{2eq})

Fonte: MICT, 2014.

Especificamente sobre o setor de petróleo e gás natural no Brasil, a Figura 4.9 apresenta as emissões de CO₂ estimadas para o período de 1990 a 2012 para as áreas de exploração e produção (E&P), refino e transporte.

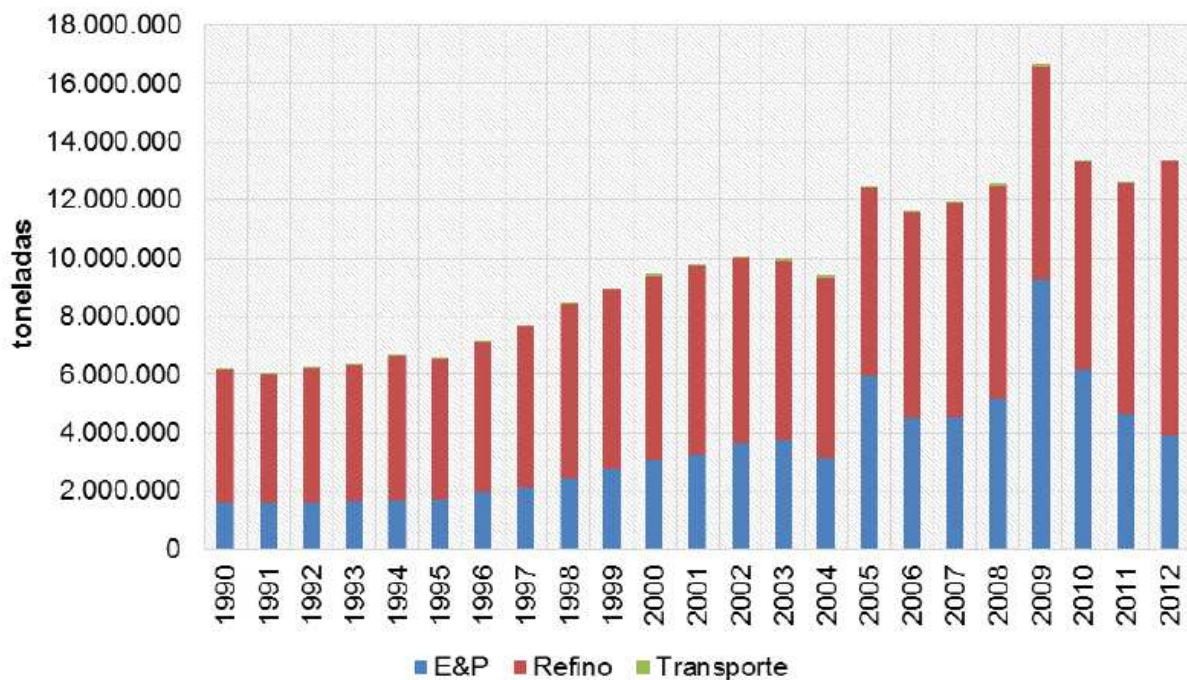


Figura 4.9 – Emissões de CO₂ estimadas para a indústria de petróleo e gás no Brasil

Fonte: MICT, 2015.

4.3 PRECIFICAÇÃO DE CARBONO

Discussões sobre precificação do carbono têm sido cada vez mais comuns nos debates envolvendo soluções práticas para as mudanças climáticas.

Um preço para o carbono ajuda a resolver uma das maiores falhas de mercado já apontadas no sistema capitalista na medida em que permite a internalização de custos sociais pelos agentes econômicos responsáveis pelas emissões e o estímulo por emprego de tecnologias mais limpas e inovações de processos e produtos.

Há basicamente dois mecanismos para precificar o carbono: mercados de carbono e taxações.

Mercados de carbono usam um princípio conhecido por *cap and trade* (em inglês, “limite e comercialização”) o qual começa com o estabelecimento de limites máximos de emissões (*cap*) pelos governos e distribuição de direitos de poluição entre

empresas e entidades que precisam fazê-lo, em setores como indústria, energia e transporte, por exemplo. Cada empresa pode, então, emitir o CO₂ necessário à sua atividade ou negociar a venda de seus créditos de emissão para empresas e setores onde seja mais caro fazê-lo (*trade*).

Ao permitir a troca de direitos de emissão, o custo geral dos investimentos para mitigação, e conseqüentemente as emissões, podem ser reduzidos.

No âmbito do atualmente vigente Protocolo de Quioto⁷, metas de redução foram estabelecidas e divididas entre os países que mais emitem GEE. Com isso, cada país passa a saber o quanto poderá emitir (anualmente) desses gases. Cada permissão dá o direito de emitir uma tonelada de gás carbônico (ou o equivalente em outros gases). Aqueles que emitem menos que do permitido têm um crédito – o crédito de carbono. Esse crédito torna-se um título de crédito que pode ser negociado com quem está emitindo além do permitido. Criando-se um modelo de troca, ou seja, um mercado que permite a interação entre quem está disposto a comprar e quem quer vender essas permissões. Esse mercado de crédito de carbono permite que os países cumpram suas metas de emissão comprando permissões de outros emissores de países desenvolvidos ou pagando projetos de investimento em que usem tecnologia de baixa emissão de GEE de países em desenvolvimento – projetos de Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Existem dois mercados de crédito de carbono: o mercado regulado e o voluntário. No mercado voluntário, representado por países que não ratificaram o Protocolo de Quioto e com isso não se comprometeram com suas determinações, a unidade de medida de 1 tonelada de CO_{2eq} verificada é o *Voluntary Emission Reduction* (VER); e no Regulado, constituídos pelos países signatários, é o *Certified Emission Reduction* (CER). Dado o rigor na seleção dos projetos no âmbito do MDL, o preço do carbono no mercado regulado é mais caro do que no mercado voluntário.

Braga e Veiga (2010) afirmam que o mercado de carbono tem atraído empresas com diferentes objetivos. Algumas preocupam-se em reduzir emissões, não para cumprirem metas estabelecidas pelo governo, mas para gerarem créditos e, com isso,

⁷ O Protocolo de Quioto foi adotado em 1997 na 3ª Conferência das Partes (COP) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, onde 141 países comprometeram-se a reduzir suas emissões de GEE 5,2%, em média, em relação aos níveis de 1990, nos anos de 2008 a 2012.

além de terem uma nova fonte de receitas, vinculam a ideia de “ser verde” à sua marca, agregando valor aos seus produtos. Para empresas, a redução de emissão passa a ser vista como investimento e oportunidade e não como custo. Por outro lado, para as empresas que precisam reduzir suas emissões, poder contar com mecanismos de mercado é uma vantagem porque reduz seus custos.

Ao invés de criar um sistema *cap-and-trade*, governos podem taxar diretamente o carbono através de valores pré-definidos considerando o custo social do aquecimento global induzido pelo aumento das emissões de GEE, tais como: perda de produtividade agrícola, desastres naturais, impactos na saúde pública, etc.

A taxação pode ocorrer nas emissões de GEE ou, mais comumente, no uso de combustíveis fósseis considerando o conteúdo de carbono.

A Figura 4.10 mostra o crescimento substancial das iniciativas de precificação de carbono (mercados e taxas de carbono) pelo mundo, em cerca de 40 países e 20 cidades, estados ou regiões, representando 12% das emissões totais de GEE (7 bilhões de toneladas de CO_{2eq}).

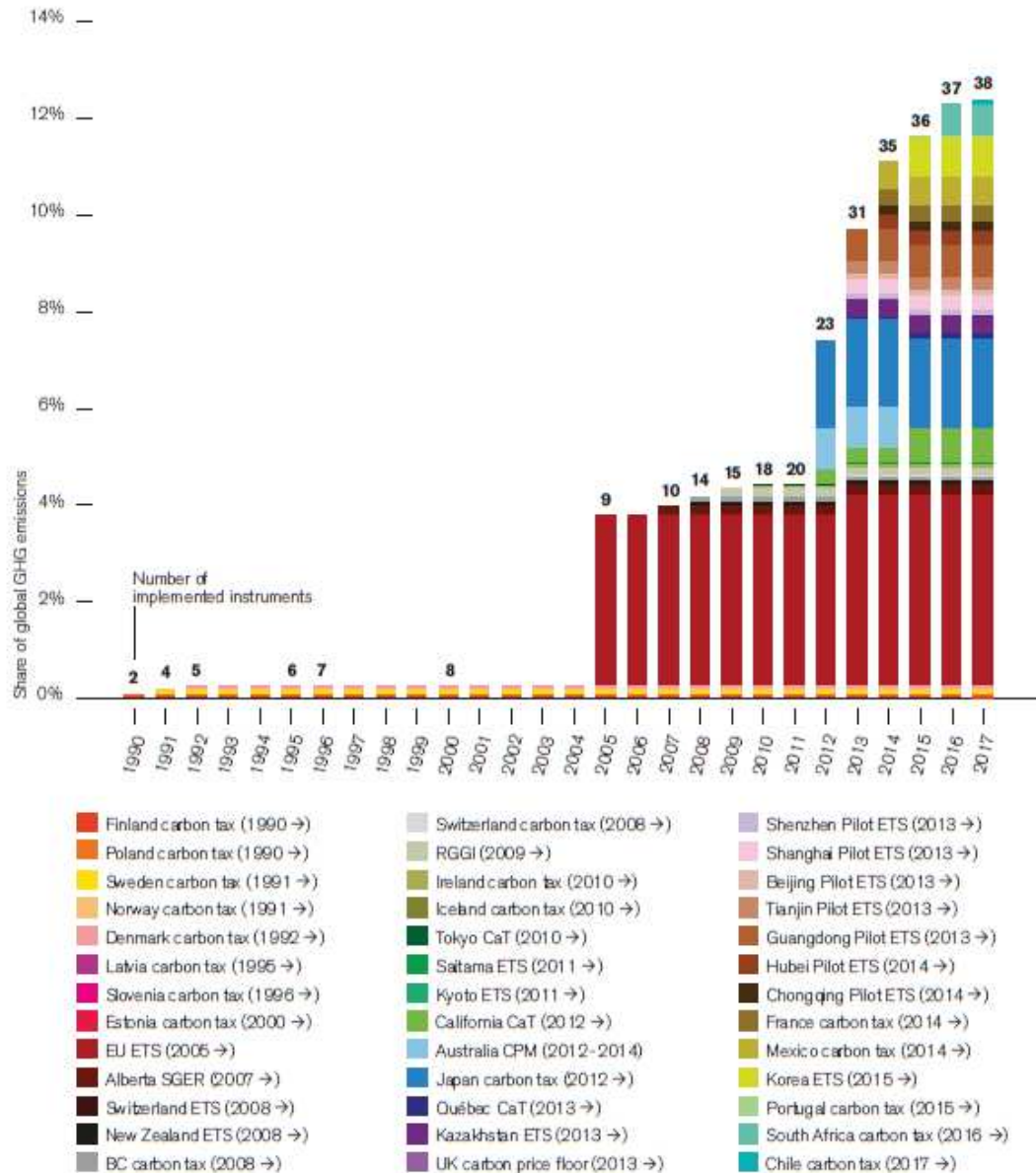


Figura 4.10 – Evolução das iniciativas de precificação de carbono no mundo.

Fonte: World Bank, 2015.

A Figura 4.11 apresenta o preço da tonelada de CO_{2eq} praticado nos mercados e taxações de carbono existentes no mundo. Os preços variam significativamente, de US\$1 a US\$ 130 por tonelada de CO_{2eq}, sendo a maioria das emissões precificadas abaixo de US\$10 por tonelada. Do montante total precificado (US\$ 50 bilhões), 70% é atribuído a mercados de carbono e o restante a taxações.

