

Parte D — Subsídios à Tomada de Decisão

4.1 Análise Comparativa das Alternativas Tecnológicas quanto aos seus Impactos e Riscos Ambientais

Em seqüência, nesta etapa do processo de subsídios à tomada de decisão, foram elaboradas as análises comparativas, apresentadas em gráficos, envolvendo todas as combinações de alternativas tecnológicas indicadas nos fluxogramas de mensuração de impactos e riscos ambientais. Cada combinação de alternativas está representada por seu valor de impacto ambiental (eixo x) e seu valor de risco ambiental (eixo y). A partir daí, foram identificadas as combinações de **alternativas de produção e transporte dominantes**, isto é, que apresentaram, simultaneamente, o menor impacto e risco ambiental, em um determinado cenário de descobertas, e as alternativas **dominadas**, que apresentaram, simultaneamente, os maiores impactos e riscos ambientais para cada cenário de descobertas. Exemplos desta análise são mostrados para os **Cenários BR2, MP2 e GP2 (Gráficos 2, 3 e 4)**.

No cenário **BR2**, nota-se que, sob a ótica ambiental, não há uma alternativa dominante, e sim um *trade-off*¹⁵ entre impacto e risco ambiental. Na alternativa de produção por plataforma fixa com satélite e transporte por gasoduto para Salvador e navio aliviador, tem-se o menor risco ambiental, mas não o menor impacto. Já na alternativa de produção por FPSO e transporte, também, por gasoduto até Salvador e navio aliviador, tem-se o menor impacto ambiental, mas não o menor risco. As demais, circundadas em vermelho, são consideradas dominadas e explicitam as alternativas que se caracterizam por maiores riscos e impactos ambientais do que as circundadas em amarelo, que compõe o *trade-off*.

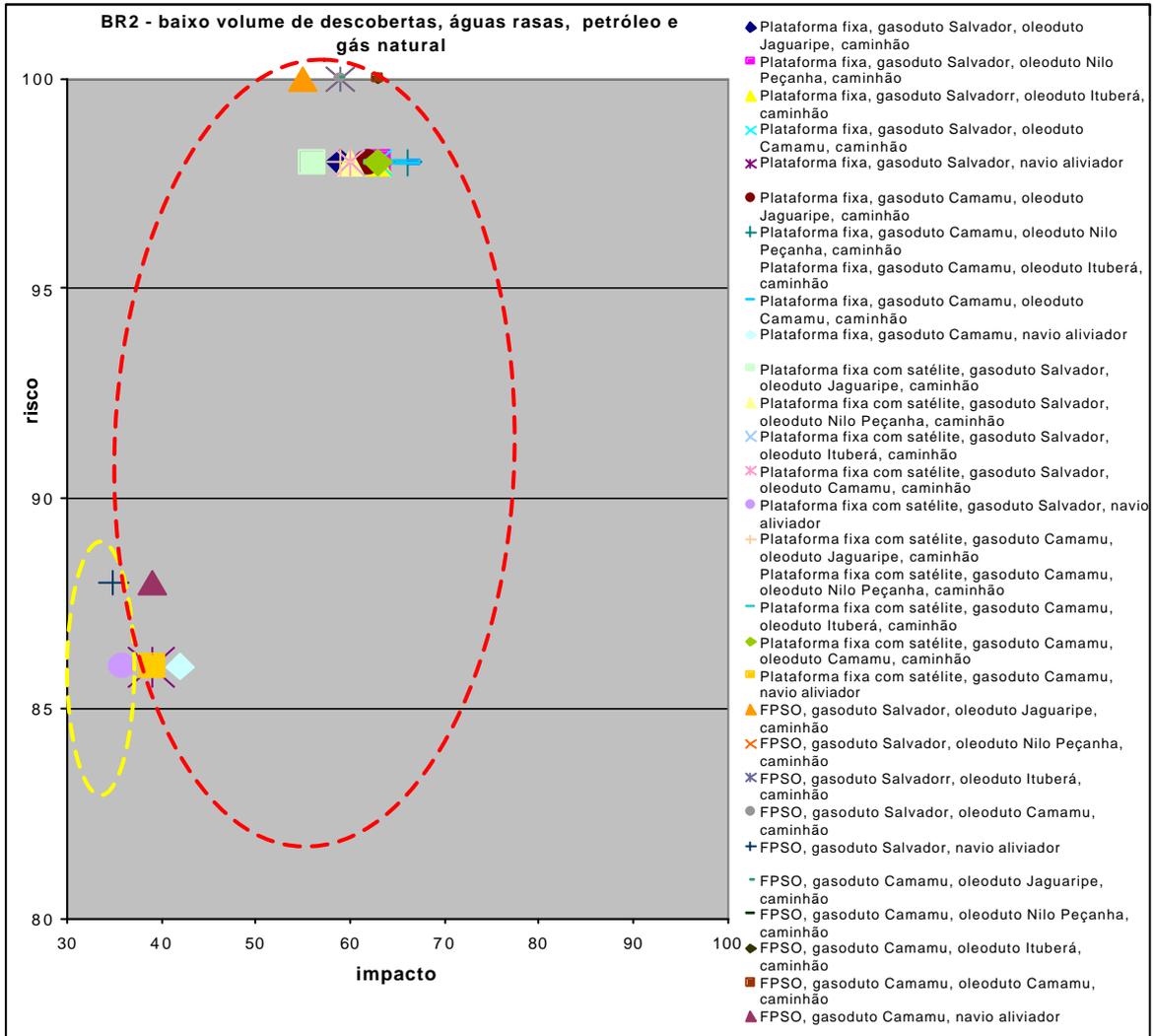
¹⁵ Há o que poderíamos caracterizar de “empate técnico”, neste caso, fica a critério do empreendedor decidir pela escolha da alternativa tecnológica que ofereça menor impacto ou aquela de menor risco ambiental, considerando que, outros critérios de decisão, como, por exemplo, critérios econômicos, que não foram avaliados neste estudo.

As alternativas que se destacam como dominantes no cenário **MP2** são as que contemplam o transporte de gás natural por gasoduto para Salvador e de petróleo por navio aliviador, independentemente da produção pelo emprego de plataforma semi-submersível ou FPSO. Por sua vez, a alternativa que se sobressai como a mais agressiva ambientalmente é a que contempla gasoduto para Camamu e navio aliviador.

No caso do cenário GP2, também, não existe uma alternativa tecnológica que seja dominante, havendo sempre um *trade-off* entre impacto e risco ambiental. Por isso, foram circundadas no gráfico diversas alternativas em amarelo, consideradas menos agressivas ao meio ambiente. Estas alternativas envolvem produção por plataformas semi-submersíveis, transporte do gás natural sempre por gasoduto para Salvador e transporte do petróleo por oleoduto, para RLAM ou Ilhéus (menor impacto) ou navio aliviador (menor risco).

Os resultados do análise comparativa de impactos e riscos ambientais realizada para cada um dos 18 cenários de descobertas propostos neste Estudo estão consolidados nos **Quadros Sínteses 4, 5 e 6**.

