



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia 2030



2006 - 2007



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia 2030



2006 - 2007



Ministério das Minas e Energia – MME

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva
Nelson Jose Hubner Moreira (interino)

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 3319 5299 Fax : (55 61) 3319 5067
www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Bioenergia

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede: SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar | 70051-903
Brasília – DF
Escritório Central: Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar 20090-003
Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100 | Fax : (55 21) 3512 3199
www. epe.gov. br

Catálogo na Fonte
Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica

Brasil. Ministério de Minas e Energia.

Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética . _ Brasília : MME : EPE, 2007.

12 v. : il.

Conteúdo: v. 1. Análise retrospectiva – v. 2. Projeções – v. 3. Geração hidrelétrica – v. 4. Geração termelétrica a partir de Petróleo e derivados – v. 5. Geração termelétrica a partir do gás natural – v. 6. Geração termelétrica a partir do carvão mineral – v. 7. Geração termonuclear – v. 8. Geração termelétrica a partir da biomassa – v. 9. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes – v. 10. Combustíveis líquidos – v. 11. Eficiência energética – v. 12. Transmissão.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Fonte alternativa de energia. 3. Plano Nacional de Energia Elétrica. I. Empresa de Pesquisa Energética. II. Título.

CDU 621.3(81)“2030” : 338.28

Plano Nacional de Energia

2030

Geração Termelétrica – Petróleo e Derivados

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann

Coordenação Executiva

Francisco Romário Wojcicki

Iran de Oliveira Pinto

Jarbas Raimundo de Aldano Matos

Paulo Altaur Pereira Costa

Departamento de Planejamento Energético

Diretor

Iran de Oliveira Pinto

Consultores

Albert Cordeiro Geber de Melo – CEPEL

Altino Ventura Filho – MME

Antônio Carlos Tatit Holtz – MME

Maria Elvira Piñeiro Maceira – CEPEL

Equipe Técnica

Adriano Jeronimo da Silva

Andrea Figueiredo

Artur Costa Steiner

Christiany Salgado Faria

Eduardo de Freitas Madeira

Fernando Colli Munhoz

Fernando José Ramos Mello

Flávia Xavier Cirilo de Sá

Gilberto Hollauer

João Antônio Moreira Patusco

John Denys Cadman

José Luiz Scavassa

Osmar Ferreira do Nascimento

Renato Augusto Faria de Araújo

Sophia Andonios Spyridakis Pereira

Vanessa Virgínio de Araújo

Equipe de Apoio

Gilda Maria Leite da Fonseca

Leonardo Rangel de Melo Filardi

Maria Soares Correia

Maurílio Amaro de Souza Filho

Coordenação Editorial

Gabriela Pires Gomes de Sousa Costa

Equipe Editorial

Alex Weiler Magalhães

Ana Klea Sobreira de Moraes

Carlos Teixeira da Silva

Daniele de Oliveira Bandeira

Eduardo Gregório

Paulo Alfredo Perissin

Rafael Santiago de Carvalho

Secretaria de Petróleo e Gás – SPG/MME

Secretário-Adjunto

Jão José de Nora Souto

Coordenação Geral

Departamento de Gás Natural

Georges Souto Rocha

Symone Christine de Santana Araújo

Departamento de Combustíveis Renováveis

Marlon Arraes Jardim Leal

Ricardo Borges Gomide

Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural

Clayton de Souza Pontes

Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo

Luiz Carlos Lisboa Theodoro

Manoel Rodrigues Parada Neto

Diretores

José Botelho Neto – DEPG

Cláudio Akio Ishihara – DCDP

Ricardo de Gusmão Dornelles – DCR

Assessores

Marco Antonio Martins Almeida – SPG

Apresentação

O Plano Nacional de Energia - PNE 2030 tem como objetivo o planejamento de longo prazo do setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas.

O PNE é composto de uma série de estudos que buscam fornecer insumos para a formulação de políticas energéticas segundo uma perspectiva integrada dos recursos disponíveis. Estes estudos estão divididos em volumes temáticos cujo conjunto subsidiará a elaboração do relatório final do PNE.

Este volume, cujo tema é Petróleo e Derivados, é resultado do conjunto de cinco notas técnicas, fruto de trabalhos contratados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao MME.

Na concepção do referido plano, bem como para os aperfeiçoamentos necessários e, sobretudo, para garantir os melhores resultados possíveis, foram realizadas no MME apresentações dos estudos preliminares através de seminários públicos, assegurando a efetiva participação dos agentes setoriais e da sociedade no processo de planejamento.

Foram realizados nove seminários cujo cronograma se vinculava ao estágio de desenvolvimento dos estudos temáticos do PNE 2030. O primeiro seminário ocorreu em abril de 2006 e o último em novembro do mesmo ano. O seminário de Petróleo e Derivados ocorreu no dia 13 de julho de 2006, e as contribuições realizadas neste seminário foram, na medida de sua pertinência, incorporadas nos trabalhos desenvolvidos de que trata este volume.

O presente volume encontra-se dividido em cinco Notas Técnicas enumeradas a seguir:

1. Inventário dos recursos e reservas de petróleo no Brasil;
2. Centros de transformação: estrutura de produção, refino e transporte de petróleo e derivados/ logística e tecnologia;
3. Geração termelétrica a partir de derivados de petróleo: caracterização técnico-econômica;
4. Geração termelétrica a partir de derivados de petróleo: potencial de geração;
5. Geração termelétrica a partir de derivados de petróleo: avaliação dos impactos socioambientais.

A nota técnica “Inventário dos recursos e reservas de petróleo no Brasil” tem como objetivo analisar a disponibilidade atual e futura de fontes nacionais e importadas de petróleo, levando-se em consideração o panorama atual das reservas, produção e consumo desse energético no Brasil e no mundo, assim como a capacidade nacional de produção nos próximos anos.

A nota técnica “Centros de transformação: estrutura de produção, refino e transporte de petróleo e derivados/ logística e tecnologia” apresenta a estrutura de demanda, de oferta e de transporte de derivados

de petróleo no mundo e no Brasil, identificando o patamar tecnológico atual e as tendências de evolução tecnológica da produção de combustíveis.

Na nota técnica “Geração termelétrica a partir de derivados de petróleo: caracterização técnico-econômica”, é focado o aspecto técnico e econômico da geração termelétrica a partir de derivados de petróleo, tais como: características técnicas e operacionais de usinas termelétricas a derivados de petróleo, caracterização dos custos envolvidos na geração termelétrica e avaliação econômica dessa geração.

A nota técnica “Geração termelétrica a partir de derivados de petróleo: potencial de geração” tem por objetivo apresentar o potencial de geração elétrica a derivados de petróleo de modo a subsidiar as análises da viabilidade técnico-econômica de expansão do uso desse energético como alternativa para a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil.

Finalizando este volume, a nota técnica “Geração termelétrica a partir de derivados de petróleo: avaliação dos impactos socioambientais” objetiva apresentar os efeitos socioambientais decorrentes da utilização de derivados de petróleo para a produção de energia elétrica.

Como auxílio à elaboração destas notas técnicas, que compõem um dos estudos da oferta de energia que subsidiarão a elaboração do PNE 2030, a EPE promoveu, no seu escritório central, uma série de reuniões temáticas entre os meses de fevereiro e março de 2006. Em cada reunião, houve a participação de especialistas, estudiosos e profissionais reconhecidamente competentes em relação ao tema objeto da reunião. No dia 22 de fevereiro teve lugar o tema “Petróleo”, e foram convidados os senhores: Alexandre Salem Szklo – COPPE/UFRJ; Giovani Vitória Machado – COPPE/UFRJ; José Henrique Danember – PETROBRAS; Rafael Resende – PETROBRAS; Roberto Schaeffer – COPPE/UFRJ; aos quais cumpre registrar os agradecimentos de toda diretoria e equipe de técnicos da EPE. Os depoimentos e os esclarecimentos colhidos nessa reunião foram especialmente importantes, seja por sua relevância intrínseca, dada a qualificação dos profissionais convidados, seja por sua atualidade.

Tal processo despendeu esforço de um sem número de profissionais, estudiosos e interessados no tema e, ainda que tais esforços cumpram com seu objetivo, como todo trabalho de natureza complexa, cíclica e, necessariamente, vinculada a um horizonte temporal, o PNE e seus estudos correlatos estão sujeitos a atualizações e aperfeiçoamentos, sendo necessário refazê-los periodicamente.

Assim, com a publicação deste volume, o Ministério de Minas e Energia busca apresentar à sociedade o resultado de estudos que constituem a gênese de um processo que culminará com a publicação do Plano Nacional de Energia – 2030, este que é uma das principais formas de materialização do planejamento energético de longo prazo brasileiro que, paulatinamente, caminha rumo a uma mais intensa e efetiva participação da sociedade em sua elaboração.



SUMÁRIO GERAL

ESTUDOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS PETRÓLEO INVENTÁRIO DE RECURSOS E RESERVAS NO BRASIL.....	11
CENTROS DE TRANSFORMAÇÃO: ESTRUTURA DE PRODUÇÃO, REFINO E TRANSPORTE DE PETRÓLEO E DERIVADOS / LOGÍSTICA E TECNOLOGIA	43
GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DOS DERIVADOS DE PETRÓLEO: CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA.....	113
GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DE DERIVADOS DO PETRÓLEO: POTENCIAL DE GERAÇÃO	143
GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DE DERIVADOS DE PETRÓLEO: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS	179

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Amaro Olímpio Pereira Junior
Jeferson Borghetti Soares
Marina Elisabete Espinho Tavares
Bruno Musco Mendes (estagiário)
Filipe S.de Sousa.(estagiário)

ESTUDOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS PETRÓLEO INVENTÁRIO DE RECURSOS E RESERVAS NO BRASIL

SUMÁRIO

1. Conceitos básicos.....	13
2. Panorama mundial.....	15
2.1. Reservas.....	15
2.2. Produção.....	18
2.3. Consumo.....	20
2.4. Óleos não convencionais.....	21
3. Panorama brasileiro.....	23
4. Custos de extração do petróleo.....	28
5. Disponibilidade futura de petróleo no Brasil.....	30
6. Considerações sobre restrições sócio-ambientais.....	36
6.1. Impactos das atividades terrestres.....	37
6.2. Impactos das atividades marítimas.....	38
7. Considerações finais.....	40
8. Referências bibliográficas.....	41

1. Conceitos básicos¹

Algumas definições apresentadas a seguir serão úteis para o entendimento da exposição acerca da disponibilidade atual e futura de hidrocarbonetos (óleo, gás natural e LGN²). Isto tornará mais clara a apresentação de dados realizada nesta nota técnica.

A primeira dessas definições se refere à diferenciação entre recursos não descobertos e reservas. O termo recursos inclui tanto as reservas, que são volumes a produzir, contidos em campos descobertos, quanto o potencial, que se refere ao volume estimado recuperável a partir de jazidas não descobertas, inferidas geologicamente³. A reserva se relaciona à quantidade remanescente na jazida, recuperável economicamente, com as condições tecnológicas disponíveis no momento de sua avaliação. Em termos financeiros, corresponde ao *break even point* do campo: trata-se do limite acima do qual os custos superam os ganhos econômicos advindos da exploração daquele campo. Trata-se, pois, de um conceito dinâmico no tempo, quando alterações de preços, de tecnologia, de perfil da demanda, bem como aspectos político-institucionais, acabam por influenciar continuamente a estimativa das reservas. Ademais, o próprio conceito de reserva se conecta à evolução do grau de conhecimento quanto à extensão dos recursos disponíveis⁴.

As reservas podem ser classificadas em provadas, prováveis e possíveis⁵, associado ao grau de conhecimento das propriedades do reservatório, conforme se descreve a seguir (SZKLO, 2005 e ANP, 2000):

- **Provadas:** aquela que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, estima-se recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras;
- **Prováveis:** aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas;
- **Possíveis:** aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

1 Cumprir assinalar que esses conceitos são igualmente aplicáveis às reservas de gás natural e, por isso mesmo, esta seção é reproduzida na Nota Técnica “Gás Natural – Inventário dos Recursos e Reservas no Brasil”.

2 Abreviação para líquidos de gás natural, correspondendo à fração condensável de voláteis presentes no gás natural extraído de reservatórios de gás associado ou de gás “úmido”. Estes líquidos de gás natural são compostos, basicamente, de etano, propano, butano e gasolina natural (C5) que, submetidos a processamento primário em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN’s), são separados da fração preponderante, normalmente composta por metano. Além de normalmente responderem por menor fração na composição volumétrica do gás natural “úmido”, os componentes dos LGN também apresentam maior valor agregado.

3 A estimativa inicial se utiliza de métodos indiretos, baseados na verificação de propriedades físicas das estruturas geológicas propícias à acumulação de hidrocarbonetos. Caso a análise destas propriedades sinalize a possibilidade de haver esta acumulação, prossegue-se com a etapa de perfuração exploratória para determinação da existência (ou não) destes hidrocarbonetos, bem como a estimativa da quantidade existente. Pela natureza da atividade de exploração e produção de petróleo, o conhecimento da extensão verdadeira da quantidade de hidrocarbonetos acumulada só ocorre mesmo, quando do abandono do campo.

4 Vale ressaltar que se privilegiou, nesta Nota Técnica, a discussão a respeito de reservas de petróleo.

5 Vale ressaltar que esta classificação segue os critérios da Society of Petroleum Engineers – SPE, seguidos pela Agência Nacional do Petróleo, conforme verifica-se na Portaria ANP nº 9, de 2000. Existe ainda a definição de reservas da Security and Exchange Commission – SEC. Esta não considera a existência de reservas prováveis e possíveis e as reservas provadas são aquelas que a empresa comprova, por meio de testes de formação conclusivos, serem economicamente e legalmente passíveis de produção sob as condições operacionais e econômicas vigentes. A SEC solicita que exista algum tipo de evidência de que as reservas serão desenvolvidas, seja por meio de contratos de venda assinados, seja pelo compromisso de desenvolvimento da infra-estrutura de produção e transporte. A Consultoria Cambridge Energy Research Associates publicou um estudo em 2005 intitulado “*In search of Reasonable Certainty: Oil and Gas Reserves Disclosures*” que critica o método utilizado pela SEC para estimar as reservas, considerando-o ultrapassado, uma vez que o mesmo não considera diversos avanços tecnológicos e fontes não tradicionais de petróleo e gás natural.

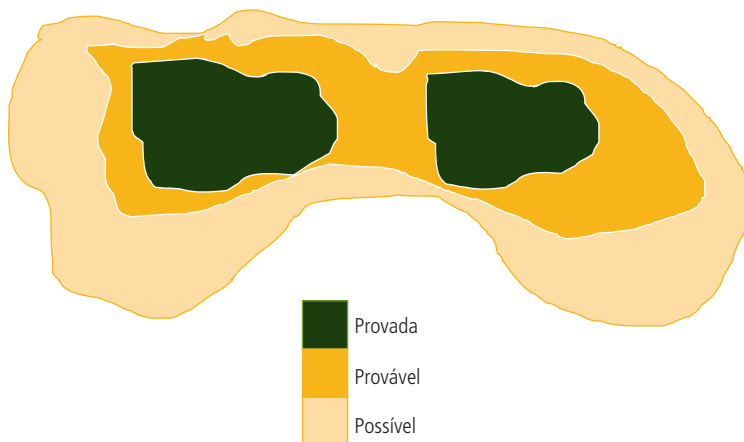
Em termos esquemáticos, a Figura 1 ilustra a diferença entre os vários conceitos de reservas anteriormente expostos.

Uma abordagem probabilística considera parâmetros utilizados na estimativa do volume do reservatório, tais como a porosidade, permeabilidade, saturação, área de produção e parâmetros econômicos, entre outros. A partir da distribuição de probabilidade associada a cada parâmetro da utilização de métodos de simulação estatística (Monte Carlo ou outro), estima-se a distribuição das estimativas prováveis da extensão da jazida, plotando-se a distribuição de probabilidade de cada valor obtido na simulação. Uma ilustração do tipo de resultado obtido pode ser observada na Figura 2.

Costuma-se assumir os seguintes graus de certeza em relação aos volumes determinados:

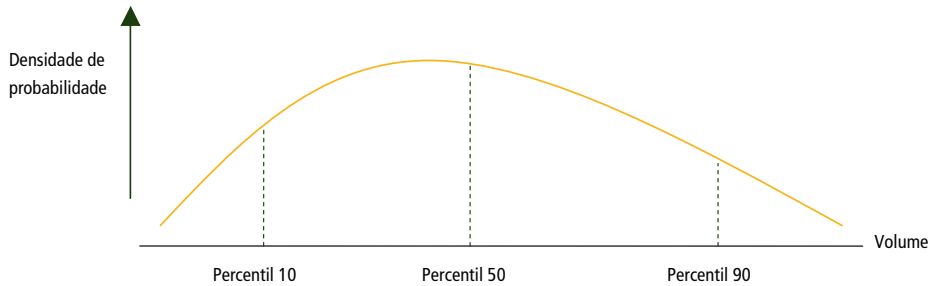
- Reservas provadas: 90% de certeza;
- Reservas prováveis: 50% de certeza;
- Reservas possíveis: apenas 10% de certeza em relação aos volumes determinados.

Figura 1 – Representação esquemática das classificações de reservas



Fonte: SZKLO, 2005.

Figura 2 – Representação esquemática da distribuição de valores observados para estimativa de extensão de jazidas de petróleo e gás natural



Fonte: SZKLO, 2005.

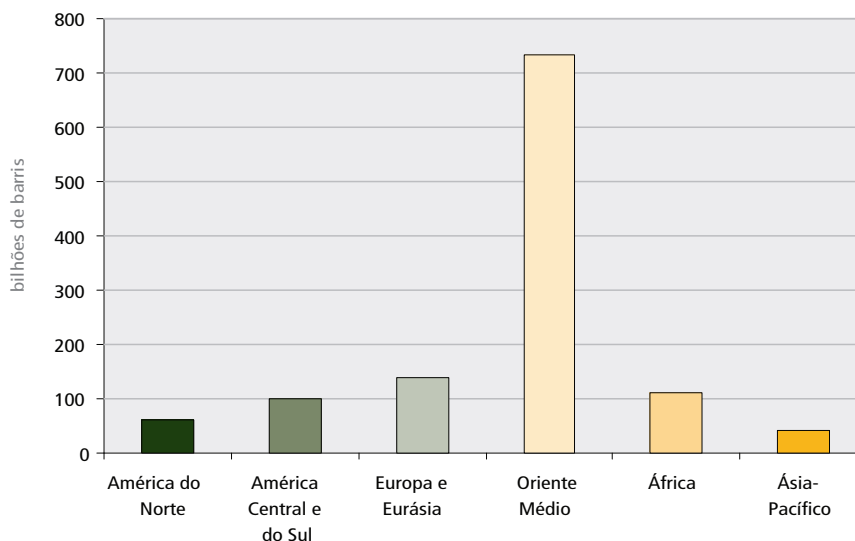
2. Panorama mundial

2.1. Reservas

A seguir será apresentado um breve panorama das reservas de petróleo convencional disponíveis no mundo.

Como se pode perceber na Figura 3, a grande concentração de reservas ocorre no Oriente Médio (61,9% do total), seguido pelo conjunto Europa e Eurásia (11,7%), de acordo com dados de 2005.

Figura 3 – Estimativa da distribuição geográfica das reservas provadas mundiais de petróleo em 2004



Fonte: BP, 2006.

Um olhar mais acurado sobre estas regiões revela que:

- No Oriente Médio, cinco dos dez países que o compõem respondem por cerca de 60% das reservas provadas mundiais de petróleo, com destaque para a Arábia Saudita e Irã, com 22% e 11,5% do total mundial, respectivamente. Iraque, Kuwait e Emirados Árabes integram um grupo intermediário, oscilando entre 8 e 10% do total mundial de reservas provadas, individualmente;

- Na região denominada “Europa & Eurásia”, as maiores reservas provadas se localizam na Rússia, com 6,2% do total mundial, seguida do Cazaquistão, com cerca de 3,3%. Os países europeus não detêm reservas em quantidade apreciável;

- Na América do Sul, a Venezuela é indubitavelmente o país detentor das maiores jazidas de petróleo, sendo as reservas provadas dos demais países bastante reduzidas em termos mundiais;

- Na África destacam-se países como Líbia e Nigéria, com 3,3% e 3,0%, respectivamente, das reservas provadas mundiais de petróleo;

- Finalmente, as regiões “Ásia-Pacífico” e “América do Norte”, somadas, não atingem 9% das reservas provadas mundiais de petróleo, e se caracterizam, regionalmente, pelo reduzido indicador reserva/produção, menor do que 14,2. Em alguns países destas regiões, este indicador se situa acima da média regional, mas este fato pode ser atribuído mais à reduzida produção do que ao ritmo de descoberta de novas jazidas.

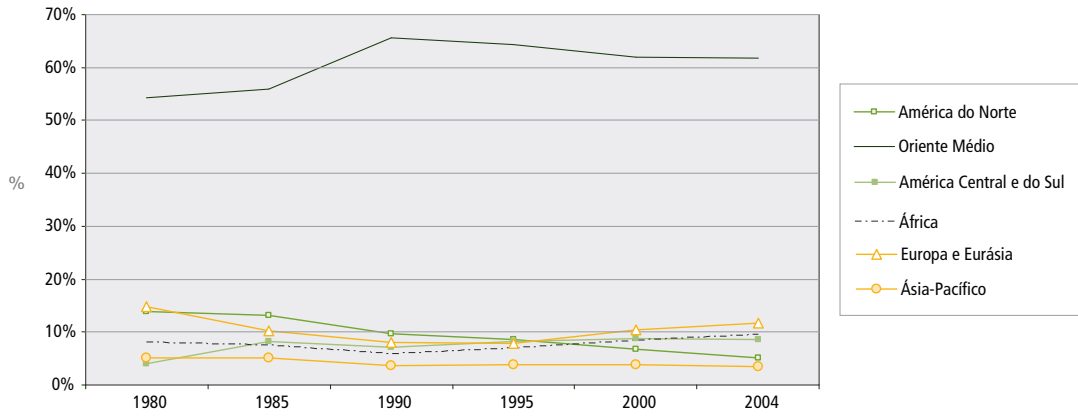
Um outro aspecto relevante se refere à longevidade das atuais reservas provadas mundiais de petróleo, cujo indicador principal é a razão R/P (reserva/produção), situada em 40,5 anos. Este número indica que, mantida a atual relação entre reservas provadas e o ritmo de produção atual, as reservas atualmente disponíveis sustentam a demanda mundial por petróleo durante um período de 40 anos, aproximadamente.

Cabe ressaltar que a razão R/P é dinâmica no tempo, dependendo do ritmo de novas descobertas, da evolução dos métodos de recuperação do reservatório, da alteração dos preços da energia, como também do ritmo da demanda por derivados de petróleo. Este último depende, essencialmente, das condições de crescimento econômico mundial e do perfil deste crescimento, isto é, sob que tecnologias e padrões de consumo se ancora este crescimento. No que tange ao ritmo de descobertas, desde 1980 as reservas provadas mundiais têm crescido a um ritmo de 2,4% ao ano, de forma heterogênea entre as regiões, com o Oriente Médio apresentando uma taxa em torno de 3% ao ano, para adição de novas reservas.

De um ponto de vista retrospectivo, as Figuras 4 e 5 resumem as tendências recentes quanto às reservas provadas mundiais de petróleo desde 1980. Com base na observação dos valores obtidos, os seguintes comentários são aplicáveis:

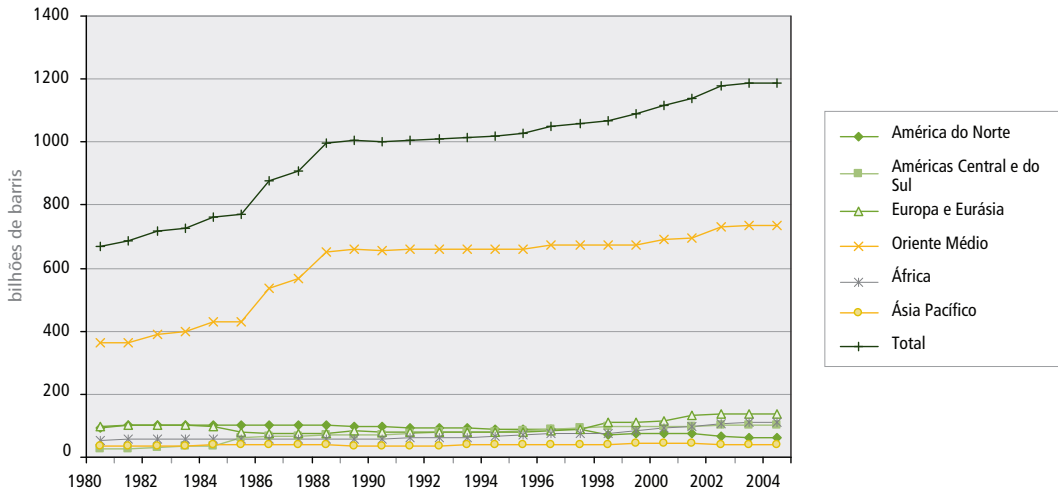
- Na América do Norte, as atuais reservas respondem por uma participação menor que 50% em relação a 1980, devido principalmente ao decréscimo das reservas dos Estados Unidos. Ademais, esta queda na participação também vem acompanhada de uma redução total de reservas provadas de petróleo situadas na América do Norte;

Figura 4 – Evolução da distribuição geográfica das reservas provadas mundiais de petróleo



Fonte: BP,2006.

Figura 5 – Evolução das reservas de petróleo no mundo



Fonte: BP, 2006.

- Na América Central e do Sul, o volume de reservas provadas quadruplicou neste período, fazendo com que a participação da região no volume total mundial de reservas de petróleo duplicasse;
- Na Europa e na Eurásia, por sua vez, embora tenha se observado um incremento no total das reservas provadas, a participação tem se mostrado declinante ao longo dos anos;
- No Oriente Médio, o nível de reservas provadas mostrou tendência crescente em adições, desacelerando nos últimos anos. Como este incremento se fez em cima de uma base inicial bastante elevada – em 1980 respondia por 54,3% do total –, as reservas no Oriente Médio elevaram sua participação relativa no mundo para cerca de 62%;
- No continente africano, a participação das reservas tem se mostrado estável entre 8 e 10% do nível mundial;
- Finalmente, na região “Ásia-Pacífico”, o incremento no nível de reservas não foi suficiente para contrabalançar a perda de participação total nas reservas provadas mundiais de petróleo, fazendo com que caísse de 5,1% em 1980 para 3,5% em 2004.

Assim, a partir destes dados, mostra-se a tendência consolidada de dependência das reservas de petróleo situadas no Oriente Médio, motivadas tanto pela sua participação e volume total quanto pela tendência de declínio e/ou estabilização destes volumes nos países grandes consumidores de petróleo – notadamente aqueles que compõem a OCDE⁶.