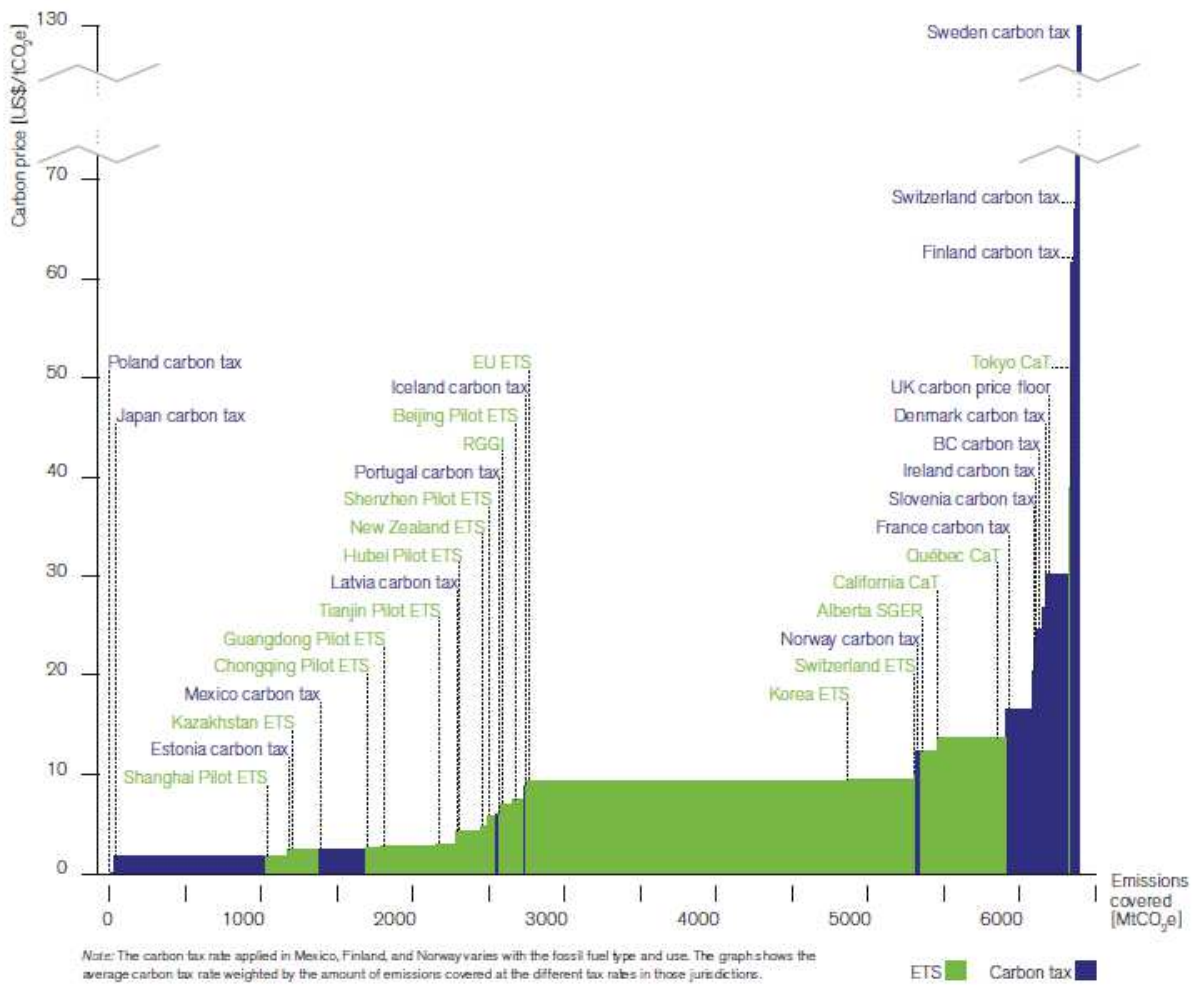


Figura 4.11 – Preços de carbono praticados no mundo (mercados e taxações)

Fonte: World Bank, 2015

A Figura 4.12 apresenta projeções de preço de carbono para setores intensivos em carbono em diversas regiões do mundo segundo cenários envolvendo as políticas previstas atualmente (“*current policies*”), aquelas outras complementadas por propostas adicionais (“*new policies*”) e, por fim, o cenário desafiador do IPCC de redução da emissão de gases de efeito estufa para um aumento de no máximo 2°C (correspondente a 450 ppm de CO₂ na atmosfera).

	Region	Sectors	2020	2030	2040
Current Policies Scenario	European Union	Power, industry and aviation	20	30	40
	Korea	Power and industry	20	30	40
New Policies Scenario	European Union	Power, industry and aviation	22	37	50
	Chile	Power	7	15	24
	Korea	Power and industry	22	37	50
	China	All	10	23	35
	South Africa	Power and industry	7	15	24
450 Scenario	United States and Canada	Power and industry	20	100	140
	European Union	Power, industry and aviation	22	100	140
	Japan	Power and industry	20	100	140
	Korea	Power and industry	22	100	140
	Australia and New Zealand	Power and industry	20	100	140
	China, Russia, Brazil and South Africa	Power and industry*	10	75	125

* All sectors in China.

Figura 4.12 – Preço de carbono (US\$ por tonelada de CO_{2eq}) projetado para regiões e cenários no mundo

Fonte: IEA, 2014.

A opção por qual mecanismo de precificação adotar dependerá das circunstâncias econômicas da jurisdição em questão. Há, ainda, outras formas indiretas de precificar o carbono, tais como: taxas sobre combustíveis, regulações para incorporar o custo social do carbono e a remoção dos subsídios aos combustíveis fósseis.

A precificação de carbono está além do domínio das políticas governamentais e tem sido cada vez mais utilizada como ferramenta de tomada de decisão em negócios privados.

Empresas privadas estão adotando internamente preços de carbono mesmo em jurisdições sem legislação ou regulação quanto à precificação (World Bank, 2015). Segundo CDP (2014), pelo menos, 150 empresas de diversos setores da economia mundial (energia, indústrias, finanças, manufatura e utilidades) reportam o uso de tal

prática, com preço médio variando de US\$ 6 a US\$89 / tonelada CO_{2eq}, conforme ilustrado na Figura 4.13.

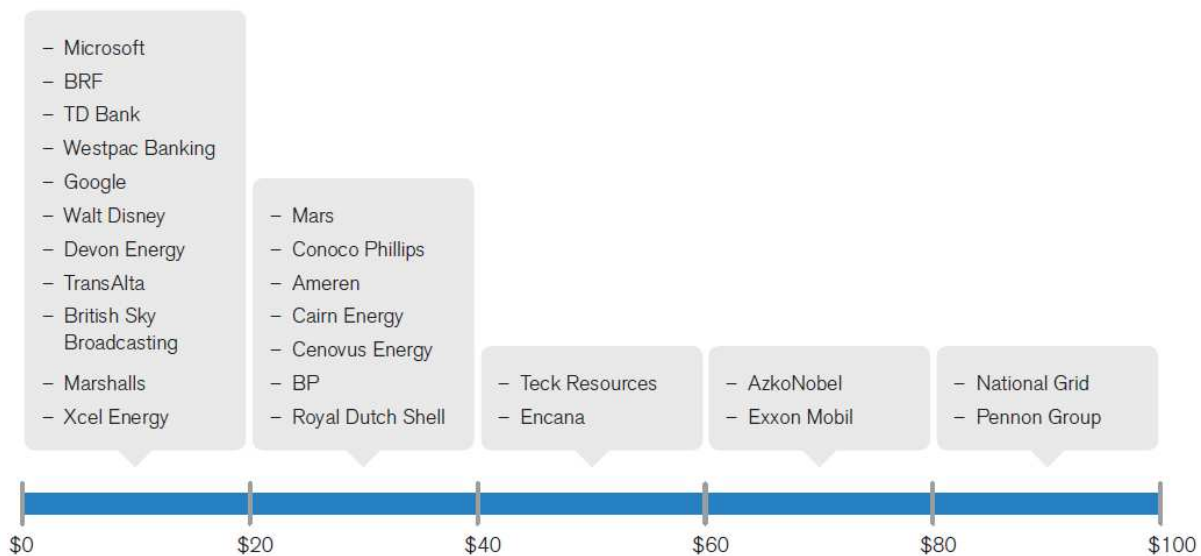


Figura 4.13 – Preço médio interno da tonelada de carbono adotado por empresas

Fonte: baseado em CDP, 2014.

4.4 AMEAÇAS E OPORTUNIDADES PARA O SETOR PRIVADO

A mudança climática se estabeleceu como um risco material para os investidores, que já alteram suas decisões por causa dela, apesar da incerteza sobre o futuro das políticas climáticas.

Os investidores globais estão conscientes de que as mudanças climáticas são um risco para seus negócios. Muitos inclusive também já reconhecem que elas abrem novas oportunidades.

Em pesquisa junto a proprietários e gestores de ativos, que juntos somam mais de US\$ 14 trilhões em recursos, IIGCC (2013) aponta que mais da metade deles leva em conta futuros impactos do aquecimento global e de legislações climáticas quando escolhem onde investir, dentre outras constatações tais como:

- 63% dos proprietários de ativos afirmam estar monitorando seus investimentos para garantir que sejam integrados fatores climáticos em suas decisões;
- Mais da metade deles confirmou que já realizou pelo menos uma análise de riscos climáticos em seus portfólios;
- Quase 40% confirma ter alterado a direção, pelo menos uma vez, de investimentos em commodities devido aos riscos climáticos;
- 70% dos proprietários e 60% dos gestores afirmaram estar apostando em investimentos classificados como de “baixo carbono”;
- 43% de todos os respondentes já incluíram nos seus acordos comerciais com empresas cláusulas que levam em conta questões relacionadas com as mudanças climáticas.

CERES (2006) afirma que o risco climático está inserido, em menor ou maior extensão, em muitos dos negócios e investimentos de portfólio nos Estados Unidos. Algumas companhias com significativas emissões de gases de efeito estufa ou elevado uso de energia enfrentam riscos das novas regulamentações, enquanto também as mudanças climáticas impingem diretamente riscos físicos diretos. Enquanto cada setor e cada companhia podem se diferenciar na sua abordagem aos riscos e oportunidades das mudanças climáticas, as corporações mais bem sucedidas engajam suas partes interessadas, apresentam suas estratégias aos investidores e tomam ações concretas para gerenciar os riscos e capitalizar com as oportunidades.

Um relatório da Carbon Tracker Initiative (2016) recomenda que as grandes empresas petrolíferas ajustem seus planos de negócios conservadoramente para uma menor demanda futura com base numa análise de sensibilidade em relação ao carbono mostrando que projetos intensivos em carbono e de maior risco (projetos de areais betuminosas, óleo extrapesado e alguns em águas profundas) podem gerar menor valor para os acionistas.

A mudança do clima representa riscos e oportunidades para o setor privado, particularmente em países emergentes (Figura 4.14). Os impactos advindos da mudança do clima podem afetar o desempenho econômico, ambiental e social das organizações. As oportunidades de crescimento em produtos e serviços que resultem

em baixa emissão de carbono também são significativas e devem ser identificadas e maximizadas (CNI, 2011).