Gráfico 2 – Cenário BR2



Fonte: LIMA/COPPE/UF RJ, 2003

Gráfico 3 – Cenário MP2

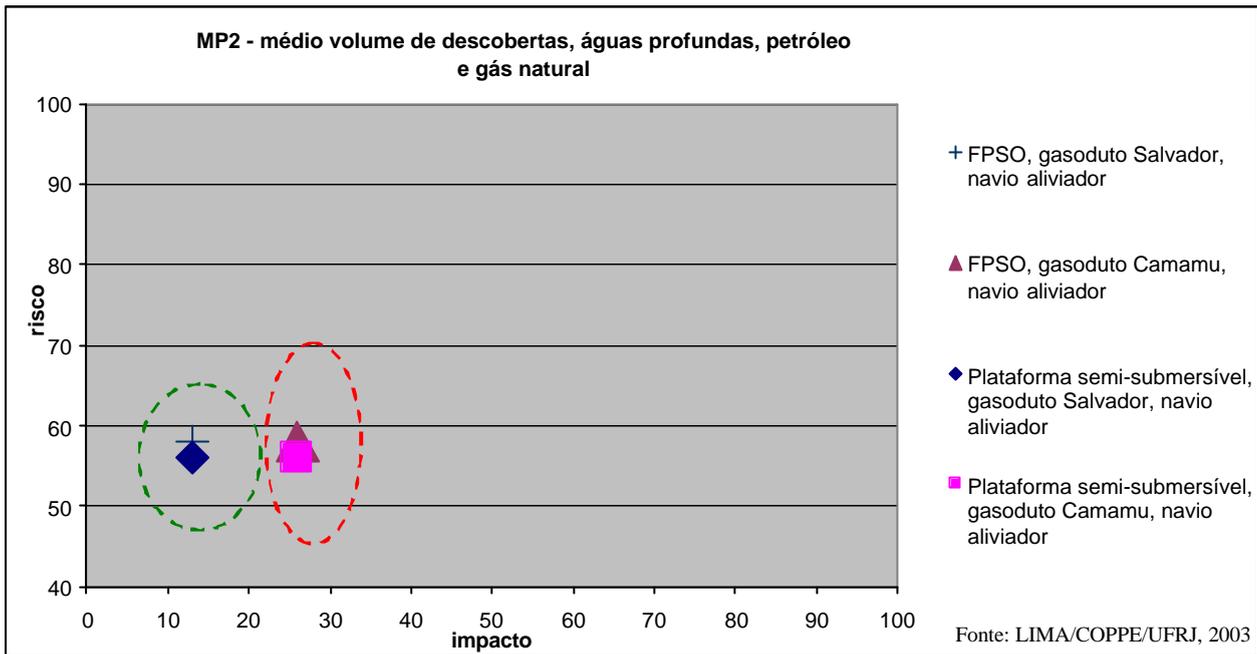
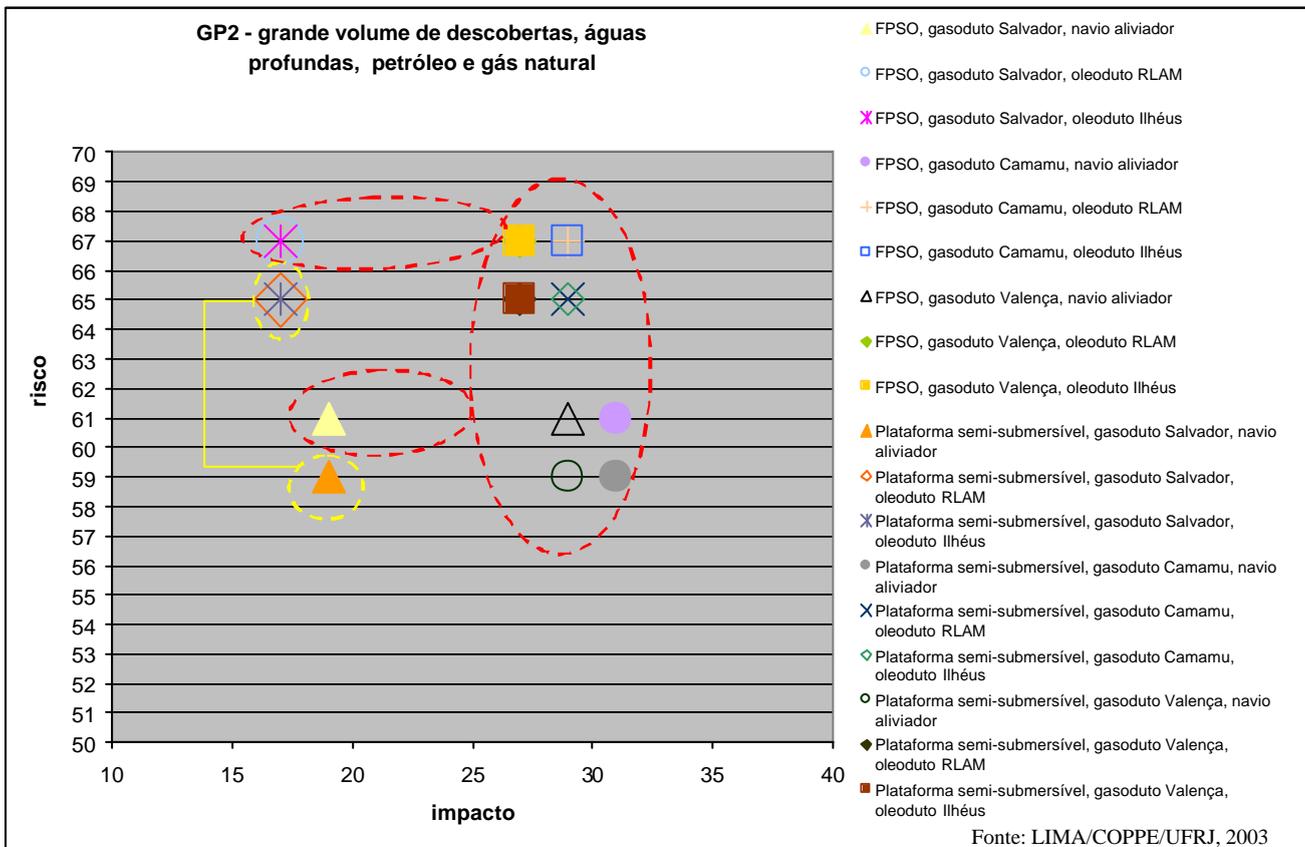


Gráfico 4 – Cenário GP2



Quadro-Síntese 4 – Análise comparativa de impacto e risco ambiental para cenários de baixo volume de descobertas

Cenário	Síntese da Análise Comparativa de Impactos e Riscos Ambientais
BR1 Baixo volume, águas rasas, gás natural	Alternativas dominantes: produção de gás natural por sistema <i>caisson</i> e transporte por gasoduto para Salvador. Alternativas dominadas: plataformas fixas simples ou com árvores submersas e/ou transporte por gasoduto para Camamu.
BR2 Baixo volume, águas rasas, petróleo e gás natural	Trade-off entre impacto e risco ambiental: na alternativa tecnológica de produção por plataforma fixa com satélite e transporte por gasoduto para Salvador e navio aliviador tem-se o menor risco ambiental, mas não o menor impacto. Já na alternativa de produção por FPSO e transporte, também, por gasoduto até Salvador e navio aliviador tem-se o menor impacto ambiental, mas não o menor risco. Alternativas dominadas: alternativas tecnológicas que consideram o transporte de gás por gasoduto para Camamu, e/ou o transporte de petróleo por oleoduto (Jaguaripe, Nilo Peçanha, Ituberá ou Camamu) e caminhão
BI1 Baixo volume, águas intermediárias, gás natural	Alternativas dominantes: as que contemplam o transporte por gasoduto com traçado para Salvador, para qualquer estrutura de produção. Alternativas dominadas: as que envolvem o transporte por gasoduto com traçado para o município de Camamu, independentemente do tipo de unidade de produção que seja utilizada.
BI2 Baixo Volume, águas intermediárias, petróleo e gás natural	Alternativas dominantes: produção por plataforma fixa com satélites e semi-submersíveis, com gasoduto para Salvador. Alternativas dominadas: as que consideram o transporte por gasoduto para Camamu, independentemente da estrutura de produção (plataforma fixa com satélite, FPSO ou plataforma semi-submersível).
BP1 Baixo volume, águas profundas, gás natural	Alternativas dominantes: transporte por gasoduto para Salvador, sempre com plataforma semi-submersível (única alternativa tecnológica de produção). Alternativas dominadas: transporte por gasoduto para Camamu, sempre com plataforma semi-submersível (única alternativa tecnológica de produção).
BP2 Baixo Volume, águas profundas, petróleo e gás natural	Alternativas dominantes: produção por plataforma semi-submersível ou FPSO e transporte por gasoduto para Salvador. Alternativas dominadas: as que consideram transporte por gasoduto para Camamu, qualquer que seja a estrutura de produção (plataforma semi-submersível ou FPSO).

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Quadro-Síntese 5 – Análise comparativa de impacto e risco ambiental para cenários de médio volume de descobertas

CENÁRIO	SÍNTESE DA ANÁLISE COMPARATIVA DE IMPACTOS E RISCOS AMBIENTAIS
MR1 Médio volume, águas rasas, gás natural	Alternativas dominantes: produção de gás natural por sistema <i>caisson</i> e transporte por gasoduto para Salvador. Alternativas dominadas: plataformas fixas simples ou com árvores submersas e transporte por gasoduto para Camamu.
MR2 Médio volume, águas rasas, petróleo e gás natural	Alternativas dominantes: plataformas centrais fixas (com árvore submersa ou com plataformas satélites) e transporte de gás natural via gasoduto para Salvador. Alternativas dominadas: alternativas que consideram produção por FPSO, e/ou transporte de gás por gasoduto para Camamu.
MI1 Médio volume, águas intermediárias, gás natural	Alternativas dominantes: aquelas que contemplam o transporte por gasoduto com traçado para Salvador, para qualquer estrutura de produção (plataforma central fixa com satélite ou semi-submersível) Alternativas dominadas: as que envolvem o transporte por gasoduto com traçado para o município de Camamu, independentemente do tipo de unidade de produção que seja utilizada.
MI2 Médio volume, águas intermediárias, petróleo e gás natural	Alternativas dominantes: gasoduto para Salvador, o emprego de navio aliviador e de plataformas de produção (fixas com satélite ou semi-submersível). Alternativas dominadas: produção por FPSO e/ou transporte por gasoduto para Camamu
MP1 Médio volume, águas profundas, gás natural	Alternativas dominantes: produção em plataforma semi-submersível e transporte via gasoduto para Salvador. Alternativas dominadas: transporte por gasoduto para Camamu, sempre com plataforma semi-submersível (única alternativa tecnológica de produção).
MP2 Médio Volume, águas profundas, petróleo e gás natural	Alternativas dominantes: transporte de gás natural por gasoduto para Salvador e de petróleo por navio aliviador, independentemente da produção pelo emprego de plataforma semi-submersível ou FPSO. Alternativas dominadas: aquelas que consideram o transporte por gasoduto para Camamu, qualquer que seja a estrutura de produção.