Pela natureza estratégica do petróleo – e das fontes de energia em geral – o quadro tendencial sugere a intensificação de tensões relativas ao acesso a estas fontes de petróleo. Uma vez que o conceito de reservas provadas é mutável no tempo, conforme destacado anteriormente, essa situação pode sofrer algumas alterações, também motivada pelo desenvolvimento de energéticos substitutos. Entretanto, em linhas gerais, pode-se assumir como uma tendência consolidada nos curto e médio prazos.

■ 2.2. Produção

Quando se analisa o perfil da produção mundial de petróleo, o padrão de concentração se reduz significativamente, como ilustram a Tabela 1 e a Figura 6. Uma implicação deste fato é que, por exemplo, enquanto na América do Norte a razão R/P é de 11 anos, no Oriente Médio esta razão atinge o valor de 81 anos. Assim, a maior participação da América do Norte na produção mundial de petróleo se faz à custa de uma maior taxa de depleção dos seus reservatórios de petróleo. Aliás, a produção de petróleo na América do Norte tem se mantido praticamente constante desde a década de 80. Observa-se também o crescimento da produção de petróleo no Oriente Médio, especialmente na Arábia Saudita e na Europa/Eurásia, com destaque para a Rússia.

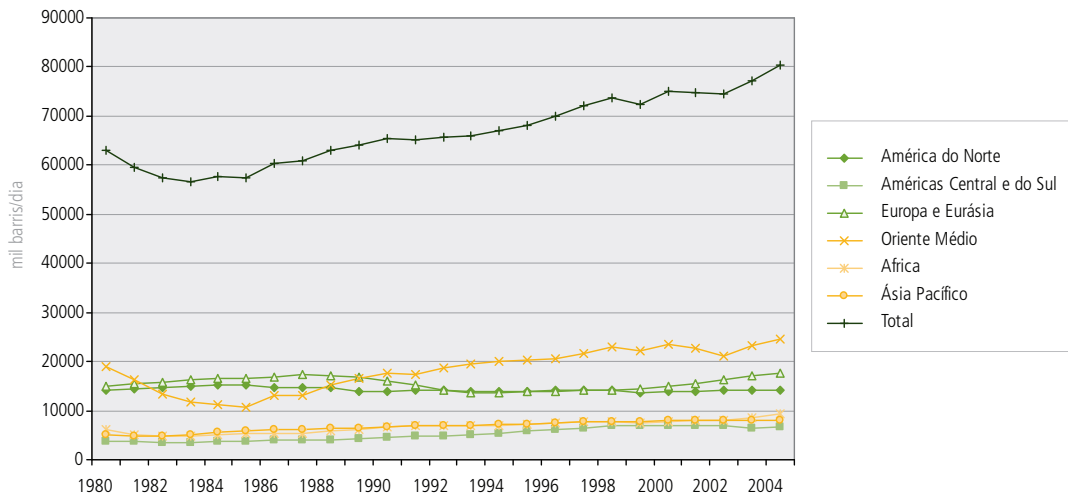
⁶ OCDE é a sigla para a Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento, fundada em 1960 e inclui atualmente, um grupo de 30 países: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Coreia do Sul, Dinamarca, Eslováquia, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Islândia, Irlanda, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Nova Zelândia, Noruega, Polónia, Portugal, Reino Unido, República Tcheca, Suécia, Suíça e Turquia.

Tabela 1 – Distribuição geográfica mundial de reservas e produção de petróleo

Região	Reservas de petróleo		Produção de petróleo	
	milhões de barris	%	mil barris/dia	%
América do Norte	59.469	5,0%	13.636	16,8%
América Central e do Sul	103.502	8,6%	6.964	8,6%
Europa e Eurásia	140.534	11,7%	17.534	21,6%
Oriente Médio	742.711	61,9%	25.119	31%
África	114.268	9,5%	9.835	12,1%
Ásia-Pacífico	40.224	3,3%	8.000	9,9%
Total	1.200.708	100,0%	81.088	100,0%

Fonte: BP, 2006.

Figura 6 – Evolução da produção de petróleo no mundo



Fonte: BP, 2006.

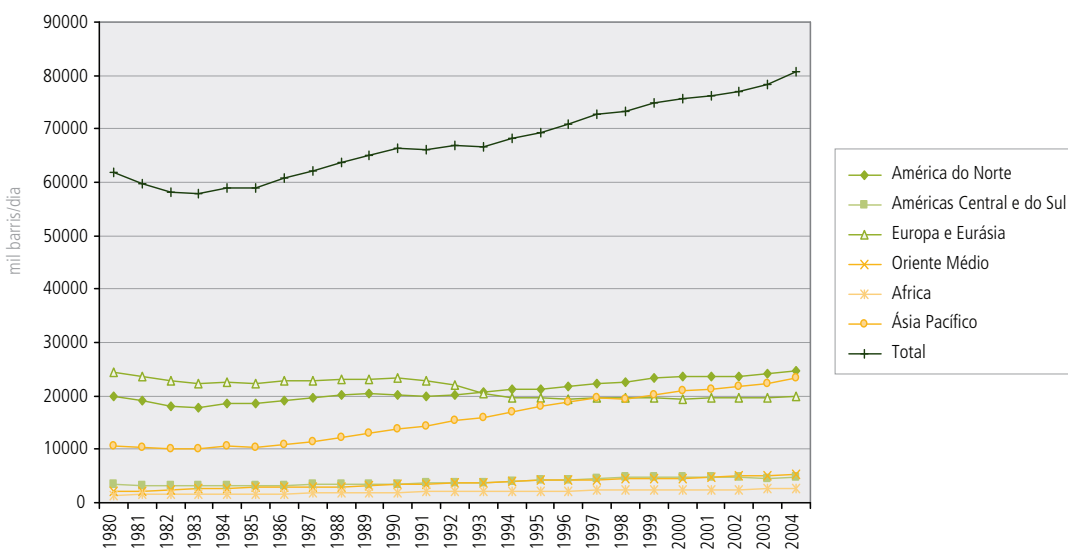
É mister destacar que os valores apresentados (assim como os relativos à demanda, adiante) são oriundos do Anuário Estatístico da British Petroleum e obtidos a partir de uma coletânea de fontes oficiais de dados primários e literatura técnica especializada, de modo que não é simples obter-se a correspondência entre as reservas provadas e o percentual de certeza quanto aos volumes de hidrocarbonetos determinados. Assim, as comparações entre reservas devem ser feitas de forma cuidadosa. Contudo, o valor destes dados se resume em fornecer uma ordem de grandeza relativa entre as várias reservas mundiais de petróleo.

Espera-se que os países da OPEP⁷ permaneçam como os mais importantes produtores de petróleo enquanto que a participação dos países “não OPEP”⁸ deva continuar sendo bastante competitiva, especialmente da região do Mar Cáspio, da América Latina e do Oeste da África.

■ 2.3. Consumo

Por outro lado, quando se observa o perfil da distribuição mundial do consumo de petróleo, ocorre justamente a inversão do comportamento observado quanto às reservas, sendo o consumo concentrado nos países que compõe a OCDE, para onde se concentram os fluxos físicos de petróleo, conforme apresentado na Figura 7. Entretanto, observa-se um crescimento significativo do consumo em países da região da Ásia/ Pacífico.

Figura 7 – Evolução do consumo de petróleo no mundo



Fonte: BP, 2006.

De acordo com BP (2006), em 2005 os Estados Unidos foram responsáveis por cerca de 27% do total de importações de petróleo do mundo, e a Europa, por cerca de 26% desse total. No mesmo ano, cerca de 47% de todas as exportações de petróleo do mundo partiram do Oriente Médio e a segunda maior zona exportadora foi a antiga União Soviética, com cerca de 14% desse total.

7 Hoje os países da OPEP são Argélia, Indonésia, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar, Arábia Saudita, Emirados Árabes e Venezuela.

8 Espera-se que a produção de países não-OPEP represente em torno de 41% do total de crescimento previsto até 2025. A América do Norte dominou o fornecimento de petróleo de países não-OPEP no início da década de 70. O Mar do Norte e o México evoluíram como grandes produtores na década de 80, enquanto que a maior parte da produção na década de 90 originou-se das economias emergentes da América Latina, Oeste da África, países do Oriente Médio não pertencentes à OPEP e China.

Observando-se com mais detalhes as movimentações mundiais de petróleo em 2005, tem-se (BP, 2006):

- Em torno de 21% do total importado pelos Estados Unidos vieram da América do Sul, além dos 17% que vieram do Oriente Médio e 16% provenientes do Canadá.
- 44% das importações da Europa vieram da antiga União Soviética e 24% do Oriente Médio;
- 70% das importações da Ásia são provenientes do Oriente Médio.

Segundo o Departamento de Energia norte-americano, a demanda mundial de petróleo crescerá dos 78 milhões de barris/dia em 2002 para 103 milhões de barris/dia em 2015 e para mais de 119 milhões de barris/dia em 2025. A maior parte do crescimento da demanda de petróleo é esperada para os países em desenvolvimento da Ásia, a uma taxa de 3,5% ao ano⁹, devido ao esperado crescimento econômico da região¹⁰. A maior parte do crescimento da demanda se deve ao uso no setor de transportes (61% da demanda projetada para o período), setor em que ainda não existem alternativas competitivas aos derivados de petróleo. O setor industrial também representa uma fatia significativa da demanda projetada: 28% da demanda para o período até 2025, principalmente para os setores químico e petroquímico.

Ainda segundo as previsões do Departamento de Energia norte-americano, o crescimento das economias emergentes deslocará parte do fluxo de petróleo de origem no Oriente Médio. As exportações de petróleo de países da OPEP para os países emergentes deverão aumentar significativamente até 2025 (em torno de 17 milhões de barris/dia), sendo que mais de 70% delas se destinarão às economias emergentes da Ásia. Mais de 46% do total das importações da América do Norte deverão ser provenientes de produtores da América Latina, incluindo Venezuela, Brasil, Colômbia e México, enquanto os países da Ásia deverão depender mais acentuadamente das importações do Oriente Médio.

■ 2.4. Óleos não convencionais

Naturalmente a indústria tende a produzir o petróleo mais fácil de ser encontrado e mais barato de ser produzido, mas existem recursos ainda maiores e não convencionais, conhecidos como “óleos não convencionais”, que podem ser explorados e produzidos, acompanhando os avanços tecnológicos. Tais recursos são conhecidos como óleos pesados, óleos ultra-pesados e betumes. Suas características principais são resumidas na Tabela 2.

Tabela 2 – Características de óleos não convencionais

	Petróleo pesado	Petróleo ultra-pesado	Betume
Densidade (°API)	10-20	<10	<10
Viscosidade (cP)	100-10000	100 - 10000	>10000
Enxofre (% peso)	<0,5	0,5 – 3,0	>3,0

Fonte: STOSUR, 2000.

Os petróleos não convencionais têm uma participação pouco significativa dentro do *mix* de energéticos devido à sua pouca competitividade frente aos preços de petróleo convencional. Um dos grandes obstáculos ao desenvolvimento de tais fontes são as questões ambientais. A produção e o processamento de fontes não convencionais de petróleo geram problemas ambientais que incluem poluição do ar e da água e devastação de áreas superficiais.

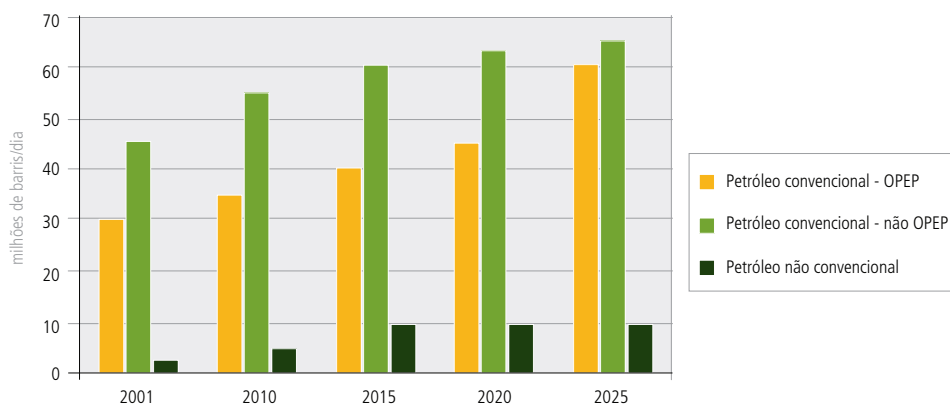
9 Segundo o Departamento de Energia norte-americano, no período de 2002 a 2025, a demanda de petróleo deverá crescer a uma taxa de 2,1%a.a. no Oriente Médio, 2,5%a.a. nas Américas Central e do Sul e 2,7% a.a. na África.

10 China, Índia e outros países em desenvolvimento da Ásia deverão ter um crescimento econômico combinado de 5,5%a.a. entre 2002 e 2025.

Alguns defendem que a oferta de petróleo convencional atingirá seu pico entre 2020 e 2030, não incluindo nestas perspectivas a oferta dos petróleos não convencionais mencionados, porque as consideram muito especulativas. A curva de Hubbert por país ou por região produtora do mundo, utilizada para embasar essas análises, é, na verdade, uma agregação de curvas de diferentes bacias sedimentares. Isto significa que, se houver bacias pouco exploradas num país ou região, os parâmetros da curva de Hubbert podem sofrer revisões consideráveis, deslocando o pico ou redefinindo a sua altura, sempre que novas acumulações significativas sejam descobertas. Assim, o pico de produção de petróleo mundial pode não ser alcançado em menos de 50 anos (STOSUR, 2000).

De acordo com a projeção do Departamento de Energia dos Estados Unidos observa-se, a partir de 2010, um aumento da oferta de petróleo não convencional (ver Figura 8). Essa projeção ratifica a tendência de diminuição do grau API dos petróleos processados, já que óleos não convencionais possuem como uma de suas características o baixo grau API, podendo ser, na média, classificados como petróleos pesados.

Figura 8 – Projeção da produção de petróleo até 2025



Fonte: EIA, 2004.

Esse dado é particularmente importante para o caso brasileiro, em que se prevê a possibilidade de exportação de petróleo pesado ácido. Um aumento da produção de petróleos não convencionais, especialmente os ácidos, também pode levar a uma maior capacidade de processamento destes óleos, no longo prazo, o que, somado às instabilidades geopolíticas da produção OPEP, pode reduzir o desconto de preço ácido-convencional, com que se depara o óleo brasileiro (especialmente do campo de Marlim), atualmente exportado.

Canadá e Venezuela destacam-se na produção de óleos não convencionais. As grandes reservas de petróleo ultra-pesado localizadas nesses países vêm se tornando uma realidade comercial. Até recentemente, a escala e o custo das operações necessárias para explorar esse petróleo ultra-pesado apresentavam-se inadequados (escala pequena e custos elevados) para permitir uma exploração comercial do produto. Em 2001, pouco mais de 650 mil barris/dia de petróleo ultra-pesado foram produzidos no Canadá. A produção de óleo ultra-pesado venezuelano em 2002 foi estimada em 400 mil barris/dia, o que representou apenas 0,54% da produção total mundial de petróleo no mesmo ano. Embora as duas regiões tenham, conjuntamente, 3 trilhões de barris de reservas estimadas de petróleo ultra-pesado, os volumes produzidos ainda são pequenos, se comparados com a produção mundial de petróleo.

3. Panorama brasileiro

Segundo dados mais recentes da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2006), de um total aproximado de 11,7 bilhões de barris em 2005, 92,5% das reservas provadas nacionais de petróleo se localizam no mar (campos *offshore*), e o restante se localiza em campos terrestres. Quanto a estes últimos, três estados respondem pela maior parcela de contribuição: Rio Grande do Norte (29,3%), Sergipe (26,1%) e Bahia (25,9%). Por outro lado, as reservas provadas *offshore* brasileiras situam-se, basicamente, em estados da Região Sudeste: Rio de Janeiro (87,5%) e Espírito Santo (10,3%). A participação dos demais Estados é marginal.

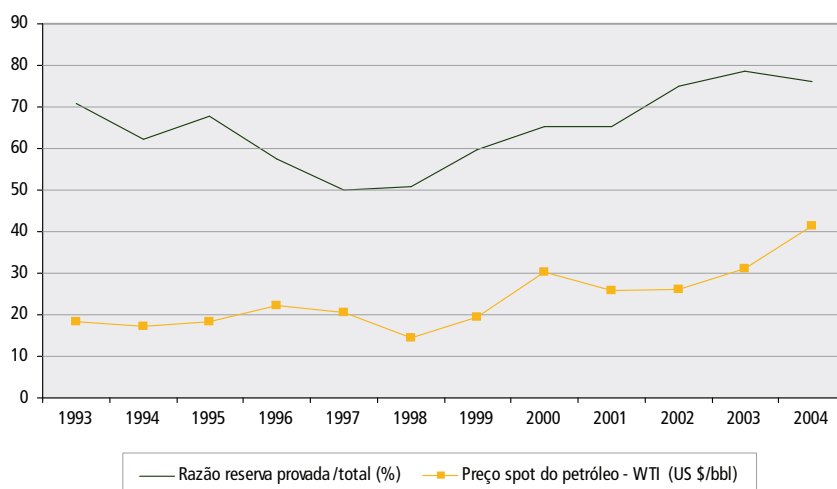
Os dados da ANP também incluem estatísticas das chamadas reservas totais, que consideram o somatório de reservas provadas, prováveis e possíveis, sinalizando o limite superior da disponibilidade de reservas de petróleo. Neste caso, em linhas gerais, as participações estaduais, seja em campos terrestres, seja *offshore*, se mantêm equivalentes observadas para o caso das reservas provadas de petróleo.

Um indicador relevante quanto a este aspecto se refere à razão entre as reservas provadas e as reservas totais que se situou em torno de 0,76 em 2004, ou seja, do volume total de reservas conhecidas no Brasil, cerca de 76% são consideradas economicamente recuperáveis com as condições atuais de tecnologia e preços.

Na Figura 9 pode-se observar a tendência recente de evolução deste indicador. Foi plotada também a evolução recente dos preços do petróleo WTI, de modo a expor a relação entre reservas provadas e totais com o nível de preços do petróleo. Quando os preços de petróleo sobem, a relação entre reservas provadas e totais também tende a subir, pois se torna mais interessante comprovar a recuperação do recurso.

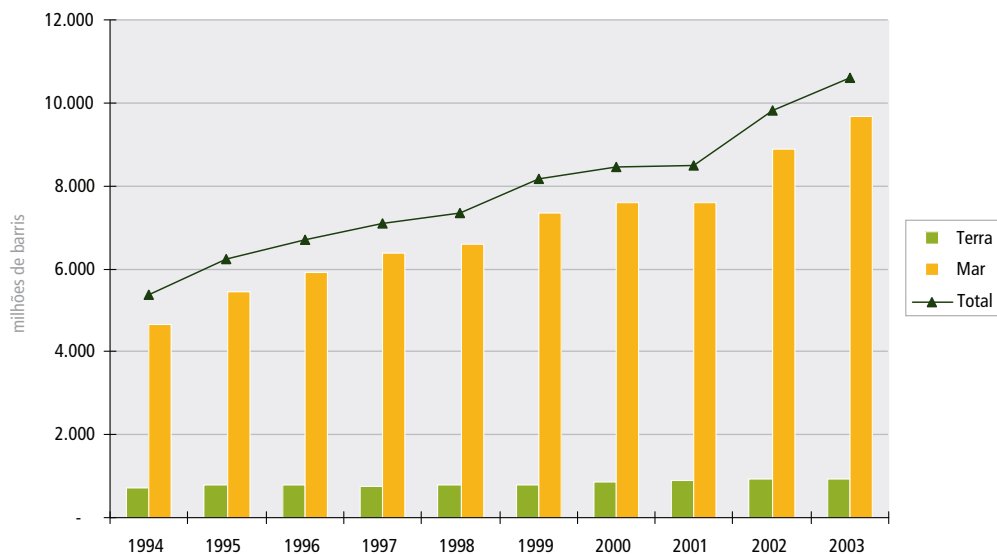
Conforme se observa na Figura 10, as reservas provadas de petróleo vêm crescendo sistematicamente na última década, graças às descobertas *offshore*. As reservas em terra praticamente não se alteraram.

Figura 9 – Evolução da razão Reserva Provada/Reserva Total e do Preço de Petróleo



Fonte: BP, 2005.

Figura 10 – Evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil

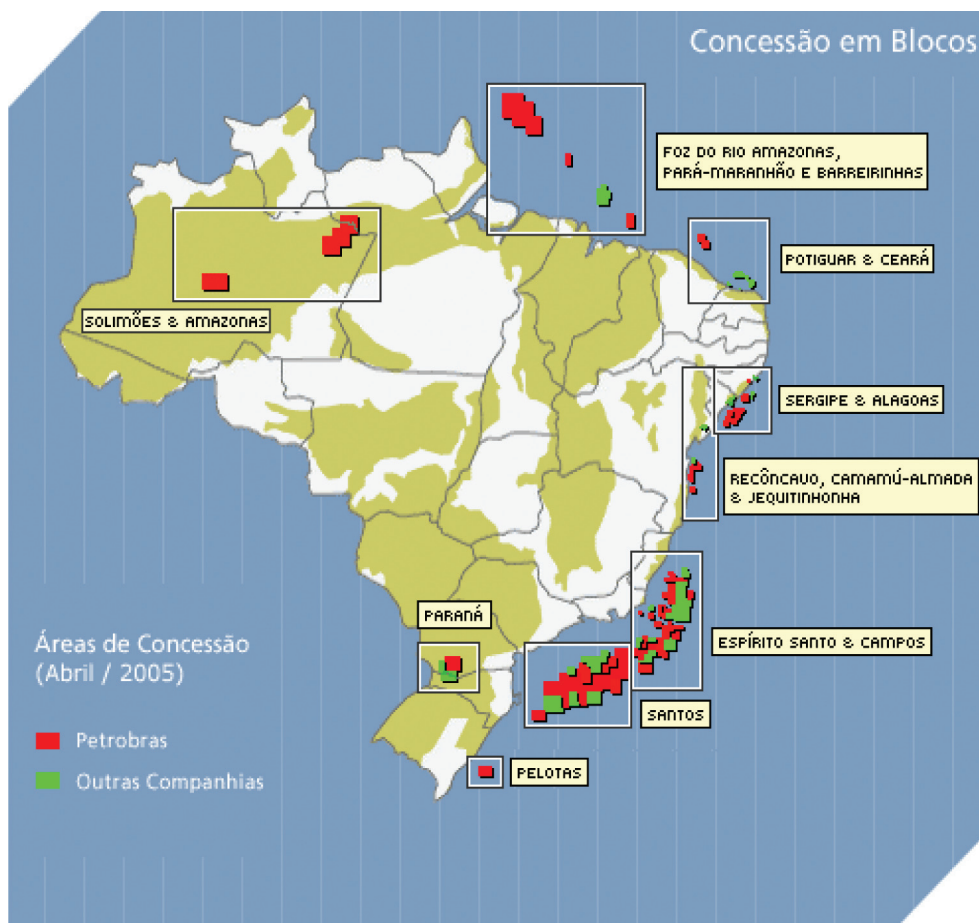


Fonte: ANP, 2006.

A Petrobras tem hoje 374 concessões (vide Figura 11), sendo 65 delas em parceria. A área total líquida dos blocos exploratórios e de produção (considerando o percentual de participação da Petrobras) é de 108.290,52 km² (26.759.130 acres).

Ao longo de 2004, foram descobertos pela Petrobras cinco novos campos de petróleo em terra: dois na Bacia Potiguar e três nas bacias do Recôncavo Baiano, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo. No mesmo período, foram incorporados volumes substanciais de óleo às reservas dos campos de Roncador, Marlim Leste, Albacora, Albacora Leste, Espadarte, Jubarte e Golfinho, assim como à da área do Plano de Avaliação do 1-ESS-121, no antigobloco BC-60, ao norte da Bacia de Campos (PETROBRAS, 2006).

Figura 11 – Áreas de concessão da Petrobras no Brasil



Fonte: PETROBRAS, 2006.

O grande sucesso em 2003 foi determinante para que os investimentos e demais esforços exploratórios fossem direcionados pela Petrobras, ao longo de 2004, predominantemente aos Planos de Avaliação das descobertas feitas, otimizando os recursos financeiros da empresa. Com isso, houve aumento relativo no percentual de poços de extensão e pioneiros adjacentes, em detrimento de pioneiros, especialmente no mar. Este, portanto, foi um ano importante, acima de tudo, para a comprovação e delimitação de volumes descobertos. Não foi um ano de descobertas de impacto, já que foram perfurados apenas cinco poços pioneiros no mar.

Ao final de 2004, durante a delimitação da área de Golfinho, descoberta em 2003 na Bacia do Espírito Santo, foi perfurado um poço de extensão que constatou a existência de reservatórios arenosos saturados de óleo leve. A importância desse poço deriva das grandes espessuras de reservatório constatadas e da existência de petróleo leve de excelente qualidade, fatores que podem resultar no aumento dos volumes recuperáveis da área. As perspectivas de volume e qualidade do óleo são excelentes, mas é necessário aguardar o final das avaliações, em dezembro de 2006, para uma quantificação precisa de volume.

O campo de Roncador, localizado na área norte da Bacia de Campos, foi descoberto em outubro de 1996. Devido à extensão de sua área e ao grande volume de hidrocarbonetos existente, o desenvolvimento da produção de Roncador foi planejado para ocorrer em módulos, num total de 4. O óleo de cada um desses módulos possui diferentes densidades¹¹, distribuídas da seguinte forma:

- Módulo 1 - 28° a 31° API (petróleo médio);
- Módulo 2 - 18° API (petróleo extra-pesado);
- Módulo 3 - 22° API (petróleo pesado);
- Módulo 4 - 18° API (petróleo extra-pesado).

Os Módulos 3 e 4 de Roncador encontram-se atualmente na fase de concepção de alternativas de seus sistemas de produção. A Petrobras estima que em 2015, Roncador atinja seu pico de produção de 473.000 barris/dia. A produção média de petróleo foi de 92.248 barris/dia em 2004 (PETROBRAS, 2006).

O Campo de Albacora Leste foi descoberto em março de 1986 e está localizado na Bacia de Campos. O desenvolvimento do campo vem ocorrendo em fase única e o pico de produção de 130.000 barris/dia deverá ocorrer em 2008.

O campo de Marlim Leste foi descoberto em janeiro de 1987 e o desenvolvimento do campo começou com uma fase piloto de produção para a obtenção de informações de reservatório e escoamento. Para o desenvolvimento complementar do campo é prevista a instalação de um navio de produção que tem seu início de produção previsto para 2007. O pico de produção de 160.000 barris/dia deverá ocorrer em 2009.

O Campo de Marlim Sul, descoberto em novembro de 1987 é composto por 4 Módulos estando 2 em desenvolvimento e 2 em estudo. Devido à excelente produtividade dos reservatórios da área do Módulo 1, um projeto para o desenvolvimento complementar deste módulo foi concebido e viabilizado. O Módulo 2 de Marlim Sul encontra-se em fase de implantação. Os Módulos 3 e 4 encontram-se em fase de estudos de reservatório e de análise preliminar de viabilidade. O seu pico de produção de 390.000 barris/dia está previsto para 2013 e a produção média de óleo em 2004 foi de 179.441 barris/dia.