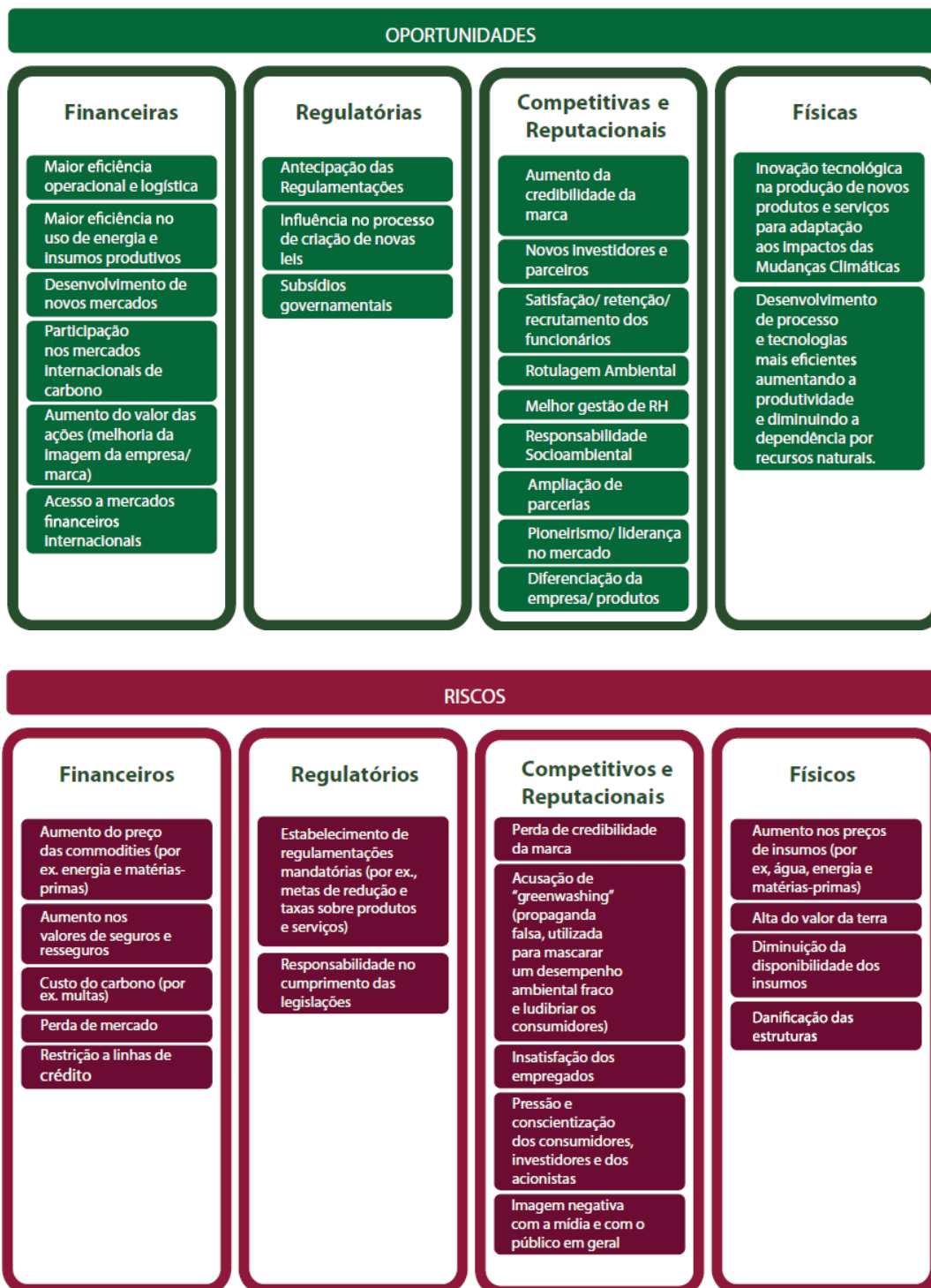


Figura 4.14 – Riscos e oportunidades associados à mudança do clima

Fonte: CNI (2011)

Burkett (2011) explora como as mudanças climáticas podem afetar a própria indústria petrolífera identificando os seguintes fatores: alterações nos níveis de dióxido de carbono e acidez do oceano, temperatura do ar e da água, padrões de precipitação, nível dos oceanos, intensidade das tempestades e regime de ondas. Estes fatores têm o potencial de afetar a integridade estrutural – de forma independente e cumulativa – de instalações costeiras e offshore de exploração, produção e de transporte de óleo e gás.

4.5 POSICIONAMENTO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA FRENTE AO RISCO CARBONO

Com o mundo em iminente transição para uma economia menos intensiva em carbono, a indústria de óleo e gás é talvez o setor que sofrerá o maior impacto das mudanças que despontam no século XXI.

A indústria reconhece os riscos das mudanças climáticas devido ao aumento das emissões de gases de efeito estufa mas entende que, apesar dos avanços tecnológicos envolvendo energias renováveis, a oferta de óleo e gás natural continuará a atender as necessidades crescentes do mundo por energia pelas décadas seguintes (IOGP, 2014). As contribuições segundo o ponto de vista da indústria para mitigar as mudanças climáticas são as seguintes:

- Redução das emissões das operações usando tecnologias energeticamente mais eficientes;
- Reduzindo a queima de gás em tocha através do melhor aproveitamento do gás produzido – exportação para mercados consumidores (gasodutos ou plantas de LNG) ou reinjeção em reservatórios petrolíferos;
- Projetando e operando plantas com redução de emissões de metano;
- Submetendo-se à processos de precificação de carbono (mercados de carbono e taxações);
- Desenvolvendo tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS);
- Investindo em novas formas de energia e menos intensivas em carbono (gás natural, por exemplo).

Além dessas ações, em carta aberta⁸ ao Convenção-Quadro das Nações Unidas para Mudança do Clima, às vésperas da COP21, algumas das maiores petrolíferas solicitaram publicamente aos governos o estabelecimento de sistemas de precificação de carbono em níveis nacionais e regionais ainda inexistentes, incluindo a integração dos sistemas nacionais.

Segundo essas empresas, apesar de reconhecer o óbvio aumento de custo na produção e produtos, somente uma política coordenada de precificação de carbono poderia contribuir para fornecer um claro *roadmap* com baixas incertezas para futuros investimentos em todas as fontes de energia, sem limites geográficos, assegurando um futuro mais sustentável.

Apesar da indústria estar realizando vultosos investimentos relacionados às mudanças climáticas, as empresas de forma em geral apresentam deficiências quanto à transparência junto à suas partes interessadas, especialmente investidores, conforme ilustrado na Figura 4.15 (CERES, 2012).

● Good Disclosure
 ○ Fair Disclosure
 □ Poor Disclosure
 ■ No Disclosure

	CLIMATE CHANGE RISKS & OPPORTUNITIES					
	Regulatory Risks	Physical Risks	Indirect Risks & Opportunities	GHG Emissions	Emissions Management	Climate Governance
Apache	○	□	□	■	■	□
BP	○	○	●	□	○	○
Chevron	○	■	○	■	□	□
ConocoPhillips	○	□	□	■	□	□
Eni	●	■	○	●	●	■
ExxonMobil	□	■	□	■	□	□
Marathon	○	□	□	■	○	□
Shell	□	■	○	□	○	○
Suncor	●	■	○	□	○	○
Total	○	■	○	■	○	□

Figura 4.15 – Qualidade da transparência sobre risco carbono da indústria de óleo e gás

Fonte: CERES, 2012.

⁸ Acessível em: <http://newsroom.unfccc.int/unfccc-newsroom/major-oil-companies-letter-to-un/>

5 INCORPORAÇÃO DE CUSTOS E BENEFÍCIOS DO CO₂ NA ANÁLISE ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

O objetivo deste capítulo é estudar a possibilidade e o impacto da internalização dos custos e benefícios advindos da adoção de tecnologia mais limpa para o gerenciamento do CO₂, na análise econômica de um projeto de investimento em produção marítima de petróleo e gás natural.

Considerando que este tipo de atividade tem se deslocado para regiões cada vez mais remotas, em águas profundas, com ausência de infraestrutura para disponibilização dos produtos aos mercados consumidores, sobretudo do gás natural, realizou-se a análise de um caso caracterizado pela produção de um pequeno campo petrolífero marítimo isolado cuja produção de gás natural é grande demais para a queima de todo o gás em tocha, porém, pequena demais para justificar a implantação de gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás em terra.

Previamente, o risco carbono para uma empresa de petróleo é analisado como realidade complexa a qual é afetada por relações de causa e efeito não lineares, não perceptíveis a curto prazo e que, para serem compreendidas, exigem uma abordagem fundada no pensamento sistêmico.

5.1 ANÁLISE DO RISCO CARBONO SOB A ÓTICA DA DINÂMICA DE SISTEMAS

O risco carbono associado a um projeto de produção de petróleo será analisado segundo uma abordagem sistêmica⁹ (dinâmica de sistemas) a partir da modelagem qualitativa de causa e efeito entre os possíveis relacionamentos das variáveis deste sistema complexo, bem como os círculos de feedback positivo (reforço, R_{i+}) e negativo (equilíbrio, E_{i-}).

⁹ Método desenvolvido na década de 1960 e empregado na gestão estratégica, economia, ecologia, energia e estudos de fenômenos sociais que consiste no suporte à solução de problemas em sistemas complexos os quais se caracterizam por terem vários circuitos de feedback e comportamento dinâmico não linear (STERMAN, 2000).

A discussão do modelo pode ser iniciada pelo processo produtivo em si de uma empresa petrolífera, aqui expresso pela variável “produção”.

O aumento da produção de petróleo contribui para o faturamento da empresa e o valor presente líquido dos seus projetos ou, em última instância, no acúmulo de lucro e capital próprio para viabilizar mais investimento produtivo futuro. Este é o principal ciclo de feedback positivo (R1+) do modelo.

Por outro lado, o mesmo aumento de produção implica em mais emissão de gases de efeito estufa que se acumulam na atmosfera contribuindo a longo prazo para a ocorrência de eventos climáticos extremos. A frequência desses eventos, assim como o próprio aumento das emissões de GEE, induzem a sociedade civil organizada a pressionar as empresas a reduzir tais emissões a partir do estabelecimento de políticas públicas ambientais (restrição de produção ou taxaçoão direta do CO₂ emitido) caracterizando, desta forma, dois ciclos de feedback negativo (E1- e E2-) contrabalanceando o feedback de reforço citado acima (Figura 5.2).

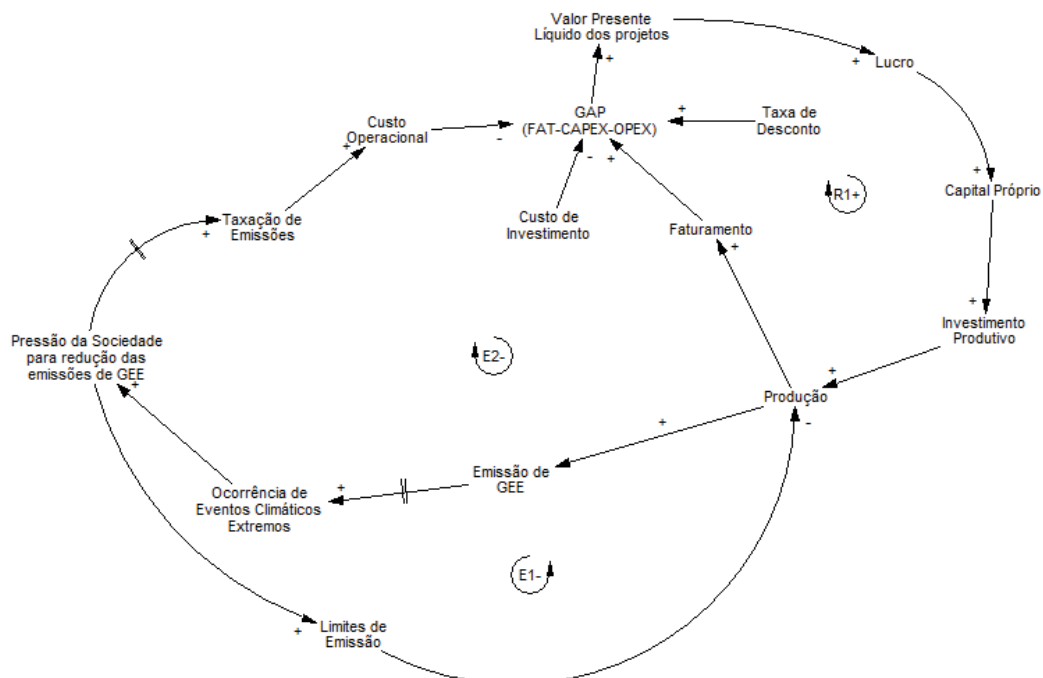


Figura 5.2 – Ciclo de Reforço contrabalanceado por feedbacks negativos oriundos de políticas públicas ambientais

Fonte: Elaboração própria.

As operações de financiamento para investimento produtivo podem ser despriorizadas por investidores atentos a análise de risco climático das empresas (associado ao aumento das emissões de GEE ou a potenciais danos à imagem causados pelos custos sociais advindos das mudanças climáticas) ou indiretamente pressionados pela sociedade civil organizada estabelecendo, desta forma, novos ciclos de feedback negativo (E3-, E4- e E5-) ao modelo (Figura 5.3).