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Quadro-Síntese 6 – Análise comparativa de impacto e risco ambiental para cenários de grande volume de descobertas

CENÁRIO	SÍNTESE DA ANÁLISE COMPARATIVA DE IMPACTOS E RISCOS AMBIENTAIS
GR1 Grande volume, águas rasas, gás natural	Trade-off entre impacto e risco ambiental: considerando a ocorrência deste cenário, as alternativas tecnológicas menos agressivas ambientalmente seriam aquelas que envolvem a produção por plataformas fixa simples ou com árvores submersas e gasoduto para Salvador, que apresentam os menores impactos ambientais, mas não os menores riscos e a alternativa de produção por <i>caisson</i> e transporte por gasoduto até Salvador, que apresenta o menor risco ambiental. Alternativas dominadas: produção de gás natural por plataforma fixa com plataformas satélites e/ou gasoduto para Camamu ou Valença são as mais agressivas do ponto de vista ambiental e, por isso, são consideradas dominadas.
GR2 Grande volume, águas rasas, petróleo e gás natural	Trade-off entre impacto e risco ambiental: neste cenário as alternativas tecnológicas sempre irão prevalecer a ótica do impacto ou do risco ambiental, não havendo nenhuma que seja realmente dominante. No entanto, considerando a ocorrência deste cenário, as alternativas menos agressivas ambientalmente seriam aquelas que envolvem produção em plataformas fixas (com árvores submersas ou satélites), com oleoduto para RLAM ou Ilhéus e gasoduto para Salvador, que apresentam os menores riscos ambientais, ou, ainda, produção por FPSO com oleoduto para RLAM ou Ilhéus e gasoduto até Salvador, que apresenta o menor impacto ambiental. Alternativas dominadas: gasoduto Camamu ou Valença e/ou transporte de petróleo por navio aliviador, independente da estrutura de produção.
GI1 Grande volume, águas intermediárias, gás natural	Alternativas dominantes: as que contemplam o transporte por gasoduto com traçado para Salvador, para qualquer estrutura de produção. Alternativas dominadas: as que envolvem o transporte por gasoduto com traçado para o município de Camamu ou Valença, independentemente do tipo de unidade de produção que seja utilizada.
GI2 Grande volume, águas intermediárias, petróleo e gás natural	Alternativas dominantes: produção por plataforma fixa com satélites ou plataforma semi-submersível, transporte de petróleo por navio aliviador e do gás natural por gasoduto para Salvador. Alternativas dominadas: produção por FPSO, gasoduto para Camamu e oleoduto para RLAM ou Ilhéus.
GP1 Grande volume, águas profundas, gás natural	Alternativas dominantes: as que consideram gasoduto para Salvador, sempre com produção em plataformas semi-submersíveis (única alternativa tecnológica). Alternativas dominadas: transporte por gasoduto para Camamu ou Valença, sempre com produção em plataformas semi-submersíveis (única alternativa tecnológica).
GP2 Grande Volume, águas profundas, petróleo e gás natural	Trade-off entre impacto e risco ambiental: as alternativas tecnológicas consideradas menos agressivas ao meio ambiente envolvem produção por plataformas semi-submersíveis, transporte do gás natural sempre por gasoduto entrando em Salvador e transporte do petróleo por navio aliviador ou oleoduto. Alternativas dominadas: produção por FPSO e/ou transporte por gasoduto para Camamu ou Valença.

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Uma avaliação geral desses resultados permite a identificação das alternativas de produção e transporte mais amigáveis ambientalmente, identificadas neste Estudo (alternativas tecnológicas dominantes) com base na análise dos 18 cenários de descobertas propostos, variando em função da natureza da descoberta.

4.2 Análise Integrada dos Cenários de Desenvolvimento das atividades de Petróleo e Gás Natural

Após a análise “cenário por cenário”, mostrou-se conveniente e adequado realizar-se uma análise integrada dos 18 cenários elaborados neste estudo, para avaliar as possíveis alternativas tecnológicas de aproveitamento dos recursos energéticos provenientes da Bacia de Camamu-Almada.

Esta análise integrada fundamentou-se na elaboração e análise de gráficos contendo o espectro dos resultados da mensuração dos impactos e dos riscos ambientais de todas as alternativas tecnológicas efetuadas, anteriormente, neste estudo. Engloba os principais aspectos que compõem os cenários, quais sejam, natureza e volume das descobertas e sua distância da costa.

Os resultados encontrados para os cenários de petróleo e gás natural estão sintetizados na **Tabela 37**

Tabela 37 - Resultados da análise integrada para cenários de petróleo e gás natural

Cenário Relativo a Descoberta de Petróleo e Gás Natural									
	Águas Rasas			Águas Intermediárias			Águas Profundas		
	BR2	MR2	GR2	BI2	MI2	GI2	BP2	MP2	GP2
Impacto Ambiental*	35-66	44-64	85-100	12-24	19-32	23-37	9-21	13-26	17-31
Risco Ambiental*	86-100	90-92	92-97	76-80	80-84	84-88	50-51	56-58	59-67

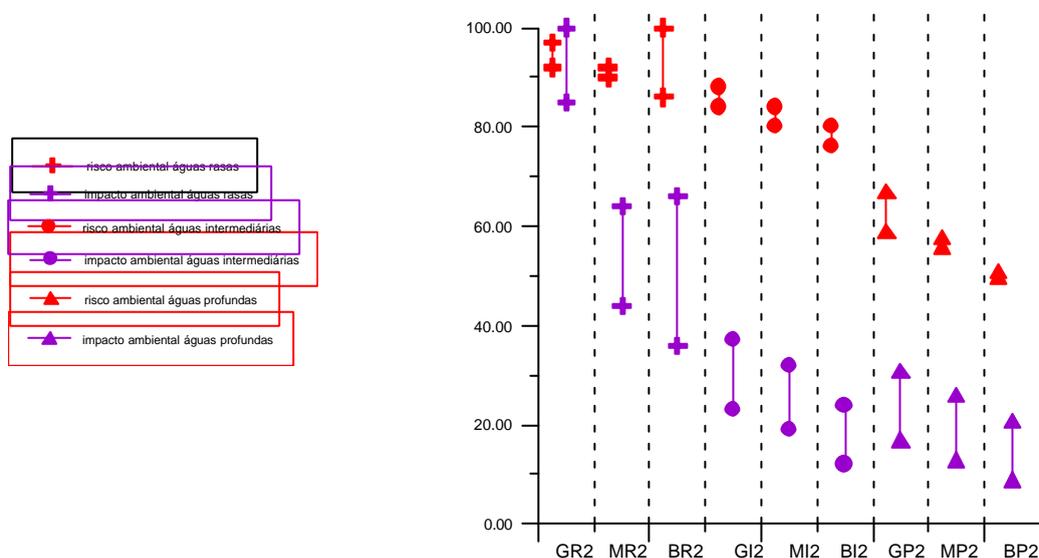
(*) Valor máximo da escala: 100

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Os intervalos apresentados para cada cenário de desenvolvimento definem os valores mínimos e máximos encontrados para impacto e risco ambiental nas diferentes alternativas tecnológicas. A faixa de valores varia de zero a 100¹⁶. Um exemplo gráfico dessa análise integrada é apresentado no **Gráfico 5** para os referidos cenários.

¹⁶ O detalhamento desses números consta dos Quadros-Síntese 1, 2 e 3 da Parte C deste Relatório Executivo.

Gráfico 5 - Análise integrada dos cenários de petróleo e gás natural – distância da costa



Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Observa-se que os cenários relativos a descobertas (de gás natural ou petróleo e gás natural) em águas rasas (GR2, MR2 e BR2) são menos favoráveis, do ponto de vista ambiental, do que os cenários de descobertas em águas intermediárias (GI2, MI2, BI2) e profundas (GP2, MP2, BP2), tanto para as etapas de exploração quanto de produção e transporte.

Tal interdependência (maior distância da costa/lâmina d'água \approx redução da faixa de valores para o risco e o impacto ambiental), também, é verificada para os cenários que contemplam, unicamente, a descoberta de gás natural não-associado.

4.3 Subsídios à Tomada de Decisão

Os resultados da análise que irá subsidiar a tomada de decisão são apresentados de forma esquemática nos **Quadros-Síntese 7, 8, 9, e 10**. Tratam-se das alternativas tecnológicas consideradas mais amigáveis ambientalmente dentre as 166 alternativas avaliadas nesta AAE, tendo como base os 18 cenários de descoberta propostos, variando em função das etapas de produção, exploração e transporte e da natureza da descoberta. Cabe salientar que a análise realizada limitou-se à avaliação dos aspectos ambientais, não abrangendo outros elementos importantes para a tomada de decisão, como, por exemplo, uma análise econômica.

Além disso, a escolha das alternativas foi feita a partir da análise das tecnologias de exploração, produção e transportes mais usuais no Brasil, atualmente. Todavia, mesmo que essas alternativas tecnológicas ambientalmente amigáveis venham a ser implantadas é importante observar que, ainda assim, existirão impactos e riscos ambientais remanescentes relacionados às atividades de exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural, porém, em menor escala do que no caso da não adoção de tais tecnologias.

Estas alternativas tecnológicas apresentam baixo impacto e reduzido risco ambiental (dos 24 impactos ambientais estratégicos cada alternativa apresenta, no máximo, 7 impactos remanescentes; e dos 8 riscos ambientais estratégicos cada uma das tecnologias apresenta, no máximo, 4 riscos remanescentes). Para a indicação das alternativas tecnológicas mais amigáveis ambientalmente apresentadas, a seguir, foram utilizados os seguintes critérios para a seleção dos impactos e riscos remanescentes:

Impactos Ambientais:

- aqueles que receberam valor máximo (10) em pelo menos dois dos critérios de mensuração (frequência, magnitude e importância);
- aqueles que receberam valor máximo (10) em um dos critérios e intermediário (5) nos outros dois; ou
- aqueles que receberam valor intermediário (5) nos três critérios, simultaneamente, ou

Riscos Ambientais:

- aqueles que receberam o valor máximo (10) em pelo menos um dos dois critérios de mensuração utilizados nesta AAE (frequência e severidade).