O campo de Barracuda foi descoberto em abril de 1989 e vem sendo desenvolvido em duas etapas: Sistema Piloto (concluído em outubro de 2002) e Sistema Definitivo (em implantação). O início da produção ocorreu em setembro de 1997 e o sistema definitivo iniciou a produção no final de 2004. O pico de produção de 180.725 barris/dia ocorreu em 2005.

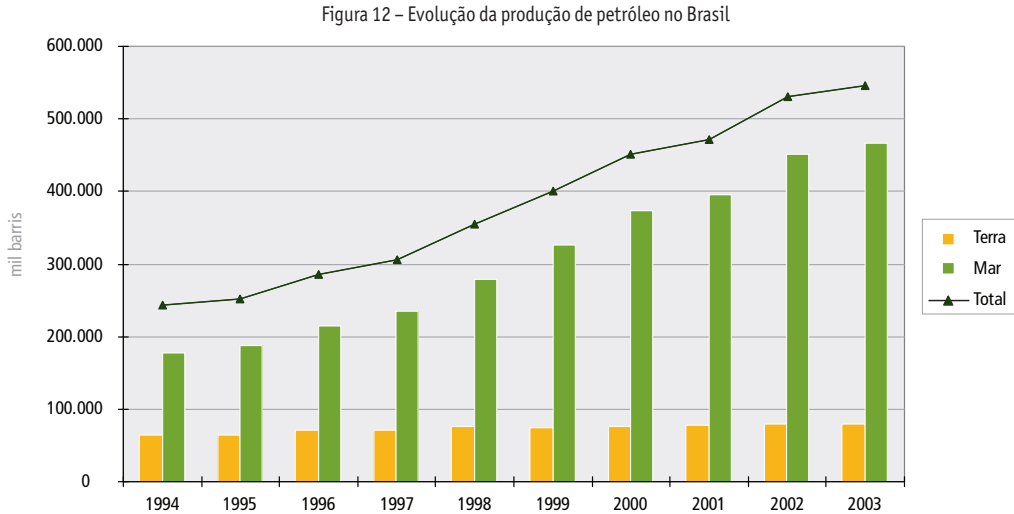
O campo de Caratinga foi descoberto em fevereiro de 1994 e está sendo desenvolvido em duas etapas: Sistema Piloto (concluído em outubro de 2002) e Sistema Definitivo (em implantação). O início da produção ocorreu em novembro de 1997. O sistema definitivo teve início de produção em janeiro de 2005, tendo o seu pico de produção de 147.533 barris/dia neste mesmo ano.

O campo de Espadarte está localizado na Bacia de Campos. A produção iniciou-se em agosto de 2000 e o pico de produção em torno de 40.000 bpd se dará em 2006. O projeto tem financiamento externo do tipo *project finance*, do qual também fazem parte os campos de Voador e Marimbá.

O campo de Jubarte foi descoberto em janeiro 2001 e o campo de Cachalote em dezembro de 2002, a cerca de 10 km do recém-descoberto Campo de Jubarte. A Petrobras declarou a comercialidade do campo de Jubarte em dezembro de 2002, dando início ao piloto de produção.

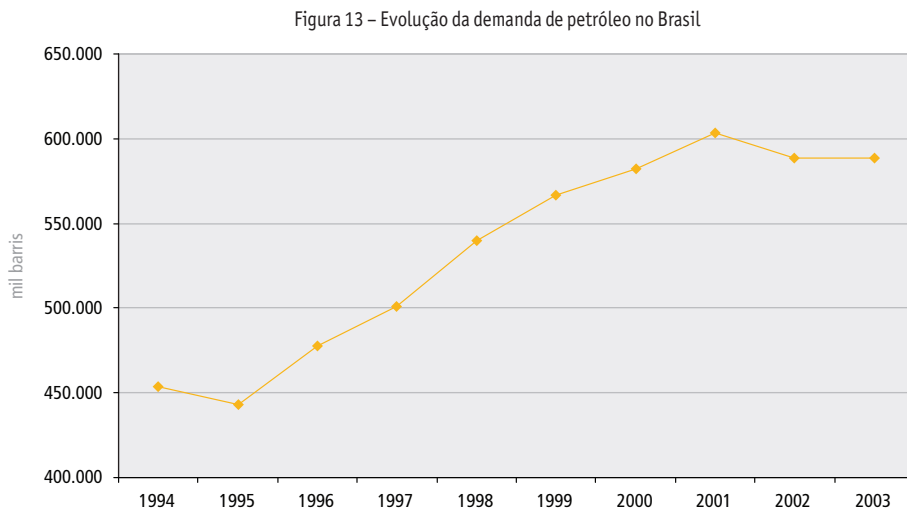
11 Os petróleos seguem a seguinte classificação: 15<°API<19: extrapesado; 19<°API<27: pesado; 27<°API<33: médio.

Da mesma forma que as reservas provadas de petróleo vêm crescendo significativamente (8 % a.a. entre 1994 e 2003), a produção em mar também vem crescendo, conforme se observa na Figura 12. A produção de petróleo em 2003 representou 5% das reservas provadas de petróleo no mesmo ano.



Fonte: ANP, 2006.

Após o crescimento significativo entre 1995 e 2001, a demanda de petróleo no Brasil praticamente estabilizou-se desde então (Figura 13). O crescimento da demanda somente foi possível devido ao aumento do fator de utilização e ao “desengargalamento” das refinarias brasileiras para atender ao crescimento da demanda de combustíveis no mesmo período.



Fonte: ANP, 2006.

4. Custos de extração do petróleo

Os custos de extração e produção de petróleo dependem de fatores tais como: qualidade do óleo, localização do campo e grau de desenvolvimento do mesmo. Importante frisar que *royalties*, participações governamentais e outras taxas desempenham importante papel na composição final deste custo, uma vez que causam impacto imediato sobre a alocação da renda petrolífera. Em função de especificidades presentes em cada projeto, é de se supor que estes custos tenham grande variação.

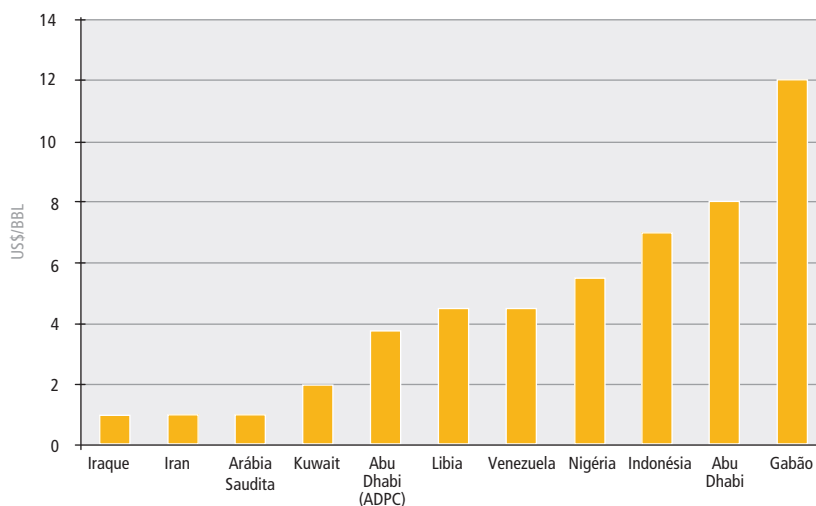
Em linhas gerais, esta variação regional de custos é ilustrada nas Figuras 14 e 15. Embora estes dados não se refiram exatamente a custos atuais, ilustram, *per se*, a heterogeneidade destes custos no mundo. Como se observa nestes gráficos, os custos de extração em países produtores situados no Oriente Médio se situam entre os menores do mundo, e observa-se evidentemente a vantagem competitiva de certas regiões em relação a outras, o que permite auferir maiores rendas diferenciais. Nesse caso, estamos falando justamente do aproveitamento de três dos quatro tipos de rendas diferenciais possibilitadas pela atividade de extração de petróleo:

- (i) rendas minerais;
- (ii) rendas de posição; e
- (iii) rendas de qualidade.

Para o aproveitamento destas rendas da melhor maneira possível, as empresas de exploração e produção dependem de suas competências tecnológicas específicas na exploração de um determinado campo de petróleo, correspondendo ao quarto tipo de renda diferencial associado a esta atividade: a renda tecnológica.

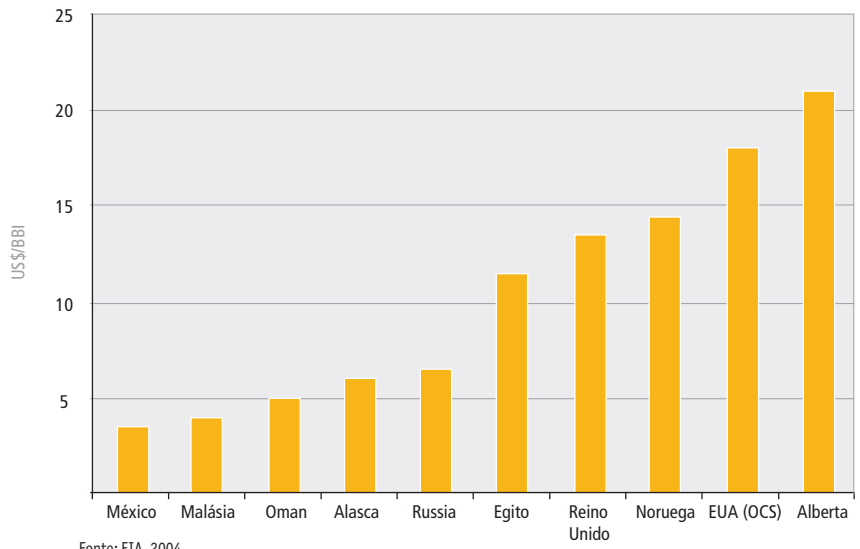
Os custos de produção de países da OPEP situados no Golfo Pérsico são de US\$ 3/barril e o custo de capital necessário para aumentar a produção é menor que US\$ 5.940/barril. O custo de capital para aumentar a produção em países da OPEP situados fora do Golfo Pérsico é consideravelmente maior, sendo superior a US\$ 13.270/barril (EIA, 2006).

Figura 14 – Custos operacionais médios de extração de petróleo em países integrantes da OPEP



Fonte: EIA, 2004.

Figura 15 – Custos operacionais médios de extração de petróleo em países não integrantes da OPEP



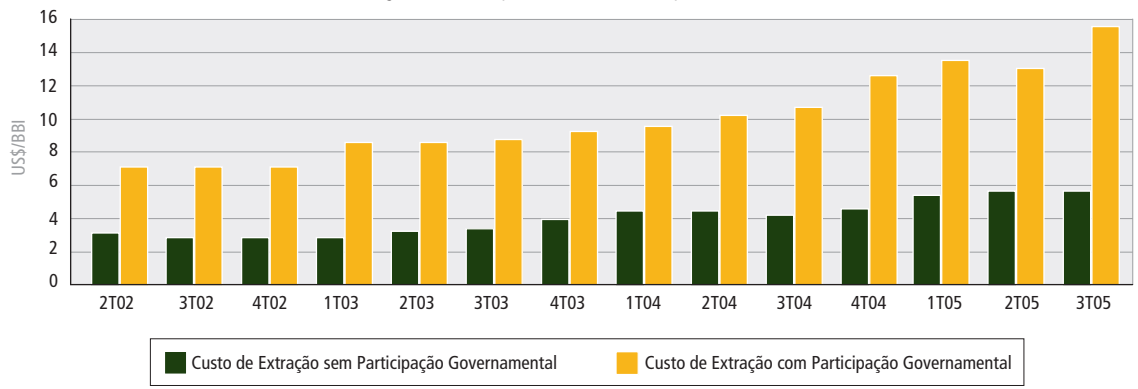
Fonte: EIA, 2004.

No Brasil, dado o peso da Petrobras na produção doméstica de petróleo, a melhor referência de custos é fornecida pela própria empresa, conforme a Figura 16. Os custos de extração sem participação governamental praticamente dobraram em três anos, chegando a aproximadamente US\$ 6/barril em 2005. A participação governamental faz com que o custo chegue a aproximadamente US\$ 16/barril.

A participação governamental refere-se a:

- Royalties (compensações financeiras pagas aos estados e municípios ao Comando da Marinha e ao Ministério de Ciência e Tecnologia pelos concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil);
- Participação especial (compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade e será paga com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção);
- Bônus de assinatura (montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação).

Figura 16 – Evolução dos custos de extração no Brasil



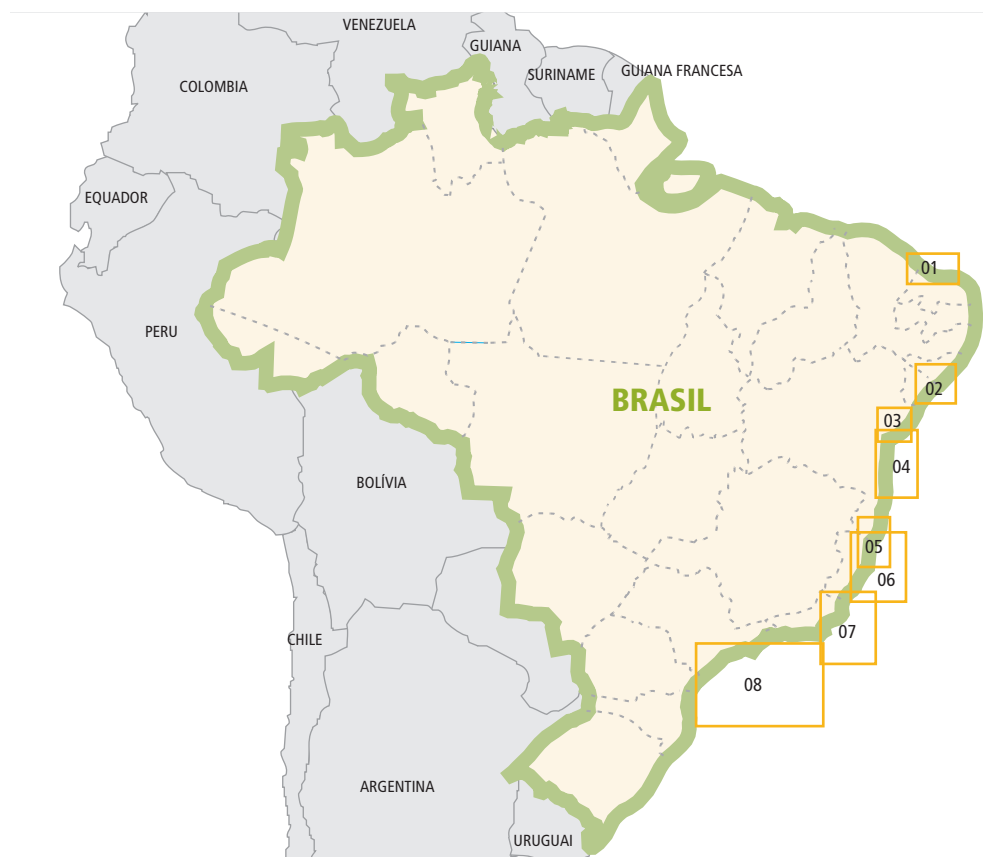
Fonte: PETROBRAS, 2006.

5. Disponibilidade futura de petróleo no Brasil

A Agência Nacional de Petróleo - ANP, realizou com sucesso leilões de concessão de blocos de exploração de petróleo e gás. Até novembro de 2006, já foram realizadas sete rodadas de licitação pela ANP. A Figura 17 ilustra a distribuição geográfica dos blocos concedidos na última rodada, realizada em outubro de 2005.

O sucesso dos leilões, entretanto, não fornece estimativas de volumes de possíveis acumulações de hidrocarbonetos, uma vez que a existência (ou não) de petróleo e gás natural nesta fase da cadeia dependerá do sucesso da fase de perfuração exploratória, bem como de outras etapas seguintes, envolvendo a perfuração e o desenvolvimento subsequente do campo.

Figura 17 – Localização das áreas de concessão na sétima rodada de concessão da ANP

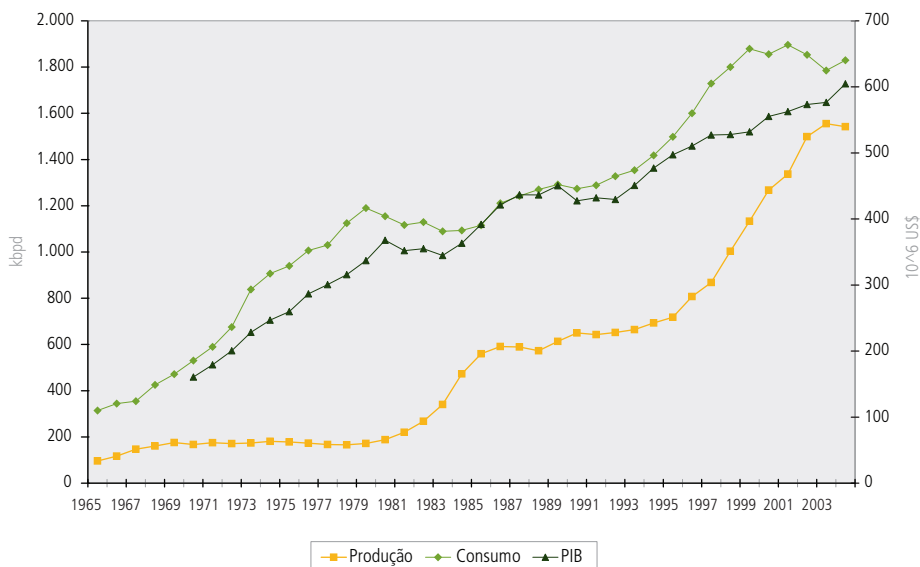


Fonte: ANP, 2006.

A produção de petróleo no Brasil era incipiente até o final da década de 1970. A extração na época não passava de 100 mil barris/dia. Com as descobertas de campos marítimos nessa mesma década, fruto dos esforços exploratórios da Petrobras (criada em 1953), a produção nacional deu um salto e em 1985 já atingia o nível de 590 mil barris/dia, que representava metade da demanda interna do óleo, conforme pode ser visto na Figura 18. Nos dez anos seguintes, a produção mais que dobrou e atualmente a empresa é detentora de uma das tecnologias mais avançadas do mundo para a produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas, o que proporcionou ao País a auto-suficiência no produto em 2006.

A produção nacional, ao contrário da demanda, não acompanha a evolução do PIB (ver Figura 18), o que pode sugerir que, para a construção de um modelo de projeção, deve-se levar em conta mais os fatores geológicos que os econômicos. Este é o caso do trabalho desenvolvido por Hallock Jr *et al.* (2004), que desenvolvem trajetórias de produção de petróleo de vários países baseados em dados recentes de produção e consumo e em estimativas dos valores de EUR (*Extractable Ultimate Resource*).

Figura 18 – Evolução da produção e do consumo de petróleo e do PIB no Brasil



Fonte: MME, 2005.

O volume total de recursos recuperáveis (EUR) é igual ao total de reservas conhecidas mais as prováveis, somadas à produção acumulada. Segundo Hallock Jr *et al.* (2004), as projeções anteriormente só consideravam as reservas provadas e, por isso, subestimavam o volume de óleo recuperável.

As estimativas de reservas prováveis pode ser obtida no U.S Geological Survey (USGS, 2000), o qual avalia o potencial de recursos petrolíferos e de gás natural ainda não descobertos no mundo. Estas estimativas são segmentadas segundo um critério de probabilidade de que as reservas restantes se encontrem dentro dos valores estimados pelo USGS.

A metodologia empregada pelo USGS para estimativa de recursos não descobertos se baseia em postulados a partir de teorias e conhecimentos acerca de acumulações convencionais de hidrocarbonetos. Nesta avaliação, o crescimento potencial das reservas corresponde às quantidades de petróleo, gás natural e de líquidos de gás natural com potencial de adição dentro de um horizonte de trinta anos, às reservas remanescentes dos campos conhecidos. Entre os processos avaliados para aumento das reservas incluem-se a extensão de campos produtores, revisões periódicas dos volumes e aumento dos fatores de recuperação. Na seqüência de tabelas a seguir (Tabelas 3, 4 e 5), pode-se observar a estimativa de recursos de petróleo, gás natural e LGN para o Brasil, dentro de um critério de 95%, 50% e 5% de probabilidade até 2030, respectivamente.

Tabela 3 – Estimativas de recursos não descobertos de petróleo, gás natural e LGN de algumas bacias sedimentares brasileiras – probabilidade de ocorrência de 95%

Bacia sedimentar	Óleo (10 ⁶ barris)	Gás natural (10 ⁶ m ³)	LGN (10 ⁶ barris)
Campos	3.441	106	101
Santos	4.117	498,4	837
Pelotas	0	0	0
Foz do Amazonas	0	216	71
Sergipe-Alagoas	197	38,7	62
Espírito Santo	305	105	165
Total terrestre	18	1,4	1
Total marítimo	8.042	962,9	1.234
Total Brasil	8.060	964,4	1.236

Fonte: Schaeffer et al, 2004, a partir de USGS, 2000.

Tabela 4 – Estimativas de recursos não descobertos de petróleo, gás natural e LGN de algumas bacias sedimentares brasileiras – probabilidade de ocorrência de 50%

Bacia sedimentar	Óleo (10 ⁶ barris)	Gás natural (10 ⁶ m ³)	LGN (10 ⁶ barris)
Campos	14.235	467,3	451
Santos	21.963	2.107,2	3.762
Pelotas	2.421	528,4	873
Foz do Amazonas	0	786,8	271
Sergipe-Alagoas	1.271	198,3	338
Espírito Santo	2.338	775,4	1.243
Total terrestre	57	5,1	5
Total marítimo	42.177	4.859,3	6.935
Total Brasil	42.234	4.864,4	6.940

Fonte: Schaeffer et al, 2004, a partir de USGS, 2000.

Tabela 5 – Estimativas de recursos não descobertos de petróleo, gás natural e LGN de algumas bacias sedimentares brasileiras – probabilidade de ocorrência de 5%

Bacia sedimentar	Óleo (10 ⁶ barris)	Gás natural (10 ⁶ m ³)	LGN (10 ⁶ barris)
Campos	36.478	1.321,5	1.357
Santos	46.265	4.634,3	9.023
Pelotas	6.824	1.500,9	2.696
Foz do Amazonas	0	1.644,6	620
Sergipe-Alagoas	3.527	563,8	1.035
Espírito Santo	7.735	2.508,3	4.341
Total terrestre	119	11,9	14
Total marítimo	100.728	12.164,3	19.064
Total Brasil	100.847	12.176,2	19.078

Fonte: Schaeffer et al, 2004, a partir de USGS, 2000.

Outro trabalho que se baseia no conceito de EUR é o desenvolvido por Schaeffer (2004), onde é projetada a produção de petróleo no Brasil. Ele se baseia no Método da Curva de Hubbert aproximada, que toma por base o fato de que o processo de esgotamento de um recurso finito, cuja produção inicia do zero, cresce até alcançar um pico e reduz até o esgotamento do recurso.

A determinação da Curva de Hubbert se deve ao geólogo M. King Hubbert que, em 1956, previu a ocorrência do pico de produção doméstica norte-americana em 1970. Ao plotar a série histórica das reservas em ordem cronológica, percebeu que se obtinha uma curva em forma de sino, indicando a tendência de esgotamento de reservas de petróleo nos Estados Unidos. Basicamente, a obtenção da curva de Hubbert se baseia em duas premissas básicas:

- A primeira, de que a curva de produção é bem comportada, assumindo uma forma de sino com caudas no início e no final da fase de produção;
- A segunda, de que este comportamento é essencialmente simétrico, implicando que a história de produção inicial tem comportamento especular com a história de produção final até o abandono do poço. Assim, o pico de produção ocorre no momento em que 50% dos recursos foram utilizados.

Convém frisar que estas premissas são muito simplistas, particularmente a simetria entre os eventos anteriores e posteriores ao pico, os quais estão sujeitos à influência aleatória de fatores políticos, econômicos e tecnológicos. Modelos mais flexíveis e realistas têm sido propostos, mas preservando a idéia básica do pico de produção ou de reservas, proposta por Hubbert. Os resultados das projeções com o modelo simplista devem, portanto, ser encarados como uma primeira aproximação, em grandes linhas.

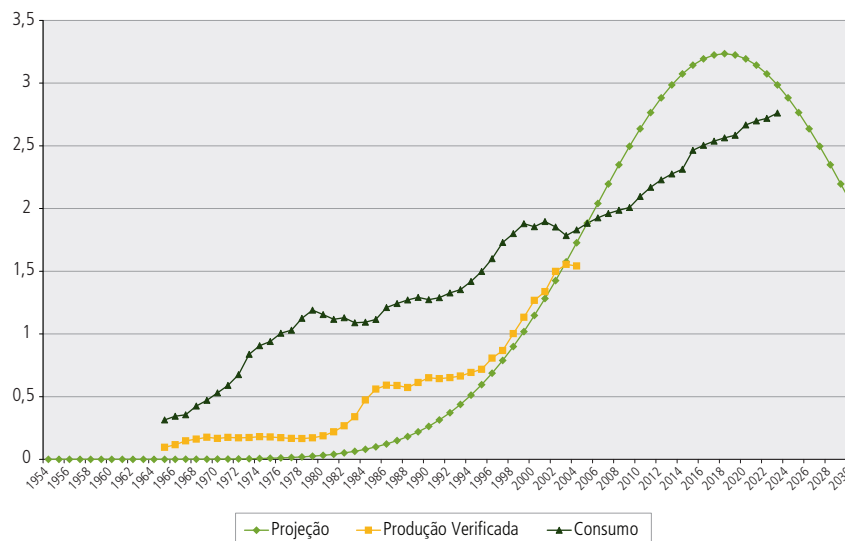
As premissas adotadas por Schaeffer (2004) para a construção da Curva de Hubbert foram:

- o pico de produção ocorre em 50% do valor do EUR (supõe-se que a curva é simétrica, conforme a Modelagem de Hubbert);
- o intervalo temporal entre a descoberta e a entrada em produção de um campo é de cerca de sete anos e os esforços exploratórios e produtivos são contínuos e ininterruptos no intervalo de análise;
 - o pico de produção de cada campo, individualmente, é de 3 a 4 anos;
 - os esforços exploratórios são contínuos, isto é, não sofrem interrupções após o ano 2000 (durante todo o período de tempo da projeção); e
 - o EUR marítimo corresponde a cerca de 90% do EUR total (apud Andrade, 2004).

Para esta nota técnica, realizou-se um exercício para projetar o comportamento da produção brasileira de petróleo

para os próximos 25 anos. Partiu-se da metodologia adotada por Schaeffer (2004), tomando-se um valor de reservas prováveis igual 21 milhões de barris, que representa algo em torno de 75% de probabilidade de adição de recursos não descobertos em até 30 anos, valor que se situa entre os percentuais de 95% (8,06 Mbbl) e 50% (42,23 Mbbl) estimados pela *World Geological Survey Petroleum Assessment*. Somando-se o valor de reservas provadas da ANP (2005), que é de 11,7 bilhões de barris (Bbbl) em 2004, com a produção acumulada até o referido ano, que é de 8,56 Bbbl, e com a estimativa de adição de recursos não descobertos, tem-se o valor do EUR, que é igual a 40,76 Bbbl. Parametrizando a Curva de Hubbert a partir desse valor, chega-se aos valores da produção nacional de petróleo para os próximos 25 anos, conforme pode ser visto na Figura 19.