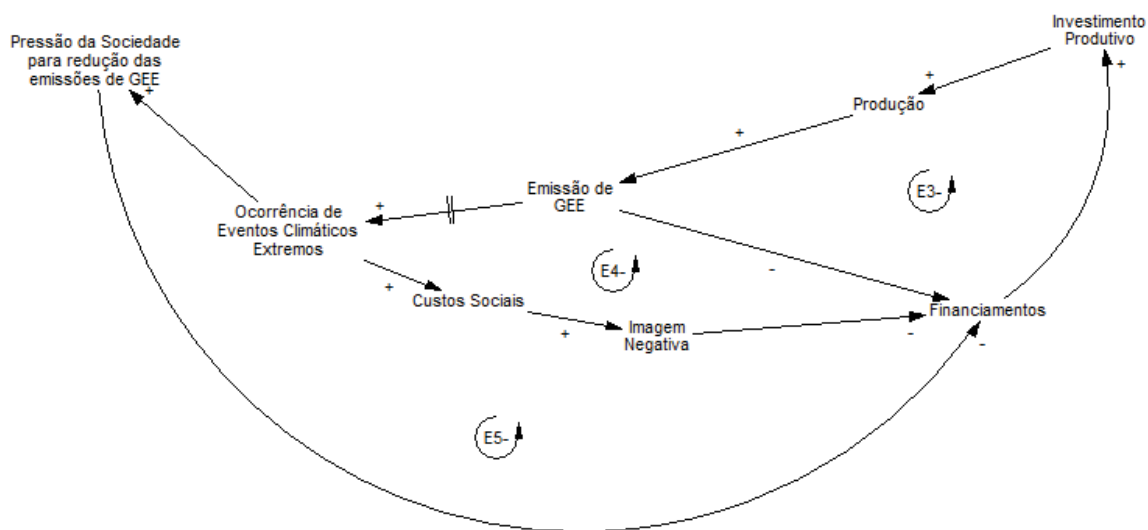


Figura 5.3 – Ciclos negativos sobre financiamentos.

Fonte: Elaboração própria.

Com o aumento das emissões de GEE, o investimento em eficiência energética passa a ser priorizado pela empresa a partir da pressão da sociedade ou favorecido pela taxaço das emissões de modo a se atenuar as emissões.

Se por um lado o aumento no investimento em eficiência energética pode pressionar o valor presente líquido dos projetos (além do lucro e, finalmente, a capacidade produtiva da empresa) através dos custos de investimentos (segundo o feedback negativo E6-), o mesmo aumento pode conferir uma redução nos custos operacionais (a partir de uma menor demanda por recursos energéticos e menor despesa por taxaço de emissão – segundo o feedback positivo R2+) e, portanto, contribuir para a economicidade da iniciativa garantindo uma redução sustentável das emissões de GEE (Figura 5.4).

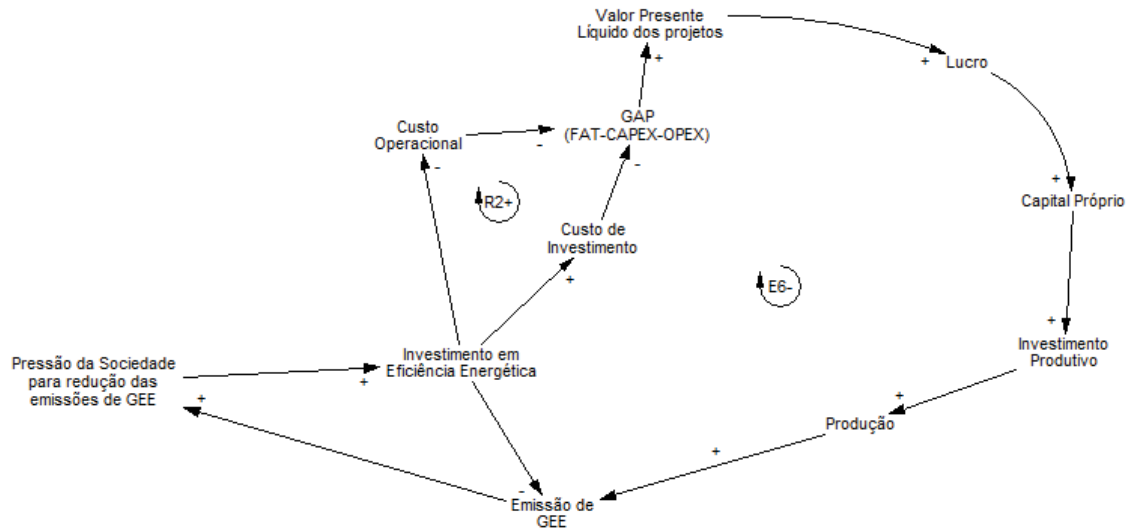


Figura 5.4 – Custo de investimento contrabalanceado por custo operacional na adoção de práticas de investimento em eficiência energética.

Fonte: Elaboração própria.

5.2 MONETIZAÇÃO DO GÁS NATURAL

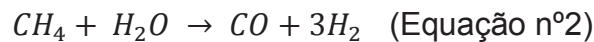
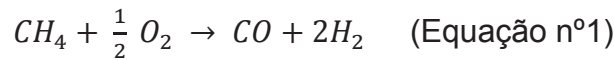
Num sentido mais amplo, um dos principais investimentos em eficiência energética num projeto de produção de petróleo refere-se ao melhor aproveitamento do gás natural associado produzido evitando a sua queima em tocha, o que pode ser realizado segundo diversas opções usualmente consideradas pela indústria petrolífera, conforme apresentado na seção 3.4.1 desta dissertação.

Nesse estudo de caso, considerou-se a monetização do gás natural através da conversão do mesmo em líquidos (*gas-to-liquid*, GTL) via a tradicional rota “Fischer Tropsch” a qual, de fato, não está limitada apenas a projetos cuja oferta de gás natural seja oriunda de grandes campos de gás natural não associado. Gás associado, carvão e biomassa podem também ser processados usando esta rota tecnológica a partir da mudança de catalisador e das condições de temperatura e pressão. Recentes desenvolvimentos dessa tecnologia apontam possível aplicação inclusive para gás

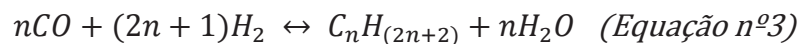
associado em pequenos campos petrolíferos offshore e localizados em áreas remotas (FLEISCH, 2014) (WOOD *et al*, 2012) (OGUGBUE *et al*, 2007).

A síntese Fischer Tropsch (F-T) é uma de diversas tecnologias para polimerizar carbono e hidrogênio em moléculas de cadeia longa. Consiste genericamente em três estágios (WOOD *et al*, 2012), a saber:

1. Produção de gás de síntese – carbono e hidrogênio são inicialmente divididos da molécula de metano e reconfigurados por oxidação parcial ou reforma à vapor (equações nº1 e nº2, respectivamente). O gás de síntese produzido consiste primariamente de monóxido de carbono e gás hidrogênio;



2. Síntese catalítica – o gás de síntese é processado em reatores Fischer-Tropsch gerando, a depender do tipo de reator utilizado, uma ampla gama de hidrocarbonetos parafínicos (óleo cru sintético, “*syncrude*”), particularmente moléculas de cadeia longa (Equação nº2).



3. Craqueamento – o óleo cru sintético é opcionalmente refinado através de um processo convencional de craqueamento para produzir diesel, nafta e óleos lubrificantes (“*syndiesel*”).

A Figura 5.5 ilustra o diagrama de fluxo de processo GTL via Fischer-Tropsch, apresentando os três principais estágios.

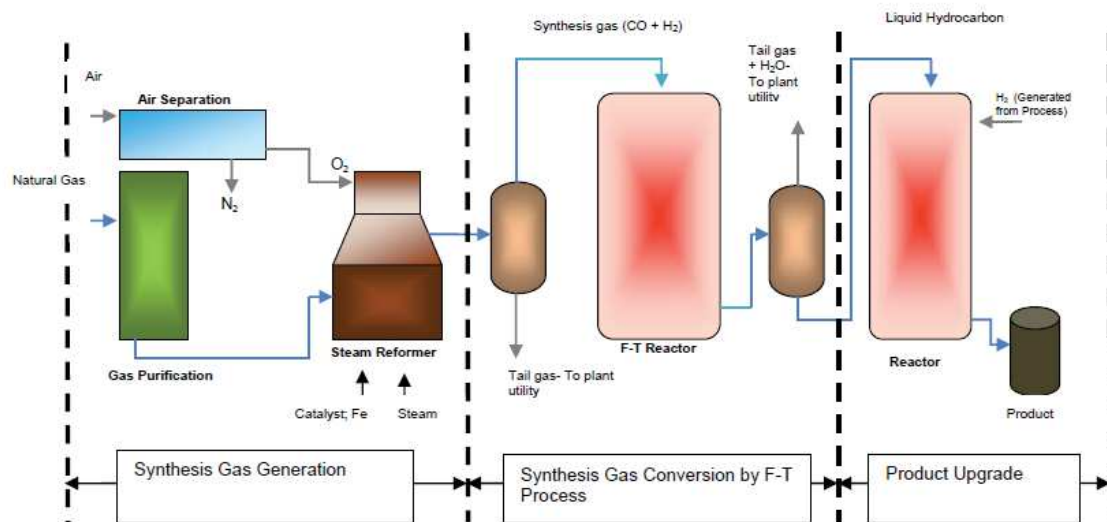


Figura 5.5 – Diagrama de fluxo de processo GTL via rota Fischer-Tropsch

Fonte: Uzoh, 2012.

5.3 ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Segundo API (2009), as emissões de gases de efeito estufa podem ser determinadas (ou estimadas) a partir de diversas formas, tais como: fatores de emissão publicados, fatores de fabricantes de equipamentos, cálculos de engenharia ou por monitoramento (Figura 5.6).

Types of Approaches	CO ₂ Emissions	CH ₄ , N ₂ O Combustion Emissions
Published emission factors	<ul style="list-style-type: none"> Based on “average” fuel carbon content Commodity fuels generally have consistent compositions 	<ul style="list-style-type: none"> Based on “average” equipment characteristics Uncertainty is consistent with generally low contribution to overall emissions
Equipment manufacturer emission factors	<ul style="list-style-type: none"> CO₂ emissions are related more to fuel type than equipment characteristics Manufacturer published emission factors are based on engine type, air/fuel ratio, and fuel type 	<ul style="list-style-type: none"> Emissions are closely related to equipment characteristics
Engineering calculations	<ul style="list-style-type: none"> Highly reliable for many emission sources but dependent on methodology used and assumptions made May require detailed input data 	<ul style="list-style-type: none"> Limited application for oil and natural gas industry operations (e.g., flares)
Monitoring over a range of conditions and deriving emission factors		
Periodic or continuous monitoring of emissions or parameters for calculating emissions	<ul style="list-style-type: none"> Generally not practical for oil and natural gas operations given the substantial number of emission sources 	<ul style="list-style-type: none"> Not practical given the number of emission sources and the low contribution to overall emissions

Figura 5.6 – Tipos de abordagens para determinação das emissões de gases de efeito estufa.

Fonte: API, 2009.

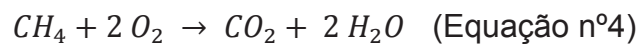
O IPCC publica fatores de emissão para diversas atividades, dentre elas as da indústria petrolífera, conforme ilustrado na Figura 5.7 para a produção de petróleo.