Quadro-Síntese 7 — Análise ambiental das alternativas tecnológicas mais amigáveis ambientalmente — Produção de Gás Natural

Produção de Gás Natural	Alternativas Tecnológicas Mais Amigáveis Ambientalmente	Impactos e Riscos Ambientais Remanescentes
Baixo e Médio Volume — Águas Rasas	Sistema Caisson	<p>Sistema Caisson</p> <p>Impactos Ambientais:</p> <p>Frequência, Magnitude, Importância = máximas para os impactos remanescentes relacionados a seguir:</p> <ol style="list-style-type: none"> Perda ou redução dos locais de recreação — correspondente à zona de restrição, em um raio de 500 metros da plataforma, para qualquer atividade não relacionada com petróleo e gás natural; Degradação da paisagem —descaracterização da paisagem natural no campo de visão dos usuários das praias, com efeitos adversos sobre o afluxo de turistas para a região; e Criação de expectativa na comunidade — grande expectativa de absorção da mão-de-obra disponível na região, alterando a rotina e a própria vida das pessoas. <p>Riscos Ambientais: riscos ambientais com potencial de gravidade leve, pois não há armazenamento de combustível. Dano ambiental recuperável, sem intervenção.</p>
Grande Volume — Águas Rasas	<p><i>Trade-off</i>^(*) entre:</p> <p>Sistemas Caisson — menor risco</p> <p>e</p> <p>Plataformas Fixas Simples ou com Árvores Submersas — menor impacto</p>	<p>Sistemas Caisson</p> <p>Idem apresentação anterior.</p> <p>Plataforma Fixa Simples ou com Árvores Submersas</p> <p>Impactos Ambientais:</p> <p>Frequência, Magnitude, Importância = máximas apenas para os impactos relacionados a seguir:</p> <ol style="list-style-type: none"> Perda ou redução dos locais de recreação — idem explicação anterior. Degradação da paisagem — idem explicação anterior. Criação de expectativa na comunidade — idem explicação anterior. <p>Riscos Ambientais:</p> <ol style="list-style-type: none"> Derramamento de óleo diesel durante abastecimento da instalação — ocorrência esperada ao longo da atividade, com possíveis efeitos prolongados, requerendo medidas de recuperação – Frequência = máxima; Derramamento de óleo diesel devido a naufrágio —ocorrência não esperada ao longo da atividade, podendo, no entanto, acarretar danos importantes e duradouros ao meio ambiente, atingindo áreas extensas. Entre as principais razões que podem levar ao naufrágio da instalação estão a perda de estabilidade, colisão com outra embarcação, inundação e falha estrutural – Severidade = máxima; e Derramamento de óleo diesel devido a falhas operacionais diversas — ocorrência esperada ao longo da atividade, com possíveis efeitos prolongados, requerendo medidas de recuperação. Estes eventos podem estar associados a falhas de equipamentos ou ao descumprimento de procedimentos – Frequência = máxima.

(*) *trade-off* — balanço de perdas e ganhos

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Quadro-Síntese 8 — Análise ambiental das alternativas tecnológicas mais amigáveis ambientalmente — Transporte de Gás Natural

Transporte de Gás Natural	Alternativas Tecnológicas Mais Amigáveis Ambientalmente	Impactos e Riscos Ambientais Remanescentes
Baixo, Médio e Grande Volume — Águas Rasas, Intermediárias e Profundas	Gasoduto seguindo para Salvador	<p><u>Gasoduto seguindo para Salvador</u></p> <p><u>Impactos Ambientais:</u></p> <p>Frequência, Magnitude, Importância = intermediários para os impactos relacionados a seguir:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Aumento da mobilidade da força de trabalho — fase de implantação, envolvendo contingente significativo de mão-de-obra não qualificada que irá ocasionar pressão na infraestrutura local, urbanização descontrolada, em especial, na periferia das cidades;2. Conflitos com as comunidades — atritos entre construtores/empreendedores e comunidades em consequência das expectativas quanto à extensão dos efeitos negativos sobre a Mata Atlântica, recursos hídricos, áreas de restinga, mangues e patrimônio cultural, além do aumento da violência e adensamento em áreas periféricas, danos temporários às áreas cultivadas e às estradas vicinais e vias públicas; e3. Mortalidade e/ou redução da vida marinha por sufocamento — efeitos podem ser decorrentes da instalação de dutos, sendo que o grau de perturbação dos bentos marinhos dependerá do traçado do duto e das condições oceanográficas locais. <p><u>Riscos Ambientais:</u> riscos ambientais com potencial de gravidade leve, ou seja, dano ambiental recuperável, sem intervenção.</p>

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Quadro-Síntese 9 — Análise ambiental das alternativas tecnológicas mais amigáveis ambientalmente — Produção de Petróleo e Gás Natural

Produção de Petróleo e Gás Natural	Alternativas Tecnológicas Mais Amigáveis Ambientalmente	Impactos e Riscos Ambientais Remanescentes
<p>Baixo e Grande Volume — Águas Rasas</p>	<p><i>Trade-off</i> entre:</p> <p>FPSO — menor impacto e Plataforma Fixa (com Satélites ou Árvores Submersas) — menor risco</p>	<p>FPSO</p> <p><u>Impactos Ambientais:</u></p> <p>Frequência, Magnitude, Importância = máximas para os impactos relacionados, a seguir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Perda ou redução dos locais de recreação — idem explicação anterior; 2. Perda ou redução dos locais de pesca — a presença de unidades de produção implicará na proibição da presença de embarcações em um raio de 500 metros das plataformas. A atividade pesqueira, que normalmente se desenvolve por rotas não definidas, tende a se concentrar na área das plataformas que se transformam em pontos de atratores de peixes provocando conflitos; 3. Degradação da paisagem — idem explicação anterior; 4. Criação de expectativa na comunidade — idem explicação anterior; 5. Degradação da água por descargas durante operações de rotina — lançamento de efluentes e de resíduos domésticos, de águas de drenagem e de resfriamento e descarga de água produzida cuja composição depende dos compostos orgânicos e inorgânicos incorporados ao longo do processo de formação do reservatório; 6. Degradação da qualidade do ar devido a emissões nas operações de rotina — as fontes estão associadas à <u>queima em flare</u> durante a produção e <u>exaustores dos navios</u> de apoio, visto a combustão ser raramente 100% eficaz ocasionando a liberação de vários gases queimados e não queimados; e 7. Sobrecarga da infraestrutura de disposição final de resíduos sólidos — diversos resíduos de diferentes classificações cuja disposição irá implicar em aceleração de processos erosivos, desvalorização de imóveis e geração de problemas de saúde. <p><u>Riscos Ambientais:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Derramamento de óleo diesel durante abastecimento da instalação — idem explicação anterior – Frequência = máxima; 2. Derramamento de óleo cru devido a naufrágio — idem explicação anterior – Severidade = máxima; e 3. Derramamento de óleo cru ou diesel devido à colisão com outras embarcações ou naufrágio — devido a danos em equipamentos, causados por colisões com outras embarcações da região, ou naufrágio devido a perda de estabilidade, inundação ou falha estrutural – Severidade = máxima; e 4. Derramamento de óleo cru ou óleo diesel devido à falhas operacionais diversas — idem explicação anterior – Frequência = máxima. <p><u>Plataforma Fixa (com Satélites ou Árvores Submersas)</u></p> <p><u>Impactos Ambientais:</u></p> <p>Frequência, Magnitude, Importância = máximas para os mesmos impactos relacionados ao FPSO, e Frequência e Importância máximas, e Magnitude intermediária, para o impacto relacionado a seguir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Mortalidade e/ou reprodução reduzida da vida marinha por sufocamento — perturbação na comunidade bentônica causada pelo posicionamento da unidade, perfuração, descarga de fragmentos e fluidos, podendo causar intoxicação química ou diminuição do nível de oxigênio.

Produção de Petróleo e Gás Natural	Alternativas Tecnológicas Mais Amigáveis Ambientalmente	Impactos e Riscos Ambientais Remanescentes
		<p>Riscos Ambientais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Derramamento de óleo diesel durante abastecimento da instalação — idem explicação anterior – Frequência = máxima; 2. Derramamento de óleo cru ou diesel devido a naufrágio — idem explicação anterior – Severidade = máxima; e 3. Derramamento de óleo cru ou óleo diesel devido à falhas operacionais diversas — idem explicação anterior – Frequência = máxima.
<p>Baixo e Grande Volume — Águas Intermediárias e Médio volume — Águas Rasas e Intermediárias</p>	<p>Plataforma Fixa (Simples, com Satélites ou Árvores Submersas) ou Plataforma Semi-Submersível</p>	<p>Plataforma Fixa (Simples, com Satélites ou Árvores Submersas) ou Plataforma Semi-Submersível</p> <p>Impactos Ambientais:</p> <p>Frequência, Magnitude, Importância = máximas para os impactos relacionados, a seguir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Perda ou redução dos locais de recreação — idem explicação anterior; 2. Perda ou redução dos locais de pesca — idem explicação anterior; 3. Degradação da paisagem — idem explicação anterior; 4. Criação de expectativa na comunidade — idem explicação anterior; 5. Degradação da água por descargas durante operações de rotina — idem explicação anterior; 6. Degradação da qualidade do ar devido a emissões nas operações de rotina — idem explicação anterior, e 7. Sobrecarga da infraestrutura de disposição final de resíduos sólidos — idem explicação anterior. <p>Riscos Ambientais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Derramamento de óleo diesel durante abastecimento da instalação — idem explicação anterior – Frequência = máxima; 2. Derramamento de óleo cru ou diesel devido a naufrágio — idem explicação anterior – Severidade = máxima; e 3. Derramamento de óleo cru ou óleo diesel devido à falhas operacionais diversas — idem explicação anterior – Frequência = máxima.
<p>Baixo, Médio e Grande Volume — Águas Profundas</p>	<p>Plataforma Semi-Submersível ou FPSO</p>	<p>Plataforma Semi-Submersível ou FPSO</p> <p>Impactos Ambientais: Frequência, Magnitude, Importância = máximas para o impacto relacionado a seguir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sobrecarga da infraestrutura de disposição final de resíduos sólidos — idem explicação anterior (para grandes volumes). <p>Riscos Ambientais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Derramamento de óleo cru ou diesel durante abastecimento da instalação — idem explicação anterior – Frequência = máxima; 2. Derramamento de óleo cru ou óleo diesel devido à falhas operacionais diversas — idem explicação anterior – Frequência = máxima.