Figura 19 – Curva de Hubbert



Fonte: MME, 2005 (Produção e consumo verificados até 2004)

Seguindo o exemplo de Schaeffer (2004), comparam-se os resultados da projeção com outros estudos e, como se pode verificar na Tabela 6, os resultados são bem próximos até 2020. Isto ocorre devido ao pico da produção, de acordo com os resultados desta nota técnica, acontecer em 2018, bem antes do que mostram os outros estudos. Essa intensificação, entretanto, está em consonância com o Plano de Negócios da Petrobras (2005), que tem como meta um crescimento anual de 5,9% até 2010.

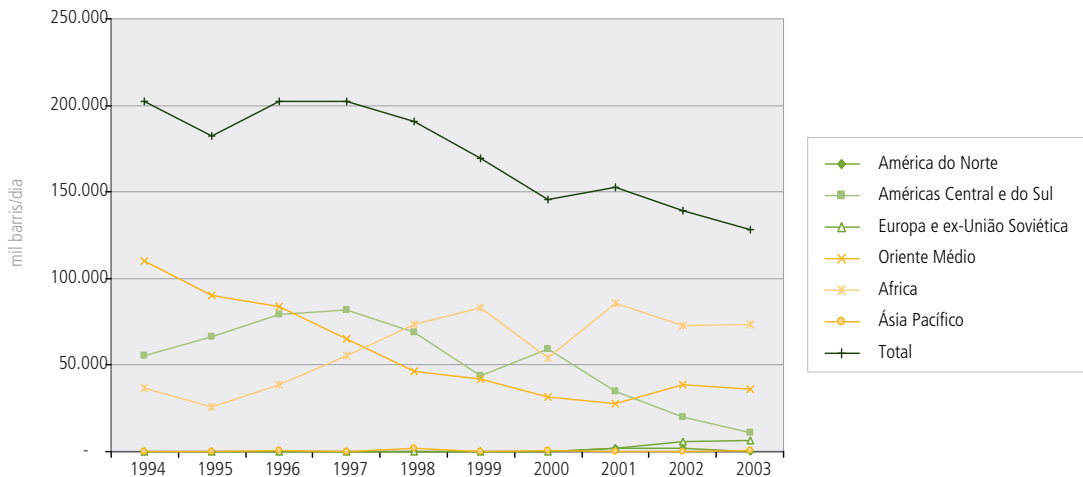
Tabela 6 – Estimativas da produção nacional

Produção (milhões de barris/dia)	2010	2020	2025	2030
EPE	2,64	3,19	2,77	2,04
Schaeffer et al. (2004)	2,37	3,27	3,01	-
IEA (2005)	2,5	3,3	-	4,0
EIA/DOE (2005)	-	-	3,5	-
Petrobras (2005)	2,3	-	-	-

Comparou-se também a trajetória de produção com a projeção de consumo de petróleo até 2023, resultado da Síntese dos Estudos Complementares da Matriz Energética Nacional 2023 (EPE, 2006). Para as condições adotadas no exercício, nota-se um excedente da produção a partir de 2007, chegando a 20% da produção em 2010. Este valor também está de acordo com o Plano de Negócios da Petrobras (2005), que tem como objetivo para 2010 um volume de vendas de produção excedente da ordem de 522 mil barris/dia. Verifica-se também, pela referida comparação, que a partir de 2025 o Brasil voltará a ser dependente de petróleo.

Cabe ressaltar, finalmente, que mesmo tornando-se auto-suficiente, o Brasil continua importando petróleo para atender às especificações técnicas de algumas refinarias nacionais¹². Segundo dados da ANP, o petróleo importado em 1994 era proveniente especialmente do Oriente Médio e da América do Sul. Em 2003 o continente africano se destacou como o principal fornecedor de petróleo para o Brasil, pois representou em torno de 57% do total das fontes das importações. Nesta última década verifica-se a diversificação de opções de fornecimento e a redução da quantidade ofertada conforme apresentado na Figura 20.

Figura 20 – Evolução das importações de petróleo no Brasil

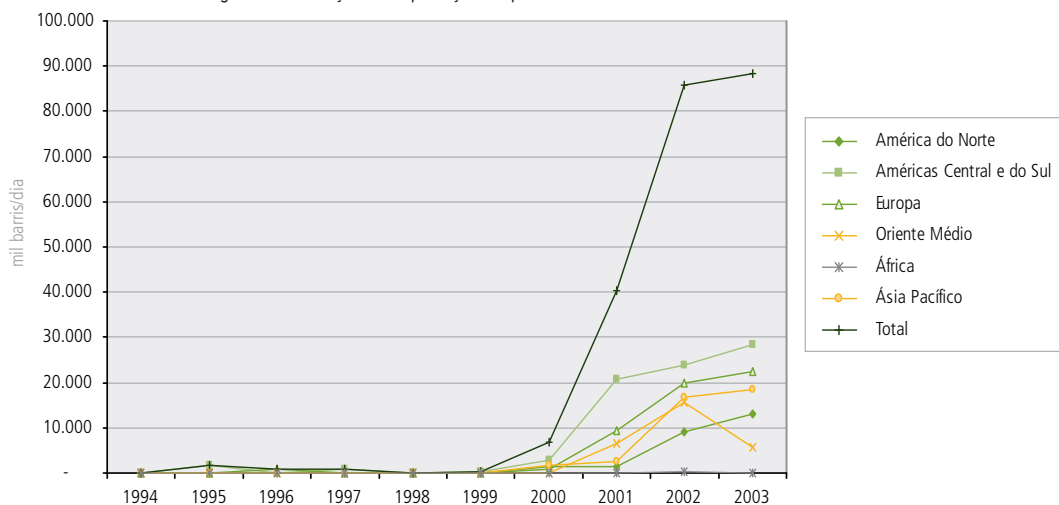


Fonte: ANP, 2006.

12 O refino de petróleo será objeto de Nota Técnica específica.

Por outro lado, as exportações de petróleo brasileiro somente passaram a ser significativas a partir de 2000 (vide Figura 21). Os principais destinos têm sido as Américas Central e do Sul (Bahamas, Trinidad e Tobago e Chile, em 2003) e Europa (Portugal, Reino Unido e Holanda, em 2003).

Figura 21 – Evolução das exportações de petróleo no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

6. Considerações sobre restrições socioambientais

A conscientização global da necessidade de se buscar um desenvolvimento sustentável alterou significativamente a forma como as nações exploram os seus recursos naturais. No setor energético, particularmente responsável por alterações antropogênicas na atmosfera, o estudo dos impactos ambientais evoluiu gerando inúmeras restrições às essas atividades.

O princípio 4 da Declaração do Rio (1992) afirma que, para alcançar o desenvolvimento sustentável, a proteção ambiental deve constituir parte integrante do processo de desenvolvimento.

Foram necessárias inúmeras pesquisas para se avaliar os reais impactos causados pelas atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo, bem como para buscar alternativas mitigadoras dos mesmos. Na seqüência desse processo, constituiu-se um arcabouço legal que visava regulamentar essas atividades e minimizar os inúmeros impactos que elas poderiam gerar.

A natureza geológica da formação e acumulação do petróleo e do gás natural levou ao desenvolvimento de atividades complexas na exploração e produção desses energéticos, sejam relativas aos campos marítimos ou aos campos terrestres. Como consequência, a atividade passou a envolver uma série de riscos e impactos potenciais para o meio ambiente, demandando extremo cuidado em relação à preservação ambiental.

No Brasil, a primeira Lei a tratar da necessidade de licenciamento ambiental para empreendimentos utilizadores de recursos naturais efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes de causar degradação ambiental foi a Lei nº 6.938/81, que instituiu a Política Nacional de Meio Ambiente.

De acordo com a Resolução CONAMA nº 001/86, impacto ambiental é qualquer alteração das propriedades físicas,

químicas ou biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que direta ou indiretamente, afetam:

- a saúde, a segurança e o bem-estar da população;
- as atividades sociais e econômicas;
- a biota;
- as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; e
- a qualidade dos recursos ambientais.

Neste sentido, a Resolução CONAMA nº 23/94, calcada nas prerrogativas dos instrumentos legais superiores, dispõe sobre a regulamentação específica do licenciamento ambiental das atividades de perfuração e produção de hidrocarbonetos, considerando-os bastante distintos do licenciamento ambiental usual. A partir desta normativa, são solicitados Relatório de Controle Ambiental - RCA para atividade de perfuração, Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA para os testes de longa duração, Relatório de Avaliação Ambiental - RAA para produção em campos nos quais já houve produção e Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental - EIA/RIMA para campos onde ainda não houve atividade de produção. Tais estudos são considerados instrumentos de Avaliação de Impacto conforme preconiza a Política Nacional de Meio Ambiente.

A Resolução CONAMA nº 237/97 regulamenta diversos aspectos do licenciamento ambiental, incluindo a competência do órgão federal e dos estaduais e municipais sobre o licenciamento. Adicionalmente, considera as atividades de exploração e produção de petróleo e gás como potencialmente poluidoras ou causadoras de significativa degradação ambiental.

Em 1998, com a flexibilização do monopólio de exploração e produção de petróleo, foi sancionada a Lei nº 9.478/98, que iniciou uma nova etapa na exploração do petróleo nacional, caracterizada por maior rigor no que diz respeito às questões ambientais. Foi criada uma unidade específica para o licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo por parte do IBAMA: o Escritório de Licenciamento de Atividades de Petróleo e Nuclear – ELPN/IBAMA. A partir de então, os processos administrativos de licenciamento dessas atividades são instruídos de acordo com as diretrizes técnicas ambientais, sendo que a atividade de produção é especialmente avaliada no contexto de sistemas de produção e escoamento, e não na forma isolada de plataforma.

Mais recentemente, em 2004, entrou em vigor a Resolução CONAMA nº 350/04, que normatiza o licenciamento ambiental da atividade de aquisição de dados sísmicos marítimos. Tal resolução exige a elaboração de EIA/RIMA em áreas de sensibilidade ambiental, ou seja, em profundidades inferiores a 50 metros, e a realização de audiências públicas em áreas onde a atividade pesqueira artesanal é expressiva.

Esse conjunto de resoluções e leis demonstra o aumento da importância da dimensão ambiental nos processos de produção e uso de energia no mundo.

Os impactos que serão descritos a seguir baseiam-se em uma revisão da literatura e, particularmente, no documento de Avaliação Estratégica para o Setor de Petróleo e Gás Natural no Sul da Bahia desenvolvido pelo LIMA/UFRJ. Esses impactos são divididos em impactos decorrentes das atividades terrestres e os decorrentes de atividades marítimas.

■ 6.1. Impactos das atividades terrestres

As atividades terrestres sobrecarregam a infra-estrutura existente devido à implantação de canteiros de obras e ao crescimento das atividades de aquisição de materiais e de insumos, de transporte de pessoal, de descarte de resíduos etc. O aumento do fluxo de veículos pode danificar as estradas e complicar as condições de trânsito local. O aumento da demanda por serviços básicos sociais pode acarretar escassez de bens e serviços, pode ter efeitos sobre a inflação, oca-

sionar a especulação imobiliária e a perda da qualidade de vida.

Quando houver necessidade de desmatamento para exploração terrestre, pode ocorrer fragmentação dos sistemas florestais, o que ocasiona o deslocamento de animais e perda de biodiversidade na região. Existe ainda o efeito de borda, causado pela alteração das condições ambientais nas proximidades da faixa desmatada: devido ao aumento da penetração do vento e dos raios solares, ocorre o aumento da temperatura e a redução da umidade. Essas alterações podem levar à extinção de espécies, especialmente espécies endêmicas. Pode ocorrer ainda o assoreamento ou comprometimento do regime hídrico, o que afeta a qualidade da água e a fauna aquática.

O aumento das descargas de esgotos sanitários e resíduos domésticos pode atrair animais indesejados para as proximidades das atividades terrestres, assim como pode alterar as características da água devido ao aumento das concentrações de nitrogênio, fósforo e matéria orgânica. A atividade de perfuração em si também pode interferir na qualidade da água e na contaminação do solo. A percolação de resíduos pode contaminar lençóis de água e ameaçar a saúde da comunidade local. Em algumas regiões específicas essas mesmas atividades poderão afetar o patrimônio arqueológico e cultural.

As comunidades também são afetadas com a degradação da paisagem, o que pode ocasionar a redução do fluxo de turistas e trazer impactos sobre a economia local.

■ 6.2. Impactos das atividades marítimas

Devido a sua maior complexidade, a exploração marítima é uma potencial causadora de impactos ambientais.

As atividades de sísmica são responsáveis por boa parte dos impactos da exploração e produção marítimas de petróleo. Os ruídos gerados por tais atividades podem interferir na rota de migração de comunidades pelágicas. O impacto dos levantamentos de dados através de sísmica no ecossistema marinho é um tema polêmico no mundo todo e já há evidências de que várias espécies de cetáceos são seriamente afetadas. Em 2002, depois de uma mortalidade atípica de baleias jubarte que coincidiu com a realização de atividades sísmicas, o IBAMA passou a proibir a sísmica durante o período reprodutivo da espécie. Outra restrição imposta refere-se à exclusão da possibilidade de realização atividades petrolíferas em Abrolhos, visando à proteção da área. Medidas como esta, em particular nas áreas de concentração de baleias, golfinhos e peixes-boi, podem restringir ainda mais a exploração marítima de petróleo no Brasil.

A iluminação gerada no levantamento de dados sísmicos, a operação e navegação de unidades de exploração e produção e a operação de carga e descarga de fluidos das embarcações podem perturbar a biota, modificando as rotas de deslocamento dos pássaros e desorientando filhotes de tartarugas que acabam expostos a predadores.

A instalação de plataformas atrai vida marinha e a sua posterior remoção provoca um desequilíbrio ambiental, alterando o ecossistema e as cadeias alimentares no local onde estava instalada.

De maneira similar à exploração terrestre, há degradação da qualidade da água e perda da sua potabilidade. As atividades de perfuração e produção resultam em descarga de esgotos sanitários tratados e resíduos gerados durante as operações de rotina, ou seja, no aumento da carga orgânica no ambiente e no conseqüente aumento do consumo de oxigênio dissolvido e na introdução de organismos patogênicos, ocasionando a mortandade das espécies presentes.

Descargas de fragmentos e fluidos de perfuração também degradam a qualidade da água. Após a descarga no oceano, os fragmentos rochosos e qualquer fluido residual tendem a formar uma pluma turva que se dispersa rapidamente. Tipicamente, em águas rasas, a maior parte dos sólidos sedimenta-se rapidamente, acumulando-se no leito do oceano junto ao ponto de descarga. Os fragmentos da perfuração, se não dispersos rapidamente, podem apresentar efeitos de sufocamento físico na fauna e flora bentônicas que vivem nas vizinhanças imediatas da área de descarga. Também pode ocorrer ruptura temporária e bastante localizada do ciclo de alimentação de quelônios e mamíferos marinhos.

Durante as atividades de perfuração no leito do mar, a descarga de fragmentos e de fluidos de perfuração, de água produzida e a queima de fluidos produzidos podem contaminar espécies com elementos tóxicos que se acumulam ou podem causar disfunção endócrina, gerando efeitos sobre a cadeia alimentar e sobre a biodiversidade.

A qualidade do ar também sofre com as atividades da exploração e produção de petróleo. As emissões fugitivas e as decorrentes da queima de fluidos, além de causarem poluição visual, podem comprometer a saúde humana. Globalmente essas emissões contribuem para o agravamento do efeito estufa.

A exploração e a produção marítimas de petróleo restringem a realização de outras atividades, tais como a prática de esportes náuticos ou a pesca, devido à área de exclusão de 500 m de raio ao redor da plataforma.

Adicionalmente, o som gerado pelos equipamentos de sísmica gera uma interferência no comportamento fisiológico dos peixes, o que também afeta a atividade pesqueira. De acordo com um estudo realizado pela ANP, dentre os impactos da atividade de produção sobre atividade pesqueira, estão incluídos:

- a restrição temporária de acesso a determinados pesqueiros, provocada pelas rotinas de operação das embarcações lançadoras de dutos, linhas e demais equipamentos submarinos;
- a criação de área de exclusão de 500m ao redor da unidade de produção (Norma de Segurança - NORMAM 008);
- a impossibilidade de fundeio em áreas ocupadas por dutos; e
- o aumento do tráfego marinho relacionado ao deslocamento das embarcações de apoio ao empreendimento.

Tais impactos poderão ser de maior ou menor magnitude em função da localização do empreendimento (águas rasas ou profundas) e da interface existente entre esta localização e as características das frotas pesqueiras (artesaniais ou industriais) sediadas na área de influência.

O impacto sobre a pesca, por sua vez, tem efeitos diretos sobre a renda e a economia regional, afetando, portanto, a qualidade de vida da população.

Há ainda que se considerar que a operação e navegação de unidades de perfuração e produção, o armazenamento de óleo combustível e operações de abastecimento, carga e descarga de fluidos entre outras poderão afetar a paisagem local. Muitas vezes, trata-se de regiões onde o turismo é o principal motor da economia. Nesse caso, são definidas zonas prioritárias de planejamento turístico e quaisquer atividades que comprometam a paisagem natural podem implicar em efeitos adversos sobre o afluxo de turistas.

Existem ainda riscos associados à sobrecarga da infra-estrutura viária, ao descarte final de resíduos sólidos gerados nas atividades de levantamentos de dados sísmicos, ao armazenamento de óleo combustível, às operações de abastecimento, ao transporte de pessoal, equipamentos e resíduos, à carga e descarga, à aquisição de materiais e insumos, à implantação de canteiros de obras, ao descomissionamento das unidades e à finalização e ao abandono do poço.

As conseqüências desses impactos refletem-se na degradação de estradas pelo aumento do fluxo de veículos, aumento da demanda por bens e serviços básicos, potencializando a inflação local, a especulação imobiliária e a perda da qualidade de vida. Pode ocorrer ainda a aceleração de processos erosivos, a desvalorização de imóveis e o aumento dos problemas de saúde na comunidade local.

Finalmente existem os riscos de impactos relacionados a acidentes com derramamentos de óleo, que tendem a restringir cada vez mais as atividades de exploração e produção de petróleo, visando à proteção do meio ambiente.

7. Considerações finais

Neste trabalho, procurou-se estabelecer um panorama da situação atual e futura das reservas de petróleo no mundo, e especialmente no Brasil, levando-se em consideração os custos da oferta e as restrições socioambientais das atividades extrativas de petróleo.

Inicialmente apresentaram-se as definições relacionadas aos recursos e reservas de hidrocarbonetos. Em seguida foi feito um panorama mundial e nacional das reservas de petróleo. Do panorama apresentado, pôde-se perceber que 60% das reservas mundiais convencionais estão concentradas em cinco países do Oriente Médio. Existem perspectivas de crescimento da produção de petróleo não convencional, concentrada no Canadá e na Venezuela. A concentração geográfica das reservas disponíveis mostra uma tendência de dependência e de intensificação de tensões relacionadas ao acesso às fontes de petróleo, uma vez que a demanda deste energético está concentrada em países da OCDE, onde o volume de reservas é pequeno e declinante, e que existe uma tendência de crescimento da demanda em países em desenvolvimento, especialmente nos países asiáticos.

Atualmente Estados Unidos e Europa são as regiões que mais dependem das importações de petróleo no mundo. Existe uma tendência de que países da América do Sul passem a ser fornecedores de petróleo para os Estados Unidos e que o Oriente Médio concentre seu fornecimento para os países asiáticos, especialmente China e Índia.

O Brasil, por sua vez, conta atualmente com 11,7 bilhões de barris em reservas provadas, sendo localizadas, na sua maior parte (92%) em campos marítimos. Pode-se perceber que a variável ambiental é bastante significativa nos processos de extração e produção do óleo, e o Brasil trata o assunto com uma legislação bastante completa nesta área. Em 2006, o país se tornou auto-suficiente em produção de petróleo. Utilizando-se o Método da Curva de Hubbert, verificou-se que em 2010 o Brasil poderá exportar em torno de 20% da sua produção, que atingirá o seu pico em 2018. Em 2025, por outro lado, o país voltará a ser dependente da importação de óleo bruto para atender à demanda interna. Em decorrência do possível excedente na produção de petróleo do país, vale a discussão estratégica sobre a escolha entre exportação do óleo bruto ou de seus derivados. Da mesma forma, é preciso planejamento para que uma nova situação de dependência de petróleo não comprometa a segurança energética do país.

8. Referências bibliográficas

- ANP. **Portaria ANP nº 9, de 21/01/2000**. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em 13/04/2006.
- ANP. **“Interferência da atividade de petróleo na pesca: aspectos do licenciamento ambiental”**. Agência Nacional do Petróleo, 2004. Disponível em <http://www.anp.gov.br/ibamaperfuracao/pesca.html>. Acesso em 28/12/2005.
- ANP. **“Anuário estatístico 2005”**. Agência Nacional do Petróleo. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em 01/01/2006.
- BP. **“BP Statistical Review of World Energy”**. British Petroleum. June 2005. Disponível em <http://www.bp.com>. Acesso em 01/01/2006.
- EIA/DOE. **“International Energy Outlook”**. Energy Information Administration – Department of Energy, 2005.
- EIA/DOE. **“Short-Term Energy Outlook”**. Official Energy Statistics from the U.S. Government October. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>. 2004.
- EPE. **“Síntese dos Estudos Complementares da Matriz Energética Nacional 2023”**. Empresa de Pesquisa Energética. Janeiro de 2006.
- HALLOCK JR, John L.; THARAKAN, Pradeep J.; HALL, Charles, A.S.; JEFFERSON, Michael; WU, Wei. **“Forecasting the Limits to the Availability and Diversity of Global Conventional Oil Supply”**. Energy 29. pp. 1673-1696. 2004.
- LA ROVERE, E.L (coord). **“Avaliação ambiental estratégica para o Setor de Petróleo e Gás Natural no Sul da Bahia”**. LIMA/COPPE/UFRJ. 2003. Disponível em: <http://www.lima.coppe.ufrj.br/aae_relatoriofinal>. Acesso em 29/12/2005.
- PETROBRAS. **“Plano de Negócios 2006-2010”**. Agosto de 2005.
- PETROBRAS. Informações sobre exploração e produção de petróleo, Disponíveis em <<http://www.petrobras.com.br/Relacoes-com-investidor/Destaques-Operacionais/Exploracao-e-Producao>>. Acesso em 21/03/2006.
- SCHAEFFER, R (Coordenador). **“Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015”**, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2004.
- STOSUR, G.,. **“Energy in the XXIst century- unconventional oil and gas”**. Revue Geologues, nº 127. Disponível <<http://www.cifeg.org/print.php?lang=en&page=technical&rub=energy>>. 2000.
- SZKLO, A. **“Notas sobre conceitos de exploração e produção de petróleo”**. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2005.
- TAVARES, M.E.E., **“Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas – uma análise cross-section”**. Tese de doutorado. Programa de Planejamento Energético. Março. 2005
- THOMAS, J. E. **“Fundamentos de Engenharia do Petróleo. Editora Interciência”**. Rio de Janeiro. 2001.
- USGS. **“Dados básicos”**. U. S. Geological Survey. Disponível em <http://www.usgs.gov>. Acesso em 01/01/2006.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Marina Elisabete Espinho Tavares

CENTROS DE TRANSFORMAÇÃO: ESTRUTURA DE PRODUÇÃO, REFINO E TRANSPORTE DE PETRÓLEO E DERIVADOS / LOGÍSTICA E TECNOLOGIA

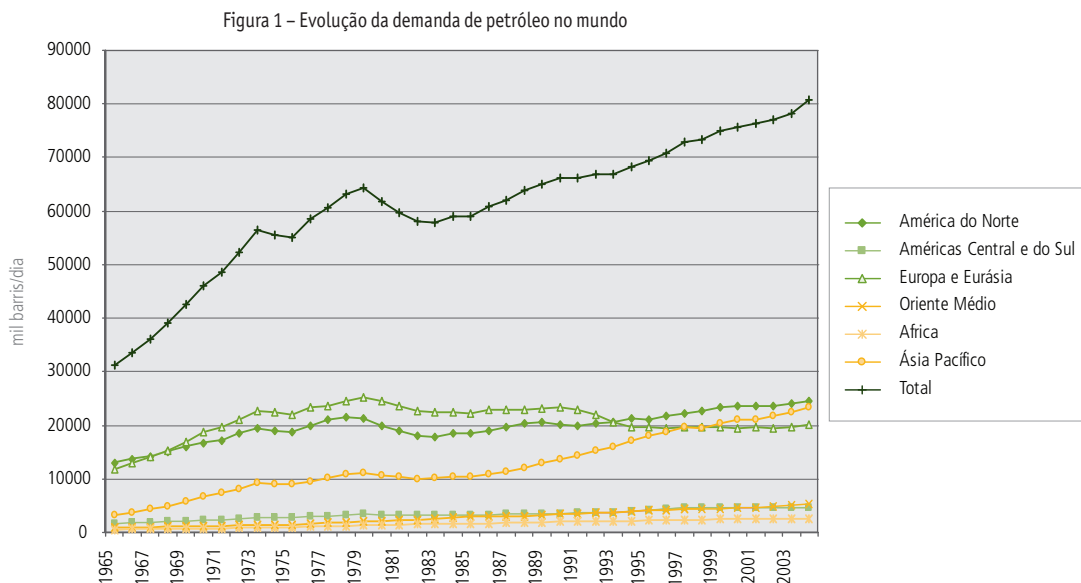
SUMÁRIO

1. Introdução	45
2. A demanda de derivados de petróleo	49
3. A oferta de derivados de petróleo no mundo	53
3.1. Aspectos gerais.....	53
3.2. Características tecnológicas do refino de petróleo	54
3.2.1. As unidades básicas de uma refinaria.....	54
3.2.2. A complexidade de uma refinaria	59
3.2.3. A importância da economia de escala.....	60
3.3. Desafios do refino de petróleo.....	62
3.3.1. A qualidade do petróleo	62
3.3.2. Aspectos ambientais.....	63
3.4. Custos e margens de refino	64
3.5. A tecnologia <i>Gas to Liquids</i> - GTL.....	67
3.6. Tendências futuras para a produção de combustíveis.....	71
3.7. Panorama dos principais centros de refino no mundo	73
3.7.1. Aspectos gerais	73
3.7.2. O refino de petróleo nos EUA	79
3.7.3. O refino de petróleo na Europa.....	81
3.7.4. O refino de petróleo na Ásia	82
3.8. Perspectivas de investimentos.....	83
4. A oferta de derivados de petróleo no Brasil.....	85
4.1. O refino de petróleo no Brasil	85
4.1.1. Panorama atual.....	85
4.1.2. Perspectivas de investimentos em refino no Brasil.....	91
4.2. Importações e exportações de derivados de petróleo	95
5. A logística de transporte e distribuição de derivados de petróleo no Brasil	97
5.1. Aspectos gerais.....	97
5.2. Transporte marítimo	101
5.3. Terminais e transporte dutoviário	103
6. Considerações finais	105
7. Referências bibliográficas.....	107

1. Introdução

Uma análise da evolução do mercado mundial de derivados de petróleo, ao longo das últimas quatro décadas, demonstra que a demanda total por refinados, com exceção dos dois períodos que sucederam as duas crises do petróleo, tem crescido de forma sustentada (Figura 1).