Category	Sub-category ^c	Emission source	IPCC Code	CH ₄		CO ₂ ^d		NMVOC		N ₂ O		Units of measure
				Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	Value	Uncertainty (% of value)	
Oil Production	Conventional Oil	Fugitives (Onshore)	1.B.2.a.iii.2	1.5E-06 to 6.0E-02	-12.5 to +800%	1.1E-07 to 4.3E-03	-12.5 to +800%	1.8E-06 to 7.5E-02	-12.5 to +800%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ conventional oil production
		Fugitives (Offshore)	1.B.2.a.iii.2	5.9E-07	-12.5 to +800%	4.3E-08	-12.5 to +800%	7.4E-07	-12.5 to +800%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ conventional oil production
		Venting	1.B.2.a.i	7.2E-04 to 9.9E-04	±75%	9.5E-05 to 1.3E-04	±75%	4.3E-04 to 5.9E-04	±75%	NA	NA	Gg per 10 ³ m ³ conventional oil production
		Flaring	1.B.2.a.ii	2.5E-05 to 3.4E-05	±75%	4.1E-02 to 5.6E-02	±75%	2.1E-05 to 2.9E-05	±75%	6.4E-07 to 8.8E-07	-10 to +1000%	Gg per 10 ³ m ³ conventional oil production

Figura 5.7 – Fatores de emissão publicados pelo IPCC para emissões fugitivas oriundas da produção de petróleo.

Fonte: IPCC, 2006.

Em caso de disponibilidade de dados detalhados (vazão, composição e densidade do gás natural, eficiência de queima, por exemplo), as emissões oriundas da combustão de gás natural em flare podem ser mais apropriadamente determinadas por cálculo estequiométrico (API, 2009) considerando a reação química básica de oxidação do metano, conforme equação nº4.



Desta forma, as emissões de CO₂ podem ser estimadas segundo a equação 5 a seguir.

$$E_{CO_2} = Q_{GN} \times \varepsilon_{flare} \times \rho_{GN} \times \%C_{GN} \times \frac{44 \text{ kg } CO_2}{12 \text{ kg } C} \times \frac{1 \text{ t}}{1.000 \text{ kg}} \quad (\text{Equação nº 5})$$

onde

E_{CO_2} : emissão de CO₂ em toneladas;

Q_{GN} : vazão de gás natural queimada no flare;

ε_{flare} : eficiência de queima no flare;

ρ_{GN} : densidade do gás natural;

$\%C_{GN}$: percentual mássico de carbono no gás natural.

As emissões de metano podem ser determinadas simplesmente pela parcela deste composto presente no gás natural que não é convertida em CO₂ em função da eficiência de queima (Equação nº6).

$$E_{CH_4} = Q_{GN} \times (1 - \varepsilon_{flare}) \times \rho_{CH_4} \times \%CH_{4GN} \times \frac{1 \text{ t}}{1.000 \text{ kg}} \quad (\text{Equação nº 6})$$

onde

E_{CH_4} : emissão de CH₄ em toneladas;

Q_{GN} : vazão de gás natural queimada no flare;

ε_{flare} : eficiência de queima no flare;

ρ_{CH_4} : densidade do metano;

$\%CH_{4GN}$: concentração (%molar) de metano no gás natural.

5.4 ANÁLISE ECONÔMICA

5.4.1 Considerações Gerais

Considerou-se um projeto hipotético de produção diária de 50 mil barris de petróleo e cerca de 0,6 milhão de metros cúbicos de gás natural associado, durante 15 anos, através de uma plataforma marítima flutuante do tipo FPSO.

As curvas de produção de óleo e gás foram estilizadas para este estudo a partir de um perfil de exploração petrolífera tipicamente exponencial (ARNS, 1945), conforme apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Curvas de produção de óleo e gás natural

Ano	Produção de Óleo ¹ (barril por dia)	Produção de Gás Natural ² (metros cúbicos por dia)
1	25.000	262.500
2	50.000	525.000
3	43.035	451.872
4	37.041	388.930
5	31.881	334.755
6	27.441	288.126
7	23.618	247.992
8	20.328	213.449
9	17.497	183.717
10	15.060	158.127
11	12.962	136.101
12	11.157	117.143
13	9.602	100.826
14	8.265	86.782
15	7.114	74.694

Fonte: elaboração própria

Nota 1 – Fator de declínio: 15%

Nota 2 – Razão Gás-Óleo (RGO): 62,9 m³/m³

A Figura 5.8 apresenta a curva de produção de óleo e gás natural expressa em barris de óleo equivalente.

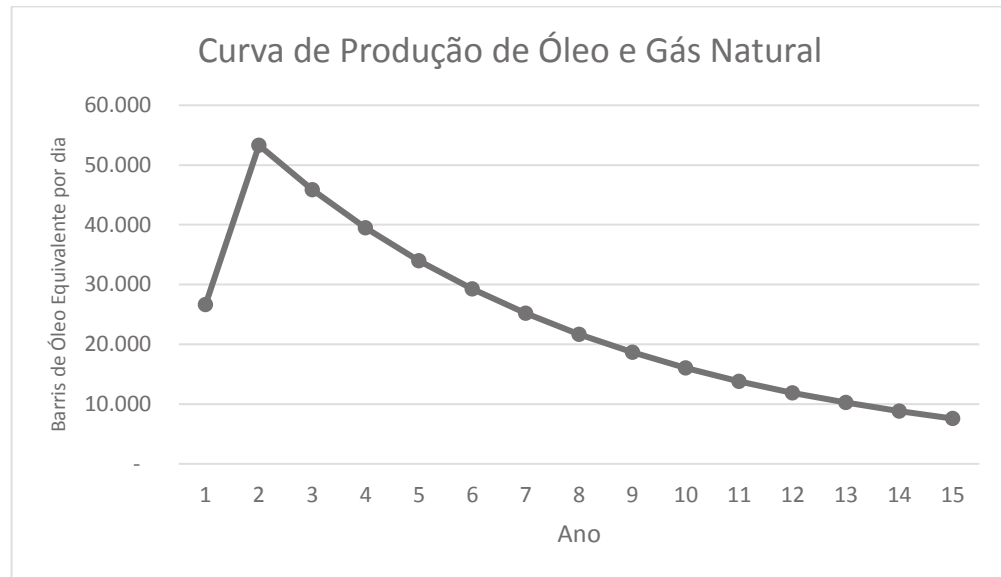


Figura 5.8 – Curva de produção de óleo e gás natural

Fonte: elaboração própria

O gás natural produzido apresenta uma composição típica formada por metano (80%vol), etano (15%vol) e propano (5%vol), sem presença de contaminantes (CO₂ ou H₂S, por exemplo).

Considerou-se que parte do gás natural produzido (100 mil m³/dia) é utilizado para consumo interno (geração de energia elétrica) da plataforma (HOPPER, 2009).

Estudou-se uma rota típica de referência (*business as usual* - BAU) para o desenvolvimento de um campo petrolífero com estas características, ou seja, através da queima em tocha de todo o gás natural associado produzido, além de uma alternativa de “baixo carbono” caracterizada pela adoção de tecnologia mais limpa de processamento do gás natural produzido de modo a evitar a sua queima e pela taxaço da emissão de CO₂ associada à parcela queimada.

Tais alternativas foram comparadas entre si sob dois cenários macroeconômicos distintos em relação ao risco carbono, um com manutenção dos níveis e incentivos de carbonização da economia global e outro com economia com viés de descarbonização.

O método para a análise econômica dos cenários está baseado no fluxo de caixa líquido descontado, dada a receita e custos estimados, tendo como principal indicador financeiro o valor presente líquido (VPL), com taxa de desconto de 10%.

Foram considerados os custos de desenvolvimento da produção (CAPEX) e seus custos operacionais (OPEX), constantes durante toda a vida econômica da plataforma. Não foram incluídos os investimentos realizados nas fases de licenciamento de áreas e de exploração e nem os custos de abandono da plataforma ou seu valor residual.

Uma vez que o objetivo deste estudo é analisar a incorporação dos custos e benefícios da adoção de uma tecnologia mais limpa, não se considerou transposições temporais e geográficas dos dados econômicos levantados, fatores de nacionalização e de localização, depreciação e contingências, exceto tributação que foi considerado um valor médio de imposto de renda sobre empresas (25%) dos países que onde há ocorrência de produção offshore de petróleo.

Dadas as incertezas futuras relativas a algumas variáveis que podem se refletir fortemente nos resultados finais de cada cenário estudado, tais como o preço do barril do petróleo ou da tonelada de CO₂ (taxa ou crédito), sem a definição do contexto regulatório e fiscal, realizou-se análises incremental e de sensibilidade em relação às principais variáveis.

5.4.2 Caracterização dos cenários e alternativas tecnológicas

As alternativas tecnológicas estudadas nesta pesquisa foram comparadas entre si sob dois cenários macroeconômicos distintos em relação ao risco carbono: o primeiro cenário (“Marrom”) é caracterizado por altos preços do petróleo (US\$ 100 por barril de Brent), mercados de carbono estagnados (preço carbono em US\$ 7 / t CO₂) e ausência de taxaço de carbono enquanto que o segundo cenário (“Verde”) é caracterizado por baixos preços de petróleo (US\$ 30 por barril de Brent), mercados de carbono estimulados (preço carbono em US\$ 20 / t CO₂) e taxaço de carbono (US\$ 140 / t CO₂).

A alternativa “BAU” desta análise é a exploração do campo petrolífero com ausência de infra-estrutura de escoamento do gás natural produzido o que implica, portanto, na necessidade de queima em tocha do gás não aproveitado pela plataforma de produção.

O custo de investimento do projeto (CAPEX – plataforma, poços e sistemas submarinos) foi assumido em US\$ 800 milhões (DOUGLAS-WESTWOOD, 2008) enquanto que o custo operacional foi estimado em US\$30 mil/dia (STEUBE, 1999), baseados no contexto de projetos implantados na costa africana.

Para o cenário “Marrom”, foi adicionalmente computado o “custo carbono” associado à taxação de carbono sobre o CO₂ emitido pela queima de gás em tocha, considerando o preço de US\$140 / t CO₂.

Para esta alternativa, as emissões de CO₂ (equivalente¹¹) para a atmosfera oriundas da queima do gás natural em tocha foram estimadas a partir de estequiometria, conforme Equações nº 5 e 6 (seção 5.3), considerando a curva de gás produzido prevista (Tabela 5.1), a composição típica do gás natural (conforme informado no item 5.4.1) e eficiência de 95% de conversão no flare (ARPEL, 1998). A Tabela 5.2 mostra a trajetória da estimativa anual de emissão de CO₂ equivalente considerando a curva de gás produzido previsto para este estudo.

A alternativa “Baixo Carbono” considera a adoção de uma tecnologia mais limpa de processamento de petróleo de modo a maximizar o aproveitamento do gás natural associado.

Neste caso, a queima do gás associado é evitada aproveitando-o a partir da conversão do mesmo a diesel sintético pela adoção da tecnologia GTL (*Gas to Liquid*) via rota Fisher-Tropsch. Considerou-se, nesse sentido, uma planta com capacidade diária para processar cerca de 425 mil metros cúbicos (cerca de 15 milhões pés cúbicos) de gás natural e produzir 1.750 barris de diesel sintético.

¹¹ CO₂ equivalente = CO₂ + 21 x CH₄ + 310 x N₂O. Nesta análise, a contribuição do N₂O foi desprezada.

Tabela 5.2 – Volume de gás natural queimado em tocha e respectiva emissão de CO₂

Ano	Volume de Gás Natural queimado em tocha (m ³)	CO ₂ emitido na tocha (tonelada CO _{2eq})
1	9.211.382	27.031
2	74.957.724	219.965
3	134.831.708	395.666
4	153.438.700	450.269
5	145.885.367	428.103
6	130.226.017	382.151
7	111.434.797	327.008
8	86.932.521	255.105
9	69.799.350	204.828
10	55.245.366	162.119
11	41.059.838	120.491
12	30.374.634	89.135
13	23.097.643	67.780
14	17.939.269	52.643
15	8.912.114	26.153

Fonte: elaboração própria

Receitas adicionais são geradas a partir da venda do diesel sintético, produto da conversão do gás natural, além dos créditos carbono associados ao CO₂ não emitido pela queima evitada de gás natural em tocha. Para isso, assumiu-se o preço do diesel sintético produzido correlacionado¹² ao preço do Brent de petróleo (com base no período 2006-2015) e o preço do crédito carbono de US\$ 7 e US\$20 / t CO₂ para os cenários “Marrom” e “Verde”, respectivamente.