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Quadro-Síntese 10 — Análise ambiental das alternativas tecnológicas mais amigáveis ambientalmente — Transporte de Petróleo e Gás Natural

Transporte de Petróleo e Gás Natural	Alternativas Tecnológicas Mais Amigáveis Ambientalmente	Impactos e Riscos Ambientais Remanescentes
<p>Baixo e Médio Volume — Águas Rasas, Intermediárias e Profundas) e Grande Volume — Águas Intermediárias</p>	<p>Navio Aliviador</p>	<p>Navio Aliviador</p> <p>Impactos Ambientais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Perda ou redução dos locais de recreação — idem explicação anterior, Frequência, Magnitude, Importância = intermediárias; 2. Perda ou redução dos locais de pesca — idem explicação anterior, Frequência, Magnitude, Importância = intermediárias; 3. Criação de expectativa na comunidade — idem explicação anterior, neste caso, Frequência, Magnitude, Importância = intermediárias; 4. Sobrecarga da infraestrutura de disposição final de resíduos sólidos — idem explicação anterior, Frequência, Magnitude = intermediárias; Importância = máxima. <p>Riscos Ambientais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Derramamento de óleo cru ou diesel devido a naufrágio — idem explicação anterior, Severidade = máxima; 2. Derramamento de óleo cru ou diesel devido à colisão de embarcações com a instalação — idem explicação anterior, Severidade = máxima; e 3. Derramamentos devido a falhas operacionais diversas — idem explicação anterior, Frequência = máxima.
<p>Grande Volume — Águas Rasas</p>	<p>Oleoduto pra RLAM ou Ilhéus</p>	<p>Oleoduto pra RLAM ou Ilhéus</p> <p>Impactos Ambientais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Aumento da mobilidade da força de trabalho — idem explicação anterior, Frequência, Magnitude, Importância = intermediárias; 2. Criação de expectativa na comunidade — idem explicação anterior, Frequência, Magnitude, Importância = intermediárias; 3. Interferência nas propriedades rurais e urbanas — ocorre, principalmente, durante as obras de implantação dos dutos com a abertura de pista e escavação da vala, Frequência, Magnitude, Importância = máxima. <p>Riscos Ambientais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Derramamento de óleo cru devido a falhas operacionais diversas — ocorrência pouco provável ao longo da atividade, podendo, no entanto, acarretar danos importantes e duradouros ao meio ambiente, atingindo áreas extensas, Severidade = máxima.
<p>Grande Volume — Águas Profundas</p>	<p><i>Trade-off</i> entre: Oleoduto seguindo para RLAM ou Ilhéus — menor impacto e Navio Aliviador — menor risco</p>	<p>Oleoduto pra RLAM ou Ilhéus</p> <p>Impactos Ambientais: idem explicações supra. Riscos Ambientais: idem explicações supra.</p> <p>Navio Aliviador</p> <p>Impactos Ambientais: idem explicações supra. Riscos Ambientais: idem explicações supra.</p>

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Apesar das alternativas tecnológicas sugeridas ainda apresentarem impactos e riscos ambientais remanescentes associados ao processo de produtivo do setor de petróleo e gás natural, conforme apontado nas tabelas anteriores, estes podem ser mitigados e/ou compensados, como explicitado no Capítulo 16.

No **Quadro Síntese 11** estão resumidas as alternativas tecnológicas mais amigáveis ambientalmente, identificadas nesta AAE com base na análise dos 18 cenários de descoberta propostos, variando em função da natureza da descoberta, do volume e da distância da costa ou profundidade da lâmina d'água.

Quadro-Síntese 11 — Alternativas tecnológicas mais amigáveis ambientalmente associadas aos cenários de descoberta

Características dos Cenários	Conclusões/ Alternativas
Natureza da descoberta	Para um mesmo volume de descobertas e uma mesma distância da costa, as descobertas de gás natural apresentam sempre menor impacto e risco ambiental do que as descobertas de petróleo e gás natural associado.
Volume de descoberta	Quanto maior o volume a ser produzido maior o seu impacto e risco sobre o meio ambiente. A exceção está no cenário de águas rasas, petróleo e gás, onde o maior risco está associado ao baixo volume de descobertas, devido a alternativa existente neste cenário: oleoduto/terminal/caminhão.
Distância da costa ou Profundidade da lâmina d'água	<ol style="list-style-type: none"> 1. Tanto o impacto quanto o risco ambiental decrescem à medida que a profundidade da lâmina d'água aumenta; 2. Para um mesmo volume de descobertas os impactos são menores em águas intermediárias e profundas do que nos cenários de águas rasas; e 3. Para um mesmo volume de descobertas os riscos são maiores em cenários de águas rasas e intermediárias do que em cenários de águas profundas.

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

***Caissons** são colunas feitas de aço ou concreto fixadas firmemente no assoalho marinho servindo de fundação para as plataformas fixas. Podem ser utilizadas nas etapas de perfuração e produção.*



Fonte: Petrobras, 2002

As **Plataformas Fixas** foram as primeiras unidades utilizadas na produção de petróleo offshore e são usadas em lâminas d'água rasas, com limitação de profundidade de cerca de trezentos metros. São responsáveis por grande parte do petróleo produzido no mar.

Geralmente, as plataformas fixas são estruturas moduladas de aço e instaladas nos locais de operação com estacas cravadas no fundo do mar. Elas são projetadas para receberem todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, assim como, todas as instalações necessárias para a produção dos poços.

A instalação deste tipo de plataforma é feita com o seu reboque até a locação, onde é, então, estaqueada no fundo do mar. As plataformas fixas possuem a vantagem de serem estáveis até nas condições mais severas de mar, já que não flutuam.



Fonte: Petrobras, 2002



Plataforma Satélite trata-se de sistema composto de uma plataforma central com poços, processo e geração de energia associada a plataformas satélites, interligadas à plataforma central.

Fonte: Petrobras, 2002

Plataforma Fixa com Árvores Submersas trata-se de sistema de desenvolvimento composto de uma plataforma fixa com um conjunto de poços submarinos, com árvores de natal molhadas.



Fonte: Petrobras, 2002

4.4 Análise das Alternativas de Geração e de Transmissão de Energia Elétrica

Em relação à geração de energia elétrica, este Estudo contemplou duas possíveis alternativas:

- Geração de energia elétrica via implementação de Usina Termoelétrica em Camamu (UTE Camamu); e
- Geração de energia elétrica via implementação de Usina Termoelétrica em Valença (UTE Valença).

A mensuração dos impactos e riscos ambientais indica para os 18 cenários de desenvolvimento propostos que os mais significativos, especialmente, no que diz respeito ao critério de importância, são os seguintes:

- degradação da qualidade da água por descargas nas operações de rotina;
- perturbação da biota pelo ruído;
- degradação da paisagem;
- fragmentação de remanescentes florestais; e
- derramamento de óleo diesel, por falha operacional.

No que diz respeito à transmissão de energia elétrica, as opções definidas pelo estudo compreendem:

- UTE Camamu → Linha de Transmissão (LT) com o traçado correspondente ao trecho de menor distância até a subestação de Itaberoê (alternativa 1);
- UTE Valença → LT com o traçado correspondente ao trecho de menor distância até a linha pré-existente que termina na subestação de Santo Antônio de Jesus (alternativa 2).

Os impactos e riscos ambientais mais significativos identificados na transmissão de energia elétrica são:

- fragmentação de remanescentes florestais;
- indução ou aceleração de processos erosivos;
- interferência na biota pelo efeito de borda, em especial na alternativa 1;
- degradação da paisagem, em especial na alternativa 1;
- interferência na biota pelo efeito corona, em especial na alternativa 1; e
- circulação de correntes no solo, em especial, a LT partindo de Valença, ou seja, alternativa 2.

A mensuração dos impactos da geração de energia elétrica permite que se verifique que na alternativa de construção da UTE Camamu, os impactos ambientais são mais significativos do que na UTE Valença. Tal fato se justifica pela melhor situação de preservação do meio ambiente na região de Camamu.

O risco ambiental é o mesmo para as duas alternativas. O derramamento de óleo diesel, por falha operacional, é o evento acidental mais significativo.

Da análise comparativa dos impactos e riscos ambientais, a natureza e o volume das descobertas e a distância até a costa não são fatores determinantes quanto à geração de energia elétrica.

Na alternativa de LT Camamu, também, os impactos ambientais são mais relevantes, sob o prisma dos critérios de frequência, magnitude e importância, do que a LT Valença.

A análise comparativa dos impactos e riscos ambientais revela que o volume das descobertas é um fator relevante para as LTs de Camamu ou Valença. Isso se dá em função de que maiores descobertas de gás natural estariam relacionadas à construção de UTEs de maior porte (500 Mw). No caso das LTs, os maiores impactos estão associados a linhas mais robustas de elevados níveis de tensão.

4.5 Benefícios Sócio-econômicos

Nesta etapa, analisou-se os benefícios sócio-econômicos identificados nas etapas de exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural, bem como, da geração e transmissão de energia elétrica, a partir de critérios de magnitude e importância (Tabelas 38 e 39).

Os benefícios sócio-econômicos decorrentes das atividades de petróleo e gás natural na região considerada foram separados dos impactos denominados ambientais que, em seu sentido estrito, incorporam todos os potenciais efeitos negativos, quer atuem sobre o ecossistema, quer atuem sobre as comunidades e/ou sobre a economia da região.

Tabela 38 – Critérios de magnitude dos benefícios no meio sócio-econômico

Nível de Efeito	Meio Sócio-Econômico
Baixo	Há uma melhoria discernível na qualidade das condições sócio-econômicas em escala local, dada por atividades com duração menor que 6 meses.
Médio	Há uma melhoria mensurável ou discernível na qualidade das condições sócio-econômicas em escala local, dada por atividades com duração maior que 6 meses.
Alto	Há uma melhoria mensurável ou discernível na qualidade das condições sócio-econômicas em escala regional ou nacional, dada por atividade com qualquer duração.

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Tabela 39 - Critérios de Importância dos benefícios no meio sócio-econômico

Nível de Efeito	Meio Sócio
Baixo	O comércio é aquecido, gerando demandas de bens e serviços de caráter altamente especializado.
Médio	As melhorias resultam em um aumento na qualidade de vida e geração de empregos para população local.
Alto	As melhorias resultam em um aumento na qualidade e na disponibilidade dos recursos sócio-econômicos em toda sua amplitude.

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

A maior parte dos benefícios que as fases consideradas neste estudo podem causar sobre a socioeconomia relaciona-se às atividades de perfuração e produção propriamente ditas, além da infraestrutura para o transporte do combustível, como para produção e transmissão de energia.

As fontes dos benefícios potenciais foram divididas, de um modo geral, em fontes de benefícios das atividades *offshore*, dutos, usinas térmicas e linhas de transmissão.

Uma fonte de benefícios, assim como uma fonte de impacto, pode levar à ocorrência de um benefício específico ou de vários benefícios. Os benefícios por sua vez podem, ainda, ser originados da sinergia ou acumulação de várias fontes de benefícios.

A **Tabela 40** apresenta um registro das fontes e benefícios sócio-econômicos relacionados às diferentes fases e atividades do processo de exploração, produção, transporte e geração e transmissão de energia elétrica.

Tabela 40 – Relação entre as fontes e os benefícios

Fase	Atividade	Aspecto Ambiental/ Fonte do Impacto	Benefícios
Sísmica	Realização da atividade sísmica	Geração de emprego	Varição da massa salarial Varição da arrecadação tributária
		Aquisição de materiais e insumos	Varição da arrecadação tributária
Perfuração	Posicionamento da sonda	Geração de Emprego	Varição da massa salarial Varição da arrecadação tributária Criação de expectativa na comunidade
		Aquisição de materiais e insumos	Varição da arrecadação tributária Dinamização da economia
Produção	Posicionamento da unidade	Geração de Emprego	Varição da massa salarial Varição da arrecadação tributária Criação de expectativas na comunidade
		Aquisição de bens e insumos	Varição da arrecadação tributária
		Distribuição de <i>royalties</i>	Varição da arrecadação tributária
		Desmobilização da mão-de-obra	Varição da massa salarial Varição da arrecadação tributária
Transporte por Duto	Atividades de construção, obras civis e montagem	Demandas por bens e serviços	Varição da arrecadação tributária Varição da massa salarial
		Geração de emprego	Varição da massa salarial Varição da arrecadação tributária
		Desmobilização de mão-de-obra	Varição da massa salarial Varição da arrecadação tributária
Geração de Energia Elétrica	Implantação	Geração de empregos	Varição da massa salarial Varição da arrecadação tributária
		Demandas por bens e serviços	Varição da massa salarial Varição da arrecadação tributária
		Aquisição de materiais e insumos	Varição da arrecadação tributária
		Desmobilização da mão-de-obra	Varição da massa salarial Varição da arrecadação tributária

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

A **Tabela 41**, a seguir, apresenta um exemplo das fontes, os receptores e a descrição de um benefício, bem como de seus efeitos potenciais considerados nesta análise.

Tabela 41 — Exemplo de análise de benefício

Benefício — Variação da Massa Salarial	
Fontes dos Benefícios Potenciais	
Geração de emprego Demanda por bens e serviços	
Descrição do Benefício	
<p><u>1.1 Geração de empregos nas atividades de exploração e produção:</u> nas etapas de perfuração e exploração não é esperada a geração expressiva de novos postos de trabalho, uma vez que tanto as plataformas, quanto as bases de apoio terrestre a serem utilizadas já contam com profissionais especializados contratados para a execução das atividades requeridas. É possível supor que alguma demanda de mão-de-obra irá ocorrer, entretanto, de efeito reduzido sobre o nível de emprego local, ou mesmo regional.</p> <p><u>1.2 Geração de empregos nas atividades de implementação de dutos, linhas de transmissão e usinas térmicas:</u> a implantação dos empreendimentos demandará a criação de inúmeros postos de trabalho direto. Considerando que para cada emprego direto criado é estimada a geração de dois a três empregos indiretos, avalia-se que os empreendimentos deverão movimentar, indiretamente, um número significativo de postos de trabalho, o que contribuirá para dinamizar, temporariamente, o mercado de trabalho local.</p>	
Receptores	
Mercado de trabalho.	
Efeitos Potenciais	
A região de interesse possui um mercado de trabalho pouco dinâmico, o que sugere que a implantação de gasodutos, linhas de transmissão e de usinas térmicas poderá contribuir, temporariamente, para atenuar essa condição, absorvendo parte da demanda por postos de trabalho, especialmente, de mão-de-obra não-qualificada, o que elevará o nível de emprego regional e acarretará o aumento da massa salarial circulante na região.	
Potencialização	
Priorizar, sempre que possível, o recrutamento de mão-de-obra local. Implementar programas de comunicação social informando sobre os postos de trabalhos disponíveis. Realizar cadastro prévio da mão-de-obra local das comunidades e sedes municipais próximas, veiculando propagandas, pela mídia, cartazes e contato direto. Priorizar, sempre que possível, a contratação da mão-de-obra que vive nas comunidades próximas e promover esclarecimentos à população em geral, quanto à quantidade, o perfil e a qualificação da mão-de-obra que será contratada para as obras, divulgando os procedimentos a serem adotados para sua seleção. Implementar programas de apoio para capacitação de mão-de-obra pouco qualificada.	

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

Os benefícios econômicos e sociais decorrentes das atividades de exploração e produção de petróleo, bem como da geração e transmissão de energia, estão associados ao dinamismo econômico em função da geração de empregos diretos e indiretos, do aumento da demanda por bens e serviços em uma dada região e, em conseqüência, o aumento da arrecadação tributária. Especificamente, na etapa de produção de petróleo e gás natural soma-se o aporte de recursos advindos da distribuição de *royalties*.

Para a análise dos benefícios econômicos e sociais, no contexto da AAE para as atividades de exploração e produção de gás e petróleo na bacia de Camamu-Almada, foi considerado, separadamente, o conjunto de intervenções *offshore* e *onshore*.

Em todas as etapas da exploração de gás e petróleo em ambiente marinho, a geração de empregos, tanto diretos quanto indiretos, é pouco expressiva, uma vez que as plataformas, via de regra, contam com pessoal já contratado, implicando apenas no seu deslocamento para as novas frentes de trabalho. Essa assertiva, também, é verdadeira para as atividades desenvolvidas na base de apoio terrestre, onde são utilizados portos com toda a infra-estrutura já disponível e requerida para as atividades, assim como a

contratação de barcos de apoio operacional. Mesmo quando ocorre a abertura de escritórios locais de representação dos empreendedores, estes acabam por alocar um número pouco expressivo de mão-de-obra local, normalmente não requerendo qualificação técnica.

O número de postos de empregos gerados não chega a promover um aumento substancial no nível de emprego local, ou mesmo regional, contribuindo muito pouco para o incremento da massa salarial circulante na economia.

Do mesmo modo, a escolha da base terrestre em cidades com infra-estrutura portuária, acaba por deslocar a aquisição de insumos, equipamentos e de diversos materiais para estes centros, sendo os beneficiados pelo incremento da arrecadação tributária vinculada à circulação de mercadorias (ICMS), aquisição de produtos industrializados (IPI) e à prestação de serviços (ISS).

Portanto, os benefícios econômicos e sociais gerados diretamente nas áreas de influência dos empreendimentos *offshore* são poucos expressivos do ponto de vista de aumento da massa salarial e da arrecadação tributária. Os benefícios mais expressivos estão associados à distribuição de *royalties* na etapa de produção, como compensação financeira devida pelas empresas concessionárias de produção de gás e petróleo para os estados e municípios em decorrência da apropriação desses recursos naturais, contribuindo sobremaneira para o incremento das receitas municipais, implicando em dinamização das economias e ampliação da capacidade de investimentos pelo poder local.

Entretanto, vale ressaltar que o montante a ser transferido a título de *royalties* para os municípios independe da localização dos blocos de produção (águas rasas, intermediárias ou profundas). O determinante é o volume das descobertas (baixo, médio e grande) e sua natureza (gás natural e petróleo). O cenário de grande descoberta de gás e petróleo é o que promoveria o maior aporte de *royalties* para os municípios produtores.

No que se refere aos benefícios econômicos e sociais das atividades *onshore*, estas se encontram vinculadas ao transporte de gás natural e petróleo, à geração e à transmissão de energia elétrica.

É na etapa de construção que se espera as maiores contribuições em termos de promoção de dinamismo econômico, em decorrência do aumento da massa salarial e da aquisição de bens e serviços nos locais de sua implantação, já que o mercado consumidor de energia a ser produzida será externo a área de influência desse conjunto de alternativas analisadas.

Do ponto de vista do volume de empregos a serem gerados, é inegável que a implantação de dutos, linhas de transmissão e de usinas termelétricas demanda um número bastante expressivo de mão-de-obra de diferentes níveis de qualificação. Os benefícios econômicos e sociais advindos da contratação de mão-de-obra poderão ser maximizados se forem priorizadas as contratações locais, assim como, a aquisição de materiais e insumos para as obras.

Com o aumento da demanda por bens e serviços junto com o incremento na arrecadação tributária, espera-se a abertura de novos postos de trabalho, dinamizando, principalmente, o setor terciário dos municípios integrantes das áreas de influências dos referidos empreendimentos.

4.6. Medidas de Mitigação e Compensações Ambientais e Financeiras

A exploração de petróleo e gás natural, no Brasil, é objeto da Lei 9.478, de 06.08.97, que define dentre os seus princípios e objetivos a proteção do meio ambiente. A ANP tem no seu conjunto de competências o fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural são exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação pública, cuja outorga de concessão não dispensa o **licenciamento ambiental**. Nesse contexto, são avaliados, a cada projeto, os impactos ambientais significativos, positivos e negativos, decorrentes das atividades dessa indústria.