A ocorrência de redução da demanda de derivados de petróleo pode ser atribuída a riscos políticos que ameaçam o fornecimento de petróleo e a esforços crescentes para a economia de energia. Este fenômeno tem sido acentuado pela substituição do petróleo pela energia nuclear, pelo carvão, pelo gás natural e pelas energias renováveis.



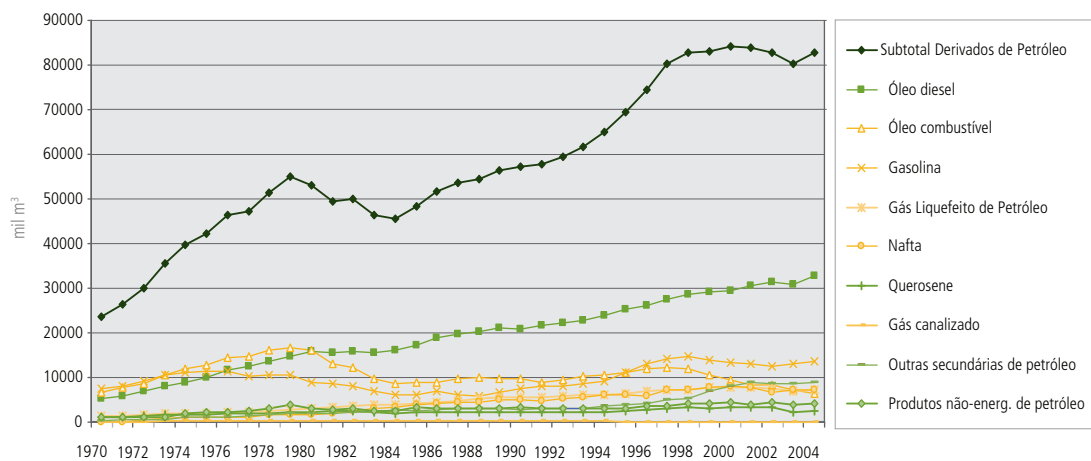
Fonte: BP, 2006.

A demanda de derivados de petróleo no Brasil cresceu sistematicamente desde o final da década de 80 até 1999. De 1999 a 2003, o consumo de derivados de petróleo se retraiu, voltando a dar sinais de recuperação em 2004 (vide Figura 2). Em 2004, o consumo de derivados de petróleo cresceu 2,3% em relação a 2003, com destaque para o consumo de gasolina, óleo diesel e querosene de aviação e para a retração de 11% no consumo final de óleo combustível. Na estrutura da demanda brasileira de derivados em 2004 (vide Figura 3), a participação do óleo diesel é a mais significativa, seguido pela gasolina automotiva.

Desde 1990 vêm ocorrendo mudanças no perfil de demanda, com o consumo de gasolina e óleo diesel crescendo, em média, 4,4% a.a. e 3,2% a.a. respectivamente, e o do óleo combustível apresentando crescimento negativo de -3,0% a.a.. Destaca-se que, apesar da taxa média de crescimento da gasolina ter sido positiva neste período, a taxa de crescimento foi de -4,5%, -2,0% e -3,7% em 2002, em 2001 e em 2000, respectivamente.

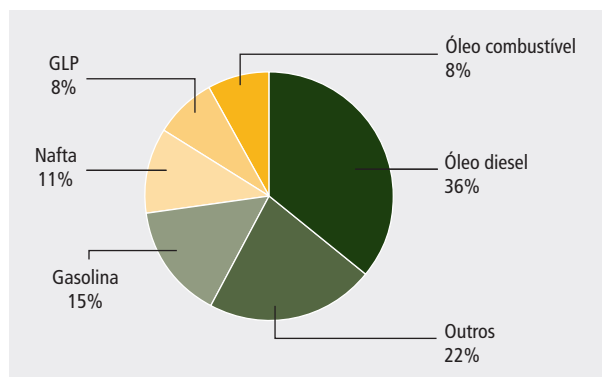
A taxa de crescimento média anual das vendas do GLP foi de 3,3% a.a. entre 1990 e 2000. Desde 2000 as vendas desse produto vêm caindo, o que pode ser explicado pelo aumento médio nos preços do GLP residencial acima de 30% e, em alguns estados, acima de 50%.

Figura 2 – Evolução da demanda de derivados no Brasil



Fonte: MME, 2005.

Figura 3 – Estrutura da demanda de derivados no Brasil



Fonte: MME, 2005.

Como a produção interna não tem sido suficiente para atender à demanda total por derivados de petróleo no país, especialmente de diesel, GLP e nafta petroquímica, verifica-se a complementação com a importação de produtos.

Os derivados de petróleo, em particular no setor de transportes, ainda são hegemônicos e se beneficiam de uma infra-estrutura completamente consolidada para transporte e comercialização de combustíveis líquidos¹ e do próprio porte do mercado mundial, associado a um parque de equipamentos (veículos automotivos, especialmente) de enormes proporções.

Observa-se que a demanda por derivados de petróleo vem sofrendo mudanças em sua distribuição geográfica, o que significa uma maior participação de mercados emergentes devido, principalmente, ao forte e persistente crescimento demográfico em tais regiões, principalmente no sudeste e leste asiáticos.

O refino de petróleo desempenha papel fundamental no acesso aos mercados, uma vez que possibilita a transformação de petróleo bruto em derivados padronizados largamente utilizados em diversos setores da economia, principalmente no setor de transportes. Assim, as principais empresas buscam refinar o petróleo perto dos centros de consumo, de forma a reduzir os custos relativos de transporte e garantir a disponibilidade dos produtos nos principais centros consumidores. Vale ressaltar que as empresas integradas podem minimizar seus custos de transação e obter preços melhores para o petróleo do que necessitam. Esta é uma vantagem importante quando os custos da matéria-prima são significativos, como na atividade de refino de petróleo.

As refinarias são intensivas em capital, necessitam de longos períodos para serem construídas (tipicamente 5 anos desde a decisão do investimento até o início da operação) e, uma vez construídas, são pouco flexíveis, ou seja, necessitam de vultosos investimentos para que haja uma modificação significativa no seu perfil de produção. Adicionalmente, a atividade de refino requer economia de escala e a capacidade de refino mundial tende a se concentrar em poucas, grandes e modernas refinarias regionais, passíveis de expansão.

Resumidamente, a trajetória tecnológica do refino, principalmente durante as décadas de 50 e 60, foi caracterizada pela crescente complexidade das refinarias, através da adição de novos processos de conversão e tratamento à destilação primária, em geral acompanhada do aumento da escala de refino. O surgimento de refinarias maiores e mais complexas possibilitou o aumento da proporção de derivados de petróleo leves (como a gasolina) e médios (como o óleo diesel) na oferta total, acompanhando as mudanças ocorridas na demanda por derivados.

A definição 'ideal' dos processos a serem utilizados e da forma de combiná-los em uma refinaria depende das características do óleo bruto disponível e da demanda esperada de derivados, havendo ainda um *tradeoff* entre a escolha irreversível de processos que exigem menor volume inicial de capital e o uso de um tipo de petróleo de melhor qualidade (mais caro); ou processos que demandam maior volume inicial de capital, mas que utilizam óleos de qualidade inferior (mais baratos).

1 Os combustíveis líquidos são mais fáceis de serem transportados que os gases e os sólidos. Os gases são menos densos e os sólidos são incompressíveis, pouco deformáveis e exercem maior resistência ao movimento.

É importante ressaltar que, para a produção de combustíveis líquidos, os processos de refino foram os pioneiros no atendimento às necessidades em curso, constituindo até hoje a trajetória tecnológica dominante. Nesse sentido, as primeiras décadas do século XX foram importantes para o aperfeiçoamento da indústria de refino, com o desenvolvimento de uma sólida curva de aprendizado tecnológico. A atividade de refino enfrenta desafios e, para processar crus cada vez mais pesados, satisfazendo a demanda por derivados leves e com especificações cada vez mais severas, continuarão a ser desenvolvidos processos e tecnologias.

Com o início da Segunda Guerra Mundial, uma nova trajetória passou a desafiar o refino de petróleo como tecnologia dominante. Diferentes programas de Pesquisa e Desenvolvimento resultaram em processos de obtenção de combustíveis sintéticos, obtidos por insumos que não o óleo cru. Esta nova trajetória tornou-se de fundamental importância para a Alemanha e Japão, que não possuem recursos petrolíferos em seus territórios e durante o conflito sofreram forte embargo comercial dos países aliados. À exceção do caso sul-africano, a inviabilidade econômica dos processos foi decisiva para o encerramento desta trajetória no período do pós-guerra. Mais uma vez, fatores econômicos e institucionais, ainda que absolutamente diversos dos experimentados ao longo da Segunda Guerra Mundial, trouxeram de volta o interesse por processos de obtenção de combustíveis sintéticos, deflagrando uma nova trajetória tecnológica. A disponibilidade de reservas de gás natural, a necessidade de flexibilizar seu transporte e o recrudescimento da legislação ambiental têm sido os principais fatores para tal. Assim, o gás natural representa a introdução de um novo insumo para os processos de produção de combustíveis sintéticos. Embora o gás de síntese possa ser produzido a partir de qualquer hidrocarboneto, as rotas de produção mais baratas são aquelas que têm como matéria-prima o gás natural.

Assim, é possível esperar que, mantidos o crescimento econômico sustentado do país e o crescimento sustentado da produção nacional de cru, o Brasil se torne exportador líquido de cru de baixa qualidade e importador líquido de derivados (diesel, nafta e GLP). Por outro lado, diante da continuidade das importações de derivados, provavelmente serão necessários investimentos em portos, redes de dutos, isto é, em infraestrutura de transportes. Adicionalmente, neste caso, merece ser discutida a questão da acentuação da dependência e da vulnerabilidade do país com relação às importações.

Caso o país caminhe no sentido estimular a redução da demanda de derivados de petróleo, contemplando a substituição e a eficiência energética, vale destacar que muitos avanços têm sido alcançados no sentido de melhorar o desempenho de motores e dos próprios combustíveis, mas ainda existem desafios a serem superados.

Os derivados de petróleo ainda dominarão o mercado de combustíveis para o setor de transportes nas próximas três décadas, mas os combustíveis alternativos ganharão participação pouco a pouco. Embora as alternativas sejam custosas inicialmente, seus custos tendem a diminuir devido ao aprendizado tecnológico. Tudo dependerá dos níveis dos preços de petróleo (GIELEN, 2005).

2. A demanda de derivados de petróleo

Observa-se que a mudança estrutural mais importante na demanda mundial de derivados de petróleo é a sua concentração em mercados específicos, onde a sua substituição por outras fontes de energia não é atualmente possível ou ainda é muito cara, como é o caso do setor de transportes. Adicionalmente, os choques do petróleo não somente ocasionaram um decréscimo na demanda por seus derivados, mas também proporcionaram uma mudança nos tipos de derivados demandados. Se dividirmos os derivados de petróleo nas categorias leves, médios, pesados e derivados não energéticos (lubrificantes, graxas e asfaltos), observa-se, de maneira geral, a tendência de aumento da demanda por derivados leves e médios, em detrimento dos pesados.

Embora tal mudança estrutural tenha ocorrido no mundo todo, ela foi mais acentuada nos países da OCDE², onde o óleo combustível tem sido substituído para a geração de eletricidade. Tudo indica que a tendência de mudança continue nos próximos anos nos países que não constituem a OCDE, mas existe alguma incerteza quanto ao seu ritmo, principalmente porque ainda não está claro se a demanda latente por eletricidade poderá ser completamente satisfeita pelo carvão e pelo gás natural.

Nos mercados maduros, tais como América do Norte e Europa, o crescimento da demanda vem se estagnando nas últimas décadas. A demanda por derivados de petróleo nos Estados Unidos em 1965 representava 37% da demanda mundial e passou a representar 25% em 2005. Já a participação da demanda européia na demanda mundial passou de 38% para 25% no mesmo período. Vale ressaltar que o perfil da demanda nestas duas regiões é diferenciado: em 2005, na Europa, a demanda por destilados médios representou, em média, 46% da demanda total, enquanto nos Estados Unidos, que representam em torno de 83% da demanda da América do Norte, a demanda de gasolina representou a parcela mais significativa do total de derivados, aproximadamente 44%, (BP, 2006).

Na América do Norte, por sua vez, observa-se o crescimento das importações de gasolina e o declínio significativo das importações de óleo combustível, sem o proporcional crescimento das exportações deste produto, o que reflete a tendência mundial na redução da demanda de óleo combustível, o qual vem sendo progressivamente substituído pelo gás natural.

A Ásia do Pacífico é uma região muito heterogênea, caracterizada por uma diversidade econômica e tecnológica muito grande. Em tal região merece destaque o crescimento da demanda por derivados de petróleo na China, que tem sido, em média, de 7,8% a.a., com destaque para o crescimento da demanda de destilados médios (em torno de 8,5% a.a.) entre 1994 e 2005 (BP, 2006).

Dados empíricos dos últimos dez anos demonstram que a demanda por petróleo e derivados na China aumentou a uma taxa mais estável que a taxa de crescimento da demanda por energia primária. A demanda por petróleo cresceu em todos os grandes setores, mas a participação do setor industrial apresentou um declínio sustentado enquanto a participação do setor de transportes chegou a representar 40% da demanda total.

2 Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento constituída pelos seguintes países: Áustria, Bélgica, República Tcheca, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Islândia, Irlanda, Itália, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Polónia, Portugal, Eslováquia, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido, Austrália, Canadá, Japão, México, Nova Zelândia, Coreia do Sul, Estados Unidos.

Em contraste, a demanda de derivados no Japão tem se mantido estagnada nos últimos dez anos. Neste país, os destilados médios ainda representam a parcela mais significativa do total demandado (35%) em 2005. O crescimento da demanda por destilados médios (óleo diesel, querosene e querosene de aviação) no mundo deve-se, principalmente, ao crescimento acentuado da aviação e do transporte rodoviário e ao crescimento do uso de óleo diesel em veículos comerciais, particularmente nos países em desenvolvimento da Ásia. Em várias regiões da Ásia, o aumento da demanda de derivados médios foi acentuada por regulações governamentais, tais como subsídios cruzados. Na Índia, por exemplo, o óleo diesel foi subsidiado como um combustível industrial e o querosene, por ser usado por populações rurais mais pobres, foi subsidiado para cocção e iluminação. Frequentemente esses subsídios somente foram possíveis devido à incidência crescente de taxas sobre o preço da gasolina (HORSNELL, 1997).

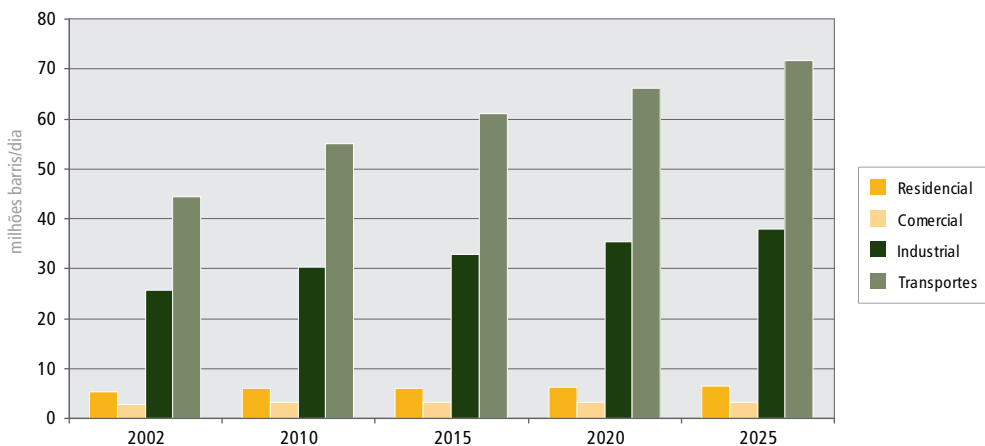
No Oriente Médio constata-se o crescimento da demanda por todos os derivados, principalmente por gasolina, óleo diesel e inclusive por óleo combustível, especialmente, na Arábia Saudita, no Irã, no Iraque e nos Emirados Árabes.

Nas Américas Central e do Sul, a demanda por destilados médios cresceu a uma taxa de 2,6% a.a. na última década e representou em torno de 39% da demanda total de derivados em 2005. Nesta região merece destaque o Brasil, país de dimensões continentais, que possui mais de 180 milhões de habitantes e é, sem dúvida, o maior consumidor de derivados de petróleo da região. No Brasil, dentre os segmentos consumidores de derivados de petróleo, o mais importante é o de transportes (53%), seguido do industrial, incluindo o setor energético (19%). A estrutura de usos dos derivados passou por significativas variações desde 1970. Na década de 70, os usos em transporte passaram de 55% a 46% e os usos na indústria passaram de 24 a 27%. Com as políticas públicas de contenção da demanda de óleo combustível (imposição de cotas de consumo industrial e elevação de seus preços) e a promoção de preços competitivos para as fontes nacionais de energia (subsídios ao transporte), os usos de derivados de petróleo na indústria caíram acentuadamente a partir de 1980. Em 1985 os usos industriais já atingiam 15% do consumo final de derivados. Neste contexto, o consumo de derivados de petróleo apresentou altas taxas de crescimento na década de 70 e nos cinco primeiros anos do Plano Real (1994 a 1998). O baixo crescimento econômico e a substituição de gasolina por álcool são as causas do pouco desempenho nos demais períodos. A partir de 1999 o uso do gás natural em veículos passou a contribuir, também, para a redução no consumo de derivados (MME, 2005)

Observa-se que as exportações de gasolina das Américas do Sul e Central se acentuaram mais recentemente, destacando-se as quantidades exportadas da Venezuela e das Ilhas Virgens para os Estados Unidos. Por outro lado, as importações de gasolina do Oriente Médio, do Sudeste Asiático e da Europa Oriental aumentaram mais que proporcionalmente às exportações de tal produto, o que confirma a tendência de crescimento do consumo de tal combustível em tais regiões. As exportações de gasolina da África e da Europa Ocidental aumentaram mais que as importações do produto, indicando que ambas as regiões são potencialmente exportadoras de gasolina.

A demanda mundial de petróleo no cenário de referência do *International Energy Outlook (2005)* aumentará 1,9% a.a. no período entre 2001 e 2025. O maior crescimento deverá ocorrer no setor de transportes (aproximadamente 61% do total previsto), conforme se verifica pela Figura 4, mas o desenvolvimento de diversas tecnologias de produção de combustíveis a partir de carvão, gás natural e biomassa contribuirá para a redução da pressão sobre a oferta de combustíveis oriundos do processamento do petróleo.

Figura 4 – Evolução prevista para a demanda de derivados de petróleo no mundo



Fonte: EIA, 2006.

O segundo setor que deve apresentar maior crescimento é o industrial: 28% do total do crescimento projetado, especialmente no segmento químico e petroquímico.

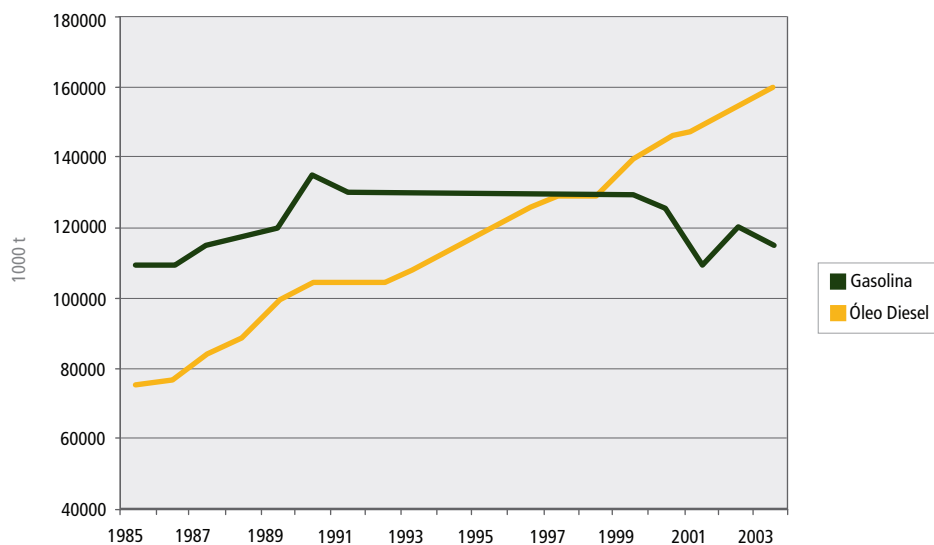
O crescimento será mais significativo em duas regiões do mundo: nos países emergentes da Ásia e na América do Norte. A demanda nas regiões de economia madura, com exceção dos Estados Unidos, crescerá a uma taxa média de 0,3% a.a., como reflexo do declínio do crescimento da população e do crescimento econômico nas duas próximas décadas.

O maior crescimento esperado para a América do Norte, especialmente no setor de transportes dos Estados Unidos, deve-se à renda per capita elevada que contribuiu para o aumento da demanda por veículos maiores e mais potentes neste país. Por outro lado, espera-se que a eficiência média de consumo de combustíveis dos automóveis aumente, o que pode contribuir para compensar o aumento da demanda por gasolina, especialmente nos Estados Unidos. Assim, é provável que o crescimento global da demanda por combustíveis seja estimulado pelo crescimento da demanda por destilados médios, uma vez que a eficiência média de tais combustíveis não compensará o crescimento decorrente da expansão econômica (GUARIGUATA, 1998).

O mercado europeu permanece sendo especialmente interessante, onde se destaca a dieselização da frota (passada e prevista para o futuro) associada a um refino otimizado para gasolina (vide Figura 5). De fato, a Europa Ocidental vem se destacando no mercado mundial como produtor *swing* de gasolina, sendo um dos principais exportadores para os Estados Unidos, na última década (EIA, 2002).

A relação entre o consumo de gasolina e diesel na Europa está descendente, e, segundo projeções, ainda deverá se reduzir significativamente. Em 2000, o consumo de diesel superou o de gasolina, a previsão é que, em 2015, o consumo de diesel seja aproximadamente o dobro do da gasolina.

Figura 5 – Evolução da demanda de gasolina e óleo diesel na Europa



Fonte: BENSALD, 2005.

Nos países da Europa Oriental e da antiga União Soviética o consumo de petróleo caiu significativamente após o colapso do regime no início da década de 90. O crescimento da demanda de derivados de petróleo começou a se recuperar recentemente na região, mas, segundo o Departamento de Energia norte-americano, não será tão elevado em 2025, quanto o era em 1990. A demanda de energia deverá crescer a uma taxa média de 1,4% a.a., devido ao declínio no crescimento da população combinado a fortes ganhos de eficiência energética, decorrente da substituição de equipamentos obsoletos.

O desenvolvimento econômico dos países da Ásia será determinante para o crescimento da demanda de derivados de petróleo. China, Índia e outras nações emergentes da Ásia deverão crescer a uma taxa de 5,5% a. entre 2002 e 2025, o que deverá se traduzir em um crescimento de 3,5% a.a. na demanda de derivados de petróleo da região no mesmo período. Este crescimento projetado deverá fortalecer os laços entre o Oriente Médio e a Ásia, uma vez que esta última região depende cada vez mais do fornecimento de petróleo da primeira. A Tabela 1 resume as taxas de crescimento da demanda de derivados de petróleo projetadas pelo Departamento de Energia norte-americano para diferentes regiões do mundo.

Tabela 1 – Taxas de crescimento médias da demanda de derivados de petróleo em diferentes regiões do mundo

Região	Taxa de crescimento (%a.a.)
Economias emergentes da Ásia	3,5
Oriente Médio	2,1
Américas Central e do Sul	2,5
África	2,7
Europa Oriental e antiga União Soviética	1,4

Fonte: EIA, 2006.

Embora a demanda por petróleo e seus derivados nos países desenvolvidos seja maior que a dos países em desenvolvimento, a diferença existente deverá se estreitar no longo prazo.

3. A oferta de derivados de petróleo no mundo

■ 3.1. Aspectos gerais

Após a nacionalização das reservas de petróleo da OPEP³ e a desverticalização das *majors*⁴, com concentração dos seus negócios à jusante da cadeia petrolífera (refino, transporte e distribuição), a transparência de custos e a lucratividade do refino passaram a ser perseguidas pelas principais empresas de petróleo (ALMEIDA, 2002). Representando o refino uma fase intermediária entre a exploração/produção e a distribuição, este passou a ser encarado como um mal necessário pelas empresas de petróleo e muitas delas se desfizeram de investimentos em refinarias, preservando apenas aquelas estratégicas para acessar mercados.

Algumas grandes empresas de petróleo começaram a reconhecer o impacto das fracas ligações da refinaria com o mercado de derivados de petróleo e passaram a promover uma maior integração do refino com o *marketing* e com a distribuição de derivados, o que proporciona uma melhor previsão das tendências da demanda, uma programação mais efetiva da produção da refinaria, um melhor atendimento das exigências de qualidade dos clientes, a diminuição dos custos de estocagem na etapa de distribuição e a maior satisfação dos clientes (HYDROCARBON ENGINEERING, 2000).

As tendências de alianças verticais nas estratégias das empresas de petróleo, integrando a produção e o refino beneficiam tanto o produtor, que ganha um mercado estável para seu produto, quanto o refinador, que ganha uma fonte estável de matéria-prima.

A integração da atividade de refino de petróleo com a atividade petroquímica é altamente dependente da configuração da refinaria, do acesso ao mercado local, da disponibilidade de capital, da tecnologia e das limitações regulatórias. Além da oportunidade de alavancar as margens da atividade de refino, a integração com a atividade petroquímica possibilita otimização energética, compartilhamento de utilidades (vapor e hidrogênio, por exemplo), redução de investimentos e custos fixos devido a uma utilização mais eficiente da infra-estrutura existente e de serviços compartilhados, garantia de suprimento da matéria-prima para a atividade petroquímica e otimização da produção global da refinaria (OIL AND GAS JOURNAL, 1998).

3 Organização dos Países Exportadores de Petróleo: Argélia, Indonésia, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Qatar, Arábia Saudita, Emirados Árabes e Venezuela.

4 As empresas internacionais de petróleo, também denominadas majors, são as seguintes:

1) Exxon: inicialmente denominada Standard Oil of New Jersey, que por sua vez, resultou do desmantelamento da Standard Oil, fundada em 1870 por John Rockefeller; 2) Royal Dutch Shell: fundada em 1907, a partir da fusão da Royal Dutch Petr Co. com a British Shell Transport and Trading Co.; 3) British Petroleum (BP): corresponde à Anglo Persian Oil Co., fundada em 1909 por William Knox D'Arcy e completamente britânica; 4) Gulf Oil: criada em 1907 e vendida em 1984 para a Chevron; 5) Chevron: corresponde à Standard Oil of California, resultante do desmantelamento da Standard Oil em 1911; 6) Mobil Oil: : corresponde à Socony Mobil, também resultante do desmantelamento da Standard Oil; 7) Texaco: americana e fundada no início do século XX; A Companhia Francesa de Petróleo (CFP) é normalmente associada com essas sete empresas devido ao papel similar e à sua importância histórica. Tal empresa foi fundada em 1924, pelo Governo francês. Algumas características comuns de todas essas empresas são: a longa tradição de experiência profissional que foi adquirida, seu tamanho, seu elevado nível de diversificação geográfica e de produção. Tais características permitiram que elas tivessem vantagens diferenciais sobre as demais empresas.

Por outro lado, as integrações horizontais permitem a seleção do melhor método gerencial dentre os adotados pelas empresas que se fundem, a alavancagem da marca de melhor desempenho regional, a melhora da eficiência por meio da eliminação de operações duplicadas, a otimização da alocação de produtos, o abatimento de custos fixos, etc. As integrações horizontais se tornaram uma tendência mundial e cruzaram as fronteiras internacionais, permitindo que as empresas dividam seus ativos em diferentes mercados.

■ 3.2. Características tecnológicas do refino de petróleo

■ 3.2.1. As unidades básicas de uma refinaria

Durante o refino, o petróleo é submetido a uma série de processos, definidos segundo o tipo de petróleo utilizado (que geralmente é uma mistura de um ou mais tipos diferentes de petróleo) e os derivados que se pretende produzir. O petróleo não é uma substância pura e sim uma complexa mistura de compostos orgânicos e inorgânicos em que predominam os hidrocarbonetos. Ele por si só tem pouquíssimas aplicações práticas, servindo quase que tão somente como óleo combustível.

Para que ele tenha seu potencial energético plenamente aproveitado, bem como seja utilizado como fonte de matérias-primas, é importante que seja realizado seu desmembramento em cortes, com padrões pré-estabelecidos para determinados objetivos, que denominamos frações (ABADIE, 2002).

As características do petróleo variam amplamente em função de suas condições geológicas de formação. As principais características de um 'tipo' de petróleo, economicamente relevantes para o processo de refino, são a densidade do óleo, o tipo de hidrocarboneto – ou base – predominante na mistura e o teor de enxofre.

Quanto à densidade, os diferentes tipos de petróleo são classificados segundo uma gradação que vai de leves (menos densos) a pesados (mais densos). Essa classificação é convencional de acordo com as normas do *American Petroleum Institute*, sendo por isso conhecida como “grau API”⁵. Quanto menor a densidade do petróleo, maior o grau API e maior o valor comercial do petróleo, pois com um tipo de petróleo de maior grau API é possível produzir, em princípio, uma parcela maior de derivados nobres, de elevado valor comercial, tais como a gasolina, o diesel e o GLP, relativamente a outro tipo de óleo, mais pesado.

Quanto à base, ou tipo de hidrocarboneto predominante, o petróleo é classificado em três categorias: parafínico, naftênico ou aromático. Os hidrocarbonetos parafínicos são mais comuns e quando refinados produzem frações de gasolina de qualidade inferior (menor octanagem) àquela produzida com óleos do tipo aromático ou naftênico. No entanto, os óleos parafínicos são mais adequados à produção de óleo diesel (contribuem para o aumento de seu índice de cetano), de ceras e lubrificantes, o que faz com que seu valor de mercado possa oscilar em função da demanda por esses derivados.

Quanto ao teor de enxofre, o petróleo pode ser classificado como doce ou azedo. São classificados como azedos os óleos com percentual de enxofre superior a 0,5%; estes têm seu valor comercial reduzido devido à corrosividade e à toxicidade do enxofre, fatores que contribuem para maiores custos no processo de refino.

5 A gravidade específica do petróleo e seus derivados é geralmente expressa em graus API (*American Petroleum Institute*), que é definida pela seguinte equação:
 $^{\circ}\text{API} = [(141,5)/(\text{gravidade específica})] - 131,5$, onde a gravidade específica é a razão entre a densidade do material e a densidade da água à mesma temperatura (60°F).

Nem todos os derivados podem ser produzidos com qualidade, direta e economicamente a partir de qualquer tipo de petróleo assim como não existe uma técnica única de refino adaptável a qualquer tipo de óleo bruto. Deve-se compatibilizar as características dos vários petróleos que devam ser processados numa dada refinaria com a necessidade de suprir-se de derivados em quantidade e qualidade certa região de influência desta.

Uma refinaria de petróleo ao ser planejada e construída pode se destinar a dois objetivos básicos:

- produção de combustíveis e matérias-primas petroquímicas;
- produção de lubrificantes básicos e parafinas.

O primeiro objetivo constitui a maioria dos casos, uma vez que a demanda por combustíveis é maior que a de outros produtos. Adicionalmente, os processos existentes em uma refinaria podem ser classificados em quatro grandes grupos (ABADIE, 2002),

- Processos de separação: são sempre de natureza física e têm por objetivo desdobrar o petróleo em suas frações básicas ou processar uma fração previamente produzida no sentido de retirar dela um grupo específico de componentes (destilação em suas várias formas, desasfaltação a propano, desaromatização a furfural e a desparafinação/desoleificação a solvente, entre outros);

- Processos de conversão: são sempre de natureza química e visam transformar uma fração em outra ou alterar profundamente a constituição molecular de uma fração (craqueamento, hidrocraqueamento, alcoilação, reformação e a isomerização, todos estes catalíticos; dentre os não catalíticos estão o craqueamento térmico, a viscorredução, o coqueamento retardado ou fluido);

- Processos de tratamento: são de natureza química, porém não provocam reações profundas nas frações e causam a melhoria de cortes de produtos semi-acabados, eliminando ou reduzindo impurezas presentes em suas constituições; são bastante utilizados em frações leves (gases, GLP e naftas), não requerendo condições operacionais severas nem de grandes investimentos para sua implantação (tratamento cáustico simples e regenerativo- Merox, tratamento com etanolaminas – MEA/DEA e tratamento Bender); quando se necessita adequar a qualidade de frações médias (querosene, óleo diesel) ou pesadas (gasóleos, lubrificantes, resíduos), são necessários processos que operam em condições mais severas e em que o agente responsável pela remoção de impurezas é o hidrogênio, atuando na presença de um catalisador; embora não converta frações em outras, pode aumentar o rendimento de certas frações ao especificar corte segundo diferentes qualidades;

- Processos auxiliares: são aqueles que se destinam a fornecer insumos à operação dos outros anteriormente citados ou tratar rejeitos desses mesmos processos (geração de hidrogênio, recuperação de enxofre, utilidades).

As unidades de destilação primária são responsáveis pelo processo principal de separação, sendo encontradas em todas as refinarias. No entanto, dificilmente são encontradas isoladamente, em virtude da quantidade limitada de derivados nobres produzidos por esse processo. Inicialmente, uma refinaria consistia de uma instalação onde ocorriam destilações de hidrocarbonetos com pontos de ebulição sucessivamente mais elevados em bateladas. Tais substâncias eram vaporizadas, condensadas e segregadas de acordo com o intervalo de ebulição do querosene, do óleo diesel e do óleo combustível, até que a destilação contínua foi adotada.

O desenvolvimento tecnológico da indústria do refino de petróleo, através da introdução de novos processos de conversão, subseqüentes à destilação primária, permitiu que a produção de derivados, inicialmente em proporções fixas, se adaptasse à necessidade de processar diferentes tipos de petróleo e atender à demanda por derivados com características específicas de qualidade e quantidade. O craqueamento térmico é o

mais antigo dos processos de conversão, surgindo logo após o advento da destilação. Seu aparecimento data do início do século XX, tendo uma importância relevante até o início dos anos 50, quando entrou em obsolescência, deslocado pelo craqueamento catalítico. A descoberta do craqueamento térmico, que consiste em uma decomposição de grandes moléculas em moléculas menores em função de tempo e temperatura, tornou possível o pleno atendimento da demanda de gasolina com um produto de melhor qualidade. O craqueamento catalítico representou uma maneira melhorada, comparativamente ao craqueamento térmico, de produção de olefinas, gasolina e destilados a partir de gásóleo. Esse processo surgiu um pouco antes da Segunda Guerra Mundial, tomando um grande impulso com este conflito, em face da grande necessidade dos aliados em suprir de gasolina e material petroquímico suas tropas. Com o fim da guerra, esse tipo de craqueamento se firmou como processo produtor de gasolina, devido, principalmente à melhor qualidade do produto e aos custos de produção bem inferiores aos dos outros processos existentes à época.

O craqueamento catalítico tem sido, por mais de 55 anos, a principal unidade de conversão da refinaria, em função de melhorias contínuas em seu projeto mecânico, assim como nos catalisadores empregados. A crescente demanda por eteno, propeno e butenos tem sido o principal incentivo ao estudo de alternativas ao processo de FCC- *Fluid Catalytic Cracking* convencional que permitam a maximização de olefinas leves, principalmente eteno e propeno. Futuramente, duas tendências serão marcantes no que se refere à unidade de craqueamento catalítico fluido: os catalisadores deverão ser mais resistentes a metais pesados e enxofre, presentes em maior quantidade em petróleos pesados; e o número de unidades deve aumentar, pois, como tal unidade converte frações pesadas e resíduos em frações mais nobres, contribui para o aumento da margem de refino.

Embora menos importantes em termos de capacidade, a alquilação e a isomerização vêm ganhando destaque na era da gasolina reformulada⁶ (MAPLES, 2000). A alquilação catalítica foi desenvolvida de maneira a combinar isobutano com olefinas leves para produzir gasolina de elevada octanagem. Este é um processo largamente utilizado em países onde a demanda por gasolina de alta qualidade é elevada e, é claro, há disponibilidade do GLP (ou frações C3, C4), matéria-prima essencial ao processo. Nesta situação podemos destacar os Estados Unidos, o Canadá e o Japão.

A reforma catalítica surgiu como um meio de melhorar a octanagem de gasolina a partir da conversão de aromáticos no início da Segunda Guerra Mundial, tendo se desenvolvido muito nos anos 50 quando, ao lado do craqueamento catalítico, era a principal fonte geradora de gasolina de alta octanagem. O crescimento da indústria petroquímica, tendo a nafta como sua principal matéria-prima, fez com que o preço dessa fração aumentasse bastante, aproximando-se muito do preço final da gasolina, afetando sobremaneira a rentabilidade do processo. Hoje, ele não é mais considerado economicamente interessante para a produção de gasolina. Tal raciocínio não vale, porém, se o objetivo final é a produção de aromáticos puros, pois os preços destes no mercado mundial são, em média, o dobro do preço da nafta petroquímica, o que torna a reforma catalítica extremamente rentável.

⁶ A gasolina reformulada possui menor teor de compostos orgânicos voláteis, de benzeno e de oxigenados.

A reforma é um processo largamente usado nos Estados Unidos, Canadá e Europa Ocidental, sendo que nesta última região constituiu-se, por muito tempo, a principal rota para a produção de gasolina de alta octanagem, superando até mesmo o craqueamento catalítico.

Hoje, com o progressivo aumento do uso do gás natural na Europa, o conseqüente deslocamento do óleo combustível e a implementação do uso do FCC, a posição da reforma vem sendo afetada. Boa parte das unidades de reforma opera atualmente visando mais à produção de aromáticos e muito menos à produção de gasolina (ABADIE, 2002). Adicionalmente, a restrição ambiental que limita o teor máximo de aromáticos presentes na gasolina poderá fazer com que a nafta reformada seja banida aos poucos da constituição do *pool* daquele produto, ficando sua operação destinada quase que exclusivamente à produção de aromáticos.

O coqueamento retardado é um processo que surgiu logo após a Segunda Guerra Mundial e tinha inicialmente por objetivo craquear resíduos com o intuito de produzir uma quantidade maior de gasóleo para craqueamento. O coque gerado era considerado um subproduto e era vendido a preço de carvão mineral. Com a evolução da indústria do alumínio, o coque do tipo agulha mostrou-se um excelente material para a produção dos eletrodos necessários para a obtenção daquele metal, bem como para uso na siderurgia, na obtenção de aços especiais. Isso fez com que o coque agulha passasse a ter uma maior importância e, por conseqüência, maior preço.

A crise do petróleo ressaltou a importância do coqueamento, uma vez que é um processo que transforma uma fração bastante depreciada, como é o resíduo de vácuo, em outras de muito maior valor comercial, como o são o GLP, a nafta, o diesel e o gasóleo. A possibilidade de transformar frações residuais em leves e médias conferiu importância ao processo face à sua rentabilidade e à sua flexibilidade operacional. Hoje é um processo sempre cogitado em qualquer estudo relativo a ampliações, modernizações ou implantações de novas refinarias.

O hidrocoqueamento catalítico, também conhecido como HCC, surgiu na década de 50, cresceu nos anos 60, atingindo seu apogeu no início dos anos 70, pouco antes da crise do petróleo. Com o aumento do preço do óleo, de seus derivados e do gás natural, principal matéria-prima para obtenção do hidrogênio, este também teve seu preço extremamente elevado, afetando bastante a rentabilidade do processo.

As grandes vantagens do hidrocoqueamento são a sua extrema versatilidade, uma vez que pode operar com uma grande variedade de cargas, e a qualidade das frações produzidas, no que diz respeito à presença de contaminantes. Por outro lado, a grande desvantagem do processo consiste nas drásticas condições operacionais do processo. Elevadíssimas pressões e temperaturas são usadas, o que gera a necessidade de equipamentos caríssimos e de grande porte. Assim sendo, o investimento necessário à implantação da unidade é elevadíssimo também pela necessidade de implantar-se, em paralelo, uma grande unidade de geração de hidrogênio. Devido ao elevado investimento e também ao elevado custo operacional, causado pelos custos de geração de hidrogênio, o tempo de retorno de um complexo HCC é muito longo, o que o torna pouco atrativo atualmente.

As refinarias com unidades de hidrocoqueamento estão numa melhor posição para produzir diesel dentro das especificações exigidas. Entretanto, é difícil justificar a mudança da produção de uma unidade de hidrocoqueamento que, em geral, é otimizada para produzir o máximo de gasolina, para a produção de médios destilados, devido ao efeito negativo que essa mudança ocasiona nas margens. Uma variante do processo HCC é o Hidrocoqueamento Catalítico Brando que, como o próprio nome indica, opera em condições mais brandas.

Os processos de tratamento ganharam importância principalmente na década de 80, com a intensificação das regulamentações ambientais em todo o mundo, especialmente nos Estados Unidos.

O processo de gaseificação converte uma grande variedade de fontes de alimentação, tais como correntes intermediárias de refinarias, coque de petróleo e, até mesmo, rejeitos de processo, em um gás combustível limpo que pode ser empregado para gerar produtos de maior valor, tais como eletricidade, vapor, hidrogênio e produtos químicos. Os componentes primários do gás combustível gerado (hidrogênio, monóxido de carbono e dióxido de carbono) podem ser separados da mistura do gás de síntese e vendidos como componentes puros ou podem reagir com outros compostos para gerar uma grande variedade de compostos químicos mais complexos (metanol, MTBE, TAME, amônia etc).

Dependendo do tamanho do gaseificador, o vapor, o hidrogênio e a eletricidade gerados podem ser completamente aproveitados na própria refinaria ou até mesmo vendidos. Em suma, tal processo é promissor para as refinarias do futuro, pois reduz a produção de resíduos e disponibiliza hidrogênio necessário para as unidades de hidrotratamento e hidrocrackeamento.

Um dos maiores problemas que os refinadores encontram é como selecionar, dentre os possíveis processos de conversão de correntes de baixo valor agregado, a melhor rota de processamento de resíduos que atinja as necessidades de produção da refinaria. O processo de coqueamento é um dos indicados para a minimização dos danos ao meio ambiente. Além de beneficiar resíduos, o coque pode ser útil na geração de energia para a refinaria. No entanto, na região asiática a disposição final do coque é um problema e, conseqüentemente, a tecnologia de hidrocrackeamento de resíduos tornou-se a preferida para conversão das frações de fundo de barril (WISDOM *et al*, 1997).

Quando se deparam com elevados custos ambientais e baixas margens de refino, os refinadores tendem a buscar melhorias na eficiência energética de seus processos, a fim de diminuir seus custos e aumentar a sua rentabilidade. Diversas mudanças tecnológicas têm ocorrido na indústria de refino no sentido de melhorar o desempenho dos processos, dentre as quais destaca-se o desenvolvimento de catalisadores que proporcionam um maior rendimento de produtos, uma maior seletividade e que reduzem as emissões aéreas.

Como no refino de petróleo existe uma barreira à eficiência energética relacionada à ineficiência intrínseca dos processos de destilação, a tendência é que os processos de separação sejam substituídos por outros menos intensivos em energia e capazes de converter o petróleo diretamente nos produtos desejados.

Os processos existentes podem ser remodelados, incorporando práticas que melhoram a transferência de calor ou reduzem a necessidade de aquecimento, e técnicas de medição acuradas para o controle efetivo e monitoramento de processos. Benefícios energéticos também podem ser alcançados por aumentos nos rendimentos de processos, de modo que mais produtos e menos subprodutos sejam obtidos. Rotas potenciais para melhoras nos rendimentos são o desenvolvimento de catalisadores mais seletivos, novas rotas químicas de conversão e o emprego de bioprocessamento.

Os bioprocessos surgem como alternativas aos processos que requerem condições operacionais muito severas (elevadas temperaturas e pressões, catalisadores ácidos), apesar de ainda se encontrarem em estágios iniciais de desenvolvimento. Os custos e riscos associados ao desenvolvimento de novas tecnologias e a falta de comprometimento com pesquisa de longo prazo são considerados barreiras à melhora da eficiência de tais processos.

A integração operacional das refinarias de petróleo às plantas petroquímicas proporciona um melhor

aproveitamento das diversas correntes de hidrocarbonetos geradas nos processos de conversão das refinarias e uma integração energética. A produção de olefinas e refinados na refinaria representa a garantia de fornecimento de matérias-primas de baixo custo à indústria petroquímica. Adicionalmente, as plantas petroquímicas e refinarias tendem a se adaptar para a crescente demanda de eteno e propeno, empregando, preferencialmente, as rotas catalíticas desenvolvidas a partir da tecnologia de craqueamento catalítico fluido e que processem matérias-primas mais pesadas que a nafta. A nafta petroquímica é a matéria-prima predominantemente usada na produção de olefinas. No entanto, dificilmente será suficiente para atender ao crescimento da demanda de tais produtos, devido ao crescente déficit de nafta no mercado internacional.

Alguns processos adaptados ao processamento de frações mais pesadas, voltados para a produção de olefinas, tais como DCC (*Deep Catalytic Cracking*) e CPP (*Catalytic Pyrolysis Process*), foram desenvolvidos e já são comercializados. Destaca-se o DCC, processo desenvolvido no final da década de 70 e patentado pelo *Research Institute of Petroleum Processing* (RIPP) e Sinopec International, ambos localizados na China. O DCC maximiza a produção de propeno e chega a atingir o rendimento de 24,8% em tal produto. Comparativamente, o rendimento de propeno a partir de nafta, em unidades de reforma a vapor é de apenas 16,1% e as condições de reação são mais drásticas, pois se passam a temperaturas mais elevadas (ZAI-THING et al, 2002). O DCC, assim, pode ser visto como um processo que integra refinarias diretamente a centrais petroquímicas de 2ª geração, sem a necessidade de produzir nafta petroquímica.

■ 3.2.2. A complexidade de uma refinaria

Uma forma direta de mensuração da complexidade de uma refinaria pode ser obtida através da comparação entre a soma da capacidade das unidades de conversão (FCC, reforma catalítica, destilação a vácuo, coqueamento, etc) e tratamento (hidrotratamento, etc) e a capacidade básica de destilação atmosférica. Essa forma de mensuração possui a vantagem da simplicidade e facilidade de assimilação, além de permitir comparações adequadas ao perfil de demanda de cada parque de refino, através da escolha dos processos que compõem a relação entre a capacidade das unidades de conversão e tratamento e a capacidade de destilação atmosférica.

A escolha do grau de complexidade pode se dar em função da prévia disponibilidade de petróleo de determinada qualidade; do tipo de petróleo disponível próximo ao mercado consumidor de derivados somado a diferenciais de custo de transporte de outras fontes; dos riscos do investimento; das especificações referentes à produção e consumo de derivados; e das políticas públicas, refletindo, de maneira geral, uma conjunção de todos esses fatores.

Uma refinaria *topping* apresenta apenas unidades de destilação atmosférica e de tratamento de produtos. Uma refinaria considerada simples ou *hydroskimming* apresenta, além das unidades de destilação, também a unidade de reforma catalítica e de hidrotratamento. Na verdade, os dois tipos se confundem e são usados freqüentemente como sinônimos.

O próximo passo para adicionar complexidade à refinaria é a unidade de craqueamento térmico. Tal unidade converte o resíduo principalmente em óleo diesel e é uma unidade relativamente mais barata que a unidade de craqueamento catalítico ou de hidrocoqueamento. Embora o diesel seja o produto principal, gás, nafta e querosene também são produzidos e, para muitas finalidades, os produtos são de qualidade ruim e necessitam de tratamento posterior.

Uma refinaria complexa é aquela que apresenta unidades de craqueamento catalítico ou hidrocraqueamento. Tais unidades normalmente empregam gasóleo de vácuo como matéria-prima e, para isso, é necessária também uma unidade de destilação a vácuo. A conversão e a seletividade obtidas em ambos processos é muito maior que no craqueamento térmico. Enquanto a unidade de craqueamento catalítico produz principalmente gasolina, a unidade de hidrocraqueamento produz destilados médios (querosene e óleo diesel) ou nafta, a qual pode ser posteriormente transformada em gasolina. O craqueamento catalítico e o hidrocraqueamento podem ser processos complementares, em que a unidade de hidrocraqueamento processa as frações mais pesadas que saem da unidade de craqueamento catalítico, conforme se observa em muitas refinarias nos Estados Unidos onde existem ambos processos (CHADWICK, 1990).

No anexo 1 apresentam-se alguns esquemas de refino de petróleo enquanto a Figura 6 apresenta a fotografia de uma refinaria no Brasil.

Figura 6 – Fotografia de refinaria



■ 3.2.3. A importância da economia de escala

O constante aperfeiçoamento nas tecnologias de processamento, com o objetivo de adequar os rendimentos do refino às necessidades de consumo, de tornar os processos contínuos e de aumentar a segurança nas refinarias, foi acompanhado de um crescimento ininterrupto no tamanho das plantas (CLÔ, 2000). Desde o início do surgimento da indústria de petróleo, o tamanho das refinarias foi um fator primordial para as vantagens competitivas das empresas.

Parte das economias de escala na construção de refinarias é decorrente de economias geométricas na construção de tanques para o armazenamento de petróleo e derivados destinados a suprir a refinaria e a atender à demanda por derivados nos casos de eventual interrupção no abastecimento de matéria-prima ou de necessidade de interrupção da produção.

Em função da elevada interdependência entre as atividades de transporte, refino e distribuição na cadeia petrolífera, economias de escala geométricas no transporte de petróleo e derivados também podem exercer considerável influência sobre a escala eficiente mínima de refino. O aumento no tamanho das embarcações permitiu a redução do custo de transporte em longas distâncias, propiciando o surgimento de refinarias maiores em regiões costeiras, cuja principal vantagem competitiva são as economias de escala no transporte do petróleo bruto e no escoamento da produção.

O não-aproveitamento pleno das economias de escala na construção deve-se, principalmente, ao surgimento de deseconomias de escala na distribuição a partir de determinado ponto, que é definido pelo volume e dispersão do mercado ao qual se destina a produção da refinaria. A elevação dos custos de transporte decorrente do aumento do tamanho da planta pode anular as economias de escala de produção, devendo ser consideradas, conjuntamente, as economias de escala na produção e distribuição.

A desvantagem para pequenas refinarias, decorrente da menor escala de operação, pode ser compensada por economias de especialização que, em geral, são obtidas através da exploração de economias de escala em alguns processos específicos de refino. Porém, esse tipo de arranjo produtivo fora do âmbito de uma mesma empresa depende de uma série de pré-requisitos, dentre os quais os mais importantes são a existência de infra-estrutura de transportes desenvolvida e de baixo custo (dutos), para o transporte de derivados e produtos intermediários; a existência de mercado para estes últimos; e a superação dos custos de transação que caracterizam as relações contratuais de longo prazo. A existência de capacidade de armazenamento independente, na forma de empresas especializadas, ou o compartilhamento de instalações por um grande número de pequenos refinadores próximos e com acesso a infra-estrutura de transportes reduz, substancialmente, as vantagens da grande escala.

Por outro lado, na ausência destes pré-requisitos e, principalmente, em mercados de menor volume, as economias de especialização reforçam as vantagens da grande empresa multiplanta e dos arranjos intra-firma. Neste caso, uma refinaria simples (geralmente próxima a uma região produtora de petróleo de alta qualidade) pode fornecer produtos intermediários para refinarias complexas da mesma empresa ou, alternativamente, um pool de refinarias medianamente complexas pode ter sua produção voltada para o mercado, mas fornecer produtos intermediários para uma refinaria de alta complexidade que produz derivados de petróleo de alto valor agregado.

Pode-se destacar ainda que a possível vantagem de refinarias especializadas, frente a refinarias menos complexas, é decorrente de uma definição ampla do mercado de refino, que contempla não só produtos acabados, principalmente combustíveis, como também produtos intermediários e derivados de alto valor agregado. Considerando-se cada um destes segmentos como um mercado diferenciado, ou seja, admitindo-se uma maior segmentação do mercado para a indústria do refino, por linhas de produtos, o resultado obtido seria o inverso, com as economias de especialização reforçando as demais fontes de economias de escala no refino.

O desenvolvimento tecnológico da indústria, por outro lado, ao se orientar para atender a uma demanda cada vez maior por produtos de melhor qualidade e mais nobres (leves), reforça a importância das economias de escala, na medida em que a complexidade de uma refinaria e, portanto, sua capacidade de atender à demanda por produtos de qualidade superior, é diretamente relacionada com a escala de produção.