Adicionalmente aos custos adotados no cenário de referência, considerou-se os custos associados à planta de GTL. Assumiu-se, desta forma, o custo de investimento em US\$ 115 milhões e de operação em US\$8,61 / barril de diesel sintético produzido (FLEISCH, 2014).

¹² Preço Diesel (US\$/bbl) = Preço Brent (US\$/bbl) x 1,0663 + 9,7672.

5.4.3 Análise e discussão dos resultados

A discussão dos resultados aqui apresentada está baseada na determinação e comparação dos respectivos fluxos de caixa simplificados dos cenários analisados considerando o impacto da variação das principais variáveis econômicas.

O Anexo 1 apresenta as entradas e saídas de capital, divididas em diversas categorias, ao longo da vida útil do projeto, conforme as premissas de cada alternativa e cenários estudados.

As hipóteses enunciadas na seção 1.3 deste trabalho foram as seguintes:

Hipótese 1 – As externalidades associadas às emissões de CO₂ nas atividades de produção marítima de petróleo e gás natural são relevantes.

Hipótese 2 – A economicidade de projetos de produção marítima de petróleo e gás natural pode ser favorecida pela adoção de tecnologias limpas e ecoeficientes quanto às emissões de CO₂.

Os indicadores econômicos apresentados na Tabela 5.3, VPL (valor presente líquido), VPL/INVEST (índice de lucratividade), TIR (taxa interna de retorno) e TR (tempo de retorno), demonstram que a alternativa “Baixo Carbono” agrega mais valor do que a “BAU”, especialmente no cenário “Verde” aonde, inclusive, é mais lucrativa e apresenta maior liquidez.

Tabela 5.3 – Indicadores econômicos das alternativas estudadas

ALTERNATIVA	INDICADOR	CENÁRIO	
		MARROM	VERDE
BAU	VPL (US\$)	4.792.010.440	676.891.305
	VPL/INVEST (US\$/US\$)	6,0	0,8
	TIR (% a.a)	116	28
	TR (anos)	1,17	3,66
BAIXO CARBONO	VPL (US\$)	4.854.454.822	793.457.364
	VPL/INVEST (US\$/US\$)	5,3	0,9
	TIR (% a.a)	106	29
	TR (anos)	1,23	3,48
VPL Incremental (BAIXO CARBONO - BAU)		62.444.382	116.566.059
TIR Incremental (% a.a)		26	38
TR Incremental (anos)		3,53	2,55

Fonte: elaboração própria

A escolha pela opção “Baixo Carbono” implica em aumento nos custos (sobretudo de investimento) mas, também, nos benefícios em maior proporção, em ambos os cenários estudados, agregando mais valor ao projeto a longo prazo (Figura 5.9).

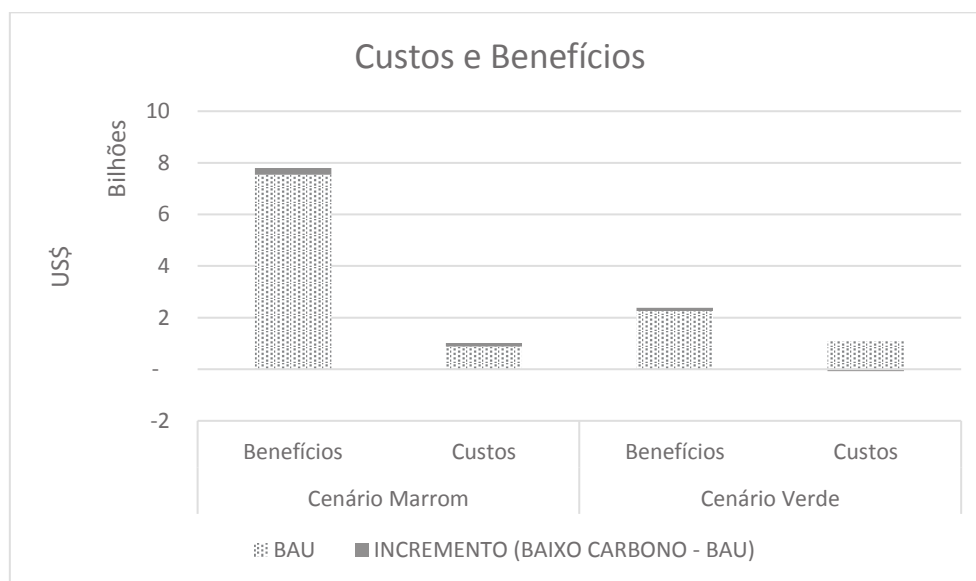


Figura 5.9 – Custos e benefícios por opção e por cenário

Fonte: elaboração própria

A decisão de não optar pela alternativa “Baixo Carbono” pode acarretar em potenciais custos adicionais oriundos de eventual taxação de carbono da ordem de 18% dos custos totais e cerca de 72% dos custos operacionais da opção “BAU”. Cabe ressaltar que a perda de valor, caso o cenário VERDE se concretize, é maior para a opção “BAU” (-86%) do que para a opção “Baixo Carbono” (-84%) – a diferença em termos absolutos chega quase a US\$55 milhões.

De fato, a exposição ao risco carbono da alternativa “BAU” não pode ser desprezada. A Figura 5.10 mostra que o impacto de taxações de carbono na economicidade dessa alternativa é significativo podendo atingir variações de até 20% no VPL sobretudo em contextos de altas taxas de carbono combinados com baixos preços do petróleo.

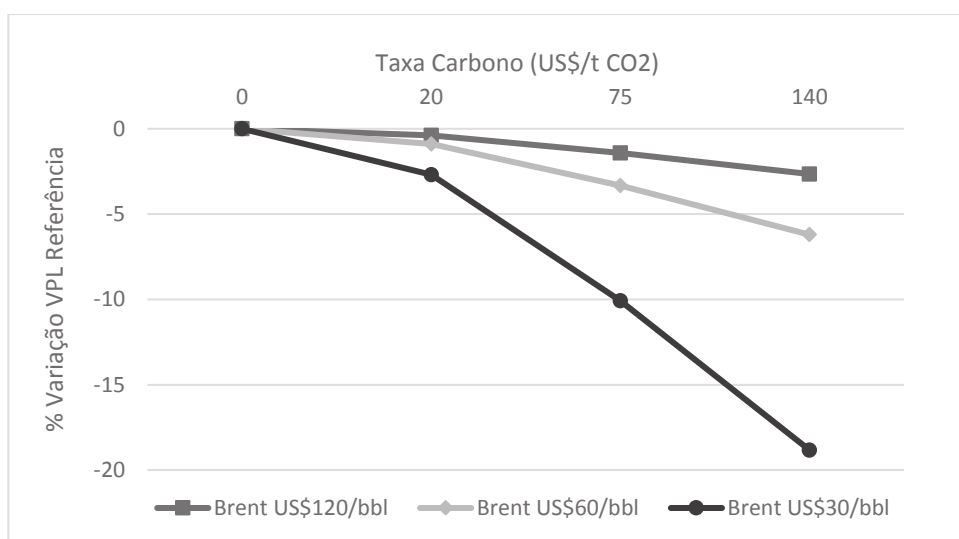


Figura 5.10 – Efeitos da taxação de carbono na alternativa “BAU”

Fonte: elaboração própria

Adicionalmente, a análise pode ser complementada pela determinação do chamado “Carbono de Equilíbrio”, ou seja, o preço da tonelada de CO₂ taxado que zeraria o VPL da opção estudada (semelhantemente ao conceito de “Brent de Equilíbrio”). Este indicador, quanto maior seu valor menor o risco carbono, aplicável neste trabalho obviamente apenas para a opção BAU no cenário VERDE, é facilmente

determinado pelo comando “Teste de Hipóteses - Atingir Meta” do software Microsoft Excel¹³. O teste resulta no valor de US\$ 744 para um preço de barril de US\$ 30, e de US\$ 2.256 para um Brent de US\$ 60.

Tais resultados, reforçados pelos custos sociais associados às mudanças climáticas, confirmam, portanto, a Hipótese 1 enunciada no item 1.3 deste trabalho.

A decisão de se investir na opção “Baixo Carbono” é favorável para qualquer situação de taxaço com o preço do barril do petróleo acima de cerca de US\$60, conforme ilustra a Figura 5.11. Já para taxaçoes de carbono acima de cerca de US\$ 75 / t CO₂, o VPL incremental é positivo para qualquer preço do barril de petróleo.

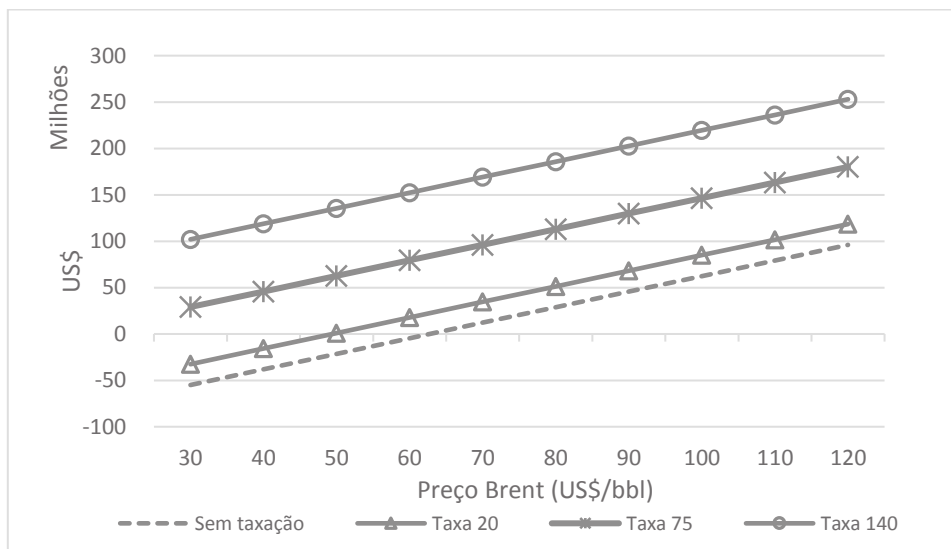


Figura 5.11 – Análise de sensibilidade do VPL incremental

Fonte: elaboração própria

Com relação à liquidez, observa-se que a opção Baixo Carbono apresenta tempo de retorno menor do que a alternativa BAU em contextos de taxaço de carbono (US\$ 140 / t CO₂) e baixos preços de petróleo. Com preços do Brent acima de US\$35-40 / barril, a diferença entre as alternativas torna-se desprezível (Figura 5.12).

¹³ localizado na versão 2013 no menu “Dados”. A solução é dada definindo-se a célula do cálculo do VPL para valor “zero” alternando-se a célula da taxa de carbono.

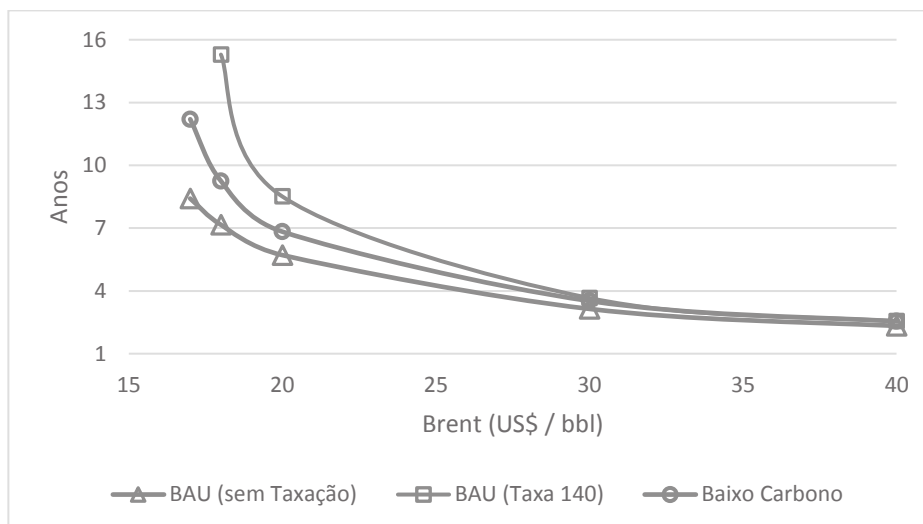


Figura 5.12 – Análise de sensibilidade do tempo de retorno

Fonte: elaboração própria

Os resultados permitem afirmar que os maiores custos, sobretudo de investimento, associados ao emprego de uma inovação tecnológica mais limpa podem ser compensados pelos benefícios adicionais correspondentes de modo que, a longo prazo, a economicidade do projeto é favorecida tanto em termos de valor quanto de lucratividade e liquidez.