No processo de avaliação de impactos ambientais, no âmbito do processo de licenciamento, além da identificação de impactos negativos, tem-se a indicação de medidas de correção desses impactos, isto é, a definição de medidas mitigadoras. A expressão “medidas mitigadoras de impactos negativos” deve guardar obediência ao sentido de que as avaliações de impacto devem permitir estabelecer a confiabilidade da solução a ser adotada.

Nesse contexto, a confiabilidade da solução é mais do que mitigar o impacto; é, sim, tentar evitar o impacto negativo ou, sendo impossível evitá-lo, é procurar corrigi-lo, recuperando o ambiente. (Leme Machado, 1998).

Entre as “medidas mitigadoras” previstas na legislação de meio ambiente, compreende-se, também, a compensação do dano ambiental. Trata-se de uma forma de indenização, de medida de reparação do dano ambiental. Empreendimentos de relevante impacto ambiental estão sujeitos ao sistema de compensação definido pela legislação ambiental brasileira.

LICENCIAMENTO AMBIENTAL NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

O licenciamento ambiental é um procedimento administrativo pelo qual, o órgão ambiental competente, concede licença à atividade efetiva ou potencialmente poluidora, ou capaz de causar degradação ambiental. As normas básicas deste procedimento estão previstas na Lei Federal 6.938/81, assim como nas Resoluções CONAMA 001/86 e CONAMA 237/97. As regras específicas para o licenciamento ambiental no setor de petróleo estão estabelecidas na Resolução CONAMA 23, de 07 de dezembro de 1994, que institui critérios para o licenciamento das atividades chamadas EXPROPER, ou seja, exploração, perfuração e produção de petróleo e gás natural. De acordo com esta Resolução todas as atividades de exploração e lavra de jazidas devem ser licenciadas pelo IBAMA ou pelo órgão ambiental estadual, incluindo aqui a perfuração de poços para identificação das jazidas e suas extensões, produção para pesquisa de viabilidade econômica e, também, a produção para fins comerciais. O processo de licenciamento ambiental das atividades de perfuração e produção de petróleo e gás natural compreende as seguintes licenças que devem ser expedidas pelos órgãos ambientais em cada etapa do empreendimento ou atividade, assim como os relatórios ambientais exigidos: (a) Licença prévia para perfuração (LPer) – Relatório de Controle Ambiental (RCA); (b) Licença prévia de produção para pesquisa (LPpro) – Estudos de Viabilidade Ambiental (EVA); (c) Licença de Instalação (LI) – Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA); (d) Licença de Operação (LO) – Projeto de Controle Ambiental (PCA). Apesar da Resolução CONAMA 23/97 não determinar a exigência de expedição de licença ambiental para as atividades sísmicas, estas têm sido expedidas pelo IBAMA, com a apresentação, pelo empreendedor, de Estudos Ambientais (EA), conforme determinado no Decreto 99.274 (06/06/94) que regulamenta a Lei 6.938/81, e na Resolução CONAMA 237/97.

O prazo do licenciamento ambiental das atividades do setor de petróleo e gás natural compreende o período de seis meses (para atividades que não demandam EIA/RIMA) até 12 meses, desde que não haja solicitação de complementação de informações por parte do órgão ambiental.

Além das compensações de caráter ambiental, a legislação que dispõe sobre a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil define pelo uso desses recursos o pagamento de compensações financeiras, na forma de participações governamentais.

Medidas de Mitigação e de Compensação Ambiental

Identificado o impacto ambiental, o órgão licenciador deverá solicitar do empreendedor medidas mitigadoras e compensatórias. A legislação ambiental vigente no Brasil define em atos específicos - Resolução CONAMA 002/96, o Código Florestal e a Lei do Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC) (Lei federal 9.985/00) – a cobrança de compensações ambientais.

Tanto as medidas mitigadoras como as compensatórias advêm do EIA/RIMA, conforme estabelecido na Lei federal 6938/81. Medidas mitigadoras vão minorar ou atenuar o dano causado, o que confere que já esteja previsto nos estudos ambientais. Já as medidas compensatórias estabelecem uma compensação – um ganho para a sociedade.

O inciso III do artigo 6º da Resolução CONAMA 001/86 recomenda que medidas mitigadoras devam ser definidas para os impactos negativos, com a finalidade de minorá-los ou corrigi-los, recuperando o meio ambiente. Todavia, se o empreendimento destruir bens ambientais, é preciso que haja a motivação do órgão de controle ambiental, baseado no EIA/RIMA, demonstrando a necessidade pública e o interesse social, para a compensação ambiental.

Neste item do Relatório, apresenta-se uma proposta de medidas mitigadoras (de caráter geral e específico) e uma breve descrição dos aspectos técnicos e legais que fundamentam a aplicação de compensações ambientais para as principais fontes geradoras de impactos ambientais das atividades de exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural, identificadas ao longo do estudo de AAE.

Medidas Mitigadoras

A **Tabela 42** “Proposta de Mitigações para Impactos Estratégicos” apresenta um resumo das principais medidas mitigadoras sugeridas para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (*offshore*), geração e transmissão de energia elétrica (*onshore*) no Litoral Sul da Bahia.

Tabela 42 – Propostas de mitigação para impactos estratégicos

Impactos	Mitigações Específicas
<i>Offshore</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar gradativamente a potência e realizar detonação progressiva das pistolas de ar; • Realizar inspeção diária para verificação da presença de vida marinha e controle de ruído • Estabelecer rotas marítimas divulgadas para o tráfego de embarcações • Veicular por radiodifusão as áreas onde serão realizadas as atividades, e programar aviso aos navegantes, diariamente, e utilizar barco patrulha durante desenvolvimento da atividade visando informar à Marinha sobre atividades realizadas próximas à zona de segurança • Planejar as atividades de exploração e produção que minimizem a perda de áreas de pesca, lazer e recreação • Monitorar as comunidades pelágicas e bentônicas no em torno das unidades para avaliar contaminação • Estabelecer programas de monitoramento para verificação de possíveis desequilíbrios ecológicos decorrentes da presença de novas espécies • Realizar testes de toxicidade aguda e crônica, bioacumulação e estudos periódicos de composição da água de produção • Monitorar qualidade da água e sedimentos no em torno das unidades • Realizar estudos para verificar o potencial de transporte ou re-injeção da água produzida • Utilizar produtos químicos com baixa toxicidade e bioacumulação, ou fluidos a base de água, quando possível • Usar <i>flares</i> de alta eficiência, maximizando a eficiência de combustão e minimizando as perdas • Utilizar fluidos a base de água ou fluidos sintéticos de baixa toxicidade; • Realizar o tratamento da mistura fluido e cascalho antes da sua descarga • Não descartar fluidos e cascalhos de perfuração em locais considerados sensíveis ambientalmente (ex: áreas de corais, de reprodução) • Dotar de contenção o armazenamento de óleo e produtos químicos • Desenvolver, construir e instalar recifes artificiais para estimular a proliferação de peixes
<i>Offshore e Onshore</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Avaliar a possibilidade de alteração do traçado de duto e linhas transmissão que minimizarem os impactos sócios econômicos e ambientais • Tratar de forma diferenciada resíduos não contaminados (coleta seletiva, reciclagem, reuso) e repassar resíduos contaminados para empresa licenciada ambientalmente para sua disposição final • Utilizar medidas que minimizem o impacto visual das instalações de produção, transporte e geração de energia elétrica

Impactos	Mitigações Específicas
<p><i>Onshore</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar sistema adequado de sinalização aérea nas linhas de transmissão ou outros procedimentos para minimizar interferência na rota migratória dos pássaros • Cadastrar a mão-de-obra local disponível, com ampla divulgação de recrutamento nas localidades; • Priorizar o recrutamento de mão-de-obra local • Utilizar, sempre que possível, recursos e serviços da região • Indenizar por lucro cessante • Apoiar as comunidades indígenas ou grupos étnicos • Desenvolver programas de acompanhamento da mão-de-obra externa • Implementar programas de remanejamento de benfeitorias e dispositivos de segurança operacional durante a implantação dos dutos • Implementar programas de recuperação da área desmatada para construção de linhas de transmissão com espécies típicas da região • Limitar o desmatamento à faixa de servidão administrativa • Criar zonas protegidas para reprodução de espécies ameaçadas • Garantir a eficiência máxima no processo de queima do combustível utilizado • Realizar programas de monitoramento da qualidade do ar • Implementar sistemas em circuito fechado ou de dissipação de calor para as térmicas • Acompanhar os estudos sobre os efeitos biológicos dos campos eletromagnéticos e sua adequação ao sistema brasileiro • Limitar o trânsito e utilização da terra na faixa de servidão das linhas de transmissão • Programar levantamento e proteção do patrimônio cultural; • Realizar prospecção arqueológica por equipe de especialistas • Evitar intervenções em locais considerados frágeis • Manter programa de treinamento dos motoristas em direção defensiva e transporte de material perigoso • Apoiar os programas de manutenção e conservação das estradas
<p>Medida de mitigações gerais</p> <ul style="list-style-type: none"> • Implantar programas de comunicação social e educação ambiental • Discutir as compensações com as comunidades locais afetadas • Propor a criação de ouvidorias. • Realizar reuniões periódicas com as comunidades; e realizar campanhas temáticas periódicas • Promover vasta comunicação entre os atores envolvidos • Apoiar projetos de incentivo ao turismo na região 	

Fonte: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003

No que diz respeito aos riscos ambientais, a medida estratégica que se sugere é o estabelecimento de uma estrutura regional para o pronto-atendimento a incidentes severos de derramamento de óleo, com tempos de resposta reduzidos, tendo como finalidade limitar ao máximo as quantidades de óleo capazes de atingir as zonas costeiras. Atualmente, o tempo de resposta está definido em 12 horas, o que indica que o atendimento, em caso de acidente, poderia ser prestado pelo Centro de Defesa Ambiental da Petrobrás (CDA), localizado em Madre de Deus, em Salvador¹⁸.

¹⁸ É importante ressaltar que o atendimento a emergências é definido por regras específicas indicadas em legislação, que envolve, dentre outros, a Lei do Óleo, Resoluções CONAMA e procedimentos especificados na licença ambiental.

Compensações Ambientais

O planejamento e o controle do uso de recursos ambientais no Brasil é tarefa do Poder Público que deve zelar pela aplicação do princípio equitativo, isto é, tais recursos devem ser usufruídos por todas as pessoas. A conciliação dos diferentes usos de recursos naturais com os processos de desenvolvimento experimentados pelo País nos vários segmentos econômicos é promovida, basicamente, em nível de projeto, pelo licenciamento ambiental.

Identificado o impacto ambiental, o órgão licenciador deverá solicitar do empreendedor medidas mitigadoras e compensatórias. A legislação ambiental vigente no Brasil prevê duas modalidades de medidas compensatórias: financeiras¹⁹ e ambientais²⁰, sendo que estas últimas subdividem-se em mais três, que estão previstas, respectivamente, na Resolução CONAMA 002/96, no Código Florestal e na Lei do Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC)²¹.

¹⁹ Lei Federal 7.990/89, que institui a compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural.

²⁰ Lei Federal 6.938/81, que institui a Política Nacional de Meio Ambiente.

²¹ Lei Federal 9.985/00, que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação.

Tanto as medidas mitigadoras como as compensatórias advêm do EIA/RIMA, conforme estabelecido na Lei Federal 6.938/81. Medidas mitigadoras vão minorar ou atenuar o dano causado, portanto este já é previsto nos estudos ambientais. Já as medidas compensatórias estabelecem uma compensação – um ganho para a sociedade para as atividades efetiva ou potencialmente poluidoras. No primeiro caso, o dano existe e deve ser mitigado, como por exemplo, com a instalação de uma tecnologia menos poluente. No segundo caso, o dano pode ser previsível, mas não ocorrente – o empreendedor compensará a sociedade porque sua atividade trará risco ou perigo.

O inciso III do artigo 6º da Resolução CONAMA 001/86 recomenda que medidas mitigadoras devam ser definidas para os impactos negativos, com a finalidade de minorá-los ou corrigi-los, recuperando o meio ambiente. Todavia, se o empreendimento destruir bens ambientais, é preciso que haja a motivação do órgão de controle ambiental, baseado no EIA/RIMA, demonstrando a necessidade pública e o interesse social.

As medidas compensatórias são aquelas que indenizarão os prejuízos causados ao meio ambiente e à população pelo impacto causado. A compensação é devida pelo princípio da responsabilidade objetiva ambiental, conforme determinação do § 1º do artigo 14 da Lei Federal 6.938/81. Conforme referenciado anteriormente, as compensações ambientais são abordadas em atos legais específicos, além do que dispõe a Lei 6938/81 que institui a Política Nacional do Meio Ambiente:

1. **Resolução CONAMA 002**, de 18 de abril de 1996: trata da implantação de uma unidade de conservação (UC) de domínio público de uso indireto, preferencialmente, Estações Ecológicas, como requisito necessário para o licenciamento de empreendimentos de relevante impacto ambiental, assim considerado pelo órgão ambiental competente. Segundo a Resolução, tal medida deve ser entendida como parte das medidas a serem adotadas pelo empreendedor para fazer face à reparação dos danos ambientais causados pela destruição de florestas e outros ecossistemas, conforme entendimento do órgão ambiental competente com fundamento do EIA/RIMA.

Nesse contexto, o empreendedor deverá implantar uma unidade de conservação de domínio público, destinando recursos para cobrir despesas com serviços e obras de infra-estrutura no valor proporcional à alteração e ao dano ambiental a ressarcir e não poderá ser inferior a 0,5% (meio por cento) dos custos totais previstos para a implantação do empreendimento. Estes recursos podem ser aplicados para o custeio de atividade ou aquisição de bens para unidades de conservação públicas existentes ou a serem criadas ou em sua área de influência. Devem estar previstas na licença ambiental a ser emitida pelo órgão licenciador competente.

2. Lei 9985/00: os parágrafos 1º a 3º do artigo 36 da Lei do SNUC estabelecem que no caso de licenciamento ambiental de empreendimentos de significativo impacto ambiental, assim considerado pelo órgão ambiental competente, com base no EIA/RIMA, o empreendedor é obrigado a apoiar a implantação e manutenção de UC do grupo de proteção integral.

O montante dos recursos a ser destinado pelo empreendedor para esta finalidade não pode ser inferior a 0,5% (meio por cento) dos custos totais previstos para a implantação do empreendimento. Este recurso deverá estar previsto na licença ambiental, com a discriminação de qual a UC a ser beneficiada, com as seguintes prioridades; conforme disposto no Decreto 4340/02, que regulamenta a lei do SNUC:

- regularização fundiária e demarcação de terras;
- elaboração, revisão ou implantação de plano de manejo;
- aquisição de bens e serviços necessários à implantação, gestão, monitoramento e proteção da UC, compreendendo as suas áreas de amortecimento; e
- desenvolvimento de estudo necessários à criação de novas UC; e desenvolvimento de pesquisas para o manejo da área e zona de amortecimento.

O parágrafo único do artigo 33 do decreto regulamentador da Lei do SNUC prevê que em UC de domínio privado, como Reserva Particular do Patrimônio Natural, Refúgio da Vida Silvestre, Área de Relevante Interesse Ecológico e Área de Proteção Ambiental, os recursos poderão ser aplicados para custear as seguintes atividades: elaboração do plano de manejo, realização de pesquisas, implantação de programas de educação ambiental e financiamento de programas de viabilidade econômica para uso sustentável dos recursos naturais da unidade afetada.

3. Código Florestal: Os parágrafos 1º a 4º do artigo 4º do Código Florestal, alterado pela MP 2166-67/00, estabelecem que somente será autorizada a supressão de vegetação em Área de Preservação Permanente (APP) se o órgão ambiental estadual competente autorizar, mediante motivação de interesse público e a apresentação de medidas mitigadoras e compensatórias por parte do empreendedor. Neste caso, as medidas que reduzirão o dano e receberão a indenização pelo impacto causado serão definidas pelo órgão estadual.

Em suma, o que se pode observar é que as compensações ambientais estão previstas na legislação ambiental desde a Lei federal 6938/81²², que prevê o licenciamento ambiental de atividades potencialmente ou efetivamente poluidoras mediante a apresentação de medidas mitigadoras e compensatórias. Essas compensações são devidas à sociedade pelo empreendedor e são arbitradas pelo órgão ambiental licenciador. O arcabouço legal para abordar este tema tem sido implementado desde da década de 80 e o

²² A legislação ambiental concernente à exigência de medidas mitigadoras e compensatórias é complementada com o Decreto 9.9274/90 e as Resoluções CONAMA 001/86 e 237/97.

que se observa nos dias de hoje é a prática por parte dos órgãos licenciadores em torno da cobrança de compensações ambientais. Os critérios para a valoração de danos e arbitragem de valores, o momento da cobrança, os procedimentos para a aplicação de recursos são de responsabilidade de cada órgão licenciador. A legislação federal não é específica sobre essas questões.

Compensações Financeiras

A atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural gera recursos financeiros, na forma de participações governamentais, que podem vir a beneficiar, economicamente, os municípios da região em que a atividade está sendo realizada, além do estado confrontante com os poços que estão sendo explorados e a União. Parte da receita advinda da produção é revertida à União, aos Estados e Municípios, sob a forma de pagamento das assim chamadas participações governamentais, que constituem uma remuneração à sociedade pela exploração de tais recursos, notadamente escassos e não renováveis.

O Decreto 2.705, de 03 de Agosto de 1998, que define os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicável às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, estabelece que essas atividades, exercidas mediante contratos de concessão celebrados nos termos da Lei, estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais: (i) bônus de assinatura; (ii) royalties; (iii) participação especial; e (iv) pagamento pela ocupação ou retenção de área.

O pagamento de royalties e pela ocupação ou retenção de área é sempre obrigatório, enquanto o pagamento do bônus de assinatura e da participação especial pode variar para os diferentes casos, dependendo do contrato de concessão firmado entre a ANP e a empresa concessionária.

Royalties

Os *royalties* constituem a parcela mais significativa das participações governamentais em termos de recursos financeiros. Trata-se da forma mais antiga de pagamento de direitos²³. No Brasil, os *royalties* do petróleo constituem uma compensação financeira devida ao Estado pelas empresas que exploram e produzem petróleo e gás natural. Constituem uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos, que são escassos e não renováveis. O recolhimento é feito mensalmente para cada campo produtor, mediante a aplicação de alíquota sobre a produção. A destinação desses recursos obedece a critérios específicos definidos em lei. Quanto à aplicação dos recursos financeiros, a Lei federal determina que seja direcionada a investimentos.

²³ A palavra *royalty* vem do inglês *Royal*, que significa “da realeza” ou “relativo ao rei”. Originalmente, era o direito que o rei tinha de receber pagamento pelo uso de minerais em suas terras.

Com a finalidade de ilustrar a importância relativa do volume de *royalties* a ser gerado com a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural no litoral sul do Estado da Bahia, foram realizadas estimativas de valores com base em cenários hipotéticos de produção e de preço do barril do petróleo. Alguns indicadores econômicos usados pelo Poder Público estadual e federal foram adotados para possibilitar uma avaliação de caráter estratégico dos valores estimados para estes *royalties*.

Nesse contexto, em função das atividades previstas para a área de estudo, desenvolveu-se, com base em dados estimados, uma análise preliminar de possíveis receitas que seriam aplicáveis, sob a forma de royalties, à União, Estado da Bahia e municípios afetados. O Estudo preliminar sobre *royalties* e seus resultados estão sintetizados no Anexo I deste Relatório Executivo.