

### 3 RESERVAS DE PETRÓLEO

#### 3.1 Classificação de reservas

As reservas de petróleo são os ativos mais importantes de qualquer companhia que se proponha a atuar de forma competitiva no segmento de Exploração e Produção (E&P).

Destas reservas constrói-se boa parte da percepção de valor de mercado de uma companhia, pois, de acordo com a carteira pertencente a uma dada empresa, os analistas preparam os prognósticos que balizarão as decisões dos possíveis investidores.

No entanto, grandes incertezas cercam os números apresentados para os volumes considerados recuperáveis de um dado campo produtor de petróleo, por serem estimados partindo de modelos que, por definição, constituem apenas uma simplificação da realidade nas bacias produtoras de petróleo.

Em 1997, a Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (SPE), em conjunto com o Congresso Mundial do Petróleo (WPC), lançaram uma terminologia única para os diversos tipos de reservas do petróleo.

A padronização da classificação de reservas buscou estabelecer um referencial internacional para o setor. A relevância de tal medida pode ser verificada rapidamente e um exemplo importante é o da companhia mexicana Pemex, que ao adotar as definições pôde verificar suas reservas provadas despencarem de 45 para 24,7 bilhões de barris em 1999 (Tabela 3).

No Brasil, a Petrobras adotou a classificação já em 1990 e converteu suas reservas, classificando-as através do método, que tanto a SPE como o WPC, já haviam desenhado em 1987. A ANP (Agencia Nacional de Petróleo, Gás e Bicomustíveis), a exemplo da SPE, através da portaria número 9 de 21 de janeiro de 2000 regulamentou a terminologia para o caso nacional.

Tabela 3 - Classificação de reservas SPE/WPC/AAPG

Classificação dos volumes de petróleo				Status projeto	Escala de risco		
VOLUME TOTAL DE ÓLEO ORIGINAL (VOIP = VOLUME DE ÓLEO IN PLACE)	DESCOBERTO	COMERCIAL	produção reserva		EM PRODUÇÃO	RISCO MENOR ↑ RISCO MAIOR	
			provada	provada + provável	provada + provável + possível		EM PRODUÇÃO EM DESENVOLVIMENTO EM PLANEJAMENTO
			recurso contingente		DESENVOLVIMENTO PENDENTE DESENVOLVIMENTO EM ESPERA DESENVOLVIMENTO NÃO VIÁVEL		
	NÃO DESCOBERTO	SUBCOMERCIAL	baixa estimativa	melhor estimativa	alta estimativa		PROSPECTO LEAD PLAY
			recurso prospectivo		não recuperável		
			recurso prospectivo		baixa estimativa		melhor estimativa

Fonte: Modificado de SPE (2004)

O documento, publicado pela SPE em seu *site* com o objetivo de explicar as definições, relata as tentativas de padronizar a terminologia usada na classificação, tanto das substâncias relacionadas ao petróleo, como das várias categorias de reservas. O marco inicial desse processo começou em 1935, quando a *American Petroleum Institute* (API) passou a considerar algumas categorias de reservas.

A importância de se ter uma terminologia que expressasse significado semelhante, tornou-se, cada vez mais, um reflexo da importância que o petróleo assumiu na economia internacional, sendo a principal fonte de energia do mundo e importante fator de desenvolvimento. Assim possuir dados cada vez mais claros sobre a quantidade de petróleo factível de ser produzida tornava-se elemento essencial para o planejamento, constituindo-se um elemento fundamental para os diversos agentes envolvidos na cadeia da indústria petrolífera.

O avanço tecnológico trouxe maior precisão para os métodos utilizados no dimensionamento de reservas, evidenciando ainda mais a necessidade de uma nomenclatura que tivesse consistência entre os profissionais do setor, que até então utilizavam diferentes terminologias para as reservas.

Em fevereiro de 1987, a SPE aprovou o documento *Definitions for Oil and Gas Reserves*, enquanto que no mesmo ano o WPC aprovou o documento *Classification and Nomenclature Systems for Petroleum and Petroleum Reserves*. Ainda que os trabalhos das duas instituições tivessem ocorrido separadamente, a similaridade foi tida como notável. Isto suscitou em ambas as organizações à possibilidade de se padronizar tais definições, de maneira que, pudessem ser usadas pela indústria mundial do petróleo.

Este entendimento foi considerado o passo essencial para que as duas organizações trabalhassem em busca de um resultado único. Em março de 1997 as instituições publicaram a padronização para a classificação de reservas. O resumo da terminologia adotada é apresentado na (Figura 33).

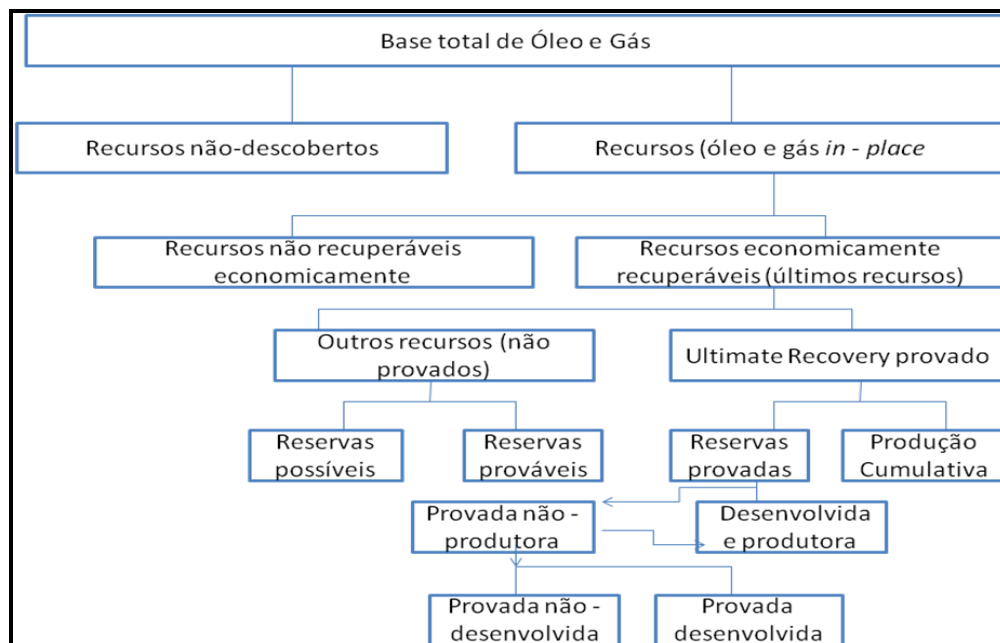


Figura 33 – Classificação de recursos e reservas

Fonte: SPE

Nesse mesmo documento as organizações definiram o termo “petróleo” como:

“a ocorrência natural de líquidos e gases, que predominantemente são compostos por hidrocarbonetos, sendo que, normalmente tais ocorrências estão associadas com outras substâncias, como enxofre, oxigênio e nitrogênio”.

A portaria da ANP, a exemplo da SPE, define o petróleo como “as ocorrências líquidas de hidrocarbonetos em estado natural”, e traz especificidades físico-químicas dessa condição. A mistura de hidrocarbonetos é considerada petróleo se permanecer na fase líquida nas condições de pressão e temperatura da superfície, e também, possuir uma viscosidade máxima de 10.000 centipoises na temperatura do reservatório e pressão da superfície. Nessa definição incluem-se, além do óleo, os condensados e o líquido de gás natural.

A área destacada em laranja na (Figura 34) refere-se ao total de recursos de petróleo e gás existentes que se formaram no subsolo antes de qualquer produção. A maior parcela desses recursos é irrecuperável considerando-se tecnologias atuais e ou viabilidade econômica. Com base nesta definição, todo o petróleo que ocorre no subsolo compõe a “base total de recursos de petróleo”, de um país ou região, independentemente de descoberta.

As divisões, que ocorrem logo abaixo, correspondem às parcelas da base total de recursos de petróleo que foram ou não descobertas. Dentre os recursos, que foram descobertos, ocorrerá uma nova classificação entre aqueles que são economicamente recuperáveis e os que não o são. Na (Figura 35) esses recursos estão respectivamente representados pelos termos “recursos economicamente recuperáveis e recursos economicamente irrecuperáveis”.

Os recursos não recuperáveis dependerão sempre da variação de custos relacionados à extração. Dos recursos descobertos e economicamente recuperáveis surge o conceito de “reserva”.

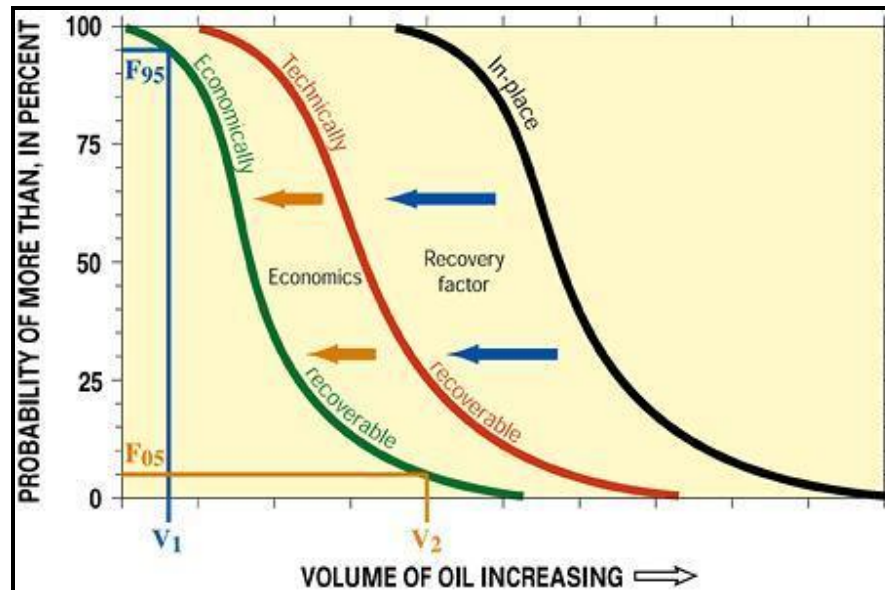


Figura 34- Curvas representando categorias de óleo avaliadas  
 Fonte: <http://pubs.usgs.gov/fs/fs-0028-01/fs-0028-01.htm>

Assim, entende-se por reservas parte dos recursos de petróleo contidos em um dado reservatório, isto posto conhece-se, com certo grau de certeza, o tamanho da acumulação e sua viabilidade de recuperação sob o aspecto econômico.

As incertezas, que envolvem a recuperação e o tamanho da reserva, estão relacionadas à interpretação de dados geológicos. No item 3.2 deste capítulo discutem-se os métodos utilizados na mensuração de reservas e as incertezas das estimativas, mas aqui cabe apenas discutir os conceitos de reservas que dependem do grau de incerteza da quantidade de petróleo recuperável.

As reservas provadas são quantidades comercialmente recuperáveis de petróleo, estimadas através de análise de dados geológicos e /ou de engenharia, que produzem um elevado grau de certeza. Considerando métodos probabilísticos, resultam em aproximadamente 90% de chance de que os volumes se igualem ou excedam os estimados.

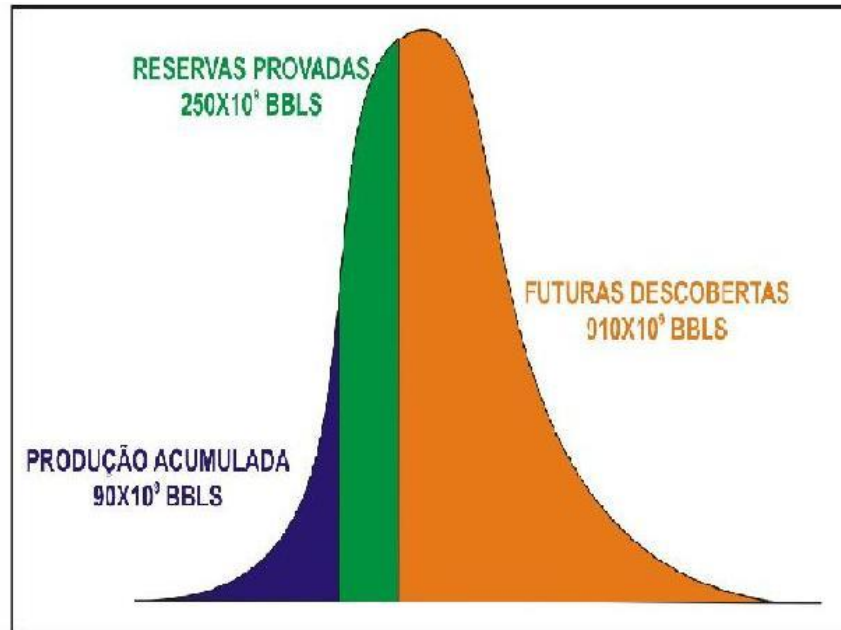


Figura 35 - Curva do Peak do petróleo segundo Hubbert  
 Fonte: <http://www.hubbertypeak.com/hubberty/1956/1956>

Nesse tipo de avaliação consideram-se elementos econômicos, os métodos de operação adotados e o ambiente regulatório, em que a reserva está inserida.

A consideração de elementos econômicos pode ser considerada como a grande mudança ocorrida no processo na avaliação, que antes supervalorizava os parâmetros volumétricos. Os principais parâmetros econômicos considerados incluem os preços do petróleo, todos os custos associados, o período médio de duração da produção, o contrato de obrigações fiscais, os procedimentos corporativos, regulamentações governamentais etc.

Dentre os recursos descobertos e economicamente recuperáveis também figuram as reservas não provadas. Com os mesmos parâmetros e procedimentos, esse tipo de reserva é qualificado de duas formas diferentes, conforme as chances de recuperação das quantidades mensuradas. As reservas prováveis são aquelas em que análises dos dados técnicos sugerem que há uma possibilidade maior de não-recuperação da quantidade estimada.

### 3.1.1 Reserva não provada

Corresponde ao volume de petróleo baseado em dados de geologia e/ou engenharia, similares aos utilizados na estimativa das reservas provadas, mas que, devido a incertezas técnicas, econômicas, contratuais ou governamentais, não pode ser classificado como reserva provada.

As reservas não-provadas podem ser estimadas assumindo condições econômicas futuras diferentes daquelas utilizadas para as reservas provadas na época da avaliação. A reserva não provada pode ser classificada como PROVÁVEL ou POSSÍVEL. Os efeitos advindos da melhoria das condições econômicas e tecnológicas futuras podem ser expressos pela distribuição de reservas para estas classificações.

Reservas prováveis correspondem às reservas não provadas cujos dados de engenharia e geologia sugerem maior risco de recuperação em relação à reserva provada. Ao utilizar métodos probabilísticos no processo de estimativa, deve-se considerar a probabilidade de 50% (P50) de que o volume a ser recuperado seja igual ou superior à soma dos volumes provados e prováveis estimados.

No caso das reservas provadas, a classificação diferencia-se em dois tipos, as reservas provadas produtoras e as não-produtoras. As reservas provadas não-produtoras, por sua vez, estão classificadas entre desenvolvidas e não-desenvolvidas.

### 3.1.2 Reserva provada

A **reserva provada** pode ser dividida em duas classificações:

a) **Reserva provada desenvolvida** - volume a ser recuperado através dos poços existentes com os equipamentos e métodos operacionais existentes, sob as condições econômicas, operacionais, obrigações contratuais e regulamentações governamentais vigentes à época da avaliação das reservas. Os incrementos de volumes oriundos de métodos de melhoria de recuperação são considerados desenvolvidos somente após o

seu teste por projeto piloto ou após a entrada em operação de um projeto, que tenha confirmado o aumento da recuperação de petróleo.

b) **Reserva provada não desenvolvida** - volume a ser recuperado através de poços a serem perfurados em acumulações conhecidas em áreas não perfuradas, ou de poços existentes com altos custos necessários para recompletação. As reservas de áreas com perfuração futura de poços para complementação da malha original ou para extensão, só são contabilizadas como provadas não desenvolvidas quando a área não perfurada tiver continuidade comprovada com uma área provada já produtora. Em nenhuma circunstância devem ser considerados os volumes associados a métodos de recuperação suplementar, a menos que a técnica tenha sido testada com sucesso na área e no mesmo reservatório.

A reserva provada total é a soma da reserva provada desenvolvida com a reserva provada não desenvolvida.

A estimativa de reservas provadas **não inclui** os seguintes casos:

- a) Volumes de petróleo de reservatórios conhecidos, mas classificados separadamente como **indicativo de reserva adicional**;
- b) Volumes de petróleo, gás natural e líquido de gás natural cuja recuperação possui incertezas de geologia, de características de reservatório ou de economicidade;
- c) Volumes de petróleo, gás natural e líquido de gás natural que podem ocorrer em prospectos não perfurados;
- d) Volumes de petróleo, gás natural e líquido de gás natural que podem ser recuperados a partir de gilsonita e outras fontes.<sup>1</sup>

Além disso, os volumes, que podem ser produzidos economicamente, através da aplicação de métodos de recuperação suplementar, como injeção de fluido, são considerados provados quando testados com sucesso por projeto piloto, ou quando a operação de um projeto instalado no reservatório provê dados para análises de engenharia que comprovem a

---

<sup>1</sup> **Gilsonita** – asfalto natural semelhante ao petróleo extrapesado, também chamado de asfaltite, “*uintaite*” ou “*asphaltum*”.



sua viabilidade econômica. Volumes provenientes de recursos minerais que sejam economicamente viáveis podem ser considerados reserva, como, por exemplo, o volume de óleo a ser produzido a partir do folhelho pirobetuminoso da Formação Irati (São Mateus do Sul, Paraná, Brasil).

A portaria 009 da ANP (anexo A) aplica a definição da SPE e do WPC para a classificação de recursos e reservas. A agência utiliza o termo volume *in-situ* para designar a totalidade de petróleo e/ou gás natural em reservatórios descobertos, ou na crença de sua existência através de inferências consubstanciadas em informações geológicas e estatísticas.

A utilização do termo “recurso” é dada a partir da verificação da potencialidade de recuperação. Já a definição de reservas e a classificação quanto ao grau de incertezas referentes ao potencial de recuperação são idênticas às propostas pela SPE, bem como a classificação quanto ao estágio de desenvolvimento.

### 3.2 Métodos para estimativa de reservas

A indústria do petróleo utiliza vários métodos de estimativa de reservas, para se saber qual dos métodos é o aplicado torna-se necessário saber qual o tipo de contrato faz parte das negociações entre as empresas produtoras e o governo.

No Brasil o modelo até agora utilizado é de partilha de produção, o governo detém os direitos sobre os volumes de hidrocarbonetos presentes no subsolo, no entanto, é a empresa contratante que assume todos os custos e riscos para explorar e desenvolver a área em estudo.

Quando a descoberta é feita, o contrato prevê que a contratante pode recuperar seus gastos em exploração e no desenvolvimento da produção (recuperação de custos ou *cost oil*).

Em alguns casos, a recuperação de custos pode chegar a 50% da receita gerada a partir do volume de petróleo produzido no ano, os custos que ultrapassarem este limite devem ser alocados nos próximos exercícios. A receita não destinada para a recuperação de custos, após a retirada do imposto de renda e da parte destinada ao governo, é dividida entre as contratantes (*profit share*). No Brasil são utilizados dois métodos para a estimativa de reservas de óleo, condensado e gás:

a) Método do *working interes* (WI). Nesse método, a estimativa de reservas provadas totais é multiplicada pelo WI disposto no contrato da companhia, livre de qualquer tipo de royalties, mesmo quando o pagamento dos royalties for feito em espécie (petróleo), de acordo com o critério estipulado pelo governo.

b) Método do *economic interest*. Nesse método, a estimativa de reservas é feita somando-se a participação da companhia na recuperação dos custos, de exploração e de produção (*cost oil*), e do *profit share*, que é à parte da produção que cabe à empresa depois de feita a partilha de produção e descontado o imposto de renda. Este valor é convertido para volume utilizando-se o preço do petróleo comercializado no último dia do ano. Portanto, quanto menor o preço do petróleo, maiores os volumes de reserva contabilizados, e vice-versa.

Se o WI for diferente do lucro de direito da companhia (*profit entitlement*), o método do *economic interest* é aceitável pela SEC por apresentar valores mais próximos do volume de reservas real que podem ser monetizadas pela companhia.

Associados aos dois métodos acima ainda são utilizados outros critérios de estimação de reservas, visto que, a quantidade de petróleo passível de recuperação encontra-se associada a um certo grau de incerteza inerentes ao processo. Tais métodos e procedimentos associam as incertezas às quantidades estimadas.

Cronquist (2002) ao abordar o problema das incertezas, que envolvem a estimação de reservas, afirma que, tantos os fatores físicos naturais, como os fatores comerciais, são elementos impeditivos para que se produza uma estimação com razoável grau de certeza, e entende que somente após o desenvolvimento e o início da produção é que se poderão concluir projeções que possam estar mais próximas da realidade.

Para o autor, as incertezas, que envolvem a estimação de reservas, estão diretamente ligadas aos seguintes fatores:

- o grau de complexidade geológica;
- a maturidade do processo - desde delineamento geológico do reservatório até o ajuste de produção entre poços;
- a qualidade e quantidade de dados;

- o ambiente de operação - custos e preços;
- as habilidades e experiência de quem faz as estimações.

Pode-se ainda incluir o fator ambiental como relevante no contexto regulatório e político, que se dispõe.

Cronquist (2002) também descreve os principais métodos de estimação de reservas, os quais evidenciam as incertezas das estimações. Os métodos encontram-se agrupados três tipos:

### 3.2.1 Métodos analógicos

Este primeiro grupo de métodos de estimação é utilizado no primeiro momento exploratório, antes da perfuração ou durante os primeiros estágios de desenvolvimento e produção. A metodologia é baseada na presunção de que, poços ou reservatórios análogos são comparáveis em alguns aspectos.

O autor afirma que esse tipo de método deve considerar a configuração estrutural, a litologia e o ambiente da rocha reservatório, natureza e grau da principal heterogeneidade, petrofísica da rocha/fluído, pressão e temperatura inicial, propriedades de fluidez do reservatório e relacionamentos espaciais entre gás livre, óleo e aquíferos em condições iniciais.

### 3.2.2 Métodos volumétricos

Esse tipo de método tem maior utilidade no início da produção e por isso é caracterizado juntamente com o método analógico como métodos estáticos, sendo considerado o de maior utilização. Esse tipo de método envolve o cálculo da quantidade inicial *in place*, através da combinação mapeamento geológico, análise petrofísica e da engenharia de reservatório, das frações de petróleo, gás e outros elementos associados.

Através do método volumétrico determina-se o fator de recuperação.

### 3.2.3 Métodos de *performance*

Esse tipo de método é utilizado depois de certo tempo de produção, quando já há estabilidade de pressão e outros elementos que permitem uma simulação do comportamento produtivo do campo, reservatório ou poço.

O processo de análise do método de performance envolve o cálculo através de balanço de materiais, simulações por computador e a consideração de tendências históricas de produção, como taxas de água/óleo; gás/óleo; água/gás; condensado/gás etc.

ANP, ainda na portaria 009 (anexo A), aponta os seguintes métodos a serem empregados no processo de estimação de acordo com o estágio em que o reservatório se encontra em relação ao seu ciclo de vida.

### 3.2.4 Métodos adicionais

**Métodos empíricos** – quando a estimação ocorre por meio de correlações empíricas, utilizando as características permeo - porosas da rocha reservatório, as características dos fluídos existentes e os mecanismos de produção;

**Método analítico** – quando a estimação ocorre através de processo analítico de engenharia de reservatórios baseado no histórico produtivo, considerando propriedades físicas dos fluídos e das rochas-reservatório;

**Método numérico** – quando a estimação é dada através de simuladores numéricos de fluxo, subsidiados por modelagem geológica e da observação do sistema rocha-fluído do reservatório;

**Método experimental** – quando a estimação é realizada por meio resultados obtidos com ensaios de laboratório e de modelos reduzidos que preservam as características do reservatório;

**Método de similaridade** – estima-se a partir da similaridade com outros reservatórios para os quais se conhece com segurança o fator de recuperabilidade.

A relação estabelecida na portaria entre o estágio do ciclo de E&P e os métodos de estimação para as fases, podem ser observadas na (Figura 36).

<b>Fase</b>	<b>Categoria volumétrica</b>	<b>Método</b>
<i>Exploração</i>	<i>Recursos</i>	<i>Similaridade Empírico Analítico</i>
<i>Avaliação</i>	<i>Recursos/reservas</i>	<i>Balanço de materiais Analítico Numérico</i>
<i>Desenvolvimento inicial</i>	<i>Reservas</i>	<i>Analítico Numérico</i>
<i>Desenvolvimento complementar (recuperação melhorada)</i>	<i>Reservas</i>	<i>Analítico Numérico Exponencial</i>
<i>Desenvolvimento complementar (adensamento da malha)</i>	<i>Reservas</i>	<i>Analítico Numérico</i>
<i>Produção</i>	<i>Reservas</i>	<i>Balanço de materiais Analítico Numérico</i>

Figura 36 – Métodos de estimação adequados ao estágio da atividade exploratória  
Fonte: ANP

Com relação ao procedimento de cálculos utilizados nesses métodos, a literatura agrupa os procedimentos de cálculo utilizados em dois grupos distintos, os procedimentos determinísticos e os procedimentos probabilísticos. No documento, em que a SPE e o WPC aprovaram as classificações de reservas em 1997, há o reconhecimento de ambos os procedimentos à estimação de reservas.

O procedimento determinístico difere do procedimento probabilístico basicamente pelos dados de entrada dos parâmetros utilizados no cálculo. No primeiro procedimento, é considerada somente a melhor estimativa de cada parâmetro. A classificação é realizada através do julgamento de profissionais e por diretrizes pré-estabelecidas no sentido de estabelecer critérios no processo de julgamento.

Já o procedimento probabilístico, usa toda a amplitude dos valores possíveis para cada parâmetro no cálculo e não apenas a melhor estimativa, formando uma distribuição de frequências para cada parâmetro. Assim, a reserva será classificada de acordo com a distribuição de frequência cumulativa dos parâmetros e diretrizes pré-estabelecidas.

Segundo Cronquist (2002), a pertinência de cada procedimento dependerá sempre das condições da mensuração, seja o nível de incertezas relacionadas aos dados técnicos, geológicos ou riscos financeiros.

O autor também revela, que cerca de 90% das estimações de reservas realizadas atualmente pela indústria nas Américas do Sul e do Norte utilizam procedimentos determinísticos, e que o estado da arte dos procedimentos probabilísticos encontra-se em fase embrionária devendo desenvolver-se ao longo dos próximos anos.

A Tabela 4 sumariza as principais diferenças entre os dois procedimentos descritos pelo autor.

A ANP, também na Portaria 009 (vide anexo A), traçou diretrizes para a utilização do procedimento probabilístico, recomendando-o para o caso de volumes não descobertos, e quando utilizado no cálculo de reservas, devem utilizar limites inferiores de probabilidade de recuperação.

Tabela 4 - Princípios para utilização das abordagens na estimativa de reservas

Probabilístico	Determinístico
Campos com pouco histórico de produção ou incerteza nos parâmetros básicos de cálculo (porosidade, permeabilidade, saturação, área de drenagem, etc.).	Campos com históricos de produção que indicam a proximidade do final de sua vida útil.
<p>Quando não se conhece o mecanismo de drenagem: pode tratar-se de uma simples expansão monofásica ou de um forte influxo de água. Necessita-se de mais histórico de produção para refinar o fator de recuperação.</p> <p>Curva de declínio imprecisa dificultando a extrapolação da produção ou mudanças abruptas recentes no padrão de declínio.</p> <p>Começa a responder à injeção de água; mas o histórico de produção é insuficiente para um bom prognóstico. Podem-se considerar diferentes cenários.</p>	<p>Quando a única incerteza importante é a área, pode-se usar L.K.H. para provadas, adicionar uma espessura para prováveis e utilizar o HKW ou ponto de fuga (<i>Spill Point</i>) para as possíveis.</p> <p>Quando a extrapolação da curva de produção apresenta pouca incerteza e as situações extremas levam a resultados semelhantes.</p> <p>O total de reservas envolvidas é pequeno. Não se justifica o tempo necessário para realizar a análise probabilística.</p>

### 3.3 Reservatório e seu valor econômico

O gerenciamento de reservatório é um processo que visa à maximização do valor do ativo de hidrocarboneto para uma dada companhia. Todavia, o valor de um reservatório<sup>2</sup> não é um número absoluto e poderá ter diferentes significados para diferentes pessoas e em tempos diferentes.

Os reservatórios podem ser similares em relação a:

- Configuração estrutural;
- Litologia e ambiente deposicional;
- Natureza e grau de heterogeneidade principal;
- Espessura média e razão *net-to-gros*<sup>3</sup>;
- Petrofísica do sistema rocha/fluido;

<sup>2</sup> HKW = *Highest Known Structural Occurrence of Water (ocorrência superior conhecida de água, obtida através de poço perfurado)*.

<sup>3</sup> *Net-to-gross = relação entre espessuras permoporosas e a espessura total contidas no intervalo considerado.*

- Temperatura e pressão iniciais;
- Propriedades do fluido e mecanismo de produção;
- Relação espacial entre gás livre, óleo e aquífero nas condições iniciais;
- Espaçamento entre poços.

Raramente observa-se similaridade para todas estas condições, havendo necessidade de promover ajustes para compensar eventuais diferenças.

Para uma companhia de petróleo, talvez, o valor de um reservatório seja melhor expresso em termos monetários como o Valor Presente Líquido (VPL) ou o Fluxo de Caixa. Entretanto, para o Governo, de um país onde exista um reservatório em seu subsolo, o melhor valor pode ser em termos de volumes das reservas. É válido salientar que os objetivos de uma companhia ou de um país podem mudar com o tempo.

O valor monetário de um reservatório é geralmente determinado por cinco fatores, listados a seguir.

- 1) A quantidade de hidrocarbonetos recuperáveis dentro de um Plano de Ação específico;
- 2) A vazão de produção desses hidrocarbonetos;
- 3) O custo de produção desses hidrocarbonetos (incluindo custos de capital e despesas);
- 4) O preço que os hidrocarbonetos serão vendidos no mercado;
- 5) A legislação sob a qual os hidrocarbonetos estão sendo produzidos.

Esses parâmetros se interagem de maneira complexa para se determinar o valor final do reservatório.

Pode-se notar também que não existe um único valor fixo que represente cada parâmetro individualmente. Normalmente eles vêm associados a um conjunto possível de valores acompanhados de suas respectivas incertezas. Conseqüentemente, o reservatório valerá um conjunto de valores possíveis, que variarão de acordo com as probabilidades associadas (cada uma representando um risco específico).



Para ilustrar o fato acima, um campo pode ter reservas de 100 Mbbl de petróleo sob uma depleção primária, 250 M bbl de petróleo usando o método de injeção de água; ou 300 Mbbl de petróleo usando o método de injeção de água com injeção de gás.