Isto confirma a Hipótese 2 enunciada na seção 1.3 deste trabalho devendo-se destacar, contudo, novamente, as seguintes ressalvas:

- o fluxo de caixa é do tipo simplificado e não considera especificidades regulatórias, contábeis, tributárias e fiscais – admitiu-se que não haveria impacto significativo numa análise do tipo incremental;
- não foram consideradas as emissões de gases de efeito estufa de outras fontes (processos de combustão para geração de energia, por exemplo) admitindo-se que não haveria variação significativa entre as opções/alternativas e cenários estudados;
- a composição do gás natural produzido é típica e genérica, além de constante ao longo do tempo. Na realidade, tal composição varia significativamente entre campos petrolíferos, incluindo a presença de contaminantes (CO₂, por exemplo), e mesmo num campo petrolífero ao longo do tempo.

6 CONCLUSÃO

Um projeto de investimento privado será sustentável a longo prazo somente se retornar mais benefícios do que custos durante todo o seu ciclo de vida, considerados todos os fatores – econômicos, ambientais e sociais.

As empresas, contudo, ainda adotam processos de tomada de decisão baseados, e em muitos casos exclusivamente, na tradicional análise financeira, ou seja, ainda largamente baseada em indicadores que não contabilizam o valor de ativos naturais impactados, perdidos ou usados na implementação de projetos.

Se forem considerados custos e benefícios associados às externalidades, ao longo de todo o ciclo de vida de um projeto, a análise econômica pode apresentar resultados bem diferentes de uma perspectiva puramente financeira, uma vez que processos industriais que causem impactos ambientais são, por definição, menos econômicos e, portanto, mais custosos a longo prazo.

Considerando que a produção marítima de petróleo tem se deslocado para regiões cada vez mais remotas, em águas mais profundas, com ausência de infraestrutura para disponibilização dos produtos aos mercados consumidores, sobretudo do gás natural, analisou-se a exploração de um pequeno campo petrolífero marítimo isolado cuja produção de gás natural é grande demais para a queima de todo o gás em tocha, porém, pequena demais para justificar a implantação de gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás em terra.

Este trabalho demonstrou que a economicidade de um projeto de desenvolvimento de produção marítima de óleo e gás pode ser favorecida com a adoção de tecnologia mais limpa de processamento de petróleo, quando considerados os custos e benefícios associados ao risco carbono durante todo o ciclo de vida.

Para isto, confrontou-se uma rota tecnológica típica de referência (*business as usual* - BAU) para o desenvolvimento de um campo petrolífero com as características descritas acima, ou seja, através da queima em tocha de todo o gás natural associado produzido, com uma alternativa de “baixo carbono”, caracterizada pelo melhor aproveitamento do gás natural produzido evitando a sua queima em tocha.

Adicionalmente, tais alternativas foram comparadas entre si sob dois cenários macroeconômicos distintos em relação ao risco carbono, ou seja, um com a manutenção dos níveis e incentivos atuais de carbonização da economia global (cenário “marrom”) e outro com viés de descarbonização da economia (cenário “verde”).

A análise econômica incremental mostrou as vantagens em termos de valor, lucratividade e liquidez, sobretudo em contextos econômicos adversos caracterizados por taxaço de carbono e baixa no preço do petróleo, ao se adotar uma tecnologia mais limpa e ecoeficiente quanto às emissões de CO₂.

Do ponto de vista estritamente empresarial, portanto, a incorporação da sustentabilidade na concepção de projetos de investimento é mais que recomendável independentemente de exigências regulatórias, especialmente para contextos econômicos adversos.

Para uma tomada de decisão empresarial mais racional, a quantificação em termos monetários dos custos externos associados ao risco carbono forneceu um senso direto do valor dos potenciais danos causados – e, portanto, da responsabilidade envolvida – por uma determinada decisão na mesma medida que empresas adotam para avaliar suas performances. Uma vez que o tomador de decisão esteja ciente dos possíveis custos e responsabilidades futuros, sabendo que a sociedade pode resolver, em algum dia, exigir a internalização de tais custos (através, por exemplo, de uma taxaço), os riscos ao seu negócio podem ser antecipados e minimizados.

Finalmente, como proposição de melhorias e temas para pesquisas futuras, sugere-se:

- Avaliação da problemática da não incorporação da variável ambiental na análise econômica de projetos de investimento em produção marítima de petróleo;
- Análise de estudo-de-caso para um projeto de investimento numa região produtora específica considerando contexto definido em termos regulatório, fiscal e tributário;

- Detalhamento dos cenários de análise (“marrom” e “verde”) em consonância com estudos de organismos internacionais (IEA, IPCC, EPA, etc) e da indústria;
- Levantamento do potencial valor econômico de outros aspectos e impactos ambientais relevantes das atividades de produção marítima de petróleo e gás (ex.: perda de biodiversidade, pegada hídrica e efluentes descartados em corpos hídricos) incorporando à análise econômica através do uso de técnicas de valoração ambiental;
- Detalhamento dos aspectos envolvendo créditos carbono no âmbito de projetos de desenvolvimento de produção de petróleo e gás natural;
- Análise econômica dos custos e benefícios associados às rotas tecnológicas de aproveitamento do CO₂ gerado na produção de petróleo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

API. **Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry**. Washington. 807 p. 2009.

BRAGA, G. L; VEIGA, V.F, **Responsabilidade Social e Ambiental do Sistema Financeiro**. (2010) Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pre/boletimrsa/BOLRSA201012.pdf>. Acessado em: 10 de julho de 2015

BURKETT, V. Global climate change implications for coastal and offshore oil and gas development. **Energy Policy**. Elsevier. 2011.

CARBON TRACKER INITIATIVE. **Sense & Sensitivity: Maximising value with a 2°C portfolio**. 2016.

CDP. **Global Corporate Use of Carbon Pricing: Disclosures to Investors**, 2014.

CECHIN, A.; VEIGA, J. E. O fundamento central da economia ecológica. In: MAY, P. H. (Org.) **Economia do meio ambiente: teoria e prática**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010. p.33-48.

CERES. **Sustainable extraction? An analysis of SEC disclosure by major Oil & Gas Companies on climate risk & deepwater drilling risk**. 2012.

CNI. **Maioria das indústrias faz gestão ambiental**. Sondagem especial. 2010.

CNI. **Mudanças climáticas: desenvolvimento em uma economia global de baixo carbono**. 2015.

CNI. **Estratégias corporativas de baixo carbono: gestão de riscos e oportunidades**. 2011.

CONTADOR, C. R. **Projetos Sociais: Avaliação e prática**. 4ª edição. São Paulo: Atlas, 2000.

CORSON, W. H. **Manual global de ecologia: o que você pode fazer a respeito da crise do meio ambiente**. Editora Augustus. São Paulo, 1996.

DIXIT, A.K.; PINDYCK, R.S. **Investment under uncertainty**. Princeton University Press, NJ. 1994.

DONAIRE, D. **Gestão Ambiental na empresa**. 2ª edição. São Paulo: 2008.

DOUGLAS-WESTWOOD. **The world floating production report: 2008-2012, prospects, technologies and markets**. 2008.

FLEISCH, T. Associated gas monetization via miniGTL: conversion of flared gas into liquid fuels & chemicals. **Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR)**. 2014.

GESAMP. **Impact of oil and related chemicals on the marine environment - Reports and Studies No 50**. 1993.

GILPIN, A. **Dictionary of environmental terms**. London, Poertlegde & Kegan Paul. 1976.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. 12ª edição. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.

GRAJET, O.; KISHINAME, R.; ITACARAMBI, P. E WEINGRILL, C. **Artigo-base sobre Responsabilidade Socioambiental das Empresas**. Instituto Ethos. In:

CAMARGO, A., CAPOBIANCO, J.P.R., OLIVEIRA, J.A.P. (Org.). **Meio Ambiente Brasil: avanços e obstáculos pós-Rio-92**. São Paulo: Estação Liberdade: Instituto Socioambiental; Rio de Janeiro: fundação Getúlio Vargas, 2002.

HARDISTY, P. E. **Environmental and economic sustainability**. CRC Press, 2010.

HARDISTY, P. E. SIVAPALAN, M. HUMPHRIES, R. Determining a sustainable and economically optimal wastewater treatment and discharge strategy. **Journal of Environmental Management**. 2012.

HAWKEN, P. **The ecology of commerce: a declaration of sustainability**. Revised Edition. Harper Business. 2010

HOFFMAN, A. J. Institutional evolution and change: environmentalism and the US chemical industry. **Academy of Management Journal**. Mississippi State, Academy of Management. 1999.

HOFFMAN, A. J. **Integrating environmental and social issues into corporate practice**. Environment. 2000.

HOPPER, C. Modular Syncrude Conversion Drives Oilfield GTL Solution for Associated Gas. **Journal of Petroleum Technology**. Volume 61. 2009.

IBGE. **Pesquisa de inovação PINTEC 2011**. 2011

IEA. **World Energy Outlook**. 2014

IIGCC. **Global investor survey on climate change: 3rd annual report on actions and progress**. 2013.

IOGP. **IOGP paper position on climate change**. 2014.

IOGP. **Environmental performance indicators – 2014 data**. 2015.

IPCC. **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Volume 2. 2006.

IPCC. **Fifth Assessment Report – Climate Change 2013: The Physical Science Basis Summary for Policymakers**. 2014

JABBOUR, C. J. C. SANTOS, C. A. S. Evolução da gestão ambiental na empresa: uma taxonomia integrada à gestão da produção e de recursos humanos. **Gestão & Produção**. V.13, n.3, p.435-448, set-dez. 2006.

LARSON B.A. **Sustainable development Research Advances**. Nova Science Publishers. 2007.

LE MONDE DIPLOMATIQUE. Atlas do Meio Ambiente. 2010

LIMA, J. C. F. **Abordagens Industriais Ambientais: solucionar problemas de poluição ou buscar sustentabilidade ambiental?** UNICAMP, 2008.

LUSTOSA, M. C. J. Industrialização, meio ambiente, inovação e competitividade. In: MAY, P. H. (Org.) **Economia do meio ambiente: teoria e prática**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010. p.213-216.

MATTOS, K. M, MATTOS, A. **Valoração econômica do meio ambiente – uma abordagem teórica e prática**. São Carlos: FAPESP, 2004.

MAY, P. H. (Org.) **Economia do meio ambiente: teoria e prática**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

MICT. **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**. 2014

MICT. Emissões fugitivas de gases de efeito estufa na indústria de petróleo e gás natural. **Relatórios de referência – Setor Energia**. 2015.

MILLER, G. J.; CONNELL, D. W. Global production and fluxes of petroleum and recent hydrocarbons. **International Journal of Environmental Studies**, v. 19, n. 3-4, 1982.

MOTTA, R. S. **Manual para valoração econômica de recursos ambientais**. 1997.

MOTTA, R. S. FERRAZ, C. **Regulação, mercado ou pressão social? Os determinantes do investimento ambiental na indústria**. Texto para Discussão. IPEA. 2002.

NASCIMENTO, R. S. **Fatores de formação e desenvolvimento das estratégias ambientais nas empresas**. UFRGS, 2004.

OGUGBUE, C. C. CHUKWU, G. A., KHATANIAR, S. Economics of GTL technology for gas utilization. **SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium**, 2007.

PINTO JR. et al. **Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Elsevier. São Paulo, 2007.