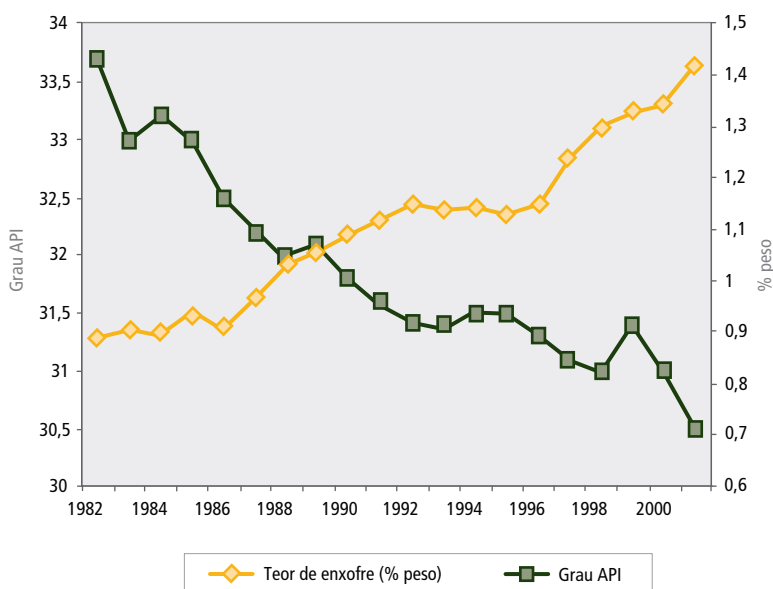
■ 3.3. Desafios do refino de petróleo

■ 3.3.1. A qualidade do petróleo

A qualidade do petróleo mundial tem se deteriorado muito nos últimos anos. Se, por um lado, a matéria-prima está se tornando mais pesada e com mais teor de enxofre, por outro, a demanda por derivados leves/médios (gasolina e diesel) e com teores de enxofre cada vez mais reduzidos vem aumentando. Estas restrições forçam a indústria do petróleo a investir em unidades de refino mais complexas para atender a estas especificações. Por isso, o processamento do fundo de barril é, atualmente, o estágio central das operações de refino. Existe um número crescente de unidades em construção no mundo destinadas ao processamento de resíduos.

Apresenta-se na Figura 7 a evolução do grau API e do teor de enxofre da carga processada nas refinarias norte-americanas. Esta vem se tornando cada vez mais pesada e com maior teor de enxofre. O grau API do petróleo processado, que no início da década 80 encontrava-se entre 33,5° e 34,0°, em 2001, chegou a 30,5°, uma queda de 3°. O teor de enxofre passou de cerca de 0,85%, em 1981, para quase 1,45%, em 2001.

Figura 7 – Evolução das cargas processadas nas refinarias norte-americanas



Fonte: EIA, 2002.

Na Figura 8 apresenta-se a evolução do grau API do petróleo nacional, que também tende a ficar mais pesado. Observa-se o crescimento da produção de petróleos com 16 e 18 °API no curto prazo

Figura 8 – Evolução do API médio da produção nacional



Fonte: BRIA, 2004.

3.3.2. Aspectos ambientais

A questão ambiental se coloca como fundamental na atividade industrial em todo o mundo, com particular ênfase na indústria de petróleo, potencialmente muito agressiva ao meio ambiente.

As refinarias de petróleo são fontes de poluição aérea, emitindo, principalmente, compostos aromáticos, material particulado, óxidos nitrogenados, monóxido de carbono, ácido sulfídrico, dióxido de enxofre. Suspeita-se que algumas dessas substâncias causem câncer e problemas reprodutivos, além de agravar certas doenças respiratórias, tais como asma. As emissões podem ser provenientes de vazamentos de equipamentos, processos de combustão a altas temperaturas, aquecimento de vapor e de outros fluidos e transferência de produtos. Além disso, as refinarias contribuem potencialmente para a contaminação de lençóis freáticos. Existem rejeitos líquidos contaminados que devem ser submetidos a diversos tratamentos antes de serem descartados, mesmo porque existem diretrizes relativas à concentração de amônia, sulfetos e outros contaminantes em cursos d'água. A contaminação de solos decorrente da atividade de refino de petróleo não é tão significativa quanto a contaminação do ar e da água. Muitos dos resíduos gerados são reciclados no próprio processo e outros são dispostos em aterros. Assim, contaminações causadas por catalisadores gastos e coque são frequentemente decorrentes de acidentes e vazamentos.

As especificações de combustíveis tendem a evoluir para atender às necessidades dos consumidores e aos objetivos da regulação ambiental, tais como padrões de qualidade do ar, variando significativamente em todo o mundo. Estas variações refletem as prioridades econômicas e ambientais de cada região, principalmente em resposta às tecnologias automobilísticas existentes no mercado.

Entretanto, existem alguns parâmetros de interesse comum em várias regiões do mundo, dentre os quais pode-se citar o teor de chumbo na gasolina e o teor de enxofre dos combustíveis usados em veículos automotivos (gasolina e óleo diesel), o teor de oxigenados e a volatilidade dos combustíveis (que afeta a sua emissão evaporativa). As especificações relativas à qualidade da gasolina convergem no sentido da redução do percentual de enxofre (Tabela 2) e de aromáticos, sem aumento das emissões evaporativas. Por outro lado, no caso do diesel, as restrições apontam para redução do enxofre e da densidade. As restrições relativas ao óleo combustível se concentram basicamente na redução do percentual de enxofre.

Tabela 2 – Evolução do teor de enxofre (ppm) da gasolina e do óleo diesel em países desenvolvidos selecionados

	2002	Meta	Ano da meta
Estados Unidos			
Gasolina	500	30	2005
Óleo diesel A	500	15	2006
Óleo diesel B	3500	15	2008-2010
Canadá			
Gasolina	150	30	2005
Óleo diesel	500	15	2006
Alemanha			
Gasolina	50	10	2003
Óleo diesel	50	10	2003
Outros países da Comunidade Européia			
Gasolina	150	10	2009
Óleo diesel	350	10	2009
Japão			
Gasolina	100	10	2008
Óleo diesel	500	10	2008
Austrália			
Gasolina	500	150	2005
Óleo diesel	500	50	2006

Fonte: WILLIAMS, 2003.

O recrudescimento das especificações de qualidade para diesel e gasolina na Europa e nos Estados Unidos implica, em primeiro lugar, que estes mercados não poderão mais ser atendidos facilmente por qualquer refinador no mundo. O refino brasileiro, por exemplo, necessita de consideráveis investimentos em unidades de tratamento para se ajustar às especificações destes mercados. Por outro lado, a restrição de oferta para mercados de peso tais como os Estados Unidos e a Europa Ocidental pode levar a aumentos de preço, que beneficiam qualquer exportador no mundo. Finalmente, estes aumentos de preço de derivados nobres podem também levar a expansões de refinarias com foco em produtos de alta qualidade, estimulando investimentos em unidades como as de alquilação e isomerização.

■ 3.4. Custos e margens de refino

As unidades de processamento, tanto de conversão quanto de tratamento, exigem maiores investimentos de capital que os requeridos para as unidades básicas de destilação atmosférica (Tabela 3). Por esse motivo, as refinarias são geralmente projetadas para operar com taxas máximas de utilização nas unidades de conversão e tratamento existentes e com alguma capacidade ociosa nas unidades de destilação atmosférica, que tem sua utilização aumentada em função do aumento da demanda, e conseqüentemente dos preços, de produtos de baixa qualidade ou semielaborados.

Tabela 3 – Estimativas de custos de capital de unidades de processamento de refino

Unidade de processo	Capacidade base (barris/dia)	Custo em janeiro de 1991 (milhões US\$)	Fator de escala	Fator de utilização	Complexidade
Destilação atmosférica	100.000	38	0,7	0,95	1,00
Destilação a vácuo	60.000	30	0,7	0,95	0,85
Coqueamento retardado	20.000	46	0,6	0,9	1,52
Craqueamento catalítico fluido	50.000	86	0,6	0,93	2,79
Hidrocraqueamento	30.000	95	0,65	0,90	-
Hidrotratamento					
Querosene	30.000	25	0,6	0,95	2,19
Óleo Diesel	30.000	25	0,6	0,95	2,19
Gasóleo	30.000	16	0,6	0,95	1,40
Nafta	30.000	16	0,6	0,95	1,40
Reforma Catalítica	30.000	45	-	-	3,95
Tratamento de águas ácidas	1,0 gpm	10-20	0,6	0,95	-
Planta de enxofre	100 (1000 t/dia)	5	0,6	0,95	-
Planta de hidrogênio	100 (milhões ft ² /dia)	60	0,6	0,95	-
Tratamento merox					
GLP	10.000	2	0,6	0,95	0,53
Querosene de aviação	10.000	3	0,6	0,95	0,79
Nafta catalítica	10.000	3	0,6	0,95	0,79

Nota 1: O fator de utilização é calculado com base na relação entre a quantidade efetivamente processada na unidade e a sua capacidade nominal.

Nota 2: Para cada unidade de processo refino é calculado um valor de complexidade: é a razão entre o custo do barril de capacidade da unidade de processo e o custo do barril da unidade de destilação. A fração do barril que vai para cada unidade de processo é multiplicada por seu respectivo valor de complexidade e a soma das complexidades das unidades de processo representa a complexidade da refinaria. Por convenção, a complexidade de uma unidade de destilação atmosférica é 1.

Fonte: MAPLES, 2000.

O grau de complexidade da refinaria exerce influência sobre os custos de capital e sobre os custos variáveis, na medida em que refinarias mais complexas, capazes de processar óleos mais baratos, também consomem maior quantidade de catalisadores e outros reagentes químicos, contrabalançando, em parte, a vantagem de custos diretos decorrente da utilização de um tipo de petróleo de qualidade inferior. Observa-se que os investimentos relativos a unidades de processo podem dobrar de uma refinaria complexa para uma refinaria ultracomplexa de mesma capacidade de destilação. Adicionalmente, os investimentos em instalações gerais aumentam em cerca de 35%. Já os custos de uma refinaria ultracomplexa podem ser 72% superiores aos custos de uma refinaria complexa, devido, principalmente, ao aumento dos custos fixos (MASSERON, 1990).

Os custos do petróleo bruto e de outras matérias-primas utilizadas podem representar mais de 85% do custo total por barril refinado. Por este motivo, as vantagens absolutas de custos das empresas estabelecidas na aquisição de matérias-primas podem representar uma importante barreira à entrada na indústria de refino. Além das vantagens quanto ao nível absoluto de preços, a integração com a produção de petróleo bruto, assim como com a atividade de distribuição de derivados, é considerada, na indústria do refino, uma forma de proteção contra a própria oscilação desses preços e dos preços dos derivados, uma forma de absorver internamente tais flutuações e manter a rentabilidade da empresa como um todo.

Por fim, a receita obtida também varia em função da qualidade dos derivados produzidos, uma vez que derivados de qualidade superior são mais valorizados. A rentabilidade de refinarias mais complexas é então, objetivamente, diferencial, pois depende da diferença de preços entre os óleos de melhor e pior

qualidade (custos), e do diferencial de preços (receita) entre os produtos de qualidade inferior e superior no mercado de combustíveis.

A margem de refino⁷ mede, de certa forma, a rentabilidade da refinarias, a possibilidade dela obter recursos financeiros para investimento, a curto prazo, no contexto específico em que ela se insere, e depende dos preços da matéria-prima, dos derivados e dos seus custos. As margens de refino tendem a ser pouco atrativas devido à estreita diferença entre preços de petróleo e de seus derivados.

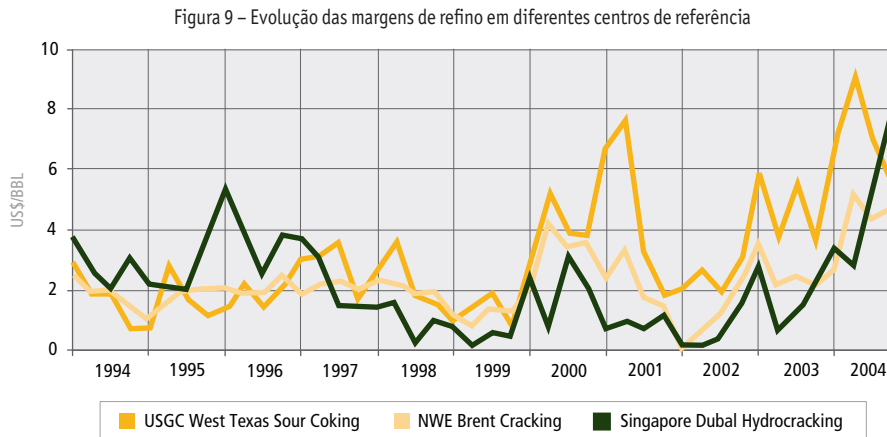
Devido à volatilidade tanto dos preços de petróleo quanto dos preços de derivados, as margens têm apresentado também comportamento muito volátil (Figura 9). Nos últimos anos, os preços do petróleo têm variado bastante, influenciados por diversos fatores, tais como a estrutura de oferta e demanda de petróleo, o grau de integração e colusão dos agentes, as expectativas em relação ao futuro, o desenvolvimento tecnológico e geológico, as relações político-econômicas, entre outros (NUNES, 2000). As inovações financeiras também possibilitam a modificação no comportamento dos preços do petróleo. Para contornar essa volatilidade dos preços, o emprego de contratos futuros e as operações com derivativos generalizaram-se, permitindo que o preço passasse a oscilar dentro de uma faixa larga de flutuação, no interior da qual a volatilidade é dada como natural, sendo aleatória e não causando reações geopolíticas nem no comportamento do mercado.

Uma margem de refino contingencialmente negativa pode indicar tanto a situação em que as refinarias, em média, agregam pouco valor à matéria-prima, tendo altos custos operacionais, quanto à situação em que as refinarias não conseguem obter um valor de realização que compense os seus custos, devido a distorções do seu mercado de derivados (TOLMASQUIM *et al.*, 2000).

Embora as margens no mercado *spot* sejam negativas, não necessariamente todos os refinadores têm prejuízos, uma vez que eles reagem aos movimentos de preços por meio de mudanças no seu nível de processamento. A receita obtida pode ser maximizada, uma vez que o refinador tenderá a processar o máximo de petróleo sem prejuízos. Este ponto vai variar de refinaria para refinaria, dependendo da configuração das unidades de processo e da razão da capacidade das mesmas com relação à capacidade de destilação existente.

⁷ A margem bruta de refino é a diferença entre a receita obtida com a venda dos produtos e o custo do petróleo processado na refinaria. A margem líquida é calculada subtraindo-se os custos variáveis (produtos químicos, catalisadores, custos de estocagem de matérias-primas e produtos) da margem bruta (BAUDOUIN, 1997).

Desta maneira, a demanda e os preços são também afetados pela atividade de refino. Logo, se em determinado período os refinadores são *price-takers* e estão à mercê do mercado *spot*, por outro lado podem definir o curso tanto dos preços de petróleo quanto dos derivados por meio de mudanças no seu nível de processamento (CENTRE FOR GLOBAL ENERGY STUDIES, 2002).



Nota: As margens são calculadas para os três centros de referência: Costa do Golfo Americano, Roterdã e Cingapura. São calculadas com base em um petróleo representativo de cada região e em rendimentos de produtos otimizados obtidos em uma refinaria cuja configuração também é representativa de cada região. São margens calculadas descontando-se os custos variáveis e os custos de energia da refinaria.

Fonte: BP, 2006.

■ 3.5. A tecnologia *Gas to Liquids* - GTL

Qualquer discussão a respeito das mudanças nos mercados mundiais de energia e o papel da tecnologia *Gas to Liquids* pode ser muito preditiva e especulativa. A nova trajetória em combustíveis líquidos, ainda que não conteste de forma efetiva o processo de refino, traz uma conotação de complementaridade. Pode-se afirmar que as motivações para o uso da tecnologia *Gas to Liquids* são a possibilidade de flexibilização do transporte do gás natural transformado em combustíveis líquidos, que reduz o investimento em ativos específicos e rígidos (gasodutos e plantas de gás natural liquefeito), e a perspectiva de monetização de reservas de gás natural disponíveis, cuja exploração não é viável economicamente com as tecnologias disponíveis.

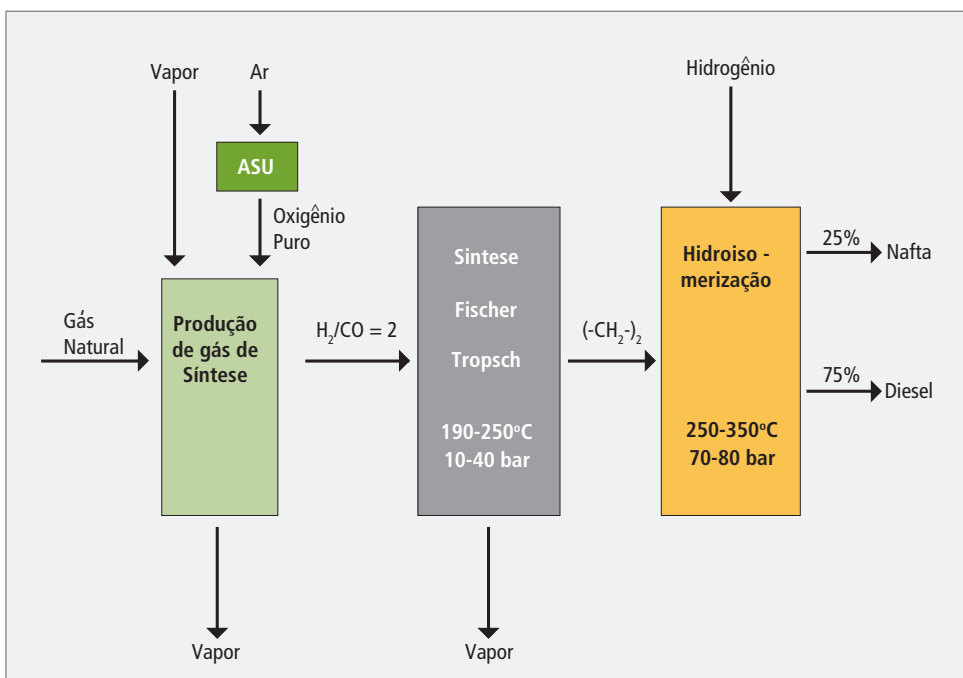
O transporte de gás natural é muito mais caro que o transporte de hidrocarbonetos líquidos. Nos casos em que o gás natural não pode ser entregue ao seu mercado consumidor por meio de dutos, o gás é liqüefeito e transportado. Assim a tecnologia *Gas to Liquids* possibilita a utilização de toda a infra-estrutura já existente para o transporte de petróleo e derivados, aproveitando a redução relativa de custos associada a essa mudança nas características do produto a ser transportado.

Os processos de conversão indireta de gás natural em combustíveis são caracterizados por uma etapa preliminar de transformação do gás natural em gás de síntese. Após ser produzido, o gás de síntese é convertido em hidrocarbonetos líquidos através do processo *Fischer-Tropsch*. Então existe a necessidade de uma etapa adicional, o hidroprocessamento, na qual os hidrocarbonetos de alto peso molecular são decompostos em

moléculas menores, de acordo com os produtos que se deseja obter (nafta, óleo diesel, outros). As etapas do processo são apresentadas na Figura 10.

Apesar de representar a atual opção técnica disponível, o processo *Fischer-Tropsch*⁸ ainda requer avanços significativos. Além disso, o uso do gás amplia a necessidade de esforço inovativo, que passa a abranger não somente o processo de conversão de gás de síntese em hidrocarbonetos, mas, especialmente, a obtenção do próprio gás de síntese. As plantas de geração de gás de síntese correspondem a cerca de 50% dos custos de capital das unidades de produção de combustíveis líquidos, sendo, por isto, o ponto central dos programas de Pesquisa e Desenvolvimento de curto e médio prazos (DUNHAM *et al*, 2003).

Figura 10 – Etapas da produção de combustíveis a partir de gás natural



Fonte: MAISONNIER, 2005.

Em contraposição ao processo *Fischer-Tropsch*, a tecnologia de conversão direta é a transformação do gás natural nos produtos de interesse em uma única operação, sem necessidade de geração prévia do gás de síntese. A conversão direta representa a fronteira tecnológica em curso e ainda vem se desenvolvendo. O sucesso desse processo representará uma inovação radical para a produção de combustíveis sintéticos, propiciando a total eliminação dos custos de capital associados à construção e operação das unidades de gás de síntese (DUNHAM *et al*, 2003).

8 Pelo menos cinco tipos diferentes de processos de geração de gás de síntese estão disponíveis.

Os produtos gerados em unidades GTL apresentam vantagens ambientais importantes em relação aos derivados de petróleo produzidos em refinarias, o que os torna de uso potencial em misturas com derivados provenientes do refino de petróleo (RAHMIN, 2005):

- A nafta tem baixos teores de aromáticos e naftênicos, o que a torna bastante adequada para produção de olefinas. No entanto, a alta parafinicidade da nafta a torna pouco adequada para produção de gasolina de alta octanagem, via reforma catalítica;
- O querosene de aviação - QAV possui alto ponto de ignição, o que proporciona partidas rápidas de motores e turbinas. Este produto praticamente não possui aromáticos e é altamente parafínico, o que é uma vantagem para o QAV derivado de GTL;
- O diesel possui um elevado índice de cetanas, o que facilita a ignição do combustível no motor e aumenta a sua performance em partidas a frio. A ausência de aromáticos e compostos de enxofre no diesel confere ao produto elevada qualidade ambiental.

A obtenção de combustíveis de baixos teores de enxofre e essencialmente livres de compostos aromáticos se adequa perfeitamente às pressões dos órgãos ambientais para a redução das emissões de poluentes, o que abre oportunidade para um mercado mais nobre e, possivelmente, mais rentável. Em linhas gerais, por causa das suas propriedades físico-químicas, o combustível GTL é mais adequado para substituição de derivados médios de petróleo: diesel e QAV. O maior potencial, de fato, é para diesel.

As perspectivas de expansão da capacidade instalada em plantas GTL são elevadas, em função do aumento das reservas remotas de gás natural, das instabilidades do suprimento de petróleo para a região do sudeste asiático (extremamente dependente do petróleo do Oriente Médio), do aumento da motorização dos países asiáticos, e do recrudescimento da legislação técnica-ambiental, tanto para queima de gás em plataformas, o que justificou a planta de GTL na costa africana, quanto para a qualidade de combustíveis, especialmente nos Estados Unidos e na União Européia, onde as restrições de teor de enxofre no diesel podem levar a consideráveis restrições de oferta deste combustível no curto prazo. Assim, as plantas GTL são mais atrativas na região do globo onde mais cresce a demanda por combustíveis líquidos. A Figura 11 apresenta uma planta piloto usando tecnologia GTL.

O aumento esperado da capacidade instalada no mundo leva a um processo de aprendizagem tecnológica e a ganhos de escala que aumentam a viabilidade dos projetos.

A primeira planta GTL usando gás natural entrou em operação em 1991, de propriedade da Mossas (hoje Petro SA). Atualmente, considerando as unidades produtoras a partir do carvão, a África do Sul lidera a produção mundial de gás de síntese, com capacidade de aproximadamente 200.000 barris/dia. Shell foi responsável pelo primeiro projeto comercial fora da África do Sul. Em 1993, Shell iniciou a operação de uma planta de GTL em Bintulu, na Malásia, com capacidade de 14.500 barris/dia. Atualmente, são vários os projetos de GTL anunciados no mundo, mas o que se pode concluir dos projetos apresentados é que as plantas de maior escala após a planta da Shell na Malásia serão construídas pela Sasol e pela própria Shell no Qatar, com previsão de início de operação em 2006 e 2009, respectivamente.

Figura 11 – Planta Piloto de GTL desenvolvida pelo IFP (Intitute Français du Pétrole) na Itália



Fonte: MAISONNIER, 2005.

Sendo o Qatar um país que possui grandes reservas de gás natural, ele concentra seis projetos que totalizam 800.000 barris/dia e que estão em curso, coordenados por grandes empresas de petróleo, tais como Chevron, Shell, ExxonMobil, ConocoPhillips e Marathon. Entretanto, outros países estão considerando a implantação de projetos GTL, incluindo Argélia, Indonésia, Irã e Austrália.

A Agência Internacional de Energia prevê que 2,4 milhões barris/dia de capacidade serão instalados até 2030. Este parece ser um valor elevado, considerando ser esta uma nova tecnologia, porém é ainda baixo, uma vez que a expectativa de crescimento do mercado de derivados de petróleo, até 2030, é de 120 milhões de barris/dia.

O custo desse investimento ainda é três vezes maior que o custo de investimento em uma refinaria. Projetos em larga escala (50.000 barris/dia ou maiores) custam mais de um bilhão de dólares, sem incluir os custos associados ao desenvolvimento de campos de gás natural. Somente empresas sólidas têm capital suficiente para investimentos de tal monta. Os custos operacionais devem ser baixos, para compensar os elevados investimentos, e a matéria-prima deve estar disponível também a um preço baixo (máximo de 1\$/MMBtu). Tais custos restringem o desenvolvimento de projetos GTL em larga escala às regiões do Oriente Médio, Ásia e África, em geral em países exportadores de GNL, uma vez que a tecnologia GTL complementa e não compete com a tecnologia GNL.

Os custos de produzir diesel a partir de gás natural, usando a tecnologia GTL, tendo como processo intermediário a produção de gás de síntese são resumidos a seguir:

- Custo de investimento: US\$7,5 a 13/barril;
- Custo operacional: US\$4 – 5/barril;
- Custo do gás natural: US\$4 – 10 /barril (equivalente a US\$ 0,5 a 1/MMBtu).

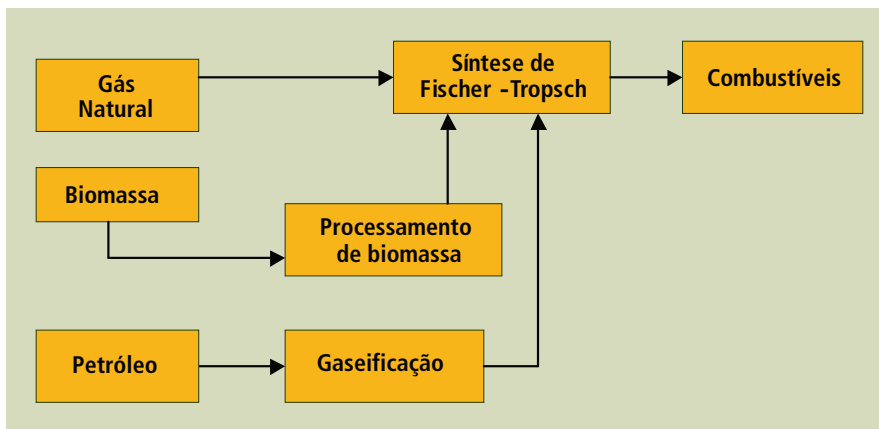
A tecnologia GTL possibilita aos operadores o acesso a mercados de nicho (10-20.000 barris/dia). Um estudo de caso é a empresa Syntroleum, que planeja desenvolver plantas GTL em barcaças, com capacidade de aproximadamente 20.000 barris/dia e com custos de produção muito baixos, abaixo de US\$13/barril. Se este tipo de unidade se tornar tecnicamente possível e lucrativa, esta solução poderia ser usada para explorar campos pequenos. Por outro lado, as emissões totais de CO₂ para toda a cadeia, desde a produção de gás natural até a queima de combustíveis, são, na melhor das hipóteses, equivalentes às emissões de CO₂ decorrentes da cadeia que considera a produção de derivados a partir do refino de petróleo (MAISONNIER, 2005).

■ 3.6. Tendências futuras para a produção de combustíveis

As dificuldades relacionadas ao processamento de petróleo pesado, que é o caso do petróleo nacional, estão sendo equacionadas de forma compatível com o perfil de demanda do mercado. Não existem barreiras tecnológicas para tal, mas sim a busca pela otimização técnico-econômica para maximização da margem de refino. Os processos de coqueamento retardado e de hidrotreamento devem ser priorizados para o equacionamento das dificuldades que vêm sendo enfrentadas.

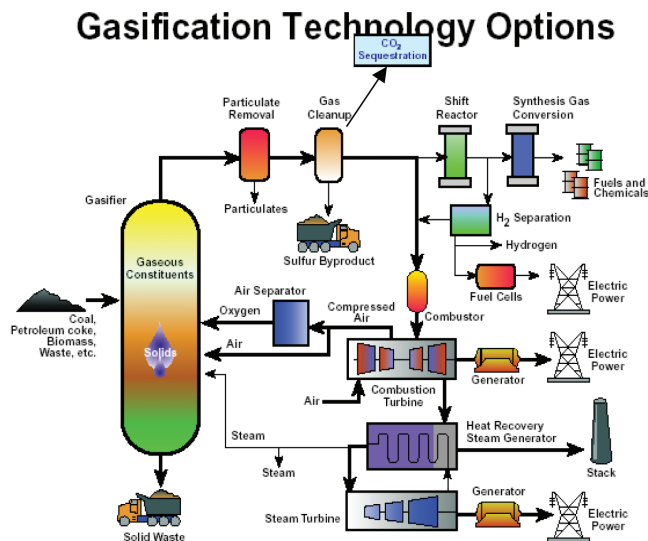
Por outro lado, existe ainda a gaseificação do petróleo e uso intensivo de processos de síntese, conforme exemplificam os esquemas apresentados nas Figuras 12 e 13. Neste caso, qualquer fonte (petróleo, biomassa, carvão) pode servir de matéria-prima para o gaseificador, que gera um gás de síntese que é submetido a uma série de tratamentos antes de entrar no reator. Neste reator o gás se transforma em combustíveis líquidos. A grande vantagem do uso do processo de gaseificação é a possibilidade da sua integração a processos de geração de eletricidade.

Figura 12 – Esquema simplificado das etapas de produção de combustíveis a partir de diferentes fontes



Fonte: BRIA, 2004.

Figura 13 – Esquema simplificado das etapas de produção de combustíveis a partir de gaseificação de diferentes fontes

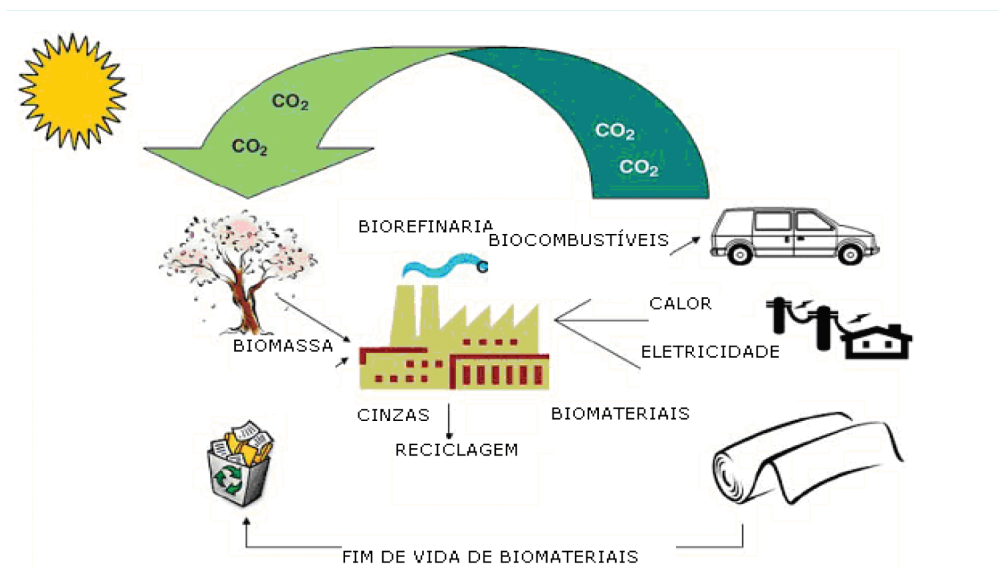


Fonte: BRIA, 2004.

A mudança da trajetória tecnológica calcada da produção de combustíveis a partir de energia não renovável, como é o caso do petróleo, para uma trajetória baseada no uso de energia renovável, como é o caso da biomassa, é vista como uma contribuição para o desenvolvimento de uma sociedade industrial sustentável (vide Figura 14).

O princípio de funcionamento das biorefinarias é semelhante ao da refinaria de petróleo: a matéria-prima abundante constituída basicamente de lignina e polissacarídeos entra na refinaria, é submetida a uma série de processos e se transforma em uma mistura de produtos, que incluem combustíveis para transportes, co-produtos e energia. O uso de carboidratos como matérias-primas para a indústria de refino eliminará a necessidade de processos oxidativos capital-intensivos necessários na indústria de refino de petróleo. Por outro lado, o processo de refino de petróleo se baseia na destilação do petróleo, enquanto o processo predominante na biorefinaria é a extração baseada em solventes. Após a extração dos produtos químicos existentes na biomassa, esta é processada para a produção de biocombustíveis.

Figura 14 – Ciclo de rota sustentável para a produção de combustíveis



Fonte: REGAUSKAS et al, 2006.

■ 3.7. Panorama dos principais centros de refino no mundo

■ 3.7.1. Aspectos gerais

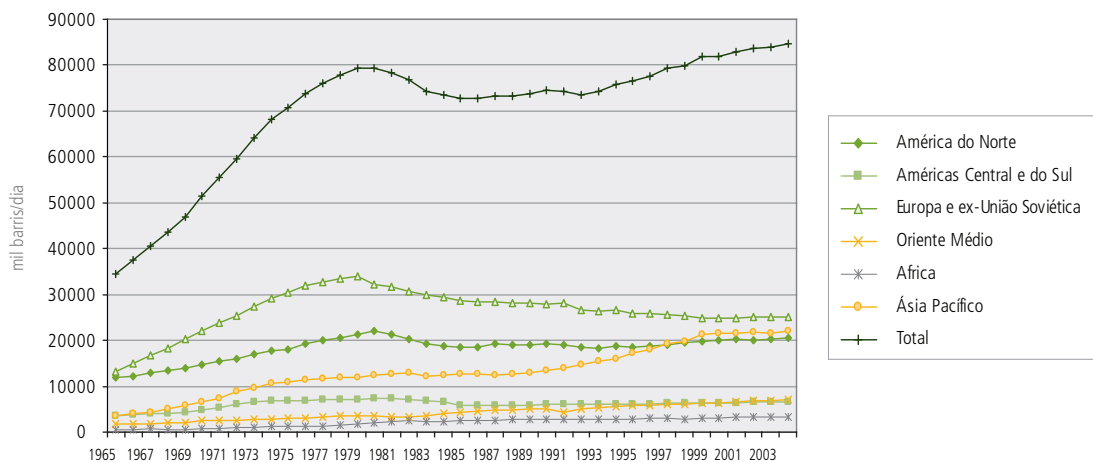
Constata-se que a evolução da capacidade e da complexidade da atividade de refino está diretamente relacionada às mudanças ocorridas na demanda de derivados de petróleo. O aumento dos investimentos em unidades de conversão resulta do crescimento da demanda por produtos mais leves, gasolina e destilados, conforme a região. Por outro lado, investimentos em unidades de hidrotratamento decorrem de especificações mais severas para os combustíveis, principalmente quanto ao teor de enxofre.

A década de 60 se caracterizou por um período de crescimento da indústria de refino na Europa Ocidental e no Japão, em detrimento do crescimento nos Estados Unidos. Na década de 70, a capacidade de refino cresceu a uma taxa mais baixa na Europa Ocidental e significativamente nos países em desenvolvimento, conduzindo a uma ruptura das tendências constatadas antes das crises do petróleo, havendo uma reestruturação da capacidade de refino mundial. Em suma, a situação na América do Norte estabilizou-se rapidamente após a segunda crise do petróleo, enquanto na Europa as flutuações foram mais significativas e o excesso de capacidade de destilação levou algum tempo para ser absorvido (MASSERON, 1990).

A América do Norte e a Europa Ocidental, ambos mercados maduros onde ocorrem as principais operações das empresas que tradicionalmente atuam no segmento à jusante da atividade petrolífera, tiveram sua capacidade de refino reduzida desde meados da década de 80. Por outro lado, o crescimento da capacidade de refino foi significativo na Ásia entre 1978 e 1999 (Figura 15), não somente nos principais países consumidores da região, mas também nos países de menor importância econômica, que estavam em fase de rápido desenvolvimento, tais como Coreia do Sul e Tailândia. Na Indonésia houve o crescimento da capacidade de refino em função do potencial de crescimento do seu mercado.

Ao longo das décadas de 80 e 90, registrou-se um crescimento acentuado na participação dos países da Ásia não-OCDE e do Oriente Médio na capacidade mundial de refino. Os países da OPEP tiveram a sua capacidade de refino aumentada, particularmente na Arábia Saudita, Kuwait e Emirados Árabes Unidos. Na África, após um período crescimento no refino na década de 70 (Figura 15), especialmente na Líbia, Argélia e Nigéria, houve uma estagnação, pois os mercados cresceram mais lentamente que o esperado.

Figura 15 – Evolução da capacidade de refino no mundo



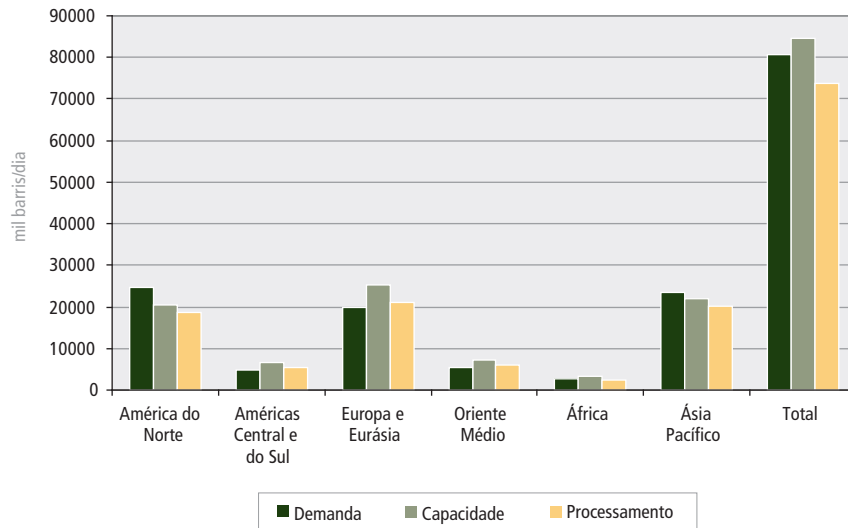
Fonte: BP, 2006.

Dos 85,7 milhões de barris/dia de capacidade de refino existentes no mundo em 2005, a maior parte se concentrava na Europa e Eurásia (29%), seguida pela Ásia/Pacífico (26%) e pela América do Norte (24%).

Analisando-se com mais cuidado o período de 1994 a 2005, a capacidade instalada de refino na Europa, incluindo a Europa Oriental, foi a mais significativa do mundo e representou, em média, 31% da capacidade total instalada existente. A capacidade instalada da América do Norte e da Ásia do Pacífico representaram, respectivamente, 24% e 25% da capacidade total. Observa-se que a região onde ocorreu significativo aumento da capacidade instalada foi Ásia do Pacífico: sua capacidade instalada cresceu de 21% para 26% da capacidade total no período considerado. A capacidade instalada do Japão, apesar de ainda representar a mais significativa da região, vem decrescendo, principalmente a partir de 1999. Por outro lado a capacidade de refino na China cresceu significativamente, em torno de 85%, no período em análise, assim como a capacidade de refino da Coreia do Sul e na Índia, que cresceram 61% e 139%, respectivamente (BP, 2006).

É importante registrar que a capacidade instalada de refino e a demanda por derivados caminham juntas na maioria das regiões, conforme se observa na Figura 16, indicando que as refinarias localizam-se usualmente nas proximidades dos centros de consumo, de forma a suprir a demanda local. Grandes mercados não devem incorrer em déficits elevados no balanço de derivados, pois existe o risco de desabastecimento decorrente da incapacidade do mercado internacional em atender suas necessidades (PINELLI, 2004).

Figura 16 – Comparação da demanda por derivados de petróleo, da capacidade instalada de refino de petróleo e do processamento de petróleo em diferentes regiões do mundo em 2005.



Fonte: BP, 2006.

Nos mercados maduros, os refinadores estão num estágio de consolidação das operações, racionalização e maximização da capacidade das plantas existentes. Os investimentos realizados em refino estão focados nas especificações de produtos. Na América do Norte, observa-se que a demanda é superior à capacidade instalada de refino e que o processamento de petróleo está bem próximo da capacidade instalada. Na Europa, existe um excedente de capacidade produtiva e a demanda está equilibrada com o processamento efetivo de petróleo. O excedente de capacidade se refere à capacidade de produção de gasolina que é exportada preponderantemente para os Estados Unidos (Figura 16).

Nas Américas do Sul e Central, o processamento de petróleo está próximo da demanda por derivados e existe um pequeno excedente de capacidade instalada que pode ser usado para atendimento da própria demanda da região, que tende a crescer, ou para exportação de derivados.

Apesar do significativo crescimento da demanda no Oriente Médio, a região apresentou capacidade instalada de refino superior à demanda regional por derivados de petróleo em 2005. Além disso, como o nível de processamento de petróleo encontra-se próximo da capacidade instalada, conclui-se que a região é tradicionalmente exportadora de derivados, principalmente para o Sudeste e Leste Asiáticos, Estados Unidos e Europa, em ordem decrescente de quantidades (BP, 2006).

Na África, o processamento de petróleo é inferior à demanda local, o que reflete a baixa complexidade das refinarias da região, incapazes de se ajustar ao mercado.

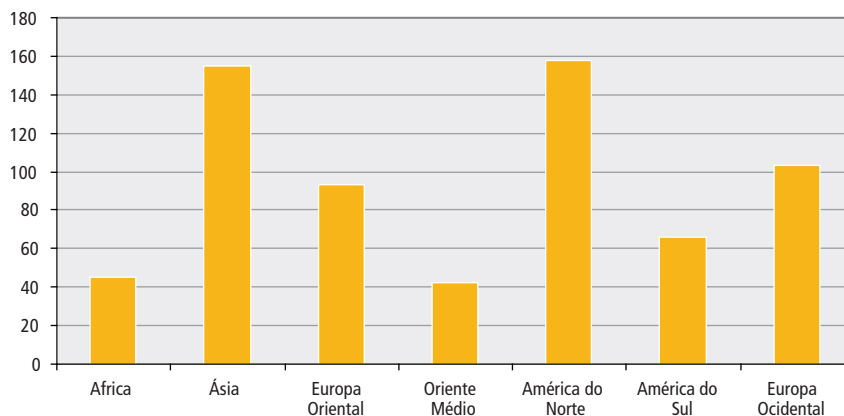
A demanda do sudeste asiático é superior à capacidade instalada da região, mas a diferença existente não é tão significativa quanto à observada na América do Norte. Estas duas regiões foram as mais importantes importadoras de derivados de petróleo em 2005.

De maneira geral, as refinarias têm acompanhado o aumento da demanda por derivados mais leves, em decorrência de investimentos em unidades de conversão. Constatase que a taxa de conversão nas refinarias vem aumentando em diferentes regiões do mundo. Enquanto a quantidade de resíduos tende a aumentar, em decorrência da tendência de processamento de crus cada vez mais pesados, a demanda por produtos pesados tende a diminuir. Assim, torna-se necessária a implantação de unidades de processamento de fundo de barril que transformam produtos pesados em produtos mais leves e de maior valor agregado.

Da mesma forma, as refinarias têm atendido às especificações mais rígidas para os derivados por meio de investimentos em unidades de tratamento, o que, conseqüentemente, vem contribuindo para o aumento da complexidade das instalações.

De acordo com Nakamura (2005), a capacidade de refino atingiu 85,1 milhões de barris/dia em 2005, distribuída por 662 refinarias (vide Figura 17), representando um aumento de 2,7 milhões de barris/dia em relação a 2004, maior aumento anual na capacidade de refino desde o início da década de 90. Os aumentos na capacidade por região são apresentados na Tabela 4 enquanto a distribuição percentual da capacidade de destilação por região é apresentada na Figura 18.

Figura 17 – Número de refinarias no mundo



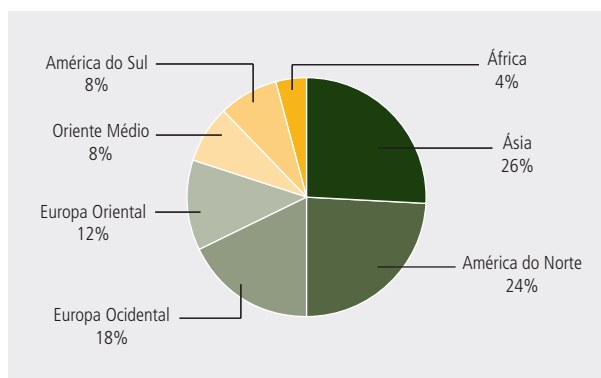
Fonte: NAKAMURA, 2005.

Tabela 4 – Aumentos na capacidade de refino entre 2004 e 2005

Região	Aumento de capacidade (mil barris/dia)
Ásia - Pacífico	1510
Oriente Médio	562
América do Norte	351
Europa Ocidental	249
América do Sul	38

Fonte: NAKAMURA, 2005.

Figura 18 – Participação percentual de cada região na capacidade de destilação mundial



Fonte: NAKAMURA, 2005.

A Tabela 5 apresenta as empresas e suas respectivas capacidades de refino no mundo. Realizando-se a análise por empresa, observa-se que 17% da capacidade estão concentrados em três empresas *majors*: Exxon, Shell e BP. Em seguida, uma empresa chinesa detém a quarta maior capacidade de refino do mundo. A Petrobras ocupa a 12ª posição em capacidade de refino.

Tabela 5 – Capacidade de refino de empresas

Empresa	Capacidade (1000 barris/dia)
Exxon Mobil	5690
Royal Dutch Shell	5172
British Petroleum	3871
Sinopec	3611
Valero Energy	2830
PDVSA	2792
Total	2738
ConocoPhillips	2659
China National Petroleum Corp	2440
Saudi Aramco	2417
Chevron	2066
Petróleo Brasileiro S/A	1953
Petroleos Mexicanos	1851
National Iranian Oil Co.	1451
DAO Yukos	1182

Fonte: NAKAMURA, 2005.

Conforme já mencionado, as refinarias tendem a ficar cada vez maiores, em função dos ganhos de escala. Na Tabela 6 estão listadas as dez maiores refinarias do mundo, sendo que as cinco maiores (capacidade maior que 600.000 barris/dia) estão localizadas em países em desenvolvimento.

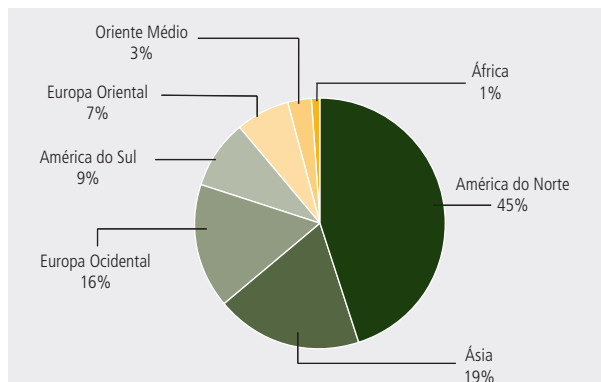
Tabela 6 – Maiores refinarias do mundo

Empresa	Localização	Capacidade (barris/dia)
PDVSA	Venezuela	940.000
SK Corp	Coréia do Sul	817.000
Reliance Industries	Índia	660.000
LG-Caltex	Coréia do Sul	650.000
ExxonMobil	Singapura	605.000
ExxonMobil	Estados Unidos	563.000
SaudiAramco	Arábia Saudita	550.000
S-Oil Corp	Coréia do Sul	520.000
ExxonMobil	Estados Unidos	501.000
Hovensa LLC	Ilhas Virgens	495.000

Fonte: NAKAMURA, 2005.

Havia 14.272 mil barris/dia de capacidade de craqueamento catalítico no mundo em 2005, distribuídos conforme apresentado na Figura 19. Nota-se a concentração de capacidade de craqueamento catalítico na América do Norte, o que pode ser explicado pelo fato de esta unidade se destinar basicamente à produção de gasolina, derivado predominantemente consumido nos Estados Unidos.

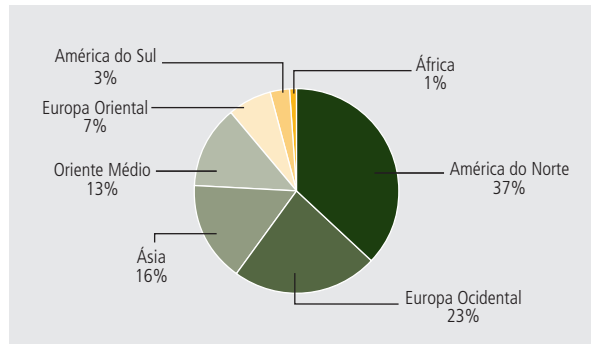
Figura 19 – Participação percentual de cada região na capacidade de craqueamento catalítico mundial



Fonte: NAKAMURA, 2005.

Com relação à capacidade de hidrocrackeamento, havia em 2005 4.642 mil barris/dia de capacidade instalados no mundo. Neste caso, a participação relativa da Europa Ocidental é a segunda mais significativa (vide Figura 20), uma vez que a unidade de hidrocrackeamento pode priorizar a produção de óleo diesel, principal derivado consumido nessa região.

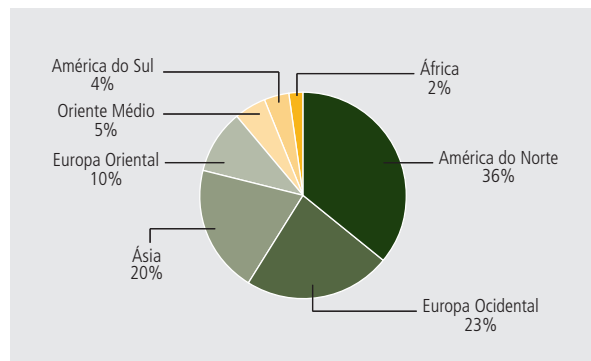
Figura 20 – Participação percentual de cada região na capacidade de hidrocraqueamento mundial



Fonte: NAKAMURA, 2005.

A capacidade instalada de hidrotratamento mundial era de 42.827 mil barris/dia em 2005, também concentrada nas regiões desenvolvidas (vide Figura 21), onde as exigências ambientais são mais restritivas.

Figura 21 – Participação percentual de cada região na capacidade de hidrotratamento mundial



Fonte: NAKAMURA, 2005.

■ 3.7.2. O refino de petróleo nos EUA

As crises do petróleo da década de 70 ocasionaram um excesso de capacidade de refino nos Estados Unidos e as margens estreitas estimularam o fechamento de refinarias menos eficientes. Entre 1982 e 1994, o número de refinarias nos Estados Unidos diminuiu de 301 para 176 e muitas das instalações fechadas tinham capacidade inferior a 50.000 barris/dia.

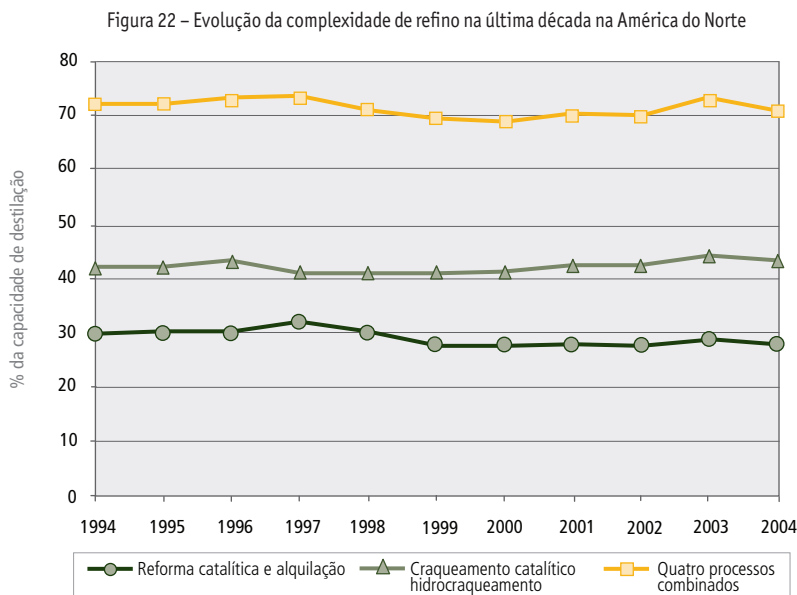
O fechamento de refinarias nos Estados Unidos, que totalizou 1,6 milhões de barris/dia, entre 1998 e 2003 (ou 10% da capacidade de refino norte-americana ou quase 85% da capacidade de refino brasileira), pode ser explicado por:

- as refinarias que fecharam eram majoritariamente de pequeno porte e independentes e operavam com menores margens, necessitando exportar derivados e produtos semi-acabados para fora do seu mercado de referência;
- as margens de refino mostram-se oscilantes, frente às incertezas dos preços de petróleo (mesmo diante do aumento do fator de utilização das refinarias);

- as especificações ambientais vêm se tornando mais severas no mercado norte-americano, tornando inviável a operação de refinarias pouco flexíveis, que se depararam com a necessidade de investimentos adicionais para permanecer operando;
- as refinarias pouco flexíveis se mostraram incapazes de se adaptar a um mercado em que petróleos pesados e não convencionais vêm ganhando importância.

Vale ressaltar que, apesar do fechamento de refinarias, entre 1996 e 2002 houve uma adição de 1,4 milhão de barris/dia na capacidade de refino norte-americana. Além disso, as refinarias vêm sendo usadas intensivamente, conforme se observa pela elevada taxa média de utilização de 97% em 2002 (EIA, 2004). O fechamento de refinarias nos Estados Unidos, nos últimos anos, não se deve a um decréscimo do ritmo de demanda por derivados-chave, como gasolina. Nos últimos anos, ao contrário, o refino americano operou com fatores de utilização muito elevados (acima de 90%), explicando, inclusive, determinados picos sazonais de preços de derivados, especialmente de gasolina. A produção total de derivados tem permanecido relativamente constante em função do aumento do fator de utilização das refinarias e de ampliações de capacidade de refino nas instalações já existentes (EPA, 1995).

Não se pode deixar de mencionar que o perfil de petróleos processados nos Estados Unidos apresenta-se cada vez mais pesado e com elevado teor de enxofre. As importações dos óleos que fazem parte desse perfil originam-se principalmente da Venezuela e do México. Em termos logísticos, as refinarias processadoras de óleos pesados e com elevado teor de enxofre se localizam predominantemente no Golfo do México. Como o perfil da demanda é composto basicamente de derivados claros, encontramos neste mercado a maior concentração de unidades de conversão do planeta que têm representado, em média, 70% da capacidade de destilação existente (Figura 22). A principal unidade de