Para selecionar qual opção de desenvolvimento maximizará o valor do reservatório, não basta escolher aquela que trará uma maior recuperação de petróleo. Sem saber de quanto serão os investimentos e os gastos operacionais entre as opções de injeção simples de água e a de injeção água + gás, e baseado em previsões de preços futuros para o petróleo recuperado, não seria possível prever qual a melhor alternativa a ser adotada agora para se obter um VPL alto, por exemplo.

Historicamente estudos sobre gerenciamento de reservatório estão relacionados a acumulações de hidrocarbonetos do subsolo, não possuindo informações integradas a respeito do resto do sistema existente no campo de petróleo ou gás.

Então, buscando-se otimizar o valor do ativo de hidrocarboneto, é necessário possuir uma visão holística de todo o sistema. Como descrito anteriormente, o valor de um ativo é uma função entre quantidades, taxas de produção, custos, preços e regimes fiscais sob o qual o hidrocarboneto é recuperado. É preciso considerar todos esses fatores em qualquer esforço de gerenciamento de reservatório.

Geralmente, os preços dos hidrocarbonetos e o regime fiscal ao qual estão amarrados não são controlados pelo produtor. Entretanto, casos em que os termos fiscais são renegociados pelo Governo para o desenvolvimento de campos específicos estão se tornando mais comuns.

Além de preço e termos fiscais, também é fundamental que o sistema de coleta e produção, usados para produzir hidrocarbonetos, seja considerado como um sistema integrado ao restante do reservatório, assim, o ativo completo de hidrocarboneto compreende:

- O reservatório de sub-superfície propriamente dito e os hidrocarbonetos nele existentes;
- Poços produtores;
- Poços injetores;

- Instalações de produção na superfície (cabeças de poço, linhas de fluxo, válvulas, separadores, etc);
- Instalações de injeção na superfície (instalações de tratamento, bombas e compressores, linhas de fluxo, válvulas, cabeças de poços, etc);
- Instalações de processo (plantas GLP, plantas GNL, etc);
- Instalações de transporte (bombas, medidores, tubulações, armazenadores, terminais de carga, etc).

Qualquer parte desse sistema pode interferir no desempenho global do campo e possíveis falhas ao incluí-las nos estudos e nas estratégias de Gerenciamento de Reservatório podem levar a resultados errôneos.

O gerenciamento de reservatórios pode ser resumido nas seguintes etapas:

**Etapa 1:** Antes de 1970, a engenharia de reservatório era considerada como o componente técnico mais importante do gerenciamento de reservatórios. Em 1962, Wyllie enfatizou dois itens chaves: a) o pensamento claro utilizando conceitos fundamentais da mecânica de reservatório b) e a automação usando computadores básicos. Em 1965, Essley descreveu engenharia de reservatório e concluiu que, apesar das técnicas avançadas existentes, considerações vitais eram negligenciadas ou ignoradas.

**Etapa 2:** Abrange o período das décadas de 70 e 80. Craig et al., (1977) e Harris ; Hewitt (1977) explicaram o valor da sinergia entre engenharia e geologia. Craig (*op.cit.*) enfatizou a descrição detalhada do reservatório utilizando conceitos geológicos, Geofísicos e de simulação. Ele desafiou os exploradores, com o uso de ferramentas geofísicas, visando a uma descrição mais acurada do reservatório para ser usada nos cálculos da engenharia. Já Harris ; Hewitt (*op.cit.*) apresentaram uma perspectiva geológica de sinergia no Gerenciamento de Reservatório. Eles explicaram que a heterogeneidade do reservatório era devida às complexas variações de continuidade do reservatório, de padrões de espessura, e de propriedades dos poros (*e.g.* porosidade, permeabilidade e capilaridade).

Além disso, até a metade dos anos 80, o gerenciamento de reservatório era voltado apenas para a área técnica específica do reservatório, porém a partir da segunda metade desta década foi observada a inclusão do pessoal de operação de campo, responsável por implementar e desenvolver o planejamento do Gerenciamento de Reservatório Integrado.

A atividade de planejamento de um Gerenciamento de Reservatório faz parte de um macro processo que abrange todas as etapas pertencentes ao ciclo de vida de um campo de petróleo. Essa contextualização pode ser melhor visualizada na (Figura 37) a seguir.

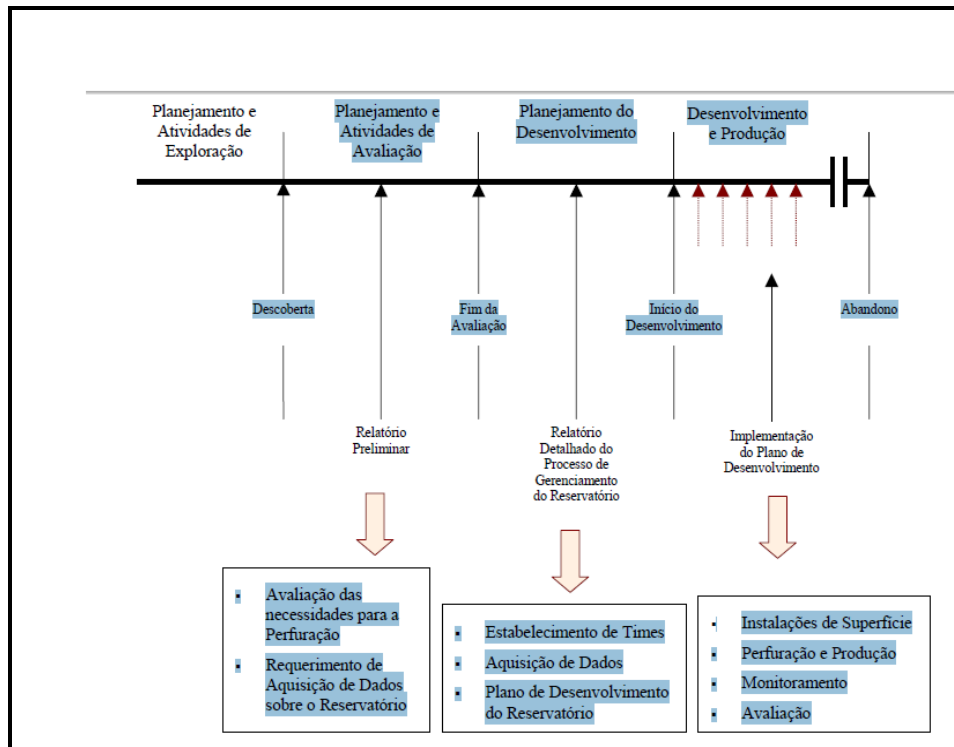


Figura 37 - Macro processos do ciclo de vida de um campo de petróleo  
Fonte: ANP

Um ponto importante é o fato de não se poder mudar ou desconsiderar os acontecimentos do passado. Justamente, o gerenciamento de reservatório é usado procurando-se entender o desempenho passado do reservatório para se estabelecer um análogo, tentar prever as diversas possibilidades de acontecimentos futuros sob os mais variados cenários de desenvolvimento. Baseado nessas possibilidades poder-se-á optar pelo plano de desenvolvimento que maximize o valor do reservatório.

### 3.4 Novos modelos de reservatórios

Os reservatórios brasileiros que oferecem grandes desafios atualmente são os chamados reservatórios de pré-sal (Figura 38) formados por rochas carbonáticas sobre as quais pouco se sabe. Além disso, as maiores acumulações de HC encontradas na Bacia de Santos estão localizadas tanto em águas ultra-profundas como abaixo de uma espessa camada

de sal que, em certos locais tem mais de 2 mil metros de espessura (Figura 39). Essas características representam um desafio tecnológico sem precedentes para a indústria.

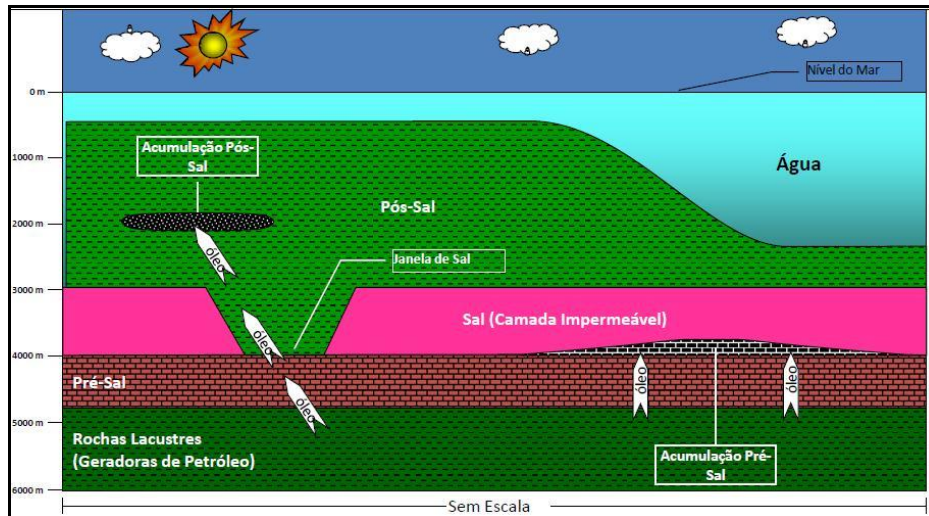


Figura 38 – Modelo esquemático mostrando o posicionamento dos reservatórios do pré-sal

Fonte: Petrobras

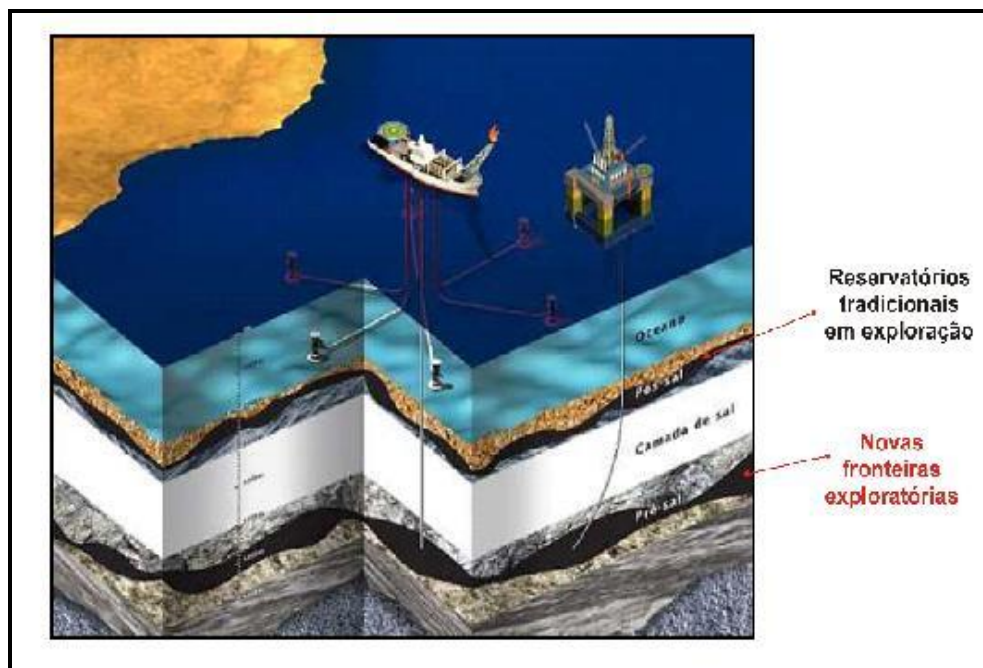


Figura 39 – Modelo esquemático mostrando o posicionamento dos reservatórios do pré-sal  
Fonte: Petrobras

Todos esses obstáculos mostram que será necessário um grande esforço para criar as soluções tecnológicas, que permitam o desenvolvimento econômico da produção dessa nova província. Em um cenário, onde descobertas como essas estão ficando cada vez comum, o que faz a diferença é desenvolver novas soluções e descobrir maneiras de fazer o melhor uso delas, pela (Figura 40) abaixo podemos ver os poços perfurados e o sucesso obtido.

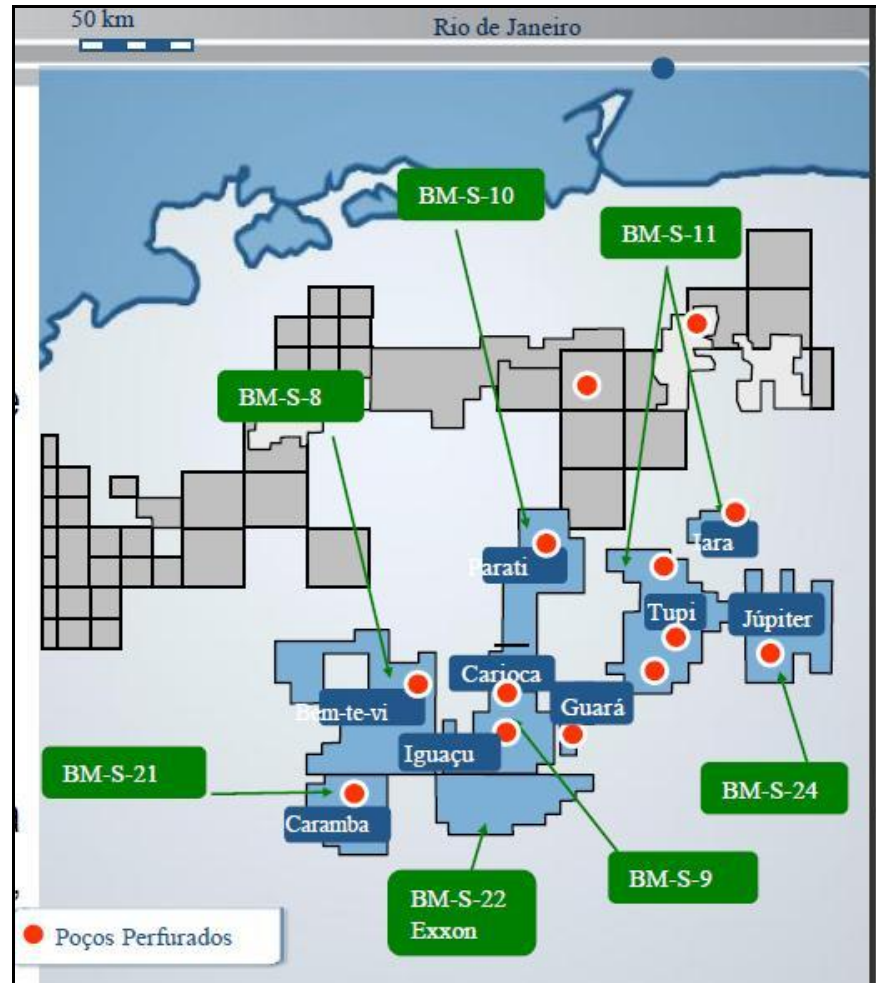


Figura 40 – Das perfurações realizadas nos campos acima 80% esta convertido em sucesso – descobertas

Fonte: ANP

As descobertas no pré-sal deixam a Petrobras em situação semelhante à vivida na década de 80, quando foram descobertos os campos de Albacora e Marlim, em águas profundas da Bacia de Campos. Com aqueles campos a companhia identificava um modelo geológico que inauguraria um novo ciclo de importantes descobertas. Foi a denominada era dos turbiditos, rochas-reservatórios que abrem novas perspectivas à produção de petróleo no Brasil.

Com o pré-sal da Bacia de Santos, a empresa inaugura, agora, um novo modelo, assentado na descoberta de óleo e gás em reservatórios carbonáticos de origem microbiana, com características geológicas diferentes conforme pode ser visto na (Figura 41).

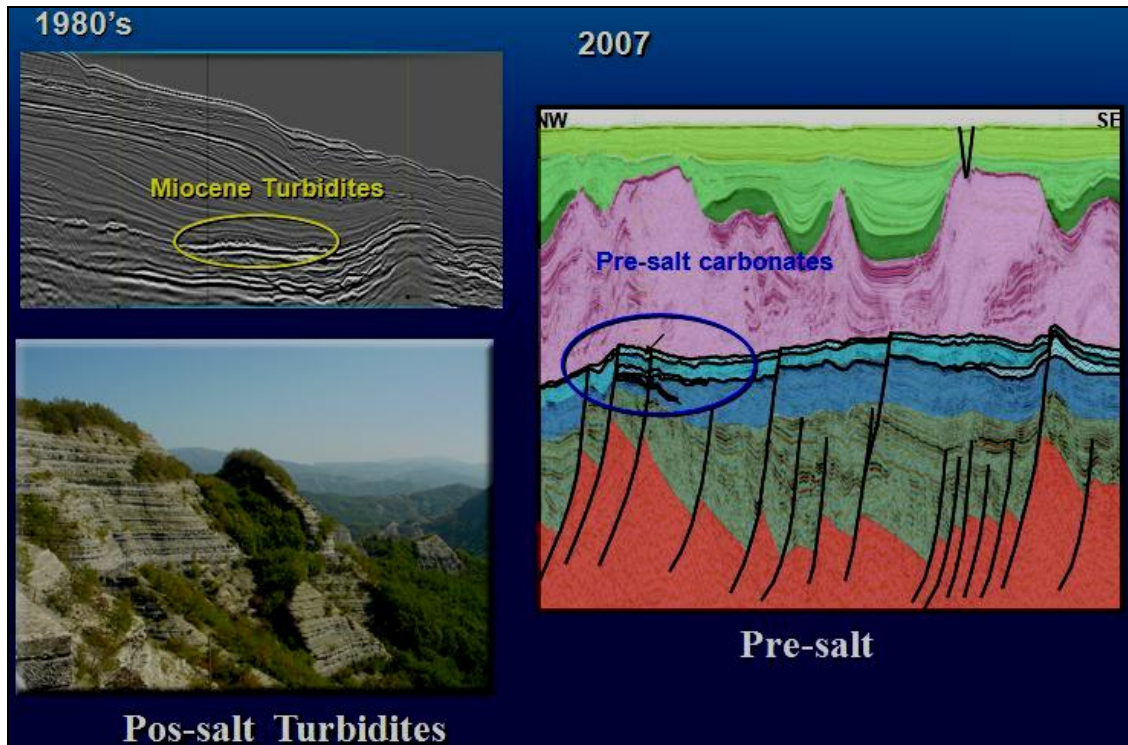


Figura 41 – Modelo de exploração proposto para o pré-sal  
 Fonte: Petrobras

### 3.4.1 Os campos de petróleo no Brasil

Em 1939 foi descoberta a primeira acumulação brasileira de petróleo, o Campo de Lobato, no Recôncavo Baiano (BA), que, no entanto foi considerado não comercial. Dois anos mais tarde, em Candeias, também no Recôncavo, foi descoberto o primeiro campo comercial de petróleo do Brasil. Essa descoberta foi seguida por outras no Recôncavo Baiano e depois em Sergipe e Alagoas. Em 1954, em seu primeiro ano de existência, a Petrobrás contava com uma produção de 2,7 mil barris por dia, o equivalente a menos de 3% das necessidades nacionais.

Da criação da Petrobrás, passando pela exploração em alto-mar, com a descoberta em 1968 do Campo de Guaricema (SE), até 1974, quando foi descoberto o campo de Garoupa, que foi o primeiro na Bacia de Campos (RJ) a produção subiu para 178 mil barris por dia, cerca de 29% do consumo do país. Dia após dia, a Bacia de Campos tornava-se a mais importante província petrolífera brasileira. Em 1984, a produção era de 500 mil barris por dia e representava 45% das necessidades nacionais.

A partir de 1949 - com as descobertas dos campos gigantes Albacora e Marlim, nas águas profundas da Bacia de Campos, seguidos pelos também gigantes Marlim Sul, Marlim Leste, Albacora Leste, Barracuda-Caratinga e culminando com a descoberta de Roncador em 1996 - a Petrobrás mudou de patamar, chegando em 1998 a 1 milhão de barris por dia, cerca de 58% do consumo nacional e atingindo em 2002 a produção de 1,5 milhão de barris por dia, ou seja, 85% das necessidades do mercado brasileiro (Figura 42).

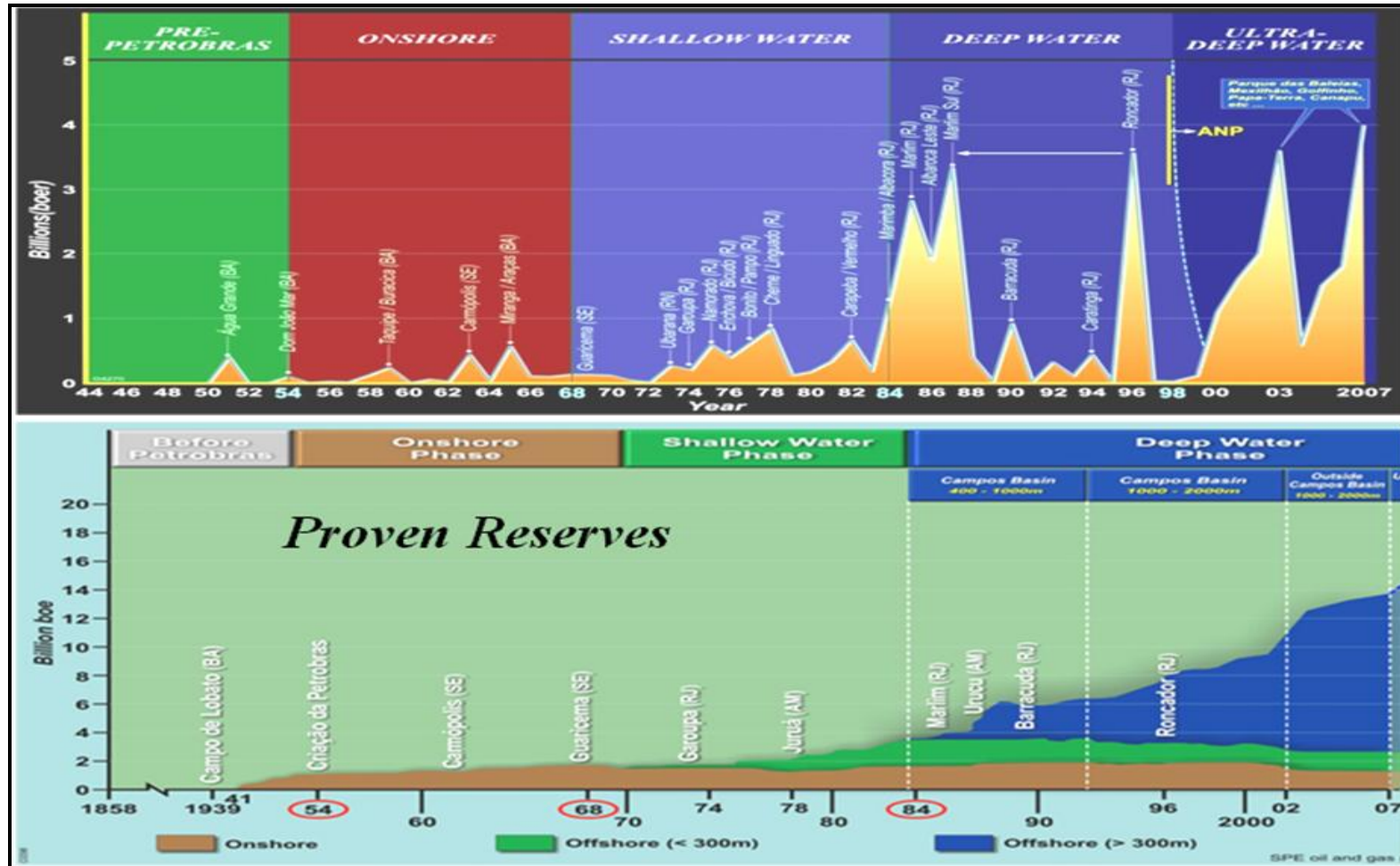


Figura 42 – O esforço exploratório nas bacias sedimentares  
Fonte: Petrobras



### 3.4.2 Estratégia bem-sucedida além da bacia de campos

O expressivo sucesso exploratório da Petrobras nos últimos anos se deve em grande parte à centralização das decisões na sede da empresa e à mudança na estratégia exploratória, em direção a novas áreas além do núcleo produtor da Bacia de Campos.

O índice de sucesso exploratório da Petrobras mais que dobrou nos últimos três anos. Passou de 23%, em 2002, para 55%, em 2005, bem acima da média mundial de 25%. Isso significa que a companhia encontrou petróleo em mais da metade dos poços que perfurou.

Inicialmente, a Petrobras seguiu para o Norte e o Sul da Bacia de Campos, que já era conhecida e depois para as Bacias de Santos, do Espírito Santo, Sergipe-Alagoas e outras áreas exploratórias. Essa estratégia foi bem sucedida. As descobertas não demoraram a aparecer: Jubarte, Cachalote e o Parque das Baleias, no norte da Bacia de Campos; Papa-Terra no sul; Mexilhão, Lagosta, Cavalo-Marinho, Uruguá e Tambaú, em Santos; Golfinho e Canapu, no Espírito Santo; Piranema, em Sergipe-Alagoas; Manati, em Camamu-Almada; e uma série de outros campos. Como resultado, a Petrobras descobriu 6,6 bilhões de barris equivalentes de petróleo (boe), dos quais 3,1 bilhões já foram provados.

Além disso, a companhia abriu novas frentes exploratórias e descobriu importantes bacias produtoras, como Santos e Espírito Santo, que terão papel de destaque na manutenção da auto-suficiência nacional na produção de petróleo.

### 3.4.3 Revitalização de campos maduros

A área de Exploração e Produção da Petrobras possui um programa focado na revitalização de campos maduros, o Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração, o Recage, isto é revitaliza campos dos que já passaram pelo pico de produção, tendo produzido por mais de dez anos. Hoje, graças ao programa, campos como os de Carmópolis, Canto do Amaro, Camorim, Dourado, Bonito e Albacora, que já haviam alcançado o pico de produção, ganham vigor novo e, em alguns casos, podem vir a totalizar produção ainda maior do que a atingida em seu ápice.

### 3.5 Estimativa de reserva

O conhecimento da quantidade de fluido existente em uma jazida de petróleo e da quantidade de fluido, que dela pode ser extraída, é o papel fundamental na decisão em implantar ou não um projeto exploratório, *i.e.*, depende da quantidade de hidrocarbonetos existentes na jazida e dos investimentos necessários para possibilitar a produção dos mesmos. Assim, a estimativa de reservas é o procedimento necessário para estimar os volumes de fluidos contidos nos reservatórios.

Não existe uniformidade plena de critérios sobre definição, classificação e métodos de estimativas de reservas petrolíferas. É comum as empresas de petróleo estabelecerem os seus próprios critérios e normas de modo a garantir uniformidade nas suas estimativas e adequação ao planejamento e gerenciamento da empresa. As empresas tendem a se basear nos critérios do código internacional da SPE (*Society of Petroleum Engineers*), de modo que suas reservas possam ser reconhecidas por instituições internacionais e comparadas com as de outras empresas e países.

#### 3.5.1 Cálculo de reservas e métodos de produção

Na cubagem do volume de petróleo recuperável de uma jazida, deve ser levado em consideração o volume do reservatório que contém petróleo, a porosidade, a saturação de óleo, o fator de recuperação e o fator volume de formação.

O volume do reservatório é calculado com base em mapas estruturais e de isópacas. A porosidade e a saturação de óleo (fração do espaço poroso ocupado pelo petróleo) são definidas com base em perfis elétricos. O fator de recuperação (percentagem do volume total do óleo que pode ser produzido) é estimado por analogia com reservatórios similares já em produção.

O fator volume de formação é usado para a conversão do volume do petróleo no reservatório para as condições de P e T na superfície, correspondendo ao volume de óleo no reservatório para fornecer um barril de petróleo na superfície. Esse fator pode ser estimado com base na composição do petróleo (varia de 1,08 nos óleo pesados, até 2,0 nos muito leves)

ou determinado com precisão através de análises de PVT (pressão/volume/temperatura) em laboratório.

A produção do petróleo depende da diferença de pressão entre poço e reservatório. Existem três mecanismos naturais para o fluxo espontâneo do petróleo até a superfície: gás dissolvido, capa de gás e empuxo de água.

A presença de gás dissolvido nas mais variadas proporções é comum em acumulações de petróleo. A energia do gás dissolvido é liberada com a expansão decorrente da queda de pressão entre o reservatório e a superfície.

À medida que o gás se expande, ele “arrasta” o óleo ao longo do gradiente de pressão. Com o avanço da produção e a redução da quantidade de gás, observa-se o declínio da pressão do reservatório até a mesma alcançar a pressão de saturação (*bubble point*).

Neste ponto, o gás sai de solução sob a forma de bolhas, podendo formar uma capa de gás (denominada de secundária) sobre o óleo. Esta capa exerce pouca influência sobre a eficiência da produção, e tende a aumentar até ocupar o espaço poroso ocupado pelo óleo. A eficiência da recuperação através deste mecanismo está em torno de 20% conforme pode ser visto na (Figura 43).



Figura 43 – Percentual de recuperação por método empregado  
 Fonte: Scientific American Brasil

A capa de gás livre, por sua vez, indica que a quantidade de gás excede a necessária para saturar o óleo. A energia provém tanto gás dissolvido quanto da capa de gás comprimido na porção superior da trapa. Com o avanço da produção também se observa o declínio da pressão do reservatório e uma expansão da capa de gás, ocupando o espaço ocupado pelo óleo. A eficiência da recuperação através deste mecanismo pode variar de 20 a 50%.

O mecanismo de produção por meio do empuxo de água ocorre nas acumulações onde a pressão é transmitida pelo aquífero através do contato óleo-água ou gás-água. Neste caso, a água substitui o petróleo produzido, mantendo a pressão do reservatório.

No caso do empuxo de água não estar sendo suficientes para manter a pressão, os poços podem ser fechados e a pressão original será restaurada. A eficiência da recuperação através deste mecanismo pode chegar a 80%.

No caso de reservatórios em que a pressão declina até a atmosférica, a única energia disponível é a da gravidade, pouco eficiente e com resultados antieconômicos. Em alguns casos, a energia do reservatório pode ser recuperada com a injeção de gás sob pressão.

## 4 O POTENCIAL DAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS

### 4.1 Expectativas para exploração *onshore* e *offshore* no Brasil

Devido o sucesso das recentes descobertas, as perspectivas são de que o setor de produção e exploração de óleo e gás irá crescer de forma consistente nos próximos anos (Figura 44) a um ritmo acelerado para o mercado nacional, confirmando desta a auto-suficiência.

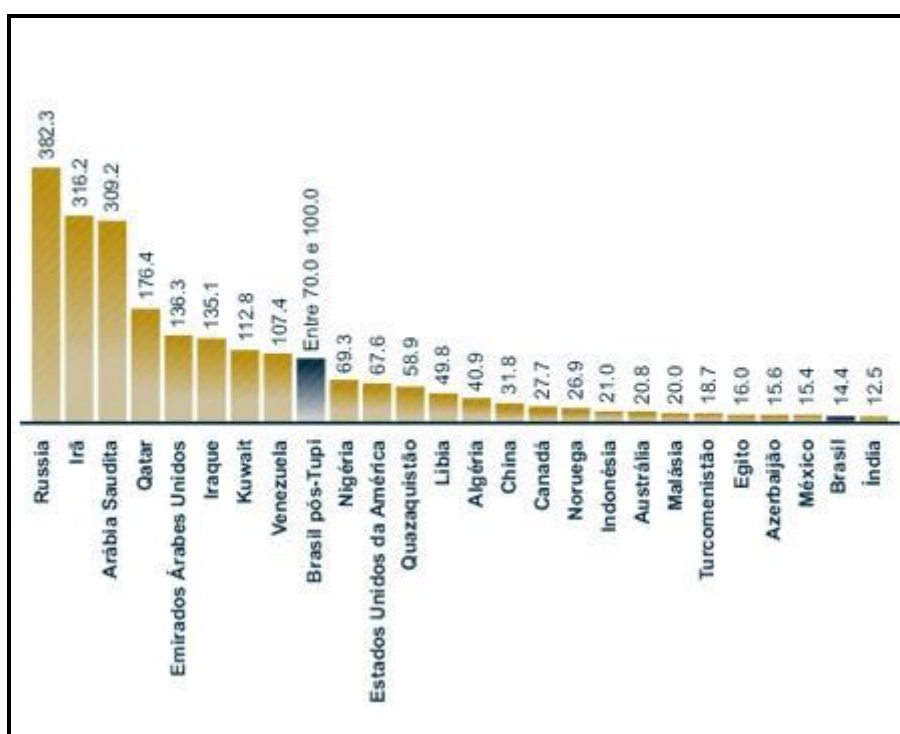


Figura 44 – Estimativa de reservas no mundo considerando a área do pré-sal - Tupi  
Fonte: British Petroleum – BP

Com o anúncio feito pela Petrobras de sucesso na exploração da zona denominada pólo do pré-sal, teremos nos próximos anos as atenções voltadas para a bacia de Santos, sendo que os maiores esforços estarão se concentrando para o desenvolvimento de técnicas mais eficientes, que permitam as empresas alcançarem as tão almeçadas reservas desta nova fronteira exploratória, (Figura 45).

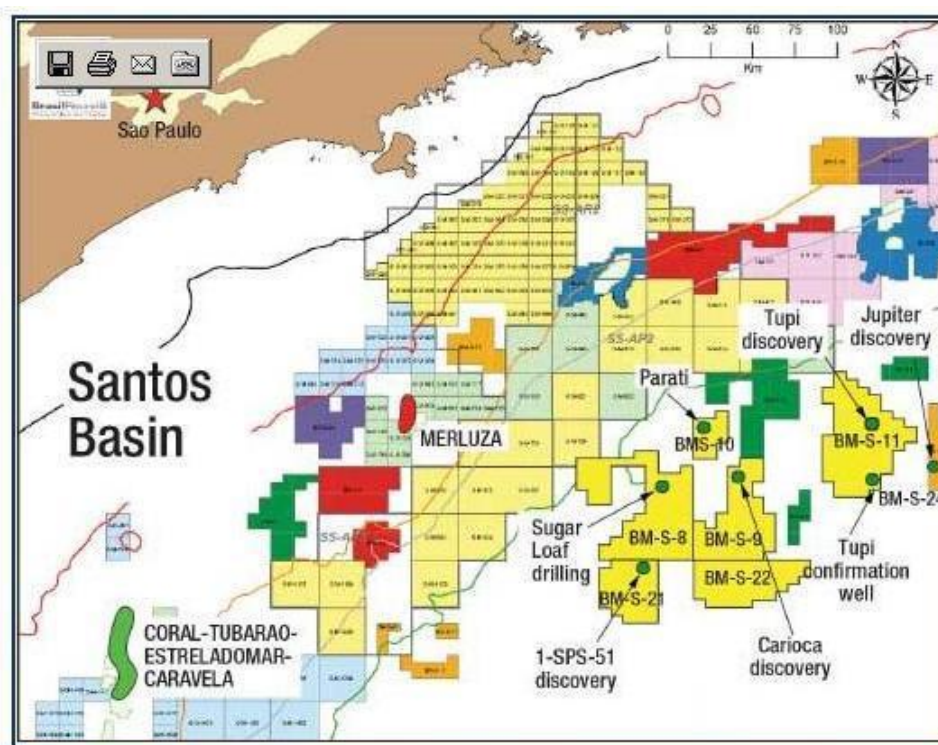


Figura 45 - Mapa da Bacia de Santos, dados da 8ª rodada de licitação  
 Fonte: World Oil Magazine, feb.2008

As empresas não medem esforços no que tange as novas descobertas por isso estimam colocar em operação pelo menos 20 novas plataformas de exploração, sendo que estas iriam começar operar já em 2010, sendo 13 delas alocadas na Bacia de Campos.

O segmento *offshore* atualmente responde por cerca de: 81% de todo petróleo que é produzido no Brasil, sendo que 64% das áreas em concessão estão em águas profundas e ultra-profundas; e 90% das reservas comprovadas de petróleo estão no mar, segundo dados da ANP.

A Bacia de Campos concentra o maior volume dos atuais investimentos em pesquisas e exploração, entretanto outras bacias como a do Ceará-Potiguar, Camamu-Almada (BA), Espírito Santo em Santos revelam que estas são – ora estreatas, ora renascendo – grandes fontes de negócios.

De acordo com especialistas da Petrobras, a produção brasileira de petróleo e gás natural aumentou substancialmente nos últimos anos, atingindo mais de 2 milhões de *boepd* em 2008, com a Bacia de Campos produzindo aproximadamente 77% da produção total do país. Espera-se que este crescimento continue durante a próxima década conforme a produção

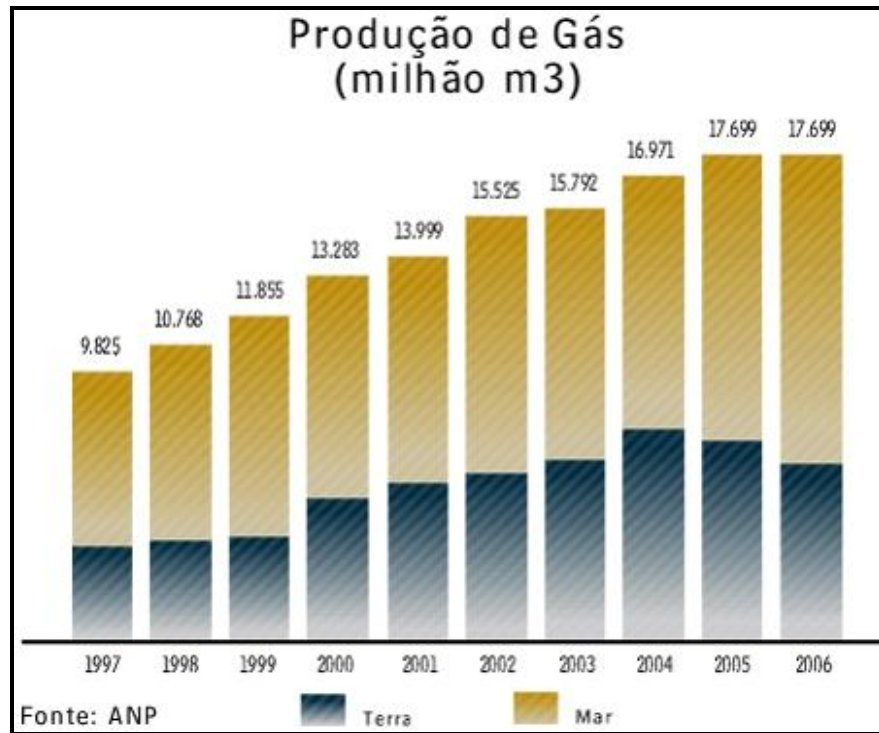
em campos-chave aumente e as descobertas mais recentes nas Bacias do Espírito Santo e Santos sejam desenvolvidas como podem ser vistos nas (Figuras 46-a e 46-b).

As estimativas estão pautadas nas principais descobertas realizadas pela Petrobras no período de 2002 a 2005, em várias bacias sedimentares, os índices de sucesso estão balizando o potencial de cada uma delas: gás em Manati, na Bahia; gás natural e óleo leve em Santos, com o bloco BS-500 e no campo de Mexilhão; o mesmo ocorrendo no Espírito Santo, com o campo de Golfinho; mais óleo do tipo pesado nos campos de Cachalote, Jubarte e no complexo das Baleias e óleo leve no campo de Roncador, na Bacia de Campos.

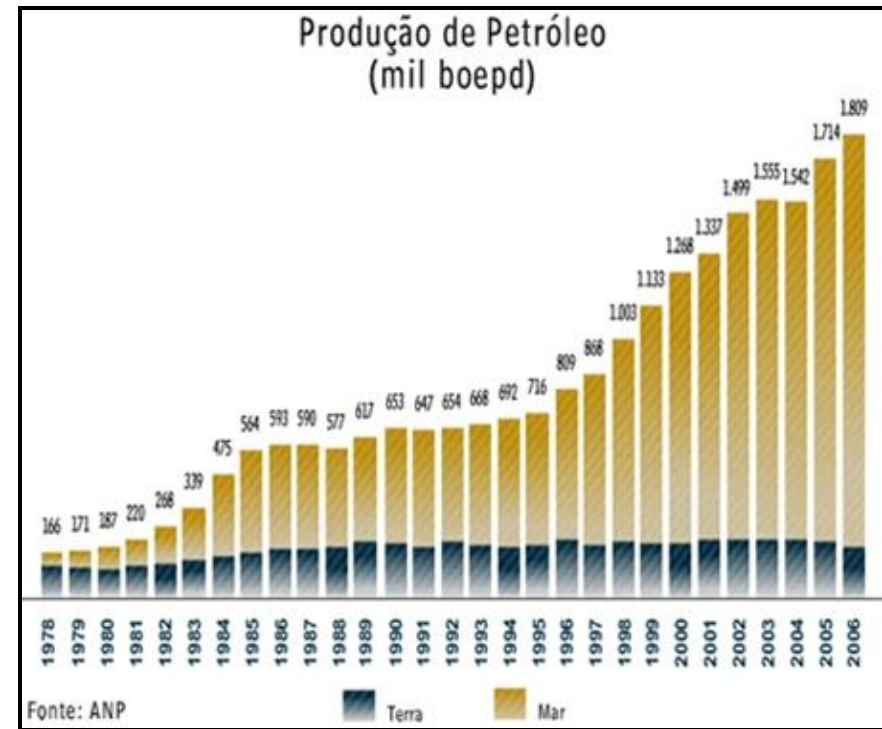
Apesar das incertezas, o mercado está extremamente aquecido não só para as grandes investidoras do setor, mas também para os fornecedores de bens e serviços de todo o país, que estejam bem informados e preparados para atender a essa nova demanda, como pode ser comprovados pelo potencial de diversos estados produtores de petróleo.

Uma análise do potencial e do atual estágio das explorações nas bacias de maior interesse atualmente são apresentadas a seguir:





a



b

Figura 46 – a) Produção de gás natural na bacias sedimentares brasileiras 46 - b) Produção de petróleo no território brasileiro

#### 4.1.1 Bacia do Ceará

A situação da atividade de E&P

Na Bacia do Ceará, há quatro campos em produção, descobertos no fim da década de 70, sendo que a produção é do início dos anos 80. Mas as expectativas cresceram com a concessão de dois blocos na Bacia para a Petrobras: o BMCE-1 (Figura 47 – a ) e BMCE-2 (Figura 47 - b), situados em águas profundas ao largo dos campos de Xaréu, Curimã, Espada e Atum ao norte de Fortaleza. Lá também estão em análise projetos de perfuração de poços nos campos de Atum e Espada, para manter a produção nos níveis atuais, já que se trata de campos antigos e que já apresentam um declínio natural.

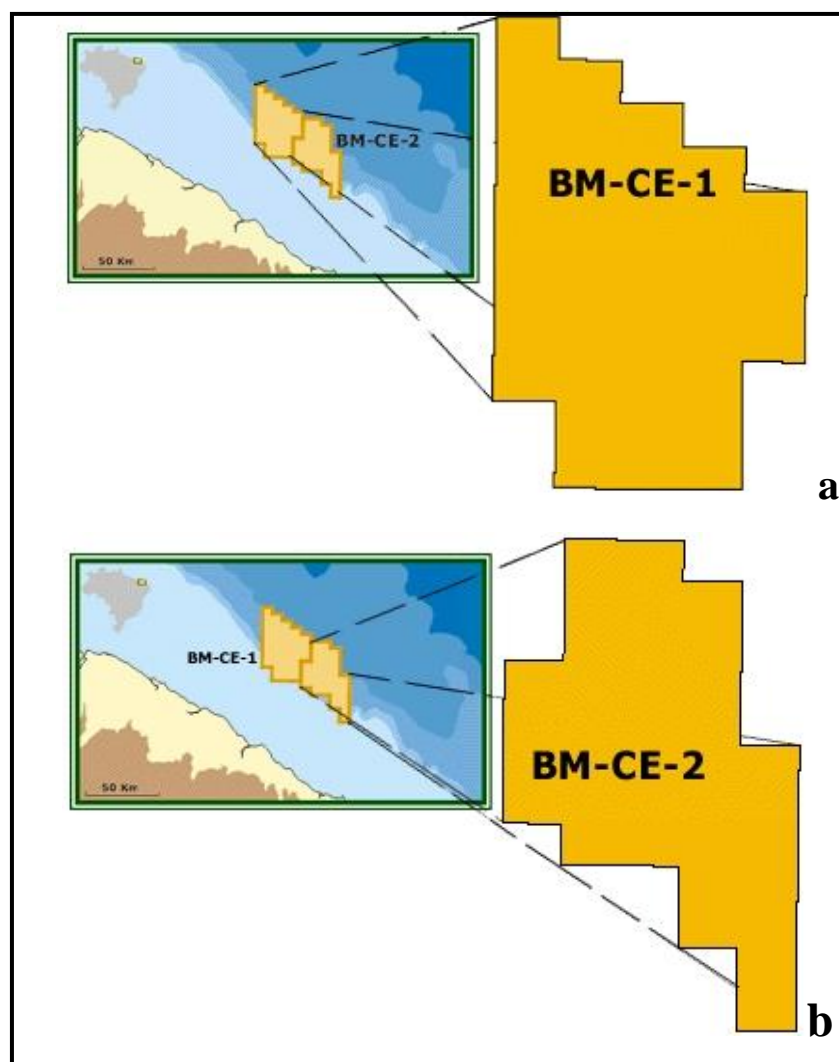


Figura 47 – a) Blocos licitados pela ANP b) Seqüência dos blocos licitados Bacia do Ceará  
Fonte ANP

## Infraestrutura local

Atualmente, segundo informações do SEBRAE-Ceará, por conta da limitação do mercado regional, a Petrobras ainda contrata muitos serviços de fora. Este foi um dos motivos que levou as empresas locais a se organizarem e fundarem uma associação – a Unipetro, que está em fase de criação. “Elas estão se preparando. Retomamos o trabalho com os fornecedores este ano. Das 36 empresas a quem atendemos 11 prestam serviços a Petrobras. Nosso objetivo é aumentar este número e buscar outras âncoras, além da companhia”, explica o gestor do projeto de Petróleo e Gás do SEBRAE-Ceará, Wellington Ribeiro.

Mas este cenário já apresenta boas perspectivas de mudanças. Segundo informações da Petrobras, atualmente, cerca de 40% do montante de serviços são contratados a empresas do Rio Grande do Norte. Sendo que a existência do “Fórum Regional do PROMINP (PROMINP-RN) tem contribuído significativamente para melhorar o mercado regional”, afirma a empresa em comunicação oficial.

### 4.1.2 Bacia do Potiguar (CE)

A situação da atividade de E&P

Na Bacia do Potiguar, a situação é bem mais favorável ao mercado Offshore. São 15 campos no mar produzindo óleo e gás - sete em produção e oito na etapa de desenvolvimento da fase de produção. Três deles são: o campo de Siri (descoberto em 2002 na área do bloco BPOT-10, adquirido pela Petrobras nas rodadas de licitações da ANP); e os campos Guajá e Salema Branca (no Bloco BPOT-100A) (Figura 48).

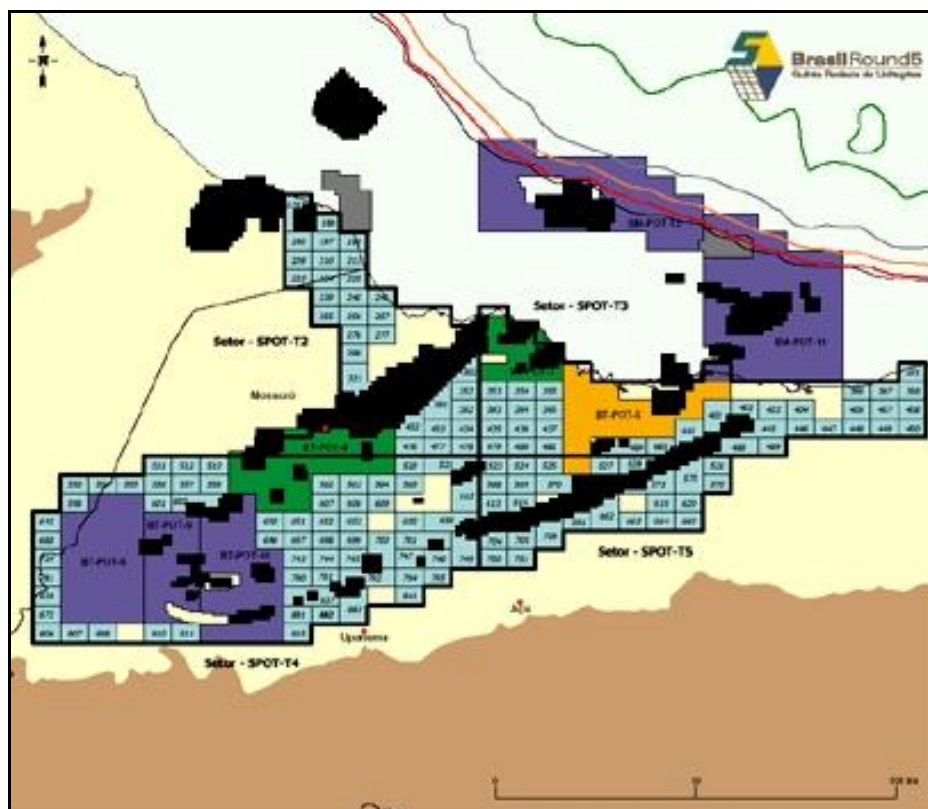


Figura 48 - Blocos da 5ª rodada de licitação da ANP que compõem de a bacia de Potiguar

Fonte: ANP

Estes campos já foram declarados comerciais e começam a receber as primeiras instalações. Existem ainda dois blocos em fase exploratória - BM-POT-11 e BM-POT-13. As atividades de busca devem ser concluídas no final de 2009, isso significa que nos próximos três anos existem chances de termos notícias da Bacia do Potiguar – aumentando ou não sua quantidade de campos.

O plano de negócios da Petrobras para o período 2006-2010 prevê investimentos de US\$ 1,46 bilhão no Rio Grande do Norte nos segmentos de exploração e produção, gás natural, energia, distribuição, segurança e meio ambiente. Na área de E&P, será aplicado US\$ 1,1 bilhão em diversos campos, com destaque para a ampliação do campo de Ubarana (que fez 30 anos de produção em 2006), o desenvolvimento do campo de Dentão e outros projetos.

#### Infraestrutura local

O quadro da Bacia Potiguar, quanto ao fornecimento, é o mesmo da Bacia do Ceará, já que as duas compartilham área no estado do Ceará e são administradas pela mesma unidade de negócios da Petrobras – a UN-RNCE. De acordo com informações da companhia, as principais dificuldades são associadas à qualificação, tanto da mão-de-obra quanto dos empreendedores.

Na carteira de projetos do PROMINP/RN estão previstos vários projetos de qualificação profissional nas áreas de gestão empresarial, em SMS e inserção digital além de organização de missões empresariais. Com relação às demandas a unidade do SEBRAE do RN informa que são os serviços associados às atividades de manutenção e de construção e montagem os mais carentes em profissionais qualificados. Os materiais mais consumidos são as tubulações, válvulas, conexões e equipamentos de elevação.

#### 4.1.3 Bacia de Sergipe-Alagoas

A situação da atividade de E&P

O mercado *offshore* da Bacia de Sergipe-Alagoas ainda corresponde a uma parcela pequena da produção de petróleo offshore nacional - cerca de 0,51% (incluindo o de gás natural líquido) - e 6,47% da produção de gás natural do país em mar. Mas uma descoberta em 2002 agitou os ânimos da região - o campo de Piranema. Localizado no bloco SEAL-100, o campo está na fase de desenvolvimento e tem início de produção previsto para ainda este ano (Figura 49). É nele que será instalada a primeira plataforma cilíndrica do mundo, num projeto brasileiro pioneiro. Construída na China, a plataforma está recebendo equipamentos na Holanda e vai operar em Aracajú.

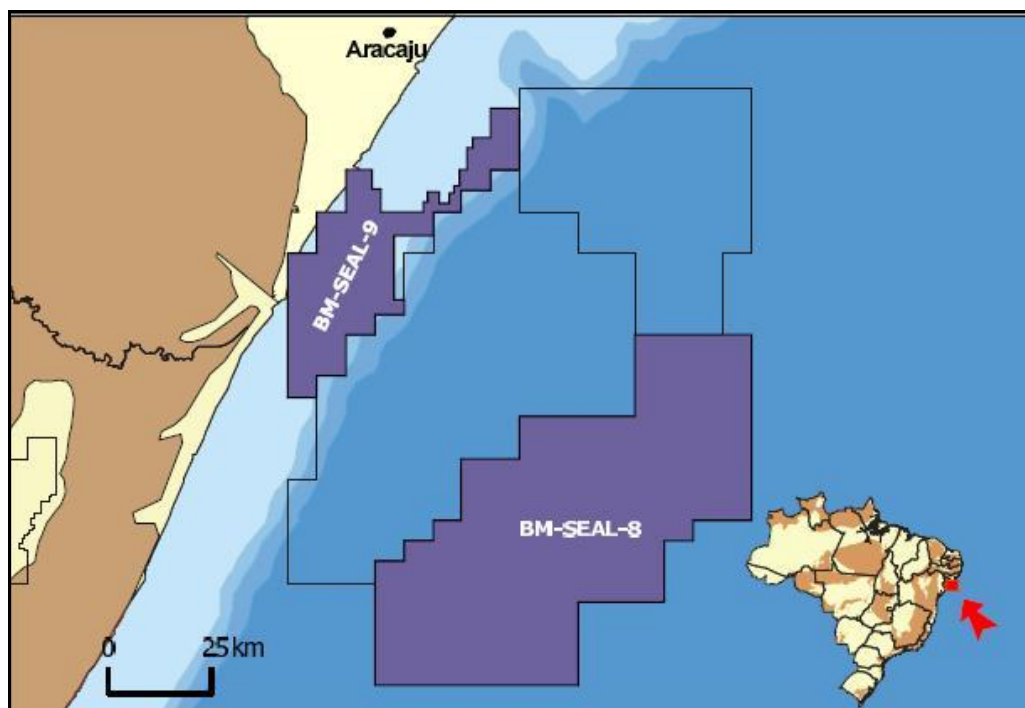


Figura 49 – Localização da bacia de Sergipe – Alagoas  
 Fonte: ANP

Por enquanto, a região se mostra uma promessa para um futuro próximo. Basta ver a situação atual dos blocos concedidos naquela área durante as rodadas de licitação da ANP para perceber que lá, as novidades são em proporções menores. Dos cinco blocos concedidos nas sete rodadas, três já foram devolvidos, apesar de terem tido indícios de presença de óleo e gás, um deu origem ao campo de Tartaruga, já em produção, e o outro originou o campo de Piranema, em desenvolvimento.

#### Infraestrutura local

O funcionamento de Piranema renova as oportunidades para empresas fornecedoras da cadeia. Isso porque mesmo sendo sede do primeiro campo *offshore* do país, o Guaricema em 1968, o estado possui limitações na questão do suprimento de bens. “O mercado local é muito limitado. Antes tínhamos de 15 a 20 empresas atuando, hoje só restaram quatro, o suficiente para atender as plataformas em operação atualmente”, conta o gerente de operações da Agência Andrade instalada em Sergipe, Everton Faria. “Nosso óleo é leve e será todo exportado porque nossas refinarias não têm tecnologia ainda para lidar com este tipo de óleo”, explica.

Mas, na opinião do gerente, toda esta expectativa depende da expansão do porto da cidade, o Terminal Marítimo Inácio Barbosa, que não tem capacidade de atender ao mercado Offshore. “A Petrobras já tem planos de expandir nosso porto. Sem ele, as operações marítimas serão desviadas para Salvador e nenhuma empresa terá interesse em se instalar para atender aos novos projetos”, completa.

#### 4.1.4 Bacia de Camamu-Almada e Jequitinhonha (BA)

A situação da atividade de E&P

Na Bahia o setor dá um importante passo na corrida pelos grandes negócios com o campo de Manati recém-anunciado na Bacia de Camamu-Almada, sul do estado. Só os dois primeiros poços perfurados pela Petrobras e seus parceiros no consórcio - Queiroz Galvão e Rio das Contas (do grupo norueguês Norse Energy) - apresentaram juntos vazão de 1 milhão e 800 mil m<sup>3</sup> de gás natural por dia, o que significa grande potencial de produção e a auto-suficiência de gás na Bahia. A previsão é que Manati comece a operar ainda este ano (2008). Para isso será necessária uma plataforma fixa – a PMT-1, que está em fase de montagem - 125 km de gasodutos e uma estação de tratamento de gás, em fase final de construção no município de São Francisco do Conde.

Além de Manati, a bacia de Camamu-Almada possui mais dois campos – Sardinha e Pinaúma, ambos em desenvolvimento, o que representa novas oportunidades para o mercado de equipamentos e serviços na área de construção e montagem, principalmente. Mais à frente, se destacará o setor de manutenção, suprimento e operações.

No cenário exploratório, a Bahia também apresenta bons sinais. Em Camamu-Almada, por exemplo, são 11 blocos em fase exploratória, operados por consórcios com empresas como Queiroz Galvão, Statoil, Devon, Eni e El Paso – o que não é muito comum em outras bacias geralmente dominadas pela Petrobras. A *El Paso*, inclusive, já comunicou presença de gás e óleo seis vezes no bloco BMCAL-4 (segundo dados da ANP) na (Figura 50), que está sob sua concessão. Todos os outros blocos se encontram na fase exploratória, com prazos-limite que vão de 2008 a 2014.

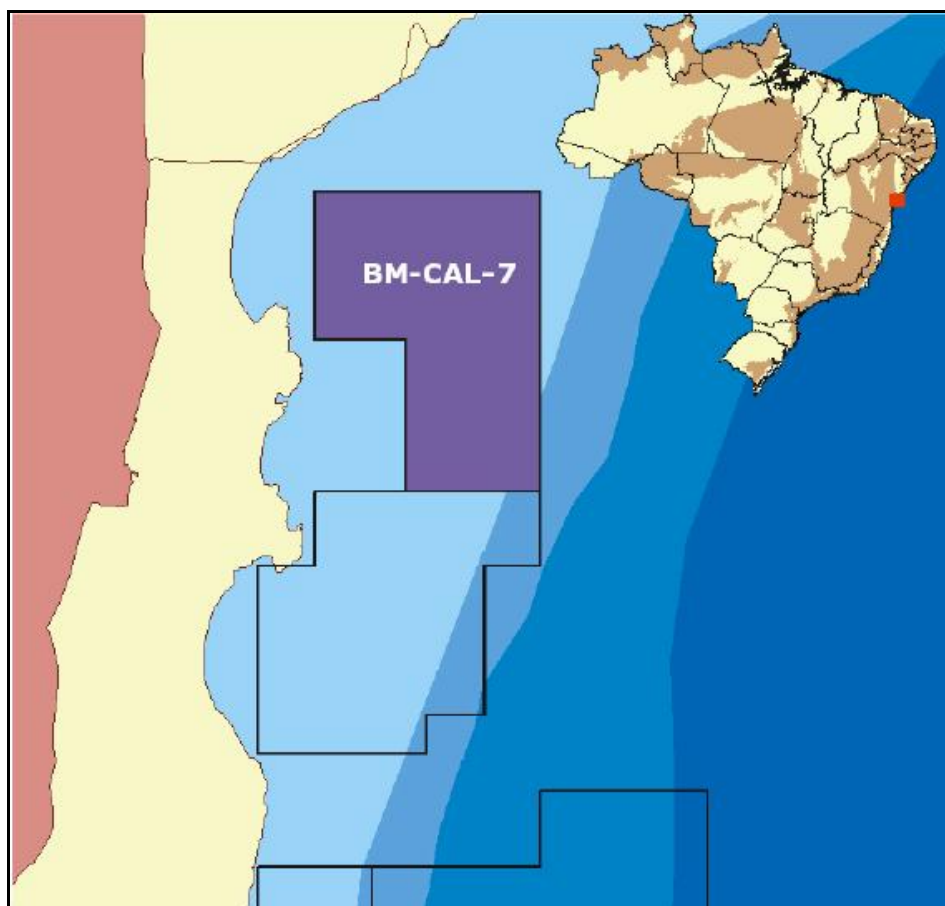


Figura 50 – Localização da bacia de Camamu - Almada  
Fonte: ANP

Jequitinhonha, outra bacia *offshore* da Bahia (Figura 51), tem destaque menor. São dois campos no mar – Dom João Mar e Itaparica, em operação desde os anos 40, produzindo gás e óleo, respectivamente. Para o futuro, as expectativas também são limitadas. São quatro blocos em fase exploratória, sem anúncios de hidrocarbonetos, por enquanto.



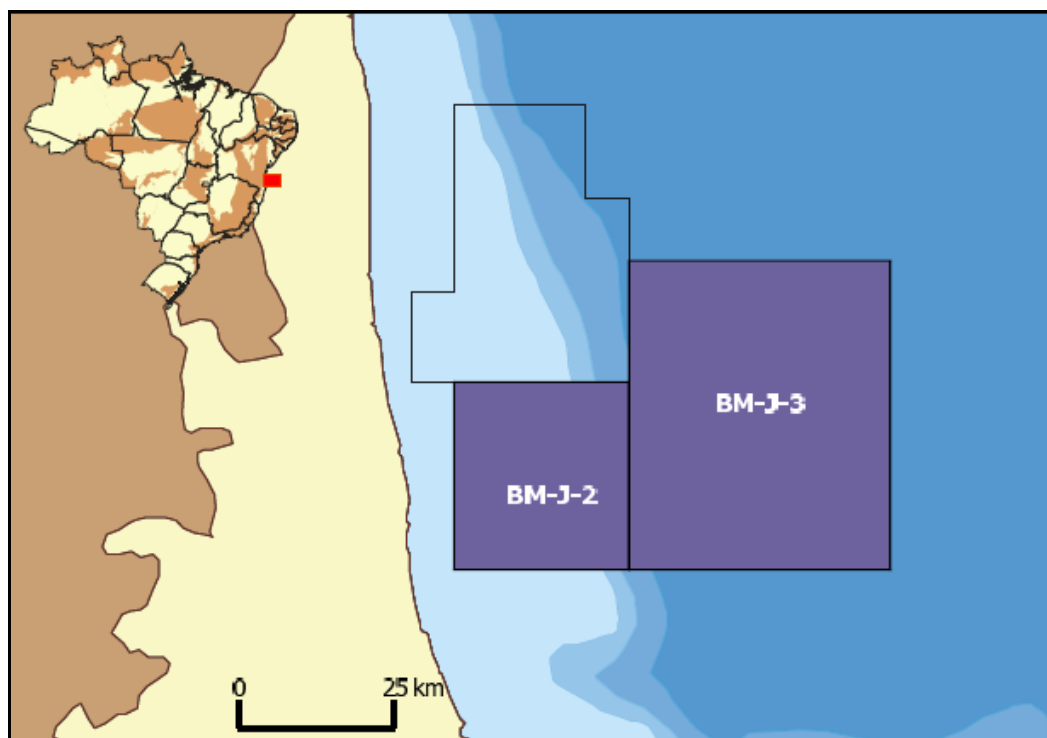


Figura 51 – Localização da bacia de Jequitinhonha

Fonte: ANP

#### Infraestrutura local

Segundo informações da UN-BA, o estado possui um razoável parque fabril para operações *onshore*, mas não tem um mercado estruturado de fornecimento de bens para a atividade *offshore* “A oferta de revendedores/ representantes com cadastro na Companhia é razoável. Não somos, no entanto, auto-suficientes. Ainda dependemos e muito da estrutura do Sul-Sudeste”, avalia o gerente de desempenho e estratégia corporativa da UN-BA, José Reinaldo Guimarães.

“Até hoje, as atividades de E&P na Bahia foram focadas preferencialmente em terra. Para a entrada em produção do campo de Manati e atividades exploratórias nos demais blocos marítimos, a Petrobras está aportando um montante significativo de recursos, com a expectativa de consolidar a produção de óleo e gás no mar. Com isso, há a perspectiva de uma demanda crescente de bens e serviços que até então não ocorria no estado, voltadas para a produção *offshore*”, explica Reinaldo.

De fato, o campo trouxe novos ares para o mercado *offshore* baiano, que estava estagnado. E a construção naval acompanhou o ritmo. A GDK retomou as obras de

construção do terceiro estaleiro do Estado, com investimentos na ordem de US\$ 192 milhões. “Este estaleiro (a Bahia possui mais dois, ativos) será totalmente voltado para a movimentação e construção de navios e plataformas, para atender ao Offshore. Existe ainda a perspectiva de construir um dique seco no município de São Roque”, conta o gerente de operações da agência marítima Lumar, Alberto Conde que atua há cinco anos no mercado marítimo de Salvador, na região chamada de Comércio, onde se concentra um grande número de empresas do ramo marítimo.

#### 4.1.5 Bacia do Espírito Santo

A situação da atividade de E&P

Na Bacia do Espírito Santo, são cinco campos Offshore – Cangoá, Canapú, Cação, Peroá e Golfinho. Mas a UN-ES da Petrobras responde ainda por cinco campos localizados na Bacia de Campos. A Bacia do ES opera com três plataformas do tipo fixa e um navio-plataforma FPSO Capixaba, (Figura 52).

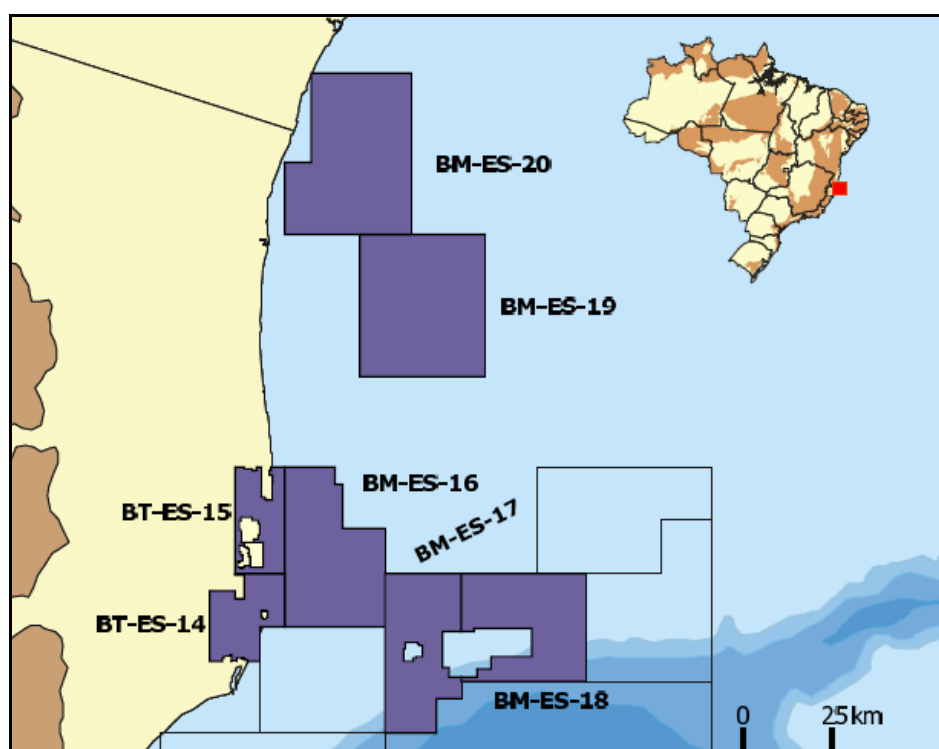


Figura 52 – Localização da bacia do Espírito Santo  
Fonte: ANP

## Infraestrutura local

Isso mostra que a Bacia tende a se desenvolver com rapidez. As empresas locais estão atentas a este mercado, mas pela falta de tradição no segmento, vêm encontrando dificuldades. “Existem ações para aproximá-las da Petrobras, mas na maior parte das vezes, a Petrobras acaba tendo que contratar empresas de grande porte e com experiência no segmento em nível nacional que não têm base aqui”, conta o engenheiro de petróleo da Unidade de Negócios do Espírito Santo (UN-ES), Ricardo Coelho Santos. “Na construção da P-34, por exemplo, quase nenhum fornecedor do projeto é capixaba”, completa.

O estado tem recebido muitas empresas da Bacia de Campos e de outras regiões do país, que são atraídas pelo crescimento das demandas e por incentivos fiscais que o estado oferece, como o Repetro. Trata-se de um instrumento fiscal decretado pelo ex-presidente Fernando Henrique Cardoso, que elimina o pagamento de impostos sobre importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural. Com ele, as empresas podem usar equipamentos vindos de fora por um período, como se fosse um empréstimo, desde que em embarcações internacionais.

Esta situação acirra a concorrência no setor e faz os fornecedores capixabas buscarem alternativas. O IEL (instituto ligado à Federação das Indústrias para aproximar o setor produtivo e as instituições de ensino e pesquisa), por exemplo, coordena o Programa Integrado de Desenvolvimento e Qualificação de Fornecedores (PRODFOR), que entrega um selo anual aos melhores fornecedores locais.

Existe ainda constante negociação por parcerias com o governo do Estado, além do apoio recebido através do convênio Petrobras-Sebrae “A gestão ainda é o maior problema no mercado capixaba, pois a maioria das empresas é familiar. Só agora elas estão buscando treinamento para ter a gestão necessária de um fornecedor, com SMS e Responsabilidade Social”, analisa a gestora do Projeto da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás do SEBRAE/ES, Maíra de Castro.

A capacitação técnica na área de equipamentos é outro desafio desta Bacia. O estado é o segundo em número de faculdades particulares, tendo, por isso, uma mão-de-obra local criativa e qualificada. “Isso é um ponto muito positivo. Mas as empresas precisam investir em capacitação técnica específica. No petróleo, não dá para aprender fazendo, tem que capacitar

primeiro”, afirma Ricardo. Segundo ele, o setor de serviços já é bastante desenvolvido, atendendo inclusive a mercados de outros estados.

#### 4.1.6 Bacia de Campos

A situação da atividade de E&P

De acordo com dados divulgados no Mapa de desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro, elaborado pela Federação das Indústrias do Rio de Janeiro, a Bacia de Campos continua sendo a mais importante do país, “apesar de a Petrobras – a maior empresa petrolífera atuante em território nacional – ter diversificado sua atividade exploratória”, cita o texto. Até 2015, a expectativa, segundo o estudo, é que a Bacia ainda responda por 70% da produção nacional de petróleo.

No plano de negócios da Petrobras para 2006-2011 o estado do Rio receberá 42% dos investimentos previstos. E o mercado tende a continuar em forte expansão, por conta da construção do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro, da participação na Rio Polímeros – Pólo Gás Químico, e do Programa para Renovação de Frota de Transporte Marítimo da Transpetro, que revigorou a indústria naval. Além disso, são nada menos do que 50 campos, sendo 11 em desenvolvimento.

De fato, as perspectivas de E&P na Bacia são muito positivas. Fora os campos que começarão a produzir até 2010, existe uma grande possibilidade de novos projetos para os anos seguintes. Dos 33 blocos licitados desde 1998 na área, todos apresentaram presença de hidrocarbonetos e 14 deles deram origem a 21 campos. E não foi só a Petrobras que colheu louros desta vez. Empresas estrangeiras como Shell e Devon também declararam comercialidade de seus blocos: o BC-10, onde estão os campos de Ostra, Argonauta, Nautilus e Abalone, em fase de desenvolvimento; e o BM-C-8, que originou o campo de Polvo, também em desenvolvimento; respectivamente, na (Figura 53). A Chevron participa da cartela da Bacia, operando o campo de Frade, atualmente em desenvolvimento.

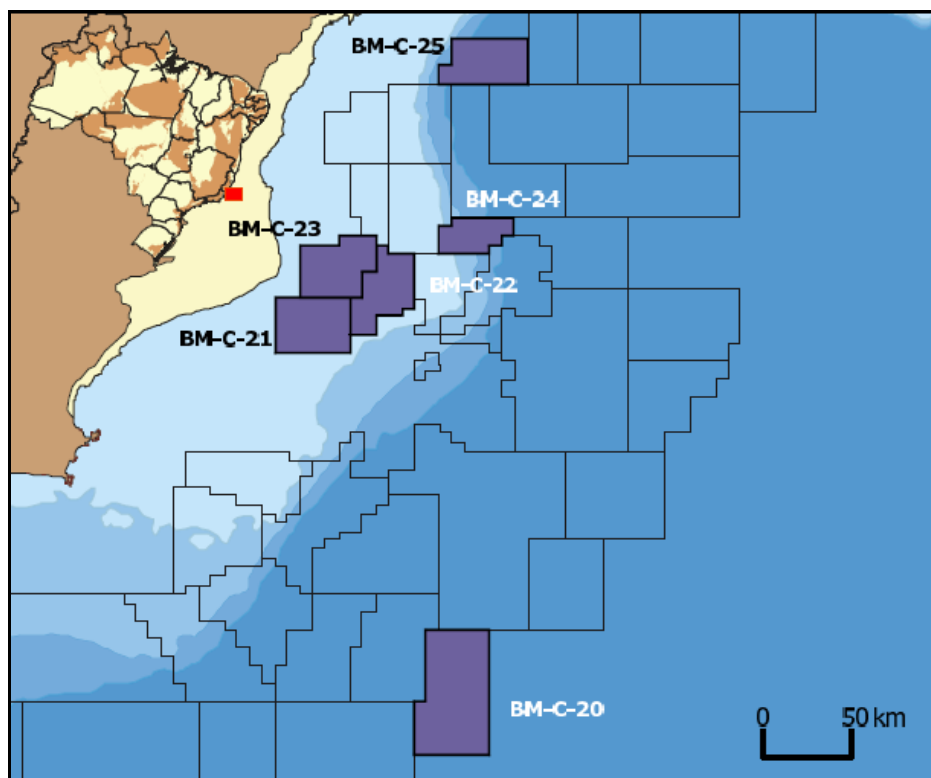


Figura 53 – Localização da bacia de Campos  
Fonte: ANP

E tudo isso gera aumento de demanda. Em Frade, por exemplo, em um dos contratos anunciados pela Chevron estava o do grupo SBM Offshore Group, responsável pela construção do FPSO que irá operar no campo. A SBM, por sua vez, fez um convite aberto para a indústria nacional, publicado em revistas do segmento, listando 37 equipamentos e seis diferentes tipos de serviços para a realização do projeto.

#### Infraestrutura local

Apesar de dividir a administração dos campos com as Unidades de Negócios do Rio e do Espírito Santo, ainda é a UN-BC, com base em Macaé, que responde pelo maior volume de operações na Bacia. “Macaé ainda é o centro gravitacional do grupo. Não só pela posição geográfica entre Espírito Santo e Santos, mas também por ser a maior área de negociação. Nosso único erro, foi não ter construído um grande porto na cidade quando instalamos a base de operações. Isso reduziria muito o tempo e o gasto com o trânsito das embarcações vindas de Vitória e Niterói”, avalia o professor da Coppe/UFRJ, Giuseppe Bacocoli, que participou da escolha do terreno para a sede da Petrobras no município.

Segundo Bacoccoli, o mercado desta região ainda é um dos mais desenvolvidos quando o assunto é petróleo e gás *offshore* e, mesmo com a sobrecarga da indústria nacional e, até mesmo internacional, gerada pelo crescimento das demandas do setor que veio em consequência do aumento do preço do petróleo do mercado mundial, as empresas do estado estão conseguindo atender bem. “O *boom* agora é no grupo de construção e montagem, por conta das grandes encomendas de navios e plataformas”.

#### 4.1.7 Bacia de Santos

A situação da atividade de E&P

Os prognósticos são excelentes também em Santos. Em julho, a Petrobras – junto com suas parceiras no consórcio a BG e a Galp - anunciou a descoberta de óleo leve, mais valorizado no mercado internacional, em águas ultra-profundas, através da perfuração de um poço no bloco BMS-11 no pólo Centro, que ultrapassou pela primeira vez no país uma seqüência de camada de sal com mais de dois mil metros de espessura. Ao ultrapassar as fronteiras da sessão de sal, o setor de E&P nacional amplia suas fronteiras e se destaca no desenvolvimento de tecnologia *offshore* em nível mundial. Tal fato amplia também as possibilidades para as Bacias de Campos e Espírito Santo, que possuem a mesma particularidade em sua formação geológica.

Apesar de não ser uma iniciante – o campo de Merluza produz gás na região desde 1992 e a semi-submersível SS-11 opera em Coral desde 2003 – a região de Santos ainda cresce em ritmo controlado. As grandes demandas mesmo só virão a partir de 2009, com a entrada em operação de Mexilhão, campo descoberto em 2001, com uma megaplataforma prevista para iniciar produção em 2009; com o funcionamento da Unidade de Tratamento de Gás a ser instalada em Caraguatatuba; e com a entrada em operação do campo de Cavalo Marinho. Outros seis campos (Uruguá, Tubarão, Tambaú, Mexilhão, Lagosta e Estrela-do-Mar) estão em desenvolvimento e devem começar a produzir óleo e gás nos próximos anos, (Figura 54).

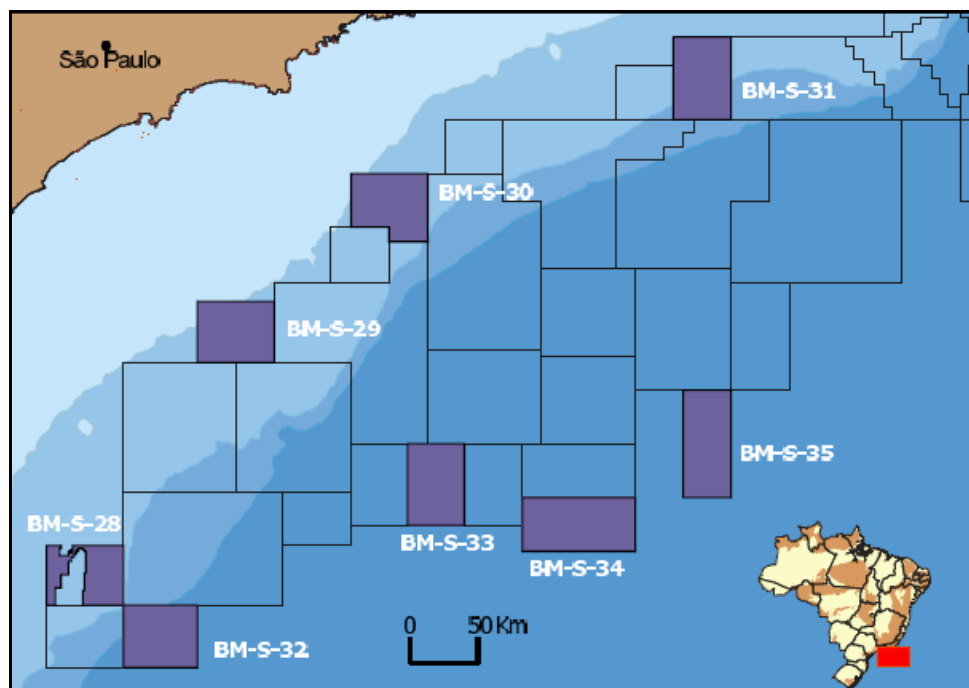


Figura 54 – Localização da bacia de Santos  
 Fonte: ANP

O volume de investimentos da Petrobras na Bacia – US\$ 18 bilhões nos próximos 10 anos – também prova que o mercado tem mesmo grande potencial em longo prazo. O campo de Merluza passará por um upgrade, sua plataforma atual irá aumentar a produção para 2,5 milhões de m<sup>3</sup> de gás em 2008 e uma segunda unidade será instalada no campo. A previsão é que a Bacia receba no mínimo mais 12 unidades novas, três já foram anunciadas oficialmente, as outras nove estão sob sigilo, segundo informações da Petrobras.

#### Infraestrutura local

O estado já possui uma ampla infraestrutura para transporte do gás e do óleo, com terminais aquaviários e terrestres, além de contar com quatro refinarias. Isso facilita a expansão das atividades na região. Mas o mercado local para operações *offshore* ainda é pequeno e está buscando se desenvolver.

A presença do Prominp na região, com cinco fóruns regionais – um em cada refinaria e outro para a área de E&P da unidade - mostra que Santos está investindo na capacitação de seus Recursos Humanos na área. Também já foi iniciado um trabalho de parceria entre o Sebrae e a Petrobras na região para estimular o desenvolvimento dos fornecedores locais. A assinatura do convênio está prevista para outubro.

#### 4.1.8 Bacias do Norte do país

- *Qual a situação da atividade de E&P?*

Das sete bacias sedimentares existentes na região Norte do país, três são em terra, três são mistas (ou seja, com porções em terra e no mar) - Tucutu, Foz do Amazonas (Figura 55) e Barreirinhas (Figura 56) e uma, a Bacia Pará-Maranhão (Figura 57), totalmente *offshore*. Nenhuma delas produz óleo ou gás no mar atualmente por ainda não apresentar vantagens competitivas.

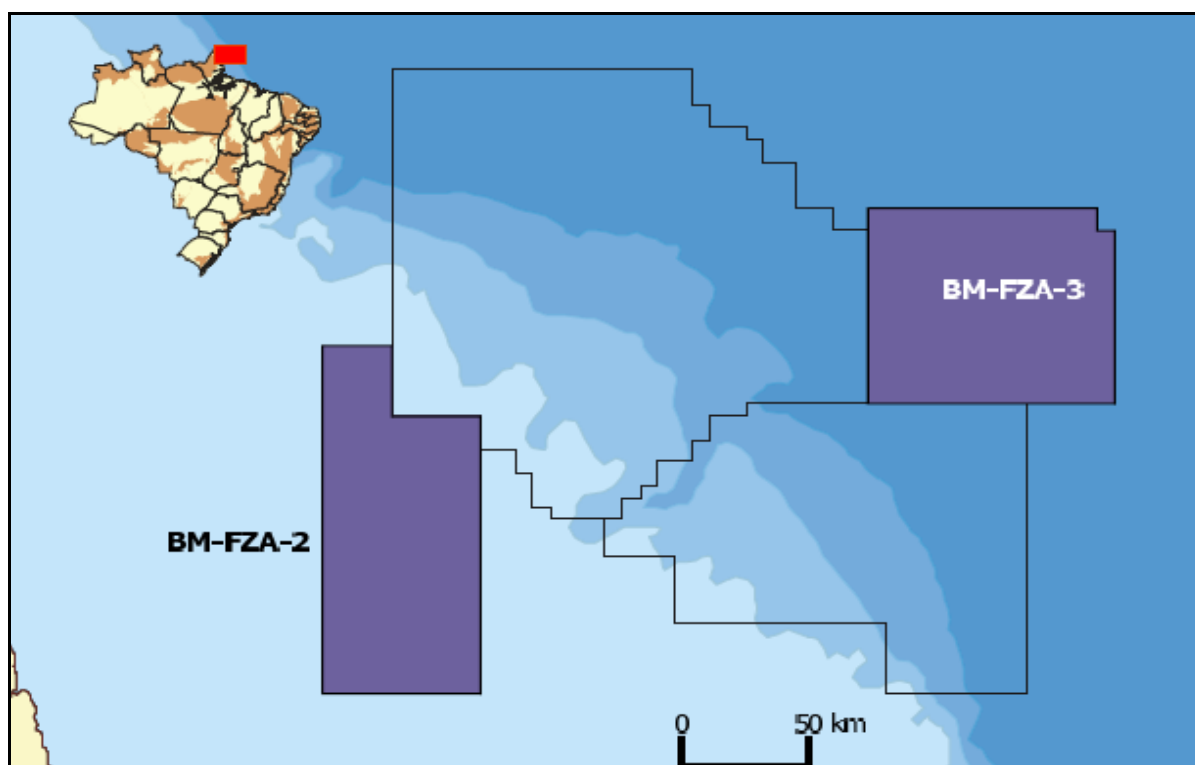


Figura 55 – Localização da bacia da Foz do Amazonas  
Fonte: ANP



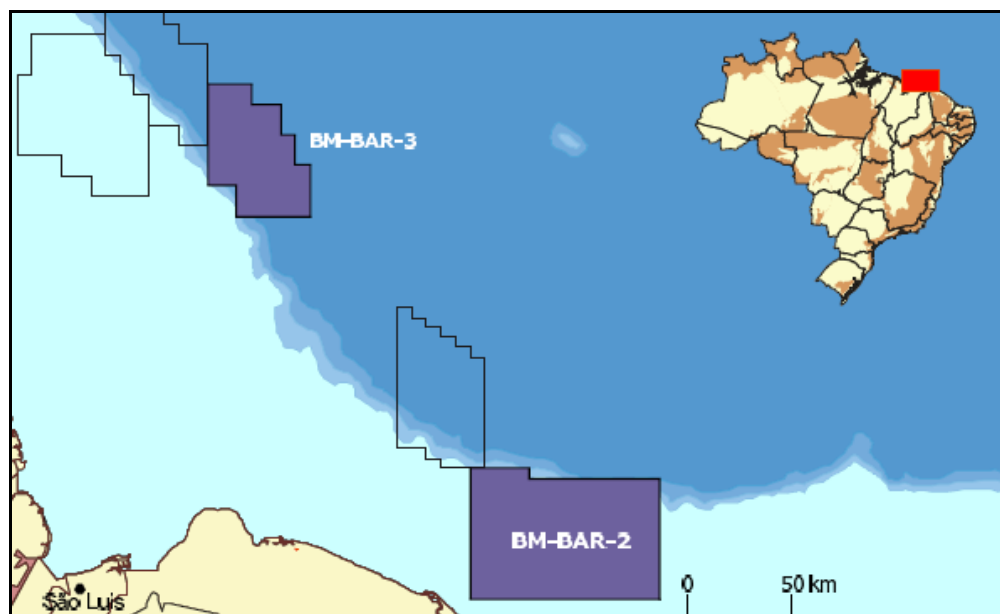


Figura 56 – Localização da bacia de Barreirinhas  
Fonte: ANP

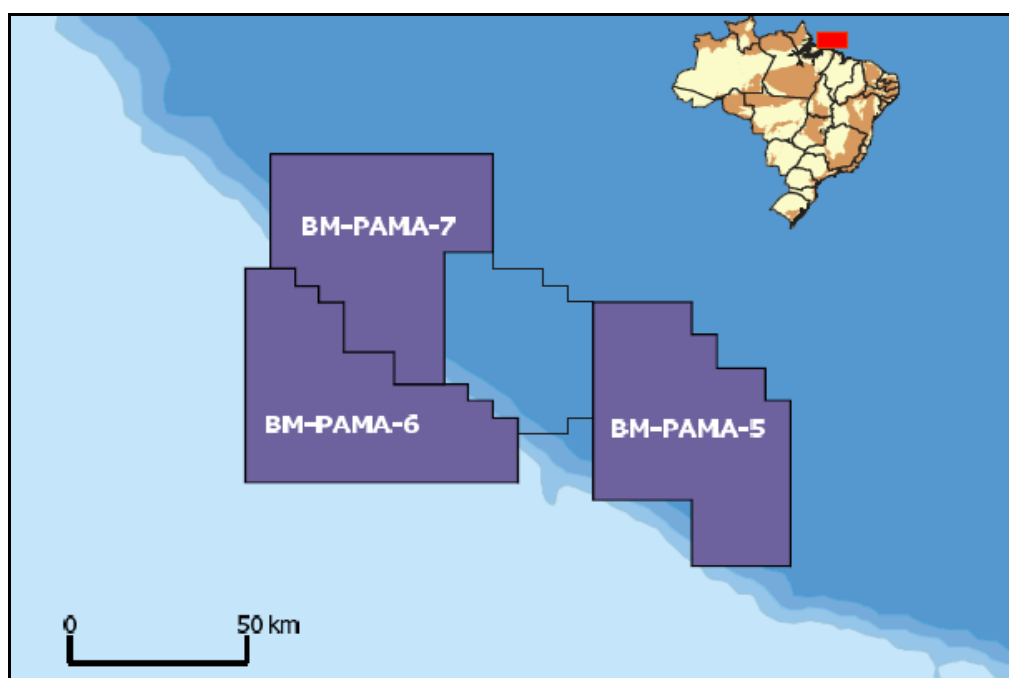


Figura 57 – Localização da bacia de Pará-Maranhão  
Fonte: ANP

De acordo com dados da ANP, a quem as empresas operadoras (*players*) precisam prestar conta no caso de descobertas, na porção *offshore* da região foram detectados indícios de hidrocarbonetos (óleo e gás) em 2001, no bloco BFZ-2, na Bacia Foz do Amazonas, concedido a Petrobras. Entretanto só quando acabar a fase de exploração, período em que são

feitos os estudos sísmicos e a perfuração de poços, é que se terá idéia do potencial de produção no mar.

Já na Bacia de Barreirinhas, tudo que existe são expectativas. Nesta área, existem quatro blocos em fase exploratória: três estão por conta da Petrobras e o outro pela Devon. Nenhuma das operadoras, até agora, constatou presença de hidrocarbonetos nos blocos em questão, mas têm entre 2009 e 2010 para finalizar a etapa de buscas e declarar comercialidade da área tornando-a um campo ou devolvê-las a ANP.

Por enquanto, o forte mesmo na região é a exploração em terra, setor que já está organizado, principalmente devido ao trabalho realizado pelo Programa Cadeia Produtiva de Petróleo & Gás (PCPP&G), resultante do convênio entre a Petrobras e o Sebrae de Amazonas, em prol do desenvolvimento dos fornecedores locais.

#### 4.1.9 Bacia de Pelotas

A situação da atividade de E&P

No sul do país as coisas ainda caminham devagar. As expectativas quanto ao bloco BM-P-2 (Figura 58), único *offshore* da região, só serão consolidadas ou não a partir de 2012, quando se encerra o período adicional da fase exploratória. Em concessão da Petrobras desde 2004, o bloco ainda não teve registro de indícios de óleo ou gás.

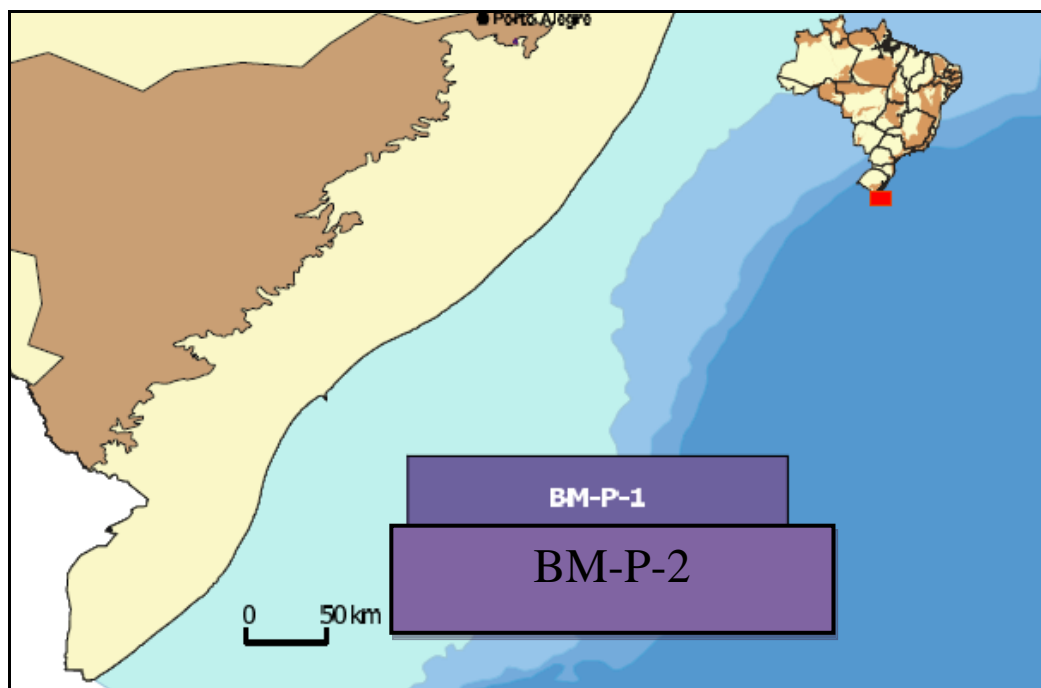


Figura 58 – Localização da bacia de Pelotas  
Fonte: ANP

#### 4.2 Nordeste grandes expectativas e Sudeste consolida seu papel

Apesar de todos os investimentos e expectativas no nordeste do país e o aguardo pelo desenvolvimento das regiões norte e sul, é no litoral do sudeste que se concentram as maiores promessas do mercado *offshore* brasileiro. A região, que já provocava desequilíbrio por conta do peso da Bacia de Campos, ganhou ainda mais força com as descobertas na Bacia do Espírito Santo e Santos (SP). Basta ver os números - na carteira de exploração, o Espírito Santo possui 11% do potencial de hidrocarbonetos do país; a Bacia de Campos, 28,7%; e Santos, 27,3%. Um total de 57% da carteira nacional.

O número de poços em mar também revela o peso das ‘três irmãs’, como o professor da Coppe/UFRJ, Giuseppe Bacocoli, se refere às bacias - elas somam 291 poços, contra 104 nas outras bacias *offshore* atualmente. No plano da Petrobras para 2006-2010 as três agruparão 197 dos 368 poços a serem perfurados. Isso sem levar em conta que as principais descobertas de gás natural, óleo leve e pesado, ocorridas entre 2002 e 2005, também foram no sudeste. “Cerca de 82% de todo óleo que esperavam descobrir estão aqui. E isso dá a base para uma visão promissora na região”, analisa.

Somando a retomada do nordeste a este quadro, tudo indica que as perspectivas do cenário *offshore* brasileiro são muito otimistas e que paralelo a este crescimento toda a cadeia vem se desenvolvendo. Com vários desafios, que vão desde a gestão financeira da empresa até o atendimento dos requisitos para disputar um contrato, os fornecedores locais tentam se preparar para estarem aptos a este mercado.

Em quase todas as regiões com bacias *offshore*, o Sebrae e a Petrobras desenvolvem um trabalho para promover a capacitação das micro e pequenas empresas, a fim de que estas possam atender ao segmento. A Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Onip), por sua vez, contribui estimulando uma maior participação nacional nos projetos de E&P da Petrobras e de operadoras estrangeiras como Chevron, Devon e Shell. O Senai e o Prominp contribuem com a qualificação da mão-de-obra, em nível nacional.

A indústria brasileira – seja de equipamentos ou serviços – está atenta às novas oportunidades que surgem. Correm contra o tempo para chegar ao objetivo final que é ter uma parte dos grandes contratos que envolvem o setor. Com as informações em mãos, agora só resta acelerar o ritmo e garantir a vitória nesta corrida.

#### 4.3 Considerações preliminares

Da análise da história da exploração de petróleo no Brasil e os resultados alcançados pode-se concluir que há ainda inúmeros desafios para os atores envolvidos nesta importante atividade econômica.

Para a ANP o grande desafio será o de promover e incentivar a ocupação com atividades de exploração em todas as bacias sedimentares brasileiras. A atividade, que envolve grande risco e substantiva exposição financeira, é fortemente impactada pela oferta e demanda internacional de óleo.

Com a recente abertura à exploração pela maioria dos países onde existe potencial petrolífero, a competição para atração de investimentos de risco é extremamente elevada. O enorme conhecimento adquirido principalmente nas últimas quatro décadas, pelo esforço da Petrobras, dos contratos de risco e das comunidades acadêmico-científicas do país, vai

contribuir para que o órgão regulador promova a adequada gestão de exploração de petróleo no Brasil.

As bacias sedimentares brasileiras têm grande diversidade geológica e, como conseqüência, riscos exploratórios diferenciados. O potencial petrolífero remanescente das bacias brasileiras e a nova legislação vigente podem criar as condições para atrair investimentos brasileiros e internacionais. Um regime fiscal adequado ao risco das bacias brasileiras e as condições contratuais das concessões são condições básicas para o crescimento dos recursos petrolíferos brasileiros. O porte do mercado consumidor brasileiro, em expansão, constitui-se também em grande atrativo a investimentos em exploração e produção no país.

As perspectivas futuras sinalizam, sem dúvida, para um cenário exploratório onde as parcerias e as futuras licitações deverão tornar o ambiente exploratório mais ágil e competitivo, com trocas de experiência, conhecimento e tecnologia entre as empresas participantes, processo este que, se adequadamente gerenciado, trará um efetivo ganho para o País sob a perspectiva do fornecimento energético.

## 5 A MATRIZ ENERGÉTICA

### 5.1 A matriz energética nacional no contexto internacional

Matriz energética é uma representação quantitativa da oferta de energia, ou seja, da quantidade de recursos energéticos oferecidos por um país ou por uma região.

A análise da matriz energética de um país, ao longo do tempo, é fundamental para a orientação do planejamento do setor energético, que tem de garantir a produção e o uso adequado da energia produzida permitindo, inclusive, as projeções futuras.

Os serviços energéticos são essenciais para a sociedade, sendo de competência do Estado à garantia do fornecimento regular e de qualidade, seja diretamente ou por meio de concessionários.

Uma informação importante, obtida a partir da análise de uma matriz energética, é a quantidade de recursos naturais que está sendo utilizada. Dispor desta informação nos permite avaliar, se a utilização desses recursos está sendo feita de forma racional.

O crescimento contínuo da demanda energética global e as limitações naturais da principal fonte de energia usada hoje pela humanidade, o petróleo, impõem a necessidade de diversificar a atual matriz, com prioridade para fontes renováveis e limpas, uma vez que a queima de combustíveis fósseis vem ocasionando impactos ambientais catastróficos de dimensões planetárias.

O desenvolvimento industrial dos últimos séculos está intrinsecamente conectado com o aumento massivo da energia gerada pela queima de combustíveis fósseis. A continuidade deste ciclo nos leva a uma pergunta crucial - qual a quantidade de petróleo disponível no mundo, e principalmente, qual será a velocidade de exploração e consumo do mesmo?

A questão energética assume o caráter de desafio para os países em desenvolvimento, quando se constata que os 850 milhões de habitantes das nações desenvolvidas consomem mais da metade da energia do mundo, e que esta já atinge mais de oito bilhões de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) por ano (Tabela 5).

Tabela 5 - Consumo de energia elétrica em diferentes países (consumo Kwh / habitante)

País	kWh/habitante	País	kWh/habitante
Noruega	25.000	Hong Kong	5.200
Canadá	16.000	Irlanda	5.000
Estados Unidos	12.500	Rússia	4.800
Austrália	9.500	Espanha	4.300
Bélgica	7.300	Bélgica	7.300
Emirados Árabes	6.800	África do Sul	4.000
França	6.600	Portugal	3.600
Hungria	3.300	Malásia	2.600
Polônia	3.200	Uruguai	2.400
Cazaquistão	3.150	Jamaica	2.350
Líbano	3.000	Guina Francesa	2.300
Venezuela	2.850	Romênia	2.200
Croácia	2.800	Argentina	2.100
Líbia	2.680	Brasil	2.000

Fonte: Ortega Filho (2003)

O consumo por habitante das nações desenvolvidas teria sido, assim, cerca de oito vezes o das nações em desenvolvimento ou subdesenvolvidas. Nesse contexto, o planejamento energético se impõe como único instrumento capaz de promover a diversificação da matriz no ritmo e com o perfil necessários para garantir o crescimento sustentável, evitando tanto os desastres ambientais como crises econômicas causadas por eventuais discontinuidades e insuficiências no suprimento de energia.

Planejar, a partir de dados reais e de projeções de futuro bem embasadas, tornou-se imprescindível, sobretudo num contexto em que vários países, conscientes dos riscos decorrentes de uma demanda energética maiores que a oferta, vem incrementando o protecionismo na área energética, em detrimento da colaboração e do planejamento energético conjunto.

Prevalecendo à configuração atual da economia internacional, o que é provável com um nível mínimo de condições materiais de vida e de consumo de energia, teremos uma demanda energética superior a oferta em um horizonte facilmente previsível.

A Interação entre as comunidades, e as relações destas com determinado recurso energético, torna mais fácil identificar as práticas que concorrem para a degradação ambiental, este é o primeiro passo para uma mudança estrutural e cultural.

No processo de desenvolvimento sustentável mundial, os padrões de produção de energia, sua distribuição e seu uso são cruciais para melhoramentos contínuos na qualidade de vida.

Nesse contexto, as áreas relativas à energia e meio ambiente, bem como à energia e transporte, são fundamentais. Além disso, a busca pela eficiência energética torna-se vital, consolidando-se como um fator essencial a ser considerado.

Os estudos, para prever em que momento o petróleo poderia se esgotar datam de décadas, haja vista a quantidade de projeções realizadas por um profundo estudioso deste tema M.K. Hubbert, que desenvolveu um método estatístico para provar a sua teoria, hoje mundialmente conhecido pelo nome de curva de Hubbert.

Este estudioso analisou o consumo de petróleo no período de 1859 a 1969 chegando a cifra de 227.000 milhões de barris no mundo, entretanto metade desse petróleo foi extraída nos primeiros cem anos, mas a segunda metade, em somente 10 anos (de 1959 a 1969). Todas as análises de mercado mostram uma tendência de consumo superior a produção, como pode ser visto na (Figura 59).



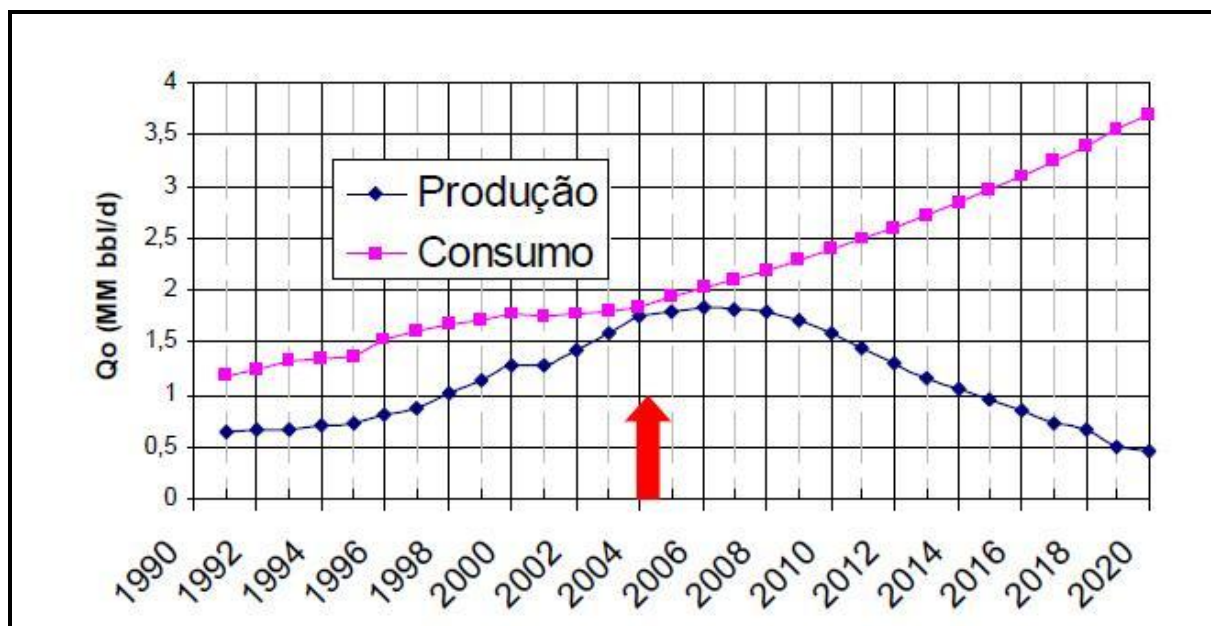


Figura 59 – Projeção entre produção e consumo de petróleo desde 1990 á 2020  
 Fonte: ANP 1996

No momento a maior duvida é quanto à confirmação desta tendência de consumo, pois se a mesma continuar, a reserva existente serão exploradas até seu esgotamento em pouco tempo. O problema crucial não é realmente até quando haverá reservas de petróleo, mas sim, os conflitos e contradições inerentes a uma civilização do petróleo, que requer enormes fluxos de energia.

O grande desafio da manutenção desta relação Reserva/Produção no Brasil refere-se a curva de demanda conforme indica a (Figura 59). Segundo dados da Unicamp (2003) e projeções efetuadas pela ANP, para manter a relação reserva/produção nos patamares atuais e considerando a curva de demanda de petróleo até 2011, será necessário provar a existência, por ano, de cerca de 1,6 bilhão de barris de petróleo, volume que caracteriza um campo gigante, para que a hipótese de auto-suficiência se mantenha de maneira sustentável por um período mínimo de cinco anos.

Para manter o ciclo de geração de novas jazidas é necessário que o atual governo possibilite a ANP fomentar uma política ostensiva de Levantamentos Básicos das Bacias Brasileiras envolvendo mapeamentos geológicos, geofísicos, dentre outros, de modo que a auto-suficiência não seja efêmera e possa ser mantida dentro de um prazo sustentável (SUSLICK, 2007).

A projeção de novos cenários implica que devemos trabalhar com uma grande complexidade de dados envolvendo situações futuras de desenvolvimento de mercado, tanto nacional quanto internacional. Neste trabalho faremos projeções para horizontes de tempo que variam de 20 e 40 anos, para tanto iremos usar a metodologia utilizada pela EPE/Empresa de Pesquisa Energética, que por sua vez utiliza métodos consolidados internacionalmente.

Falaremos, em um primeiro momento, do prognóstico para o desenvolvimento industrial atual e para os próximos anos, visto que para se atingir os índices projetados de desenvolvimento são indispensáveis fontes de energia, que possibilite o avanço da industrialização.

## 5.2 Os maiores consumidores de energia

Ao analisarmos o mercado sob enfoque macroeconômico temos os seguintes dados: os EUA possuem cerca de 5 % da população mundial e consome algo em torno de 26 % de todo petróleo mundial, certamente que existem outros grandes centros consumidores como China, Índia, Rússia, entre outros, mas o maior consumo de energia é sem dúvida é os USA (Figura 60).

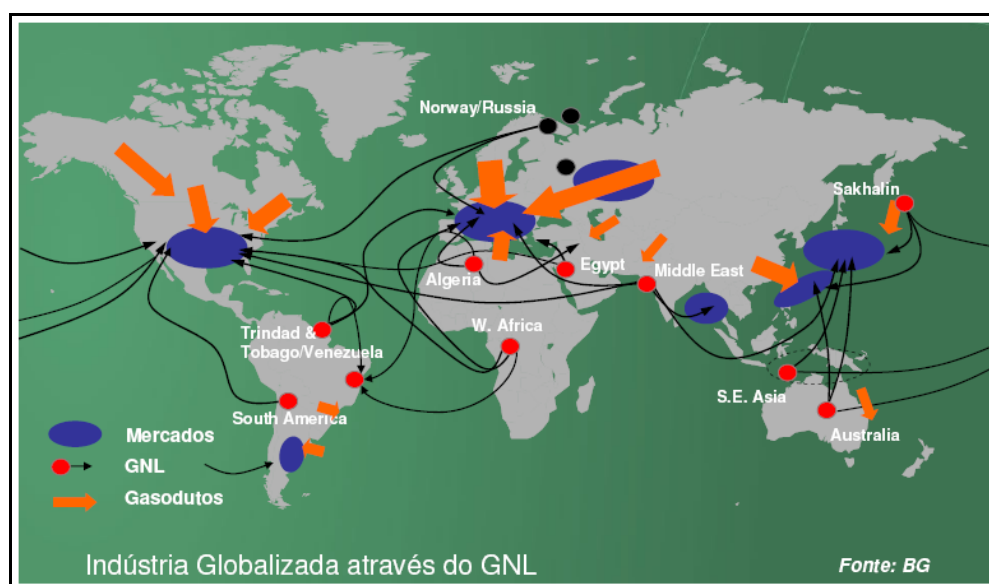


Figura 60 - Integração dos maiores centros consumidores de gás natural  
Fonte: BG

A (Figura 61) a seguir mostra o preço do gás em diversas partes do mundo, sendo que estes valores possuem pouca probabilidade de alteração a curto prazo. A estabilidade no preço

de gás na Europa e Estados Unidos se deve em grande parte ao fato de muitos países possuírem reservatórios subterrâneos o que garante estoques para períodos de grande demanda por este energético.

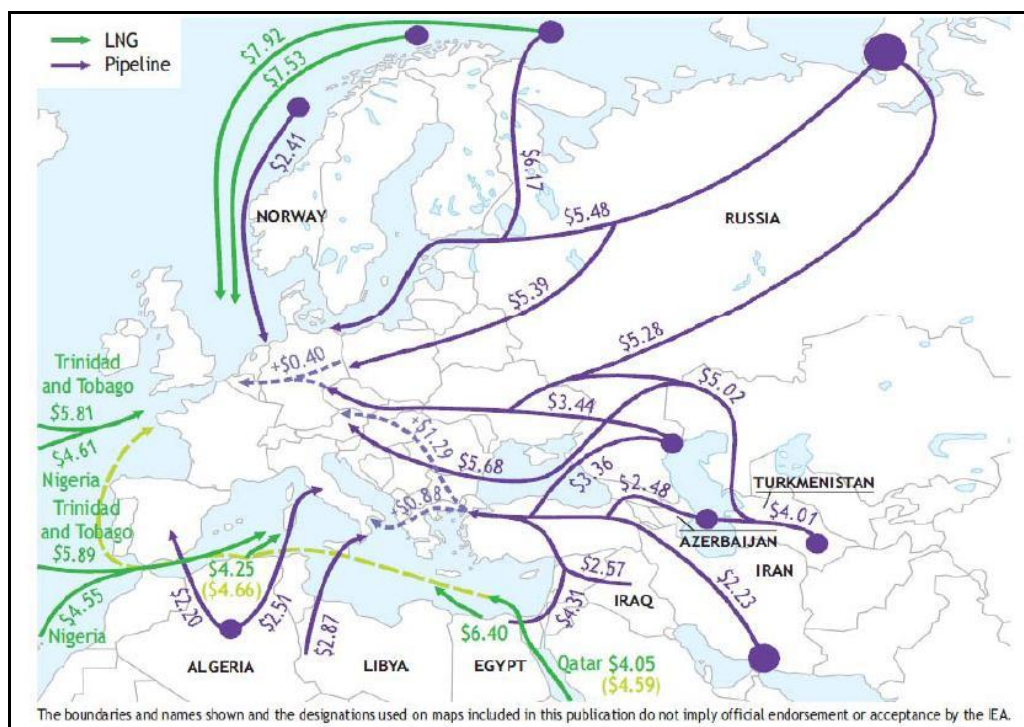


Figura 61 – Preços médios praticados no comércio internacional de gás natural (Europa, Ásia e África do Norte)

Fonte: IEA

Considerando o desenvolvimento industrial de diversos países a IEA propõem diversos cenários de demanda internacional de gás natural, sendo que dois países encabeçam a lista dos maiores consumidores China e Índia.

Ao extrapolar estes dados de desenvolvimento industrial a China e a Índia podem nos próximos 30 anos triplicar o seu consumo atual, com isso estes países devem ultrapassar o consumo dos USA.

Com exceção da indústria bélica, a indústria do petróleo é sem dúvida uma das que maior lucro auferem, algo entorno de 2 a 5 bilhões de dólares anuais, sendo uma das mais poderosas do mundo, compreendendo-se por indústria de petróleo não somente as reservas, mas também produtos petroquímicos, plásticos e remédios. A agricultura, por exemplo,

depende em grande parte do petróleo - não somente para o combustível dos tratores, mas também pelos fertilizantes, herbicidas, inseticidas.

Em 1910 havia (25.000 tratores) nos EUA, em 1960 já havia quatro milhões e meio. O uso de fertilizantes aumentou de 13 milhões em 1950 a 130 milhões de toneladas em 1990 e o uso de pesticidas passou de 90.000 quilos a 2.900 milhões de quilos.

Os valores em torno de toda infraestrutura do petróleo tendem a gerar economias de escala com grande concentração no poder, o que favorece tensões econômicas, políticas, sociais e ambientais. Desde 5.000 anos atrás que o homem luta para manter as suas fontes de energia. A história do desenvolvimento humano está cheia de conflitos por fontes energéticas.

Em 2000, o valor das fusões e aquisições corporativas alcançou 15 bilhões de dólares superando o PNB de 182 países. O controle de fluxo energético e da infraestrutura tecno-econômica da era do petróleo exige um investimento cada vez maior em equipamento militar, devido a isso, a política de defesa é o pólo industrial mais importante nos Estados Unidos. O Departamento de Defesa absorve 90 % do orçamento em pesquisas aplicadas à engenharia eletrônica, e o 88 % da pesquisa em informática (Regnasco, 2008).

### 5.3 **Desenvolvimento vs demanda**

Para contextualizar o leitor no sentido correto do que vem a ser consumo de energia, é importante identificarmos as formas pelas quais o consumo de energia evolui dentro do desenvolvimento dos países.

O Brasil ao longo do último século experimentou um intenso desenvolvimento econômico, refletido numa crescente demanda de energia primária. Entre os fatores que determinaram tal crescimento, alinham-se: um expressivo processo de industrialização com a instalação de plantas energo-intensivas e uma notável expansão demográfica, acompanhada de rápido aumento da taxa de urbanização.

Se considerarmos apenas o período a partir de 1970, a série histórica da evolução do consumo de energia e do crescimento populacional indica que naquele ano a demanda de energia primária era inferior a 70 milhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo),

enquanto a população atingia 93 milhões de habitantes. Em 2000 a demanda de energia quase triplicou, alcançando 190 milhões de tep, e a população ultrapassava 170 milhões de habitantes.

O crescimento econômico não foi uniforme durante o este período. A taxa média anual de 3,5%, oscilou de 5,5% em 1970-80, a 2,2% e 3% nas décadas seguintes, quando o crescimento apresentou volatilidade em razão de crises macroeconômicas.

No entanto, mesmo nos períodos de taxas menores — como aqueles que se seguiram aos planos Cruzado e Real — sempre se verificou significativa expansão do consumo de energia nos intervalos em que houve uma expansão mais vigorosa da economia. Isso indica que em um ambiente de maior crescimento econômico deve se esperar maior crescimento da demanda de energia.

Em conformidade com a prospectiva, que se pode formular para a economia brasileira, os estudos de longo prazo conduzidos pela EPE apontam forte crescimento da demanda de energia nos próximos 25 anos. Estima-se que a oferta interna de energia crescerá a 5% ao ano no período 2005-2010 e que nos anos subseqüentes haverá um crescimento menor — de 3,6% e 3,4% ao ano nos períodos 2010-2020 e 2020-2030 respectivamente, devido, sobretudo, a uma maior eficiência energética tanto do lado da demanda como da oferta.

Este crescimento, no entanto deve ser qualitativamente diferente. Além de um crescimento sustentado, pode-se esperar um aumento muito mais intenso da renda *per capita* e também uma melhor distribuição de renda. Esses fatores, aos quais se soma o consumo de energia *per capita* atualmente muito baixo para os padrões mundiais (de 1.190 tep/10<sup>3</sup> hab.), justificam o crescimento da demanda nacional de energia para 3,8% ao ano em 2030, superando 550 milhões de tep. Conforme as projeções apresentadas na (Tabela 6) abaixo.

Tabela 6 - Percentual de crescimento populacional

Área/ Período	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025
Mundo	1,17%	1,05%	0,96%	0,89%	0,80%
Brasil	1,20%	1,12%	1,02%	0,90%	0,78%
Países de renda baixa	1,74%	1,58%	1,43%	1,31%	1,20%
Países de renda media	0,88%	0,80%	0,75%	0,70%	0,60%
Países de renda alta	0,50%	0,34%	0,22%	0,18%	0,11%

Fonte: IEA

Estima-se que a população mundial em 2025 seja de cerca de 7,7 bilhões de habitantes e a do Brasil, 219 milhões. As projeções podem até não se confirmar quanto ao desenvolvimento demográfico, mas com certeza deve se confirmar quanto ao aumento da demanda por recursos energéticos.

#### 5.4 Consumo de energia vs setor de consumo

O perfil de consumo final de energia varia muito de setor para setor como pode ser averiguado na (Figura 62). O setor industrial consome 44,7% da energia total e quase a metade da energia elétrica, sendo o maior consumidor de combustíveis em geral.

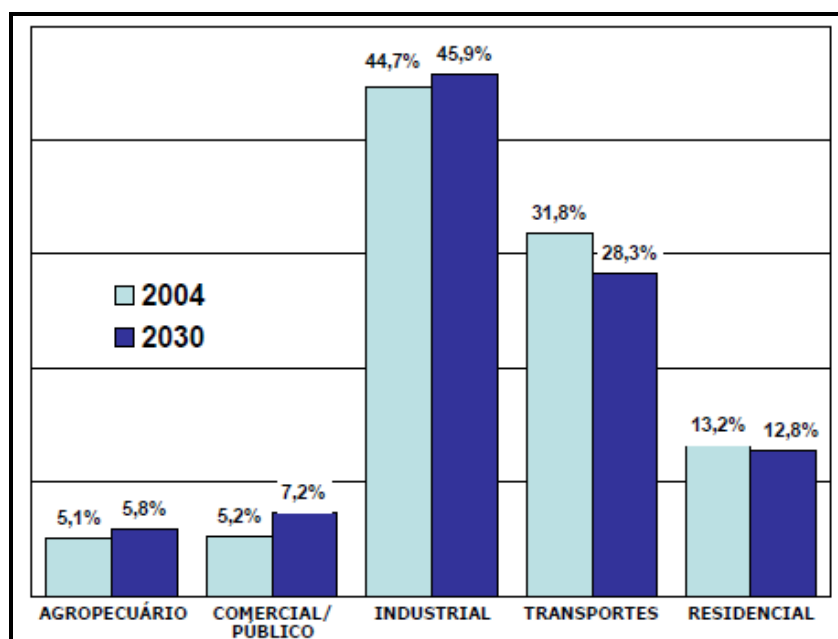


Figura 62 – Consumo de energia distribuído por setor econômico no Brasil  
Fonte: EPE (2004)

No mundo a participação das fontes renováveis (hidráulica, biomassa, solar, eólica e geotérmica) na oferta interna de energia pouco se alterou nas últimas três décadas, igual a 13,1% em 2004. A biomassa segue sendo a fonte de energia renovável mais utilizada no mundo, embora tenha passado de 11,3% em 1973 para 11,0% em 2004, enquanto houve um crescimento de 22% na hidráulica, passando de 1,8% em 1973 para 2,2% em 2004, segundo a EPE.

A grande participação da biomassa e o reduzido emprego do gás natural são características, que distinguem a indústria brasileira em relação a outros países de patamar equivalente de industrialização. Grande parte do consumo industrial de energia concentra-se relativamente em poucos subsetores. Alguns destes são especialmente intensivos no uso de energia em relação ao valor do produto.

Os setores, comercial, público e residencial consomem relativamente pouco combustível. A razão disto está na menor necessidade de calefação de ambientes e o reduzido emprego de gás natural que, em alguns casos, poderia competir com a eletricidade.

A energia elétrica domina estes setores, suprimindo 75% do total de energia consumida no comercial e público e 46% do residencial. Deve ser ressaltado, que ha pouca oferta de eletricidade gerada por termoelétricas brasileiras se compararmos o aproveitamento desta fonte de energia no resto de mundo.

O setor dos transportes é o maior consumidor direto de combustíveis fósseis, apesar da expressiva participação do álcool.

No Brasil, o transporte rodoviário é predominante, seja para carga seja para passageiros. A participação da modalidade rodoviária no consumo energético total dos transportes aumentou de 84,6% em 1986 para 90,7% em 1996, mais alta que a média da OCDE ou muitas economias emergentes. A frota de veículos rodoviários tem crescido constantemente a taxas bem superiores ao crescimento econômico, o que colabora para aumentar o consumo de insumos energéticos.

### 5.5 Fatores que influenciam no consumo de energia

Certamente podemos afirmar que o desenvolvimento demográfico é um dos principais itens a impactar a demanda por energia, visto que a configuração da economia é fortemente influenciada pelos padrões de consumo. Por exemplo, a expansão urbana acarreta a necessidade de se criar novos equipamentos de infraestrutura e locomoção, o que trás consigo a necessidade de mais geração de energia.

Entretanto ao analisarmos a elasticidade da energia em relação ao PIB podemos ver uma relação inversa, isso ocorre em função do desenvolvimento tecnológico que possibilitou melhoria nos motores e conseqüentemente menor consumo por equipamento, como podemos ver na (Figura 63) abaixo.

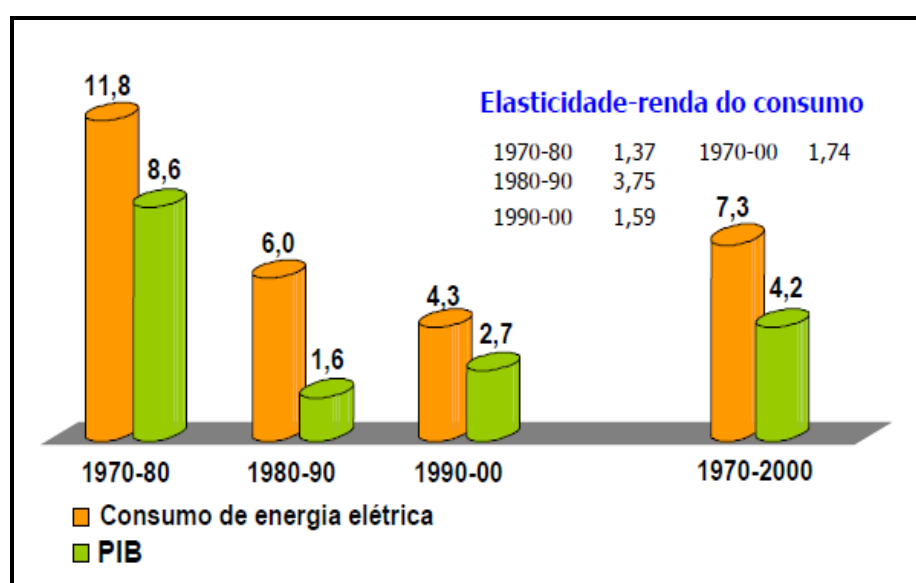


Figura 63 – O PIB influencia fortemente o consumo de energia  
Fonte: EPE (2005)

A (Figura 64) apresenta uma tendência natural de, em momentos de crise, o governo oferecer linhas de crédito o que aumenta a quantidade de equipamentos consumidores de energia. Este fato revela uma tendência comportamental que se repete com grande frequência.



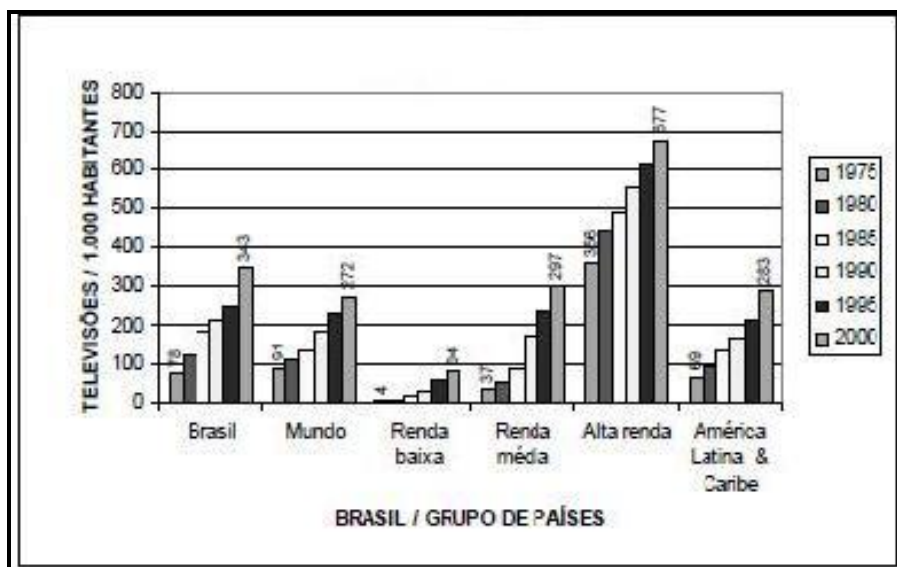


Figura 64 – Consumo de bens duráveis televisão por países em desenvolvimento  
Fonte: Holdren (2006)

Desde o desenvolvimento industrial o homem vem procurando incansavelmente meios de tornar a vida moderna mais confortável - onde é muito quente temos o recurso do ar condicionado, já onde é muito frio temos o aquecedor, para ir a lugares distantes dispomos de aviões ou de ônibus, estes equipamentos são todos movidos a algum tipo de combustível (Figura 65) sendo ele de origem fóssil ou não.

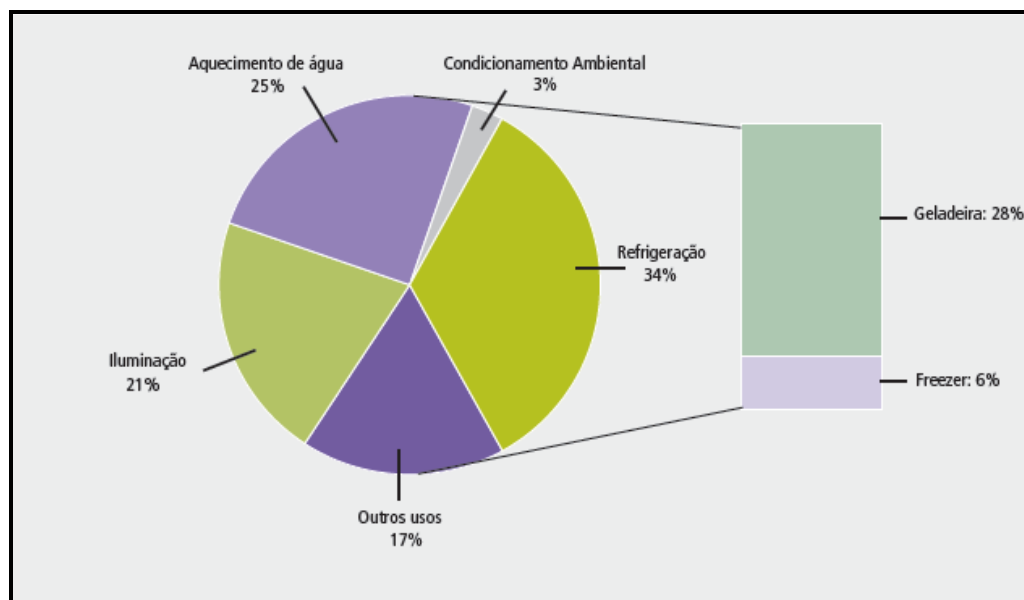


Figura 65 – Oferta de novos equipamentos e o consumo de energia  
Fonte: IPCC (2008)

Nos últimos anos a evolução industrial desenvolveu inúmeros aparelhos para o nosso cotidiano, entretanto este conforto tem o seu preço – temos em virtude da grande quantidade de poluentes na atmosfera o problema das alterações globais de temperatura, que nos últimos anos tem somado níveis alarmantes.

Embora os efeitos nocivos da queima de combustíveis fosseis sejam de amplo conhecimento há séculos, somente nos anos 60 se pode perceber de forma efetiva o impacto causado. Muitos estudos se concentram nas cidades ou especificamente em sistemas individuais para quantificar as causas das mudanças globais de temperatura.

Em resposta ao aumento global de temperatura em 1997 líderes de 84 nações assinaram o Protocolo de Kyoto. Este documento estabeleceu que os países com alto grau de industrialização seriam responsáveis por diminuir a quantidade de emissões de gases que provocam o efeito estufa.

O *Intergovernmental Panel on Climate Change/ IPCC*, através de diversos estudos realizados por pesquisadores de varias parte do mundo, assume que as alterações climáticas de temperatura estão a um nível alarmante, entretanto podemos ver pela (Figura 66), que períodos com variações muito mais intensas de temperatura ao longo da historia, já foram observados.

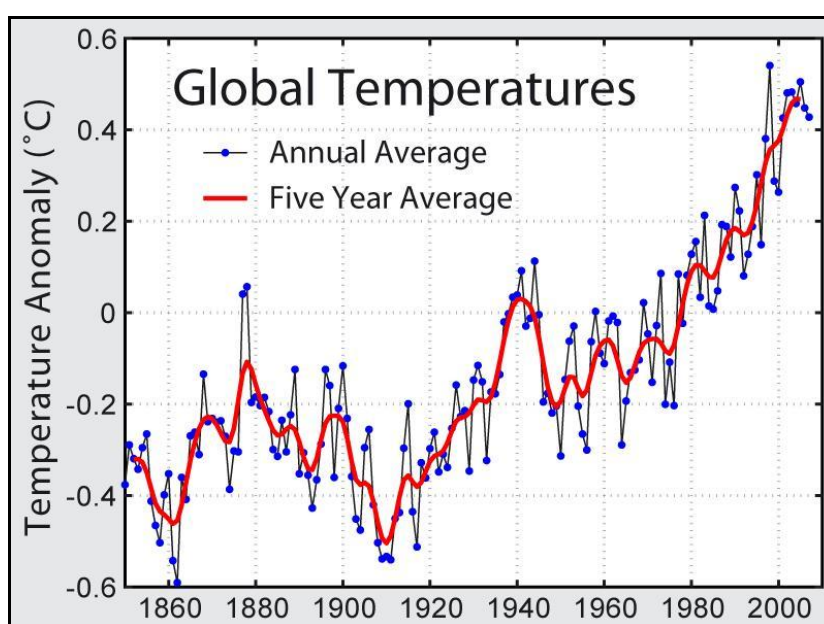


Figura 66 – Variações de temperatura ao longo do período histórico  
Fonte: DOI (2006)

Com a entrada em vigor do Protocolo de Kyoto, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo oferece grandes oportunidades para a implantação de tecnologias limpas de produção de energia, com recursos oriundos de países desenvolvidos, e a utilização de combustíveis renováveis.

O Protocolo requer, que os países industrializados reduzam a emissão total de gases formadores do efeito estufa em pelo menos 5% em relação aos níveis de 1990, até o período entre 2008 e 2012. Essa meta é distribuída de forma diferente entre as nações, cabendo 8% para a União Européia, 7% para os EUA e 6% para o Japão. Para países em desenvolvimento não foram atribuídas metas.

Este acordo ainda prevê que os países industrializados, que não conseguirem atingir as metas propostas, podem ainda adquirir créditos de carbono dos países que não precisam diminuir a quantidade de emissões, devido a diversos fatores, como por exemplo, o Brasil que faz uso de varias fontes de energias alternativas e de pouco impacto na atmosfera.

A ratificação do Protocolo de Kyoto, não foi assinada pelos maiores poluidores do planeta, A China e os estados Unidos, desta forma ate 2009, as propostas surgidas desta conferência ainda não haviam sido implementadas no seu todo, particularmente por estes países associarem a implementação das limitações a produção de CO<sub>2</sub> a uma possível redução no seu potencial econômico.

No final de 2009, ocorreu em Copenhague o COP 15 uma nova reunião onde os países ratificaram o Protocolo de Kyoto, dentro os participantes Estados Unidos e a China foram os que apresentaram propostas mais concretas para a redução dos níveis de CO<sub>2</sub> na atmosfera. Este fato se deve em grande parte devido os custos que tendem a aumentar se não houver mudanças urgentes nos modos de consumo internacional e para impor regras a melhor estratégia é dar o exemplo.

Ainda permanece nas pautas de diminuição de emissões de CO<sub>2</sub> as compras de créditos de carbono, as mesmas podem ser realizadas no mercado financeiro criado especialmente com este objetivo. Existem ainda outras opções – como por investir em atividades que visem diminuir o consumo de combustíveis fósseis.

Os cientistas defendem a tese de que a situação climática chegou a este ponto devido ao fato de que a maioria dos países colocou o desenvolvimento acima dos interesses das pessoas e do meio ambiente, assim, com o passar dos anos houve um comprometimento muito grande do eco-sistema, acrescente-se a isso os efeitos nocivos da queima de combustíveis fósseis, dos fortes desmatamentos para criação de pastagem ou então espaço para as lavouras na (Figura 67) pode-se ver um histórico das emissões desde 1800, já na (Figura 68) a *World Energy Outlook – WEO* alerta para o fato de que do ano 2008 até o ano 2030 os índices de emissões mantidos os patamares atuais podem aumentar cerca de 97% o que são índices críticos segundo especialistas da IEA.

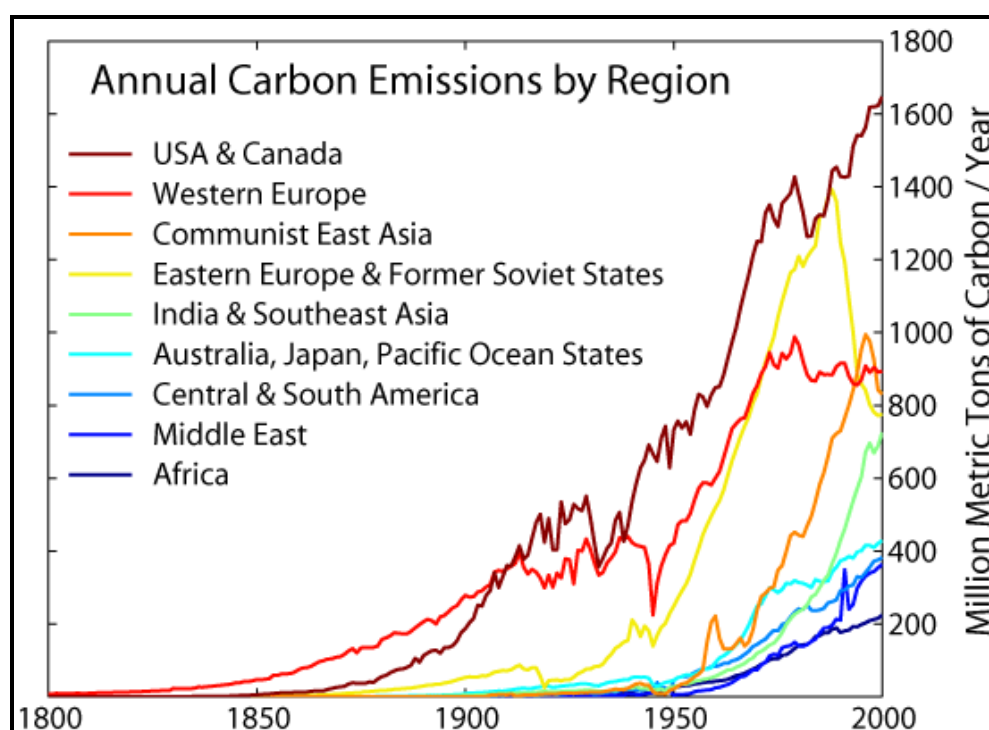


Figura 67 – Emissões de carbono por região do globo  
Fonte: IEA (2000)

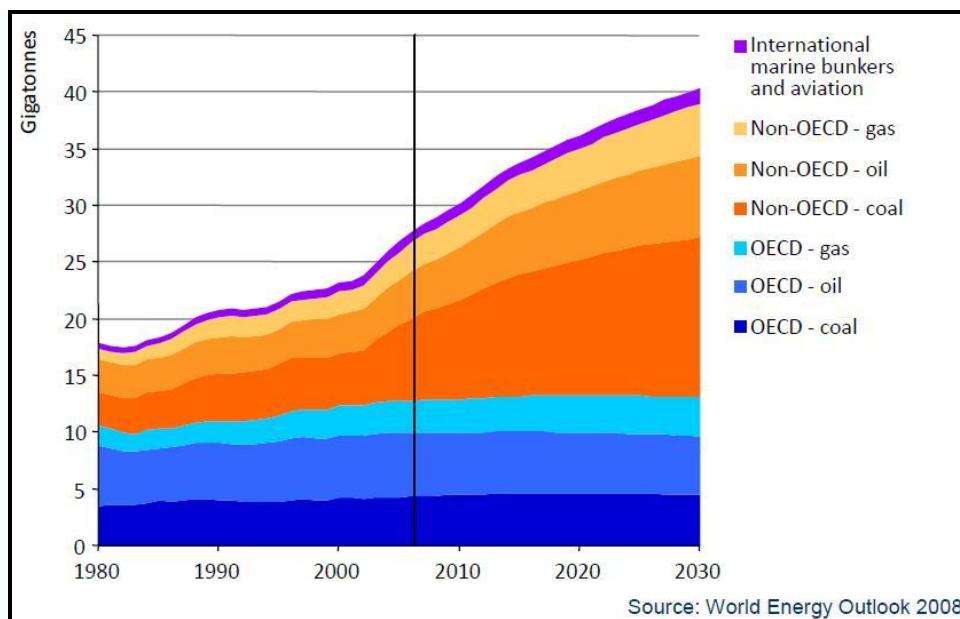


Figura 68 – Projeção de emissão de gases até 2030 mantido os índices de desenvolvimento atual deve aumentar 97%

Fonte: WEO (2008)

Do ponto de vista climático, é importante uma mudança de postura com consciência de que é necessário economizar energia. Substituir paulatinamente as energias fósseis por energias renováveis será insuficiente se não houver modificação na visão do mundo quanto à percepção dos problemas e dos seus verdadeiros alcances. Embora uma mudança do sistema energético seja extremamente importante, o mais urgente é uma mudança radical no sistema de valores das pessoas (Tabela 7).

Nos países da OCDE, a participação das fontes renováveis na oferta interna de energia é ainda menos expressiva. Contudo, apresentou um crescimento de 35,6% nas últimas três décadas, passando de 4,5% em 1973 para 6,1% em 2004. Deste conjunto das renováveis, a participação da fonte hidráulica se manteve em 2%, contrastando com as outras formas renováveis de energia, que tiveram um crescimento de 71%, passando de 2,4% em 1973 para 4,1% em 2004.

Tabela 7 - Emissão de CO<sub>2</sub> por grupo de países segundo a renda incluindo o Brasil e a América Latina e Caribe

Faixa de renda	Emissão percentual de CO <sub>2</sub>			% da população	% da energia usada	% do PIB mundial
	1973	1985	2000	2000	2000	2000
Alta renda	60,77	49,42	51,34	15,76	51,93	80,61
Renda média	34,72	44,02	39,70	44,47	36,44	16,16
Baixa renda	4,52	6,58	8,99	39,77	12,16	3,24
Brasil	0,75	0,89	1,34	2,81	1,85	1,91
América Latina & Caribe	3,58	4,33	5,90	8,43	6,01	6,29

Fonte: World Development Indicators Online – WDI (2004)

Destaca-se, com crescimento maior que seis vezes, a participação da energia nuclear mundial, que passou de 0,9% em 1973 para 6,5% em 2004, enquanto na OCDE, superou sete vezes, passando de 1,3% em 1973 para 11% em 2004.

É necessário redefinir o conceito do progresso. O ideal de progresso ilimitado deverá ser substituído por uma consciência focada na necessidade de impor limites ao consumo desmedido das reservas naturais e ao desperdício de recursos.

Desde a criação do automóvel, o modelo energético adotado pelos países industrializados, e seguido pelos países em desenvolvimento, está todo centrado na utilização dos derivados de petróleo.

Por se tratar de um recurso natural não-renovável e poluente, ele tem seu sentido de perenidade comprometido, tanto por sua progressiva escassez, quanto pelo aumento das pressões da comunidade internacional no que se refere à redução da emissão de gases tóxicos na atmosfera (Tabela 8).

Tabela 8 -Emissões de CO<sub>2</sub> - a partir de combustíveis fósseis

	Brasil	Japão	União Europ.	EUA	México	Índia	China	Rússia
CO <sub>2</sub> e economia (kg CO <sub>2</sub> /US\$ <sub>2000</sub> PIB <sub>PPP</sub> )	0,33	0,46	0,51	0,85	0,51	0,73	0,92	2,24
CO <sub>2</sub> per capita (t CO <sub>2</sub> /hab)	1,81	9,17	8,55	19,88	3,46	0,86	2,51	10,44
Total CO <sub>2</sub> (milhões de t CO <sub>2</sub> )	287	1151	3180	5229	328	803	3007	1548
Emissões nos Transportes (milhões de t CO <sub>2</sub> )	119	252	828	1580	101	112	167	108
Particip. dos Transportes (%)	41,5	21,9	26,0	30,2	30,8	13,9	5,6	7,0

Fonte: International Energy Agency, *CO<sub>2</sub> Emissions from Fossil Fuel Combustion: 1972-1995*, OECD, Paris, 1997

Fonte: IEA (1997)

Desde 1973 a indústria mundial, de uma forma geral, vem trabalhando para reduzir o consumo médio dos equipamentos, além de promover a utilização de novas fontes de combustíveis alternativas, baseadas em recursos naturais renováveis, como é o caso da introdução de óleos vegetais como o biodiesel, com características físico-químicas similares aos combustíveis produzidos a partir do petróleo (BIODIESEL, 2003).

Entre 1973 e 2004 observou-se a redução da participação do petróleo e derivados na oferta interna de energia mundial de 45% para 34,3%. Na oferta interna de energia dos países da OCDE essa redução foi de 53% para 40,7%, no mesmo período. Isso reflete o esforço de substituição desses produtos decorrente, principalmente, dos choques nos preços de petróleo ocorridos em 1973 (de US\$ 3 o barril para US\$ 12) e em 1979 (de US\$ 12 para US\$ 40).

Bermann (2002) mostra, de acordo com a Tabela 9, que no atual estágio tecnológico, o gás natural é dentre todos os combustíveis fósseis aquele cuja queima emite a menor quantidade de gás carbônico (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e óxido nítrico (NO<sub>2</sub>). Outro aspecto positivo do gás natural é que sua queima apresenta baixos índices de emissão de óxido nítrico (NO<sub>x</sub>) e monóxido de carbono (CO).

Tabela 9 - Coeficientes de emissão de gases tóxicos por combustível (Gg/Ktep)

GASES	CO2	CH4	N2O	NOx	CO
COMBUSTÍVEL					
GÁS NATURAL	2,34	0,0000314	0,0000042	0,006280	0,0003587
LENHA	4,52	0,0009450	0,0001670	0,004190	0,0179571
ÓLEO DIESEL	3,07	0,0009450	0,0000251	0,008370	0,0002691
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3,21	0,0009450	não disponível	não disponível	0,0002691
GASOLINA	2,87	0,0000945	0,0000251	0,008370	0,0002691
GLP	2,61	0,0000945	0,0000251	0,008370	0,0002691
CARVÃO VEGETAL	3,86	0,0062770	0,0001670	0,004190	0,0179571
ÁLCOOL ETÍLICO	3,00	não disponível	0,0001670	0,004190	não disponível

Fonte: Bermann (2002)

Quanto à crise da matriz energética, a definição mais clara é a necessidade de redução do consumo de recursos não renováveis em escala global, sendo esta a sua principal característica, nas palavras de PARENTE (2003):

Os acelerados e incontidos aumentos dos preços, iniciados em 1973, geraram uma nova consciência mundial a respeito da produção e consumo de energia especialmente quando originaria de fontes não renováveis, como é o caso dos combustíveis fósseis. O ano de 1973 representou um verdadeiro marco na história energética do planeta, pois o homem passou a valorizar as energias posicionando-as em destaque com relação aos bens de conveniência. No mundo todo, muitos esforços foram dedicados a superação da crise, os quais incidiram basicamente, em dois grupos de ações: a) conservação ou economia de energia, b) usos de fontes alternativas de energia.

O Brasil passou nas últimas décadas, por uma reestruturação quanto à geração e conservação de energia, prova deste fato pode ser vista através dos programas criados pelo governo com o objetivo de gerar mais insumo energético.

No Brasil, a máxima participação do petróleo e seus derivados na oferta interna de energia ocorreram em 1979, quando atingiu 50,4%. A redução desta participação, entre 1973 e 2006, em mais de quase 8 pontos percentuais, de 45,6% para 37,8%, evidencia esforços de substituição desses energéticos, sendo digno de nota o aumento da hidroeleticidade e do uso de derivados da cana-de-açúcar.

Em 1985 o Brasil criou o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Em 1994, instituiu o selo Procel, que já em 2001 indicava como principais resultados:

- redução em média de 30% do consumo de energia em geladeiras em relação a 1994;



- condicionadores de ar 14% mais eficientes;
- lâmpadas fluorescentes circulares e compactas, que gastam de 1/3 a até 1/5 da energia consumida por lâmpadas incandescentes e duram até 10 vezes mais;
- motores de indução trifásica de 1,0 CV 12% mais eficientes; e
- divulgação de formas de economia de energia difundidas pelas principais empresas distribuidoras como, por exemplo: Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) e Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG).

Este mesmo processo de conservação de energia vem influenciando a indústria automobilística, que adaptou ou desenvolveu carros mais econômicos, com possibilidade de uso de diferentes combustíveis, utilizando, inclusive, materiais recicláveis.

A questão a se colocar é saber se as políticas vão impulsionar uma melhoria da eficiência energética, superior àquelas verificadas após o choque do petróleo. As reformas na regulamentação, ampliando os mercados concorrentes, ou a prática de transação comercial podem dar origem à distorção de preços ou à instauração de uma gestão racional de energia, como a observada durante a crise energética brasileira de 2001.

A influência do crescimento econômico na demanda de energia é determinada por fatores como: o crescimento futuro da população ativa e suas qualificações; os investimentos futuros e as taxas do crescimento do parque de equipamento e a melhoria da produtividade global induzida pela concorrência. Essa influência será mais marcante nos países em desenvolvimento e em particular, dentre esses, nos emergentes.

A realocação de atividades consumidoras de energia nos países em desenvolvimento, em particular no setor mineiro-industrial, pode implicar num aumento mais acelerado do consumo de energia, influenciado pela indispensável melhoria do nível de vida, pelo crescimento demográfico e pela urbanização mais rápida.

O desenvolvimento implica maior utilização de eletricidade como fonte de energia. As diferentes fontes utilizadas dependem das disponibilidades de recursos naturais, da estratégia de desenvolvimento e das características específicas de cada um dos países, bem como de seu nível de desenvolvimento tecnológico e industrial.

Os desafios inerentes ao desenvolvimento e utilização de novas fontes de combustíveis para o futuro (na realidade como um vetor energético) não apresentam problemas só no Brasil, mas em todo mundo, as dificuldades são expressivas, entretanto não configuram dificuldades intransponíveis.

Ao contrário, apontam um elenco de oportunidades para o surgimento no País de novas empresas de bens e serviços, assim como para focalização das atividades de pesquisa, desenvolvimento e suporte tecnológico, indispensáveis para dar sustentabilidade aos negócios correlacionados às novas economias.

Dessa forma, para melhor evidenciar essa afirmação, são apresentadas na (Tabela 10) as principais fontes de produção de eletricidade a partir de: carvão, petróleo, gás, água e energia nuclear. Esses valores consideram os anos de 1971, 1975, 1980, 1985, 1990, 1995 e 2000, cobrindo o período correspondente às crises de petróleo e os temores do uso da energia nuclear. Foram considerados o Brasil, a América Latina e Caribe, o Mundo e os países de baixa, média e alta renda.

Tabela 10 - Principais fontes geradoras de energia

Fonte	1995	1998	2000	2003	2006	2008	2010	1995-2010
Gás Natural	1,16	1,30	1,36	1,53	1,75	1,93	2,10	8,5%
Carvão Vapor	0,44	0,45	0,46	0,42	0,38	0,38	0,38	3,3%
Carvão Metalúrgico	0,16	0,17	0,16	0,15	0,13	0,12	0,12	1,9%
Lenha	7,47	7,39	7,00	6,48	5,97	5,66	5,36	2,0%
Prod. Cana	4,19	4,07	3,92	4,18	4,60	4,77	4,95	5,4%
Alcool Etilico	4,16	3,53	2,92	2,09	1,78	1,58	1,47	-0,3%
Outras Prim.	1,17	1,14	1,14	1,15	1,12	1,15	1,18	4,3%
Óleo Diesel	14,02	13,90	14,21	14,68	15,35	15,64	15,97	5,2%
Gasolina	5,98	5,85	6,17	6,48	6,45	6,38	6,20	4,5%
Óleo Combustível	5,22	5,17	5,21	5,01	4,90	4,86	4,80	3,7%
GLP	3,58	3,93	3,82	3,61	3,35	3,13	2,92	2,9%
Querosene	1,38	1,47	1,54	1,64	1,71	1,71	1,72	5,8%
Gás	0,65	0,75	0,77	0,78	0,75	0,76	0,78	5,5%
Coque C. Min.	3,89	3,93	3,86	3,53	3,10	2,92	2,74	1,9%
Eletricidade	42,76	43,47	43,82	44,35	44,56	44,62	44,64	4,6%
Carvão Vegetal	2,87	2,65	2,82	3,16	3,39	3,68	3,99	6,6%
Outras Sec. Pet. / Alcatrão	0,88	0,83	0,82	0,75	0,72	0,70	0,69	2,5%
Total	100	100	100	100	100	100	100	4,3%

Fonte: EPE (2003)

## 5.6 Fontes convencionais de energia

### 5.6.1 Petróleo

As séries históricas demonstram um acentuado aumento das reservas de petróleo após as duas crises da década de 1970. Esse aumento deveu-se, entre outros, à viabilização econômica como consequência do aumento de preço do barril.

Esse aumento não se manteve até a atualidade no mesmo ritmo. Assim, as estimativas da British Petroleum (BP) indicam, que as Américas do Sul e Central e o Oriente Médio tinham reservas no final de 2003, as quais, mantida a produção, permitiriam uma vida superior a 40 anos, no momento em que a estimativa para a mundial era de 41 anos.

Essa mesma fonte indica que a vida das reservas dos Estados Unidos era inferior a 12 anos, a da China a 20 anos, a da Índia a 19 anos e a do Brasil a 19 anos. Identifica-se uma concentração de reservas no Oriente Médio e na Venezuela, indicando a importância geoestratégica das regiões em termos de energia.

### 5.6.1.1 Fontes convencionais de petróleo

Apesar de incertezas, há uma grande convergência de pontos de vista sobre as perspectivas energéticas para os próximos 20 anos. A Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômico (OCDE) considera que não é esperada uma mudança radical das tendências energéticas mundiais nesse período. A evolução no preço mundial diário de petróleo variou, desde as primeiras explorações comerciais, mantendo uma tendência de queda seguida por momentos de elevação.

Entretanto, como se pode observar na (Figura 69), no final da década de 60 o preço do barril disparou devido à nova postura defendida pelos países produtores de petróleo, isso após um longo período de preços estáveis. Uma abordagem mais detalhada é mostrada na (Figura 70), onde para o intervalo entre 1950 a 2003, são assinalados os efeitos das crises energéticas, permitindo identificar um vale nos anos que se seguiram às crises de 1973 e 1979, este vale representa momentos de calma no mercado com poucas alterações tanto de preço quanto de consumo.



Figura 69– Evoluções nos preços e os fatos que influenciaram a história do petróleo  
Fonte: IEA (2009)

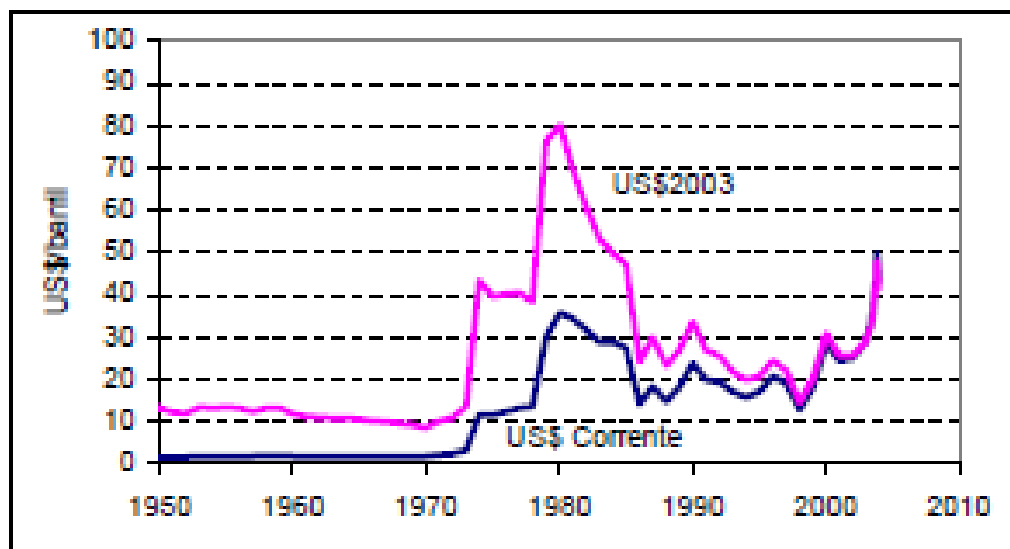


Figura 70 – Preços internacionais do petróleo em dólar corrente e em dólar de 2003  
Fonte: IEA (2003)

Com base em fatos anteriores torna-se possível antever a ocorrência de variações no preço do petróleo, como resultado da instabilidade político-militar no Golfo Pérsico e do aumento do consumo pelos chineses e hindus. Estes fatores se refletem no preço do barril, que no final do ano de 2008 aproximou-se de US\$ 170 (cento e setenta dólares) e em meados junho de 2009 estava na casa de US\$ 37,00 (trinta e sete dólares), uma queda considerável, impulsionado também pela crise americana, entretanto entrando no ano de 2010 valendo US\$ 75,00 (setenta e cinco dólares), valor este considerado pelos membros da (OPEP) suficientes para manter a oferta nos patamares atuais, sem problemas de recessão.

O total do consumo mundial segundo (Bourdaire, 2008) aumentará 1,8% por ano até 2020, tendo sido adotada a mesma taxa de crescimento pelo autor até 2030, a fim de permitir uma análise das conseqüências dessa tendência.

O valor total das reservas recuperáveis de petróleo bruto clássico, que farão face ao consumo projetado, não é conhecido com exatidão. Entretanto, é consenso que, tratando-se de reservas não-renováveis, sua exaustão ocorrerá em prazos que podem variar ligeiramente em função dos recursos considerados. A (EIA) estabeleceu uma quantidade ainda maior para as reservas, compreendido entre 2 e 3 bilhões de barris, considerando que a produção dos poços mantém-se relativamente constante até a metade da reserva recuperável, iniciando uma redução na produção.

A estimativa da EIA aponta duas incertezas maiores para determinação da reserva recuperável:

- a distribuição de reservas ainda desconhecidas, associada ao desenvolvimento tecnológico, que permitam um aumento na taxa de recuperação; e
- a dependência da taxa de recuperação atrelada ao desenvolvimento tecnológico e ao preço do barril de petróleo no mercado.

A experiência de exploração dos EUA, no Alasca e no Golfo do México, em profundidades maiores de 300 metros, está em concordância com a IEA, e indica que esse máximo ocorre em cerca de 50% da reserva recuperada. BOURDAIRE (2008) estimou, portanto, que o pico da produção das reservas atuais estaria situado entre 2010 e 2020, chamando atenção para o fato de que a precisão temporal desse máximo dependeria dos volumes de reserva considerados, dos efeitos do progresso tecnológico e do preço futuro do petróleo.

Pode-se observar que o aproveitamento de fontes fora de países do Oriente Médio, pertencentes a (OPEP), tende a diminuir. BOURDAIRE prevê que os combustíveis líquidos não clássicos tais como o óleo pesado de rochas asfálticas e o xisto, começarão a suprir parte dessa demanda a partir desse período, podendo, entretanto criar instabilidade no provisionamento.

A sua recomendação é no sentido de que os países devem se preparar para esse período, e devem argüir sobre a influência desta instabilidade sobre o preço dos combustíveis fósseis inclusive o do gás, supondo como hipótese a manutenção da estabilidade relativa das estruturas de demanda e oferta de energia.

A conferência de Kyoto, em novembro de 1997, evidenciou mais uma vez que o consumo de energia é fortemente influenciado pelo seu preço, sem as preocupações pertinentes com o desenvolvimento sustentável.

Se as políticas energéticas atuais permanecerem as mesmas, os valores do consumo e os preços energéticos devem situar-se no intervalo de incerteza que se observa atualmente, sendo estas são:

- quanto aos estímulos econômicos e tecnológicos para suprir a demanda após o ano 2015 a 2030.
- as tecnologias utilizadas para o fornecimento/ transporte;
- as fontes de combustíveis fósseis.

Na prática é previsto que os governos adotarão políticas visando deliberadamente impedir a evolução atual e adotar novas estratégias destinadas a levar em conta os compromissos de Kyoto.

O futuro da energia, em escala mundial, será sem dúvida diferente das projeções atuais.

Por mais essenciais que sejam, os cenários das políticas energéticas permanecerão imutáveis em relação ao amanhã, *i.e.*, ligados às tendências passadas de consumo e de fornecimento de energéticos.

Na hipótese de as evoluções da tecnologia e os comportamentos seguirem sem inflexão, a tendência de uso de energéticos não fósseis (eólica e solar) ainda não atingirá viabilidade econômica, sendo que o petróleo será mantido nesse período como o principal energético, com as demais progredindo lentamente.

#### 5.6.1.2 Fontes não-convencionais de petróleo

Fontes são definidas como não convencionais quando não podem ser produzidas economicamente a preços atuais e com a tecnologia de hoje. Preços elevados, entretanto, reduzem a diferença entre o uso de fontes de óleo convencionais e não convencionais. Uma combinação da escalada de preços e de desenvolvimento tecnológico pode transformar as fontes não convencionais em convencionais.

A maior parte do pessimismo sobre reservas de hidrocarbonetos tem sido focada inteiramente sob a ótica das fontes convencionais.

Crescimentos na produção são esperados tanto para os países produtores de petróleo (OPEP), como para os países não produtores (não OPEP) sendo que estes contribuirão com 40% do total.

O sucesso nas descobertas de novas jazidas esta relacionado principalmente a grandes investimentos em novas tecnologias de exploração e de produção, aliados a agressivos programas industriais de redução de custo e atrativos estímulos fiscais para os produtores dados pelos governos têm contribuído para o crescimento na produção de hidrocarbonetos dos países não OPEP.

Este crescimento pode ser visualizado na (Figura 71), montada com base em três categorias:

- reservas comprovadas (óleo descoberto, mas não produzido),
- reservas adicionais (aumento das reservas resultante principalmente de desenvolvimentos tecnológicos)
- reservas desconhecidas (óleo a ser descoberto e ainda não explorado).

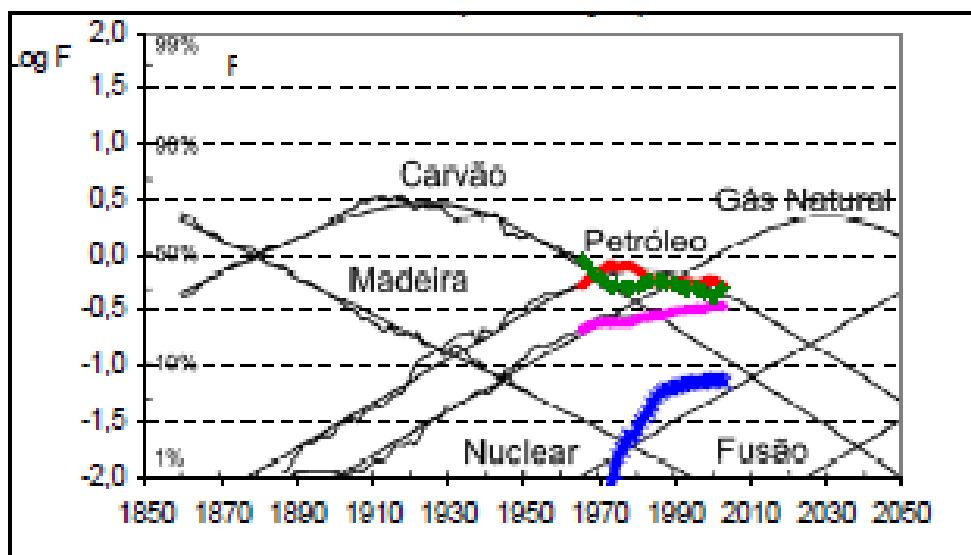


Figura 71 – Projeções de Marchetti mostrando a evolução real da participação das fontes energéticas na matriz energética mundial

Fonte: IEA

O *International Energy Outlook* de 2008, que apresenta as projeções de consumo de energéticos, considera o uso de fontes de combustíveis líquidos não convencionais, que



incluem produção oriunda de areias oleosas (Figura 72), óleos ultra pesados, tecnologias de transformação de gás para líquido e de carvão para líquido, tecnologias de bicomcombustível e xisto.



Figura 72 – Amostra de areia betuminosa  
Fonte: Scientific American Brasil (2010)

A projeção de produção total de líquidos por dia, para os cenários de preço baixo/preço alto para os não convencionais em 2025, está projetada respectivamente para 4,1 e 8,0 milhões de barris em escala mundial.

### 5.6.2 Gás natural

Sua importância decorre de inúmeros fatores que estimulam e facilitam o seu emprego. Trata-se de combustível de queima total, que não deixam resíduos, nem cinzas. Sua utilização não requer immobilizações financeiras em estoques. Seu emprego é imprescindível na indústria de produtos especiais como porcelanas finas, onde o uso de óleo combustível pode comprometer a qualidade final.

### 5.6.2.1 Fontes convencionais de gás

A produção mundial de gás será condicionada também pelas reservas, porém fenômeno semelhante ao do petróleo não é previsto antes de 2020.

Os países industrializados da Europa e Ásia já são importadores de gás e estas importações tendem a crescer.

Devido à importância do gás natural para a Europa, foi criado (no final de 2008) um grupo de países produtores de gás, a exemplo do que aconteceu com os países produtores de petróleo (OPEP), este grupo tem a Rússia como líder – espera-se desta união uma participação mais efetiva do gás natural na geração de energia tanto na Europa quanto nos países em desenvolvimento.

O preço do barril do petróleo em 2010, das reservas de petróleo dos Estados Unidos e México poderão entrar em redução entre 2010 e 2020, forçando aumento do preço do petróleo e gás, sendo que o gás em alguns países deve ser o mais impactado, visto o subsídio oferecido pelo governo.

Na atual conjuntura internacional de mercado, com crescente pressão pela redução no consumo de petróleo, é indesejável para os membros da OPEP aumentos abusivo no preço deste produto, pois o barril do petróleo a preços impraticáveis incentiva o desenvolvimento de outras fontes de energéticos, este fato pode reduzir consideravelmente a maior riqueza dos países produtores de HC.

O aumento na demanda de recursos energéticos deverá incentivar a busca por novas fontes devido a:

- Exploração econômica das novas fontes de gás (águas profundas, metano das camadas de carvão ou de reservatórios de gás fechados/ *Tight sands*);
- Gaseificação do carvão;
- Importação de gás natural liquefeito;
- CBM – *Coal Bed Methane*

- Hidrato de gás
- *Shale Gas*

#### 5.6.2.2 Fontes não convencionais de gás

Os recursos chamados não convencionais de gás representam um significativo número de reservatórios descobertos no mundo. Dentro esses reservatórios, estão os conhecidos como *Tight Gas Sands* – Arenitos muito fechados, de baixíssima permeabilidade (menor que 0,1 mD), que são os mais promissores e que representam reservas de gás muito importantes.

“Entretanto, tais reservatórios apresentam enormes desafios técnicos para viabilizar sua produção tais como incertezas geológicas, cenários em águas profundas, dificuldades de produção e garantia de fluxo”, explicam os especialistas.

Segundo ele, o arenito convencional mostra um espaço poral bem conectado, enquanto o do arenito *tight gas* é extremamente irregular e pouco conectado por capilaridades. Justamente devido à esta “pouca conectividade” (baixa permeabilidade), o gás trapeado neste arenito não é produzido facilmente.

Países com grandes reservatórios deste tipo começam a estudar as possibilidades de Exploração dos mesmos, pois devido os elevados custos torna-se urgente o máximo de conhecimento sobre estes reservatórios inclusive, na (Figura 73) é possível avaliar as dificuldades que este tipo de reservatório oferece. O diagrama sintetiza o futuro da exploração de gás. Não necessita de maiores explicações porque mostra que estimulada pelo aumento do preço e desenvolvimento tecnológico a indústria vai vencendo passo a passo as dificuldades, sendo a sua meta final a exploração econômica dos hidratos de gás, abundante recurso energético das margens continentais.

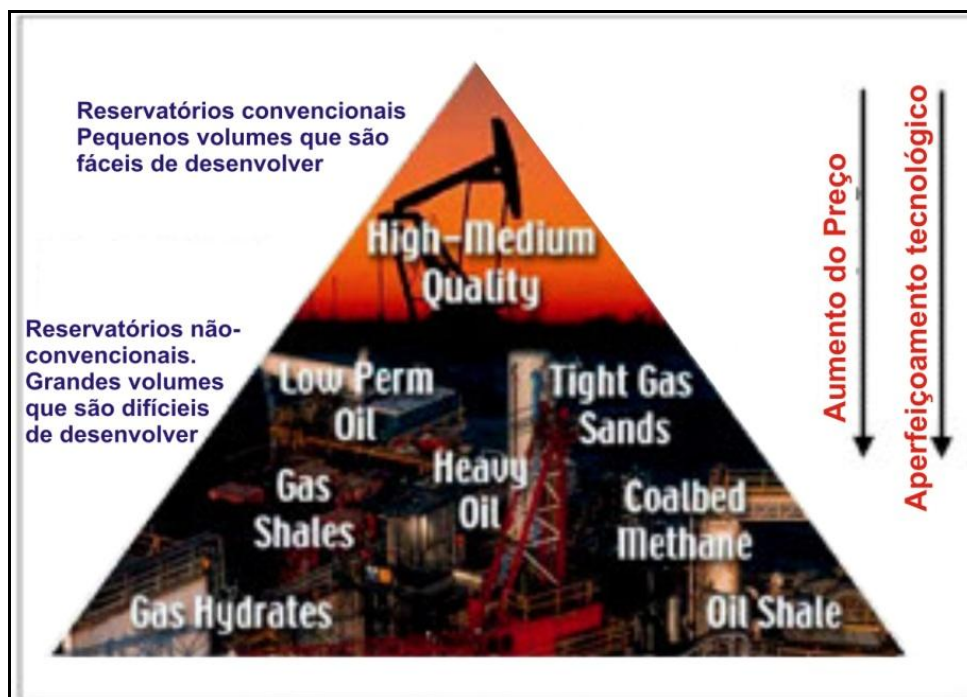


Figura 73 – Triângulo dos recursos. A dificuldade exploratória aumenta de baixo para cima

Fonte: (Naik, 2005)

O consumo de gás deve aumentar consideravelmente nos próximos anos, visto que os países em desenvolvimento da Ásia importam atualmente pouco gás natural liquefeito. Entretanto espera-se que as motivações advindas da concorrência de mercado promovam o aumento progressivo na demanda de gás natural e de petróleo, criando desafios para esses países. Essa mesma problemática será defrontada pela China, que deve superar as importações dos Estados Unidos até 2030.

Porém especialistas como NAIK (2005) afirmam que não se precisa temer pela falta de óleo e gás no futuro próximo (para os EUA), alegando que o óleo e gás existentes em *tight sands* são mais do que suficientes para repor a perda das reservas.

### 5.6.3 Hidroeletricidade

A participação hídrica como fonte de energia é das mais antigas e remonta aos primórdios das civilizações dependendo, entretanto, da disponibilidade de fontes naturais caudalosas permanentes e topografia com gradiente acentuada. Contribuiu em 1973 com

110,23Mtoe e em 2002 com 223,67Mtoe, correspondendo a 1,79% e 2,16% respectivamente da disponibilidade mundial de energia primária.

A oferta futura dependerá do potencial existente em cada país. No caso do Brasil, esse potencial é grande e sua utilização dependerá de estudos comparativos com outras fontes, necessitando sempre de uma complementação térmica devido a efeitos sazonais pluviométricos.

#### 5.6.4 Fontes complementares

A Agência Internacional de Energia/IEA considera duas categorias complementares de fontes de energia: combustíveis renováveis & não renováveis, além do lixo, vento, biomassa entre outras.

Os combustíveis renováveis e lixo compreendem biomassa e produtos animais, lixos municipal e industrial. Portanto, incorporam como combustíveis, madeira, lixo vegetal e lixo residencial, lixo comercial e de serviços públicos.

No Brasil a adição de óleo vegetal ao diesel num teor de 2 a 3% faz parte do programa nacional de bicombustíveis.

Como “outras fontes de energia” consideram-se as de origem geotérmica, solar, vento, marés, energia das ondas, eletricidade e calor. Muito embora a eficiência real do processo geotérmico seja conhecida, a quantidade de energia geotérmica, que entra na geração elétrica, é inferida da produção de eletricidade das plantas geotérmicas, assumindo uma eficiência térmica média de 10%.

Para energia solar, vento, maré e energia das ondas, a eficiência na geração de eletricidade é da ordem de 100%. Nos últimos anos foi realizado um esforço na utilização dessas fontes, cuja geração e a participação em termos mundiais aumentaram consideravelmente. Contudo a utilização das diferentes fontes de energia depende essencialmente da região/país visto que alguns dispõem de características geológicas distintas de outras.

## 5.7 Transição da matriz energética

Apesar de a mudança dos componentes da matriz energética mundial ser indiscutível, no longo prazo, existem diversos condicionantes (tecnológicos, políticos, culturais, econômicos, sociais, comerciais ou ambientais) que podem apressar ou retardar as mudanças consideradas inexoráveis. Neste particular, deve-se considerar o que se segue:

- a) acordos internacionais, como a entrada em vigor do Protocolo de Kyoto ou intrablocos, como a Diretiva para Obtenção de Eletricidade de Fontes Renováveis do Parlamento Europeu – são poderosos indutores do uso de energias renováveis e criam reservas de mercado para a bioenergia;
- b) o apoio intenso, garantido e continuado aos programas de PD&I constituirá a pedra angular para acelerar a taxa de utilização de energias renováveis. Inovações têm o condão de viabilizar técnica e economicamente as fontes renováveis de energia, bem como permitir a exploração comercial, o ganho de escala e a redução de custos;
- c) a co-geração de energia se constituirá em um diferencial importante para a viabilização econômica de fontes de bioenergia;
- d) a expansão da área de agricultura energética não poderá ocorrer à custa da contração da oferta de alimentos, nem de impactos ambientais acima da razoabilidade, sob pena de forte reação contrária da sociedade, o que inviabilizaria o negócio bioenergia. Ao contrário, entende-se que haverá uma tríplice associação entre energia, alimento e indústria química;
- e) o preço dos combustíveis fósseis é crucial para apressar a transição, e, ironicamente, para estender o tempo de duração das reservas, tornando a transição menos turbulenta. Sob um quadro de preços moderados de combustíveis fósseis poucas fontes de energias renováveis são competitivas, como é o caso do etanol, derivado de cana-de-açúcar, já claramente competitivo, ou da energia eólica, em determinadas regiões em que se encontra em estágio pré-competitivo;

f) os custos de obtenção de energia são fortemente ligados às condições locais e os locais de menores custos serão explorados em primeiro lugar. Este fato gera diferenciais competitivos entre as diferentes regiões;

g) o aumento da participação das fontes de energia renovável na matriz energética, em especial nos países ricos, dependerá de apoio decisivo e continuado dos respectivos governos. O suporte é crucial especialmente no início do processo de introdução na matriz, podendo ser reduzido conforme as metas forem atingidas e o processo consolidado.

#### 5.7.1 Eficiência energética e redução de emissões de CO<sub>2</sub>

O progresso tecnológico normalmente aumenta a eficiência dos equipamentos consumidores de energia. Este fenômeno tem-se acelerado na última década com a automação crescente, onde se observa que “a informação substitui a energia”. As motivações para aumentar a eficiência energética numa taxa além desta “tendência natural” podem ser decorrente de várias causas.

A motivação econômica de um indivíduo ou empresa surge da comparação entre o custo para reduzir perdas de energia e a economia obtida com a diminuição das despesas com energia, como se pode observar na evolução do ferro de passar, que está associada não apenas ao aumento da eficiência energética, mas também à incorporação da mão de obra feminina ao mercado de trabalho. (Figura 74).

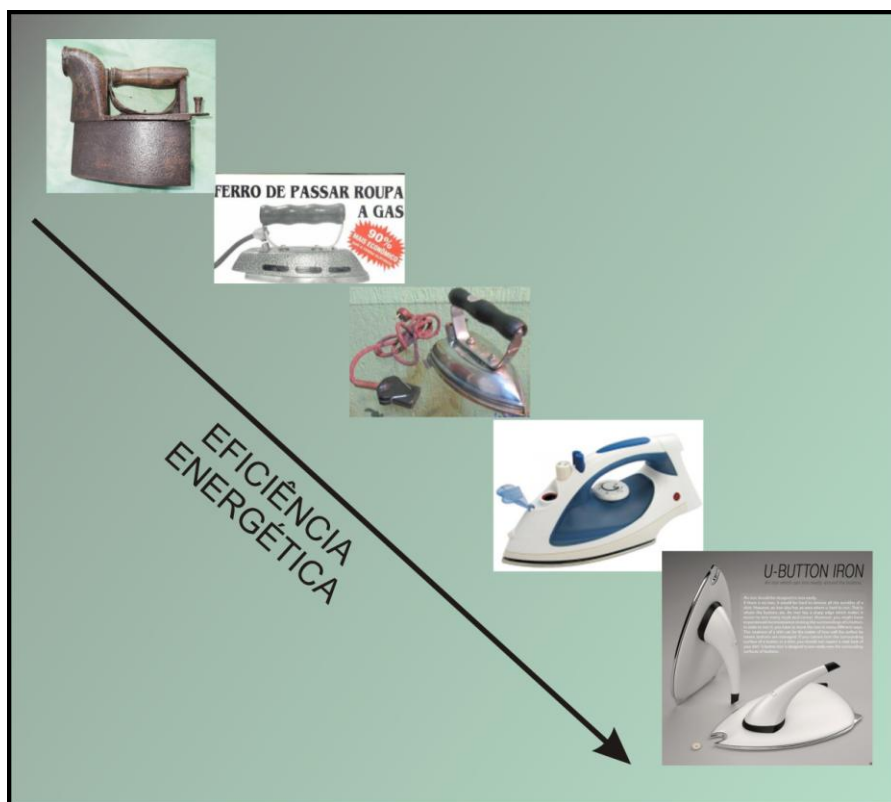


Figura 74 – A evolução do ferro de passar e o seu aumento de eficiência energética

Em termos macroeconômicos, a colocação é basicamente a mesma, sendo, porém, bem mais difícil caracterizar e avaliar todos os custos que incluem fatores como a poluição atmosférica, intensidade de capital e emprego de mão-de-obra associados ao uso de uma ou outra forma de energia.

Um exemplo das dificuldades é definir o custo associado à emissão do CO<sub>2</sub>: como o efeito estufa é mundial (a emissão em qualquer país afeta a todos e a emissão evitada beneficia a todos), como avaliar o “custo de aquecimento da terra”? Caso haja consenso quanto a uma fórmula, como aplicá-la?

No caso específico do Brasil, temos as menores emissões de CO<sub>2</sub> do mundo, como “premiar” este diferencial?

“*Laissez faire*”<sup>3</sup> vs conservação

<sup>3</sup> A expressão refere-se a uma filosofia econômica que surgiu no século XVIII, que defendia a existência de mercado livre



Para muitos autores, a eficiência energética seria consequência das forças de mercado agindo em uma estrutura de preços de energéticos adequada. O relatório da Coopers & Lybrand 2007, propondo o novo modelo do setor elétrico, ao analisar o tema, resume bem esta posição:

- a) a definição dos preços de geração pelo mercado, implícito em nossas propostas, proporcionará fortes incentivos aos consumidores para investimento em eficiência energética de maneira a reduzir o consumo;
- b) a estrutura dos controles de preço, proposta como um todo minimizará a falta de incentivos ao desenvolvimento da eficiência energética.

Na colocação acima não caberia uma política (entendida como uma intervenção de governo), pois o mercado se encarregaria de orientar o consumo de forma ótima. Na prática, todos os países industrializados têm políticas de eficiência energética por entenderem, que variadas barreiras impedem que o mercado tenha um comportamento ideal e que, preços de energéticos refletindo os custos é uma condição necessária, mas não suficiente para orientar o uso otimizado.

No presente texto assume-se que uma política de conservação é desejável pelos seus méritos ambiental e econômico intrínsecos.

As políticas podem combater as imperfeições de mercado através de diversos instrumentos: econômicos, de informação e de comando e controle. Os instrumentos econômicos compreendem ações tais como linhas de crédito específicas, garantias, incentivos fiscais, estruturas de preços dos energéticos, subsídios cruzados e apoio à pesquisa.

Ações no âmbito da informação vão desde a publicidade, prêmios e selos, até bases de dados, ensino e a certificação de alguns profissionais. As ações de comando e controle incluem normas e regulamentos, os obrigando a padrões mínimos de eficiência.

Há, naturalmente, diferenças no grau de intervenção do governo. Um crédito subsidiado, por exemplo, é altamente intervencionista.

Medidas para assegurar a funcionalidade dos contratos de risco ou a exigência de haver um curso sobre conservação no *curriculum* das escolas de engenharia interferem bem menos e podem ter efeitos importantes em longo prazo.

Estas ações se aplicam mais ao uso final, onde a conservação depende de ações tomadas por milhões de agentes com um grau muito heterogêneo de informação. A palavra chave no caso é buscar transformar o mercado para que ele funcione melhor.

O objetivo de transformar o mercado para obter maior eficiência é reforçado agora pelo realismo dos preços dos energéticos (apesar de ainda haver distorções) e pela estabilização dos preços desde a reforma monetária (Plano Real). Esta estabilização atende a uma condição *sine-qua-non* para o desenvolvimento de uma política de eficiência economicamente sadia.

#### 5.7.2 Redução das perdas na transformação

No modelo tradicional do setor elétrico, a atividade de gerar energia elétrica foi considerada um monopólio das empresas constituídas para esta finalidade, isto, bloqueou o desenvolvimento de importantes potenciais que poderiam ser transformados em eletricidade, mantendo o desperdício de grandes blocos de energia.

Seguindo tendência internacional recente, o novo modelo do setor elétrico brasileiro cria condições para desenvolver a competição na área de geração com a criação de Produtores Independentes de Energia, o acesso aos sistemas de transmissão, a existência de comerciantes e o novo sistema de vendas de energia (Mercado Atacadista de Eletricidade/MAE), permitindo desenvolver potenciais hoje desperdiçados. A instalação destes potenciais junto à carga tem como efeitos, ainda, a redução das perdas de transporte da eletricidade.

Antes de analisar os principais casos, é importante notar que a relação entre as ações de conservação e a redução das emissões de CO<sub>2</sub> neste segmento de transformação no Brasil nem sempre é direta, pois parte importante da energia primária para a geração elétrica já é renovável (Tabela 11).

Tabela 11 - Potencial de Redução de Perdas na Transformação Elétrica (Twh/ano)

Cogeração GN - grande	15 – 20
- pequena	4 – 8
Setor elétrico	30 – 40
Setor petróleo	15 – 20
Setor cana	20 – 60
Siderurgia coque	10 – 15
Siderurgia carvão vegetal	4 – 6
Total de perdas	98 – 169

Fonte: INEE

### 5.7.3 Cogeração com gás natural

A cogeração pode ser feita a partir de qualquer combustível, mas as tecnologias para o gás natural se desenvolveram muito nos últimos anos, reduzindo custos mesmo para potências baixas. Com o aumento da oferta do gás natural, o Brasil pode acessar as últimas gerações de tecnologia de cogeração e o desenvolvimento deste potencial pode ser muito rápido, como ocorreu na França e outros países (Tabela 12).

Tabela 12 - Custo de geração de eletricidade na Europa (Euro cents/kwh a preços 1990)

País	Carvão	Ciclo combinado do gás	Bioenergia	Vento	Solar	Nuclear
Áustria	3,6	3,4	3,6	7,2	64,0	5,9
Bélgica	3,2	2,8	3,7	7,2	64,0	4,0
Dinamarca	3,6	2,9	3,9	6,7	85,3	5,9
Finlândia	3,2	2,6	3,9	7,2	85,3	3,8
França	3,2	3,2	4,0	7,2	51,2	3,4
Alemanha	3,2	3,5	4,3	6,8	64,0	5,1
Grécia	3,5	3,5	4,0	7,2	51,2	4,6
Irlanda	3,2	3,2	4,5	7,2	85,3	4,7
Itália	3,2	3,4	4,0	7,2	51,2	5,0
Holanda	3,6	2,6	4,0	7,2	54,0	5,1
Portugal	3,2	3,4	4,3	7,2	51,2	5,9
Espanha	3,6	3,5	4,3	7,1	51,2	4,7
Suécia	3,6	3,3	3,4	7,2	85,3	4,7
Inglaterra	3,2	2,6	3,8	7,2	64,0	4,3

Fonte: AEN/NEA – IEA – Projeção de custo para geração de energia elétrica

Os prazos de implementação podem ser curtos, especialmente para unidades de porte médio e pequeno, como já observado no Brasil. Isso facilitaria uma penetração rápida no mercado.

A vantagem desta tecnologia é a alta eficiência de conversão em energia útil chegando até 85% da energia do gás natural (ou mais em casos especiais).

A “desvantagem” é que o calor não pode ser transportado a grandes distâncias, o que condiciona a cogeração a operar junto às indústrias e estabelecimentos de comércio.

Dependendo das necessidades relativas de calor e eletricidade, o cogrador pode produzir excedentes de eletricidade e, neste caso, vender ao sistema ao qual está conectado.

No sistema brasileiro, o cogrador deve desempenhar um papel importante para regularizar o sistema se houver sinalização de preço adequada: ele tanto pode vender eletricidade ao sistema quanto se transformar em uma carga (por exemplo, se houver excesso de hidroeletricidade oferecida a preço baixo, ele desliga o equipamento e usa a eletricidade do sistema, eventualmente até para gerar vapor). Isto dependerá, naturalmente, de haver uma sinalização correta sobre o valor da energia a curto prazo, como já ocorre em outros países e que pode acontecer no Brasil.

Os estudos sobre os potenciais nesta área são esparsos no Brasil, mas um indicador interessante é que nos países onde existe oferta de gás, este chega a representar de 10 a 15% da geração, podendo aumentar a médio prazo.

#### 5.7.4 Setor petróleo

As refinarias brasileiras foram projetadas antes das crises do petróleo, quando pouca atenção era dada à eficiência energética. A Petrobras, estimulada pelo novo modelo do setor, está se associando com terceiros para desenvolver o potencial de cogeração em suas unidades, que atinge 2,5 GW. É legítimo imaginar que outros trabalhos de eficiência nestas unidades e nos transportes poderão trazer resultados ainda mais expressivos.

### 5.7.5 Setor transportes

Os transportes são o setor de maior peso nas emissões de CO<sub>2</sub> e têm o maior consumo final de combustíveis fósseis (a participação da eletricidade é insignificante). É o setor que mais puxou o crescimento das emissões em anos recentes (Figura 75).

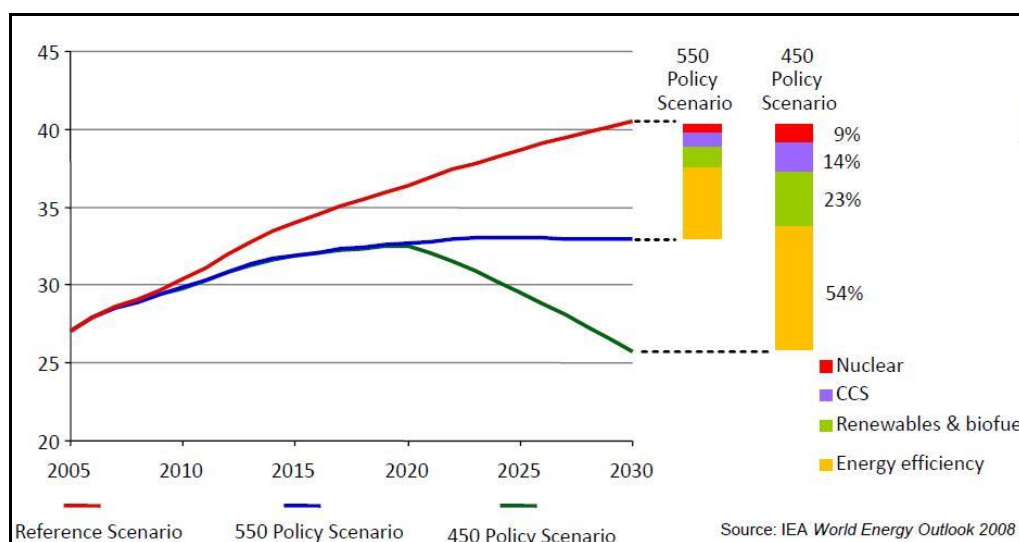


Figura: 75 Os setores por consumo de energéticos - transporte tende a aumentar o consumo

Fonte: IEA-WEO (2008)

Os transportes estão passando por grandes mudanças estruturais e tecnológicas que devem se acelerar, tanto no Brasil como no mundo. Pelo grande número e diversidade dos agentes envolvidos, é um setor muito complexo para uma política de fomento da eficiência. No entanto, é o setor menos estudado no Brasil e provavelmente no mundo.

O setor dos transportes é composto de subsetores/mercados com características e dinâmicas muito distintas. As diferenças entre, digamos, o mercado de carros individuais e transportes aéreos ou carga pesada são quase tão grandes quanto às diferenças entre os mercados para o consumo energético nas residências e nas indústrias.

Há diversos critérios para categorizar estes mercados. Um é a distinção entre passageiro e carga. Outro é entre urbano/local e interurbano/longa distância. Dentro destas quatro grandes categorias há concorrência entre modalidades. Por exemplo, para transporte de

passageiros urbanos/locais há o carro individual, ônibus, taxi, lotação e algumas vezes trem/metrô ou barca. Para o interurbano/longa distância, teríamos ônibus, navios e aviões.

Infelizmente, as análises disponíveis não permitem uma divisão energética mais apurada destas categorias. No entanto, há duas áreas claramente de grande importância: (1) o transporte rodoviário de carga e sua inserção nos transportes interurbanos de carga; (2) o carro individual e sua inserção nos transportes urbanos.

Há três fatores básicos que afetam o consumo energético pelo setor de transportes.

- *demanda do serviço de transporte* - definida como, por exemplo, tonelada-quilômetro ou passageiro-quilômetro.
- *modalidade de transporte* - entre as modalidades possíveis pode haver uma diferença grande no consumo energético médio por unidade de serviço. Há uma complicação no fato que os serviços de transportes providos pelas modalidades não são necessariamente iguais.
- *eficiência da modalidade* - a média da eficiência dos veículos da modalidade, que é resultado da tecnologia dos veículos e as condições de sua operação.

No Brasil, como no mundo, a ênfase está no último fator - a eficiência da modalidade e particularmente, a eficiência dos veículos de cada modalidade (especialmente as rodoviárias). De fato, há avanços tecnológicos acontecendo que prometem ganhos muito grandes na eficiência dos veículos no horizonte de dez anos.

Podemos citar o caso das frotas de ônibus de transporte municipal e intermunicipal que a cada 2 anos são trocados nos grandes centros urbanos, afim de reduzir a manutenção e custo com consumo de combustíveis, pois veículos novos segunda a Fetram oferecem melhor desempenho custo benefício entretanto, estes continuam circulando nos centros urbanos periféricos, ainda que substituindo uma frota ainda mais velha.

Um exemplo importante é o desenvolvimento de uma nova geração de motores e sistemas de propulsão, que permitirão carros de passeio duplicar ou triplicar sua eficiência

atual. O atraso histórico destas soluções significa que deve haver muitas oportunidades à medida que novos carros forem integrados à frota.

Os primeiros dois fatores citados acima (demanda de serviço e a escolha de modalidade de transporte) podem ser vistos como alvos principalmente de medidas “indiretas” de melhoria de eficiência energética. Envolvem escolhas e prioridades para diversos tipos de infraestrutura, que representariam uma mudança do rumo das últimas décadas. Portanto, são politicamente ainda mais complexas que as iniciativas para aumentar a eficiência dos veículos.

Apesar da complexidade, influir tanto na demanda para serviços de transporte como no perfil das modalidades, serão fatores importantes no grande ajuste exigido nas próximas décadas. Um estudo recente mostra que as diferenças nas políticas históricas e na geografia resultaram em demandas de serviço, estruturas e eficiências modais muito distintas entre regiões de renda similar nos países industrializados.

Por exemplo, o consumo energético por habitante para transporte terrestre individual é 2,5 vezes maior na América do Norte do que na Europa Ocidental. Os impactos destes fatores inter-relacionados exigirão uma visão política mais holística, senão, boa parte dos benefícios energéticos e ambientais advindos dos avanços tecnológicos em veículos será anulada.

O pano de fundo para políticas públicas será marcado por diversos fatores que podem alterar tendências históricas como:

- meio ambiente - preocupação motivada principalmente pela poluição sonora e atmosférica local;
- estilo de vida - organização de trabalho e telecommuting; tipo de veículos desejados (maiores ou para lazer ou até para segurança em acidentes).
- novas tecnologias - ao lado da nova geração de carros, e talvez tão revolucionário, está surgindo um conjunto de tecnologias de cobrança automática pelo uso do espaço viário - *road pricing*. O impulso vem do problema cada vez mais severo de congestionamento.

Estas tendências novas terão conseqüências para todos os fatores que determinam o consumo de energia nos transportes. Ao mesmo tempo, energia (e emissões de CO<sub>2</sub>) raramente será o critério decisivo na escolha de alternativas.



É preciso vincular a economia de energia a outras questões. Possíveis vínculos não faltam, devido às grandes externalidades dos transportes. No Brasil, a eficiência dos veículos reflete cada vez mais as tendências internacionais. Isso se deve em grande parte à abertura relativa da indústria automobilística nacional e ao padrão do "carro mundial" das montadoras. Até o início dos anos 90 manteve-se praticamente uma reserva de mercado, com uma defasagem tecnológica em muitas áreas.

Por exemplo, caminhões médios com projetos essencialmente dos anos cinquenta continuam a ser produzidos em grandes números até recentemente. Esta defasagem histórica deve apresentar oportunidades com a renovação da frota de veículos.

Para carros individuais a política de preços para os combustíveis (gasolina e álcool) se aproxima à européia - com impostos relativamente elevados. Isto incentiva a compra de veículos mais eficientes, porém o efeito sobre decisões de compra parece modesto - pelo menos na faixa atual dos preços de combustível.

Para outros tipos de veículos o preço do combustível (principalmente diesel) é, senão explicitamente subsidiado, com níveis de impostos bem abaixo das externalidades do consumo (inclusive o custo da manutenção das estradas).

O objetivo deve ser a incorporação constante dos avanços em eficiência e segurança nos veículos produzidos no país e importados. O crescente comércio internacional em veículos e componentes deve contribuir neste sentido de modo geral. No entanto, cabe certo cuidado. Por exemplo, alguns modelos importados (como notavelmente a Jiguly Lada) foram deficientes. Há justificativa para normas de empenho energético, refletidas também na diferenciação dos impostos que incidem sobre veículos.

Há um segundo conjunto de questões em torno da mitigação do crescimento da demanda dos serviços de transporte e das modalidades mais energo-intensivas em particular.

Em Curitiba houve uma demonstração das possibilidades, principalmente em relação ao carro individual e os transportes urbanos públicos de passageiros.

A energia não foi um motivo principal para as medidas tomadas (congestão e poluição local foram mais importantes), mas resultaram numa nítida redução (~25%) de consumo de combustível por carro em relação a outras cidades de porte parecido. Apesar do sucesso do programa e sua popularidade política, houve pouca adaptação e aplicação em outras cidades. Mostra a dificuldade da implementação de “ações indiretas” envolvendo infraestrutura.

#### 5.7.6 Barreiras de mercado

Existe falta de informação organizada sobre as oportunidades de conservação. O assunto é relativamente novo, havendo poucos textos didáticos e cursos de formação, que difundam os conceitos de conservação e economia de energia. Há pouca difusão de conhecimento e das oportunidades, sendo difícil a avaliação de resultados econômicos derivados do uso eficiente. O uso otimizado da energia pressupõe um comportamento "racional" do ponto de vista econômico, assim, supõe-se ser possível comparar entre um investimento inicial maior com equipamentos eficientes e a redução das despesas com energia.

Na prática, há inúmeros entraves para que isto aconteça, seja pela dificuldade de calcular os ganhos (pouco trivial para não especialistas), seja pela desinformação do consumidor, ou ainda porque as despesas com energia são para a maioria dos usuários parte pequena do orçamento de despesas. Estes problemas no Brasil têm sido exacerbados pela má distribuição de rendas e instabilidade econômica.

Mesmo quando existe uma percepção dos resultados econômicos, em muitas situações o usuário não tem como reverter algumas formas de desperdício geradas pelos projetistas das tecnologias de utilização, cujo objetivo pode ser o de minimizar o preço ou de outra natureza.

Isto ocorre, por exemplo, com os *boilers*<sup>4</sup> que equipam os prédios, onde o construtor orienta a seleção para o menor investimento.

---

<sup>4</sup> *Boilers* armazenam e conservam a água aquecida pelo sol e, normalmente, são instalados dentro do telhado, embaixo ou ao lado da caixa d'água

Em muitos casos, as tecnologias para aumentar a eficiência são simples e conhecidas. Como o mercado inicial no Brasil é pequeno, elas não são oferecidas ou quando são os preços são substancialmente maiores que nos países industrializados. Este ciclo vicioso já levou a diversas reversões de expectativa.

Qualquer uso de energia primária tem, necessariamente, custos ambientais, a inexistência de custos explícitos para a agressão ao meio ambiente. seja a nível regional seja ao nível global, tem levado a discussões sobre como transformar este custo em um parâmetro financeiro, estando longe de estarem resolvidas ou mesmo equacionadas.

Equipamentos mais eficientes são normalmente mais caros. Ainda que tenha consciência das vantagens econômicas de fazer o investimento inicial (o que não é óbvio – *q.v.*), o consumidor pode ter dificuldade em ter acesso a um crédito ou apenas conseguiu-lo a juros elevados. Como as soluções mais eficientes tendem a ser também mais capital-intensivas, um dos problemas básicos dos programas "voluntários" é induzir os usuários de energia a investirem na frente para ganhar com a redução de custos posteriormente.

#### 5.7.7 A busca por novos caminhos

Na opinião de especialistas é preciso estudar todas as alternativas e não há uma resposta simples sobre como mudar a matriz energética mundial. Um exemplo é a questão nuclear. Para Richard Schock, diretor de Estudos do Conselho Mundial de Energia (WEC), essa é uma alternativa que não pode ser ignorada;

"A energia nuclear estará disponível em todo o mundo. Em alguns lugares de alta densidade, como por exemplo, o Japão, onde não existem muitas áreas para produção de energia, é de se esperar que a proporção aumente nos próximos 50 anos", diz ele, que é co-autor de um capítulo sobre o tema no relatório do IPCC.

O principal desafio é desenvolver outros tipos renováveis de energia, como eólica, solar, de biomassa e da terra (geotérmica), que respondem por apenas 2% da matriz energética mundial.

Um levantamento da Rede para Políticas de energias renováveis, citado pelo IPCC, mostra que em 2005, os investimentos em energias renováveis alcançaram US\$ 38 bilhões, por iniciativa principalmente de Alemanha, China, Estados Unidos, Japão e Índia.

Alemanha, Espanha e Estados Unidos, por exemplo, já têm capacidades instaladas de energia eólica que alcançam respectivamente 18,4 GW, 10 GW e 9,1 GW, segundo o Conselho Mundial de Energia (WEC). Para efeito de comparação, a usina de Itaipu tem uma capacidade de 12,6 GW.

Recentemente a Índia (4,4 GW) superou a Dinamarca (3,1 GW) e é um dos países que mais desenvolvem este tipo de tecnologia energética, junto com a China (que hoje tem 1,3 GW e pretende ampliar para 30 GW em 2030).

Já a energia solar deve chegar a uma capacidade instalada de 5 GW até 2010, nos cálculos do WEC. Esta alternativa é vista como especialmente atraente para países emergentes que se beneficiam de luz solar abundante. Tanto a Índia como a China instalaram grandes programas de células fotovoltaicas para captar a luz solar e transformar em energia.

O Brasil também é visto como um país com grandes vantagens, por seu programa de etanol à base de cana-de-açúcar e do potencial ainda existente para explorar hidroeletricidade a partir de pequenas usinas.

#### 5.7.8 Desenvolvimento vs recursos financeiros

Mas o próprio WEO condiciona o desenvolvimento de fontes de energia não-fósseis à redução dos custos de produção, e especialistas consideram que o incentivo passa pelo fator compensação financeira.

A Agência de Energia Internacional estima que os investimentos para atingir a demanda por energia até 2030 vão beirar os US\$ 20 trilhões, e por isso analistas dizem que a melhor política para incentivar energias limpas é torná-las economicamente atrativas.

Ao se referir às propostas de taxaço das emissões de carbono, o IPCC afirmou que um preço de US\$ 20 a US\$ 50 por tonelada de CO<sub>2</sub> seria capaz de transformar o setor energético e elevar a participação das fontes renováveis na matriz energética para 35% até 2030, quase o dobro do quinhão atual.

"Não temos políticas de energias suficientes nem cooperação internacional suficiente entre governos e empresas para fazer o que hoje já é possível tecnicamente. Precisamos que investidores e profissionais das finanças invistam em políticas", afirma o presidente norte americano Barack Obama.

"Mas precisamos de políticas consistentes, precisamos tomar cuidado para que investir em energias renováveis não se torne menos atraente em cinco ou dez anos. Investidores só colocarão seu dinheiro em políticas que eles acreditarem que sobreviverão."

## 5.8 **Matriz energética brasileira**

O Brasil sai na frente no que diz respeito à utilização de energias renováveis, tem-se o etanol a base de cana de açúcar, que já é uma fonte considerável de energia renovável na composição da matriz energética brasileira, entretanto ainda é muito dependente do petróleo como fonte de energia.

Para a definição da política energética nacional devem ser considerados ainda o cenário internacional e regional e suas configurações no âmbito global do país. É ainda necessário ter em conta os aspectos tecnológicos, que condicionam o uso e a produção de energia no presente e no futuro, além do impacto ambiental de sua produção e uso no curto, médio e longo prazo.

Entretanto antes de avaliar a importância do desenvolvimento de novos combustíveis alternativos é necessário contextualizar a matriz energética neste cenário, ela é parte de um processo mais global de planejamento estratégico para o País que envolve a Sociedade e, através dos poderes constituídos, o Estado. Com efeito, a matriz é um instrumento do planejamento energético integrado na área de energia que, por sua vez, está ligado ao planejamento estratégico do País.

O Brasil, por exemplo, devido às condições climáticas, geológicas e hidráulicas detêm uma grande quantidade de recursos energéticos, porém a maior parte, que é a base de hidrocarbonetos, começa a enfrentar problemas de escassez de reservas e a provocar problemas ambientais – alterações globais de temperaturas, o que nos leva a crer que esta fonte de energia deve ser abandonada antes de se esgotar por completo, sendo não mais utilizada em motores a combustão e sim direcionada a um uso mais nobre a petroquímica.

A preferência por hidrelétricas não existe por acaso. Sua atratividade está na energia mais barata, já que o combustível é a água. Segundo a Aneel, em média o custo é de R\$ 1,5 mil para cada quilowatt (KW) instalado. Isso significa em torno de R\$ 50 o MWh, bem diferente dos quase R\$ 100 da energia das termoelétricas movidas a gás natural. Mas é importante ressaltar que o custo depende de cada empreendimento e da captação de recursos para a construção da usina, é o que alerta o professor da Universidade de São Paulo (USP), ILDO SAUER.

Além de ser uma energia mais barata, a hidrelétrica esta livre do risco cambial das térmicas, provocado pelo fato de funcionarem com gás importado (sujeito as variações do dólar).

Outro fator favorável as hidrelétricas, é que, a maioria dos equipamentos usados na construção é nacional, o mesmo não ocorre com as usinas térmicas. O Brasil desenvolveu expressiva capacidade tecnológica em torno das usinas hidrelétricas por meio da indústria civil e de equipamentos, serviços de engenharia e capacidade de planejamento e otimização do sistema.

Atualmente, existem no setor 54 hidrelétricas em processo de construção ou de licenciamento ambiental, totalizando quase 17 mil megawatts (MW) de potência. Em 12 de julho (2002), outras oito concessões com capacidade de geração de 1584 MW serão licitadas.

Os números expressivos, no entanto, estão longe de traduzir a riqueza hídrica do país, cuja exploração atinge apenas 27% do potencial nacional, estimado em 257.920 MW. O problema é que os maiores aproveitamentos se encontram na Região Norte, principalmente na Bacia Amazônica, onde os projetos esbarram nas complexas e necessárias - leis ambientais.

No último ano as licenças para instalações de hidrelétricas no rio Madeira foram concedidas pelo IBAMA, entretanto ainda existe muita pressão dos movimentos ambientalistas para que esta autorização seja revogada.

Se estas questões não forem resolvidas pode-se ter a repetição do que acontece com a Usina de Belo Monte chamada de Itaipu do Norte, localizada no Rio Xingu no Pará, que há 20 anos vem sendo estudada. Por pressões ambientais, o projeto já foi alterado algumas vezes, mas ainda não saiu do papel.

O empenho do governo para diversificar a matriz energética brasileira não alterou a tradicional preferência dos investidores pela hidroeletricidade. Com a explosão da crise de energia, no primeiro semestre de 2001, os projetos em hidrelétricas ganharam ainda mais visibilidade, principalmente diante dos riscos apresentados na construção de termoeletricas, como a indefinição do preço do gás cotado em dólar.

Na composição da futura matriz, a maioria dos estrategistas aponta para a entronização da energia solar como principal fonte primária de energia, que se desdobrará em repositórios intermediários, derivados da captação e transformação da radiação solar, seja por fotossíntese (biomassa) ou por processos industriais. A conjugação das duas vertentes, como é o caso das células de combustível, operacionaliza as formas de aproveitamento da energia solar.

#### 5.8.1 Vulnerabilidade da hidroeletricidade

A diversificação de fornecedores de energia é uma das principais estratégias utilizadas pelos países com vistas à redução de sua vulnerabilidade, objetivando a garantia de suprimento.

A atratividade deste energético se dá em relação às questões ambientais, destacando-se a crescente preocupação com menores índices de emissões de gases do efeito estufa provenientes da queima de hidrocarbonetos, o gás natural apresenta vantagens em relação ao petróleo, como sendo a fonte energética com previsão de maior crescimento no consumo interno, para quase todos os países.

O Brasil, entretanto, tem investimentos mássicos concentrados, sobretudo nas hidrelétricas, estas por sua vez possuem maior prazo de maturação do projeto, se comparado com uma usina térmica. Uma termoelétrica fica pronta em cerca de um ano, as hidrelétricas demoram mais de cinco anos para ficarem prontas e começarem a recuperação financeira.

Outro ponto contra as hidrelétricas é o vulnerável sistema nacional de transmissão de energia, pois as usinas ficam distantes dos grandes centros urbanos, exigindo altos investimentos na expansão do transporte. Nesse caso as termoelétricas levam vantagem, pois podem ser instaladas próximas dos centros de consumo.

É fato que os combustíveis fósseis representam a fonte principal de energia cerca 80% dos recursos, eles resultam em emissões de poluentes atmosféricos e em mudanças globais de temperatura, devido o efeito estufa.

#### 5.8.2 Perspectivas no horizonte 2030

Num horizonte de 15 a 20 anos ainda serão utilizadas as tecnologias atuais para a produção de energia e, em particular, de eletricidade. Essa mudança deverá ser mais sentida no setor de transportes. Mesmo num horizonte menor, de cinco a dez anos, poderá ocorrer o início de mudança neste panorama.

Do ponto de vista de recursos energéticos, a produção clássica de petróleo tendera a diminuir. Ao mesmo tempo as novas fontes de energia, em particular de petróleo (não clássico), juntamente com energias renovadas, tenderão a ser a cada dia mais empregadas.

As emissões de dióxido de carbono tendem a crescer paralelamente ao consumo de energia primária (Figura 76), provocadas por fontes de carvão, energia hídrica e nuclear principalmente na China e em outros países da Ásia. Uma característica a ser perseguida é a melhoria da eficiência energética, como consequência do uso de tecnologias mais aperfeiçoadas.



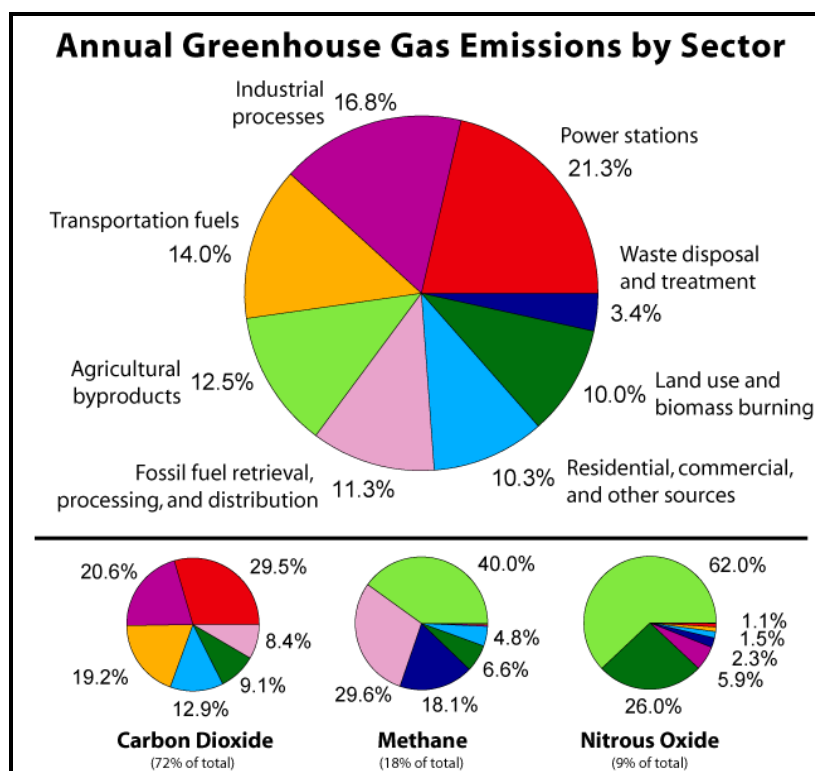


Figura 76 – Emissões de gases do efeito estufa por setor  
Fonte: IEA

No passado, em um modelo com características meramente econômicas, o crescimento do consumo de energia era diretamente influenciado pelo PIB. Essa tendência, influenciada pelo preço da energia, continua e permite antever o aumento ou a manutenção no horizonte de 20 anos da utilização dos combustíveis fósseis.

Quando se observam as tendências futuras, as preocupações quanto a possíveis restrições no suprimento afloram porque os limitados recursos energéticos farão frente a uma crescente demanda favorecida pela expansão demográfica, econômica e pela superação da pobreza por partes consideráveis das populações mundiais.

Atualmente empresas de energia elétrica, nuclear, petróleo, gás, das energias alternativas como a solar e eólica, núcleos de desenvolvimento tecnológico, que promovem a energia nuclear ou a “era do hidrogênio”, tem sido os grandes condutores de estudos globais sobre as perspectivas futuras.

De iniciativas simplistas e tendências, estes estudos ganharam profundidade e passaram a envolver agentes de múltiplos setores, estudiosos das mais diversas áreas estão

desenvolvendo pesquisas para o conhecimento e proposições quanto às fontes energéticas do futuro.

Como dito anteriormente, para que os estudos saiam dos projetos e passem aos laboratórios de testes, os governos devem oferecer subsídios para o desenvolvimento de tecnologias para a utilização de novas fontes de energia.

O mercado aposta nas vantagens do hidrogênio e nas inovações tecnológicas, que devem forçar a transição para esta fonte energética bem antes que o petróleo escasseie. Pois quanto maior a demanda por células de combustíveis, menor a busca por petróleo. Em alguns países em desenvolvimento o petróleo é suficientemente barato para ser usado em geração de calor e eletricidade, mas isso não chega a compensar o declínio de sua utilização.

O Governo brasileiro desde 1999, por meio do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), tem apoiado o desenvolvimento de diversos estudos, inclusive processo da reforma de etanol para produção de hidrogênio com vistas a atender a um mercado potencial no Brasil e América Latina. Esse interesse estratégico do MCT estimulou programas de pesquisa e o apoio a diversos projetos, envolvendo células a combustível e produção de hidrogênio.

Entre os vários desafios, identificados para a utilização do hidrogênio, está o desenvolvimento da tecnologia para as células, para a produção, o armazenamento e a distribuição do hidrogênio, a capacitação de recursos humanos, regulação quanto à segurança, padronização e necessidade de parcerias entre instituições do governo, setor industrial, setor de serviços, etc.

Aceitas as premissas anteriormente relacionadas, qualquer cenário que venha a ser traçado para o médio e o longo prazo, revela as vantagens comparativas do Brasil para o uso de energia renovável neste contexto – o mercado que está sendo organizado, consolidando os negócios internacionais envolvendo oferta de energia renovável.

O Brasil reúne condições para ser o principal receptor de recursos de investimento provenientes do mercado de carbono. Os contornos deste mercado já estão visíveis e ele será rapidamente consolidado com a ratificação do Protocolo de Kyoto pela Rússia, destarte a

recusa em subscrevê-lo por parte do maior devorador de energia fóssil e maior emissor de poluentes atmosféricos, que são os Estados Unidos e China.

O sinergismo entre as vantagens comparativas naturais (solo, água, radiação solar e mão de obra) e as captações de capital, proveniente de projetos vinculados aos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo, tornarão o país ainda mais atrativo para macro-investidores ávidos por disputarem o *market share*<sup>5</sup> do *biotrade*.

Esses capitais comporão um portfólio de investimento direto na produção, porém também auxiliarão na formação de uma logística adequada para o armazenamento e escoamento da produção (comunicações, ferrovias e hidrovias e instalações portuárias).

Da mesma forma, as políticas públicas destinadas à geração de emprego e renda e a melhoria de sua distribuição, em especial no apoio à pequena propriedade familiar e nos assentamentos da Reforma Agrária, encontrarão na Agricultura e Energia uma forma de agregar valor à produção destes segmentos, ao mesmo tempo em que contribui para o esforço global de limpeza da atmosfera.

Entretanto fica clara a ausência de um importante fator de produção, na equação acima, que é o componente tecnológico. A apropriação da maior fatia da rentabilidade do mercado de bioenergia será proporcional à importância dos fatores de produção. Radiação solar é grátis, a terra no Brasil ainda será farta e barata (para os padrões internacionais) no médio e longo prazo. Logo, a remuneração da natureza será proporcionalmente baixa.

A mão-de-obra também será farta, mesmo postos parâmetros como a redução das taxas de natalidade e o crescimento da oferta de emprego. Do outro lado da balança estarão a extensão da esperança de vida e a automação de processos, que são forças contrárias ao pleno emprego. Desta forma, a mão de obra em seu sentido massivo, terá baixa remuneração, na partilha da apropriação da rentabilidade, no horizonte do futuro mediato.

Entretanto, os capitais terão custos de oportunidade diferenciados, sendo carreados para investimentos com mercado estável, de alta rentabilidade, segurança e liquidez. Embora

---

<sup>5</sup> Fatia de mercado detida por uma organização

seja previsível que estas características estarão presentes na agricultura de energia, o mundo também reservará outras alternativas de investimento com as mesmas características, o que projeta um fluxo para negócios de alta rentabilidade.

### 5.8.3 Dificuldades para mudanças no padrão de consumo

O mundo enfrenta grandes problemas para uma mudança global na geração de energia e no Brasil a situação não é diferente.

A dificuldade de mudar esta tendência se deve ao fato de que, atualmente, cerca de 80% da energia mundial é fornecida por fontes fósseis, como o petróleo (33%), o carvão (25%) e o gás (21%).

No caso da produção de energia elétrica, também há grande dependência de fontes fósseis. Segundo dados de 2004, os recursos energéticos mundiais combinados geraram cerca de 17,4 mil gigawatts hora (GWh) de eletricidade. O carvão respondeu por 40% desta energia elétrica, seguido pelo gás (20%).

Para piorar a situação, as duas fontes consideradas limpas que mais contribuem para a produção de eletricidade - a energia nuclear e a hidrelétrica - têm sido cada vez mais questionadas por cientistas e ambientalistas como alternativas realmente ideais.

A nuclear, que responde por 16% da geração de eletricidade, traz embutidos riscos de contaminação por lixo atômico e de proliferação armamentista mundial.

A energia hidrelétrica, que também responde por 16% da produção de eletricidade, é considerada limpa e sustentável. No Brasil, responde por mais de 80% do consumo do país.

Entretanto, a construção de grandes usinas causa sérios impactos sobre o meio ambiente e a ocupação do solo onde são instaladas.

## 5.9 Considerações preliminares

O Brasil, graças a políticas adotadas no passado, tem uma estrutura de oferta de energia com um forte componente de energia primária renovável, o que faz com que o país tenha um dos menores índices de emissões de CO<sub>2</sub> pelo sistema energético em relação ao PIB do mundo.

Esta característica do sistema energético brasileiro tem, contudo, se modificado em função de uma inflexão das políticas adotadas, o que tem favorecido a perda de espaço do carro a álcool para o carro a gasolina, a substituição de carvão vegetal por coque na siderurgia e a perspectiva de entrada de usinas a gás natural e a carvão mineral em substituição às usinas hidrelétricas.

A tendência observada a partir da década de 90 de aumento da intensidade em CO<sub>2</sub> da economia brasileira não é, entretanto irreversível. Existe um grande potencial de redução dos desperdícios, tanto no uso final como nos processos de transformação de energia primária em formas para o uso final.

A redução destas perdas no processo de transformação energética pode ser um elemento chave para viabilizar economicamente as fontes renováveis da matriz. Estes aumentos da eficiência energética, ambiental e econômica do setor energético passam, geralmente, pelo aproveitamento dos resíduos ou do calor de processo para cogeração de energia elétrica.

Assim o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira não tem um efeito tão negativo em termos de efeito estufa, se no lugar de ser utilizado em termoelétricas tradicionais em substituição das hidroelétricas fosse utilizado em processos de cogeração.

No que diz respeito ao uso final, fica claro o quão importante é o setor de transportes em uma estratégia de redução das emissões de gases do efeito estufa, já que este setor sozinho é responsável por mais de 40% das emissões energéticas de CO<sub>2</sub> no Brasil. Como foi mostrado, tanto no setor de transportes como nos demais setores de consumo, existe uma grande gama de ações que permitem aumentar a eficiência nos usos de energia e, por

consequente de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>. Contudo estas medidas não ocorrerão espontaneamente sem uma política estruturada e na ausência de recursos financeiros que alavanquem estas iniciativas.

É fundamental uma política estruturada do governo brasileiro de forma a criar um quadro institucional favorável a estas iniciativas e uma mobilização dos países desenvolvidos no sentido de viabilizarem um fluxo de recursos para auxiliar e financiá-las. Este apoio financeiro é justificável não apenas por fatores éticos, mas também porque é plenamente justificado do ponto de vista econômico e por ter o Brasil, demonstrado capacidade de conseguir resultados. Apesar de existir diversas políticas neste sentido ainda falta empenho do governo em questões fundamentais como veremos a seguir.