RECH, O. **Oil & Gas Costs Perspectives Focus on conventional oil & gas projects**. 10th ASPO Conference Vienna, 2012.

SACHS, I. **Desenvolvimento: includente, sustentável, sustentado**. Rio de Janeiro: Garamond, 2004.

SÁNCHEZ, L.E. **Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos**. Oficina de Textos. São Paulo, 2006

STERMAN, J. **Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World**. McGraw-Hill Education, 2000.

STERN, N. **Relatório Stern, 2006**. Disponível em <http://www.mudancasclimaticas.andi.org.br/content/relatorio-stern>.

STEUBE, C. Evaluation offshore OPEX for a west African marginal field. **Oil & Gas Journal**. 1999.

THEYS, J. L'Environnement à la recherche d'une définition. **Institut Français de l'Environnement, Note de Méthode nº1**, 1993.

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

THOMAS, J. M. Economia ambiental: fundamentos, política e aplicações. São Paulo. **Cengage Learning**, 2010.

UZOH, O. V. BRETZ, R. E. Economics of gas-to-liquid processing: the effect of scaling on profitability. **International Petroleum Technology Conference**, 2012.

VEIGA, J. E. **Desenvolvimento sustentável: o desafio do século XXI**. Editora Garamond. Rio de Janeiro, 2010.

VITAL, M. H. F, CARVALHO, F. C, PINTO M. A. C. Metodologias e técnicas para análise ambiental de projetos de investimento. **BNDES Setorial 34**. 2011.

WMO. **World Meteorological Organization**. Disponível em: <[http:// www.wmo.int](http://www.wmo.int)>. 2016.

WOOD, D. A. NWAHOA, C. TOWLER, B. F. Gas-to-liquids (GTL): A review of an industry offering several routes for monetizing natural gas. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, vol.9 (pg. 196-208), 2012.

WORLD BANK. **State and trends of carbon pricing**. Washington DC. 2015.

ANEXO

FLUXOS DE CAIXA

ALTERNATIVAS / OPÇÕES

“BAU” e “BAIXO CARBONO”

CENÁRIOS

“VERDE” e “MARRON”

PREMISSAS		Campo marginal sem infraestrutura para escoamento de gás Plataforma com capacidade para 50 mbpd óleo + 15 MM scf/d (425 mil m3/d) gás natural														
Brent (US\$/bbl)	30															
Taxa de Desconto (%)	10%															
Taxa Carbono (US\$/ton CO2)	140															
		OPÇÃO: BAU (Business As Usual) - Queima em tocha do gás produzido														
		CENÁRIO VERDE (baixo preço de petróleo / taxação de CO2 / mercado de carbono estimulado)														
ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita (US\$)	0	273.750.000	547.500.000	471.237.617	405.597.976	349.101.413	300.474.371	258.620.688	222.596.889	191.590.918	164.903.831	141.934.043	122.163.763	105.147.325	90.501.141	77.895.054
Custos (US\$)	800.000.000	48.438.490	70.931.583	60.487.888	51.498.916	43.762.037	37.102.843	31.371.221	26.437.969	22.191.879	18.537.236	15.391.656	12.684.230	10.353.926	8.348.215	6.621.884
Investimento	800.000.000															
Operação		10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000
Custo Carbono		37.488.490	59.981.583	49.537.888	40.548.916	32.812.037	26.152.843	20.421.221	15.487.969	11.241.879	7.587.236	4.441.656	1.734.230	-	596.074	-
LUCRO Tributável	- 800.000.000	225.311.510	476.568.417	410.749.729	354.099.059	305.339.376	263.371.528	227.249.466	196.158.920	169.399.038	146.366.595	126.542.387	109.479.533	94.793.399	82.152.926	71.273.170
Imposto Renda (25%)	-	56.327.878	119.142.104	102.687.432	88.524.765	76.334.844	65.842.882	56.812.367	49.039.730	42.349.760	36.591.649	31.635.597	27.369.883	23.698.350	20.538.231	17.818.292
LUCRO Líquido (US\$)	- 800.000.000	168.983.633	357.426.313	308.062.297	265.574.295	229.004.532	197.528.646	170.437.100	147.119.190	127.049.279	109.774.946	94.906.790	82.109.650	71.095.049	61.614.694	53.454.877

PREMISSAS		Campo marginal sem infraestrutura para escoamento de gás Plataforma com capacidade para 50 mbpd óleo + 15 MM scf/d (425 mil m3/d) gás natural														
Brent (US\$/bbl)	30															
Syndiesel (US\$/bbl)	42															
Taxa de Desconto (%)	10%															
Preço Carbono (US\$/ton CO2)	20															
Taxa Carbono (US\$/ton CO2)	140															
		OPÇÃO: Baixo Carbono														
		Aproveitamento do gás produzido através da conversão para diesel sintético via tecnologia GTL (Gas to Liquid)														
		CENÁRIO VERDE (preço baixo de petróleo / taxação de CO2 / mercado de carbono estimulado)														
ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita (US\$)	-	294.794.777	581.171.643	499.046.521	428.360.773	367.520.986	315.155.697	270.084.474	231.291.313	197.901.731	169.163.050	144.427.439	123.137.301	104.812.709	89.040.587	75.465.396
Petróleo		273.750.000	547.500.000	471.237.617	405.597.976	349.101.413	300.474.371	258.620.688	222.596.889	191.590.918	164.903.831	141.934.043	122.163.763	105.147.325	90.501.141	77.895.054
Syndiesel		15.689.278	25.102.845	20.732.062	16.970.095	13.732.140	10.945.206	8.546.469	6.481.858	4.704.830	3.175.328	1.858.874	725.791	249.462	1.088.871	1.811.356
Credito Carbono		5.355.499	8.568.798	7.076.841	5.792.702	4.687.434	3.736.120	2.917.317	2.212.567	1.605.983	1.083.891	634.522	247.747	85.153	371.684	618.302
Custos (US\$)	915.000.000	14.185.081	16.126.129	15.224.887	14.449.181	13.781.525	13.206.868	12.712.256	12.286.539	11.920.121	11.604.743	11.333.294	11.099.656	10.898.562	10.725.478	10.576.504
Investimento	800.000.000															
CAPEX GTL	115.000.000															
Operação		10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000
OPEX GTL		3.235.081	5.176.129	4.274.887	3.499.181	2.831.525	2.256.868	1.762.256	1.336.539	970.121	654.743	383.294	149.656	-	51.438	-
LUCRO Tributável	- 915.000.000	280.609.696	565.045.513	483.821.633	413.911.592	353.739.461	301.948.829	257.372.218	219.004.774	185.981.609	157.558.307	133.094.145	112.037.645	93.914.148	78.315.109	64.888.892
Imposto Renda (25%)	-	70.152.424	141.261.378	120.955.408	103.477.898	88.434.865	75.487.207	64.343.055	54.751.194	46.495.402	39.389.577	33.273.536	28.009.411	23.478.537	19.578.777	16.222.223
LUCRO Líquido (US\$)	- 915.000.000	210.457.272	423.784.135	362.866.225	310.433.694	265.304.596	226.461.622	193.029.164	164.253.581	139.486.207	118.168.730	99.820.609	84.028.234	70.435.611	58.736.332	48.666.669

PREMISSAS		Campo marginal sem infraestrutura para escoamento de gás Plataforma com capacidade para 50 mbpd óleo + 15 MM scf/d (425 mil m3/d) gás natural														
Brent (US\$/bbl)	100															
Taxa de Desconto (%)	10%															
Taxa Carbono (US\$/ton CO2)	0															
		OPÇÃO: BAU (Business As Usual) - Queima em tocha do gás produzido														
		CENÁRIO MARROM (preço elevado de petróleo / sem taxação de CO2 / mercado de carbono estagnado)														
ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita (US\$)	0	912.500.000	1.825.000.000	1.570.792.057	1.351.993.253	1.163.671.377	1.001.581.236	862.068.959	741.989.629	638.636.392	549.679.437	473.113.476	407.212.542	350.491.083	301.670.471	259.650.181
Custos (US\$)	800.000.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000
Investimento	800.000.000															
Operação		10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000
Custo Carbono		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LUCRO Tributável	- 800.000.000	901.550.000	1.814.050.000	1.559.842.057	1.341.043.253	1.152.721.377	990.631.236	851.118.959	731.039.629	627.686.392	538.729.437	462.163.476	396.262.542	339.541.083	290.720.471	248.700.181
Imposto Renda (25%)	-	225.387.500	453.512.500	389.960.514	335.260.813	288.180.344	247.657.809	212.779.740	182.759.907	156.921.598	134.682.359	115.540.869	99.065.636	84.885.271	72.680.118	62.175.045
LUCRO Líquido (US\$)	- 800.000.000	676.162.500	1.360.537.500	1.169.881.543	1.005.782.440	864.541.033	742.973.427	638.339.219	548.279.722	470.764.794	404.047.078	346.622.607	297.196.907	254.655.812	218.040.353	186.525.135

PREMISSAS		Campo marginal sem infraestrutura para escoamento de gás Plataforma com capacidade para 50 mbpd óleo + 15 MM scf/d (425 mil m3/d) gás natural														
Brent (US\$/bbl)	100															
Syndiesel (US\$/bbl)	116															
Taxa de Desconto (%)	10%															
Preço Carbono (US\$/ton CO2)	7															
Taxa Carbono (US\$/ton CO2)	0															
		OPÇÃO: Baixo Carbono														
		Aproveitamento do gás produzido através da conversão para diesel sintético via tecnologia GTL (Gas to Liquid)														
		CENÁRIO MARROM (preço elevado de petróleo / sem taxação de CO2 / mercado de carbono estagnado)														
ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Receita (US\$)	-	958.108.961	1.897.974.337	1.631.060.465	1.401.325.567	1.203.590.907	1.033.399.108	886.913.670	760.832.484	652.313.402	558.910.162	478.517.249	409.322.427	349.765.892	298.505.108	254.384.541
Petróleo		912.500.000	1.825.000.000	1.570.792.057	1.351.993.253	1.163.671.377	1.001.581.236	862.068.959	741.989.629	638.636.392	549.679.437	473.113.476	407.212.542	350.491.083	301.670.471	259.650.181
Syndiesel		43.734.536	69.975.258	57.791.514	47.304.868	38.278.928	30.510.230	23.823.650	18.068.457	13.114.916	8.851.364	5.181.691	2.023.174	- 695.387	- 3.035.274	- 5.049.233
Credito Carbono		1.874.424	2.999.079	2.476.894	2.027.446	1.640.602	1.307.642	1.021.061	774.398	562.094	379.362	222.083	86.711	- 29.804	- 130.089	- 216.406
Custos (US\$)	915.000.000	14.185.081	16.126.129	15.224.887	14.449.181	13.781.525	13.206.868	12.712.256	12.286.539	11.920.121	11.604.743	11.333.294	11.099.656	10.898.562	10.725.478	10.576.504
Investimento	800.000.000															
CAPEX GTL	115.000.000															
Operação		10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000	10.950.000
OPEX GTL		3.235.081	5.176.129	4.274.887	3.499.181	2.831.525	2.256.868	1.762.256	1.336.539	970.121	654.743	383.294	149.656	- 51.438	- 224.522	- 373.496
LUCRO Tributável	- 915.000.000	943.923.880	1.881.848.208	1.615.835.578	1.386.876.385	1.189.809.382	1.020.192.241	874.201.414	748.545.945	640.393.280	547.305.419	467.183.955	398.222.772	338.867.331	287.779.630	243.808.038
Imposto Renda (25%)	-	235.980.970	470.462.052	403.958.894	346.719.096	297.452.346	255.048.060	218.550.353	187.136.486	160.098.320	136.826.355	116.795.989	99.555.693	84.716.833	71.944.907	60.952.009
LUCRO Líquido (US\$)	- 915.000.000	707.942.910	1.411.386.156	1.211.876.683	1.040.157.289	892.357.037	765.144.180	655.651.060	561.409.459	480.294.960	410.479.065	350.387.966	298.667.079	254.150.498	215.834.722	182.856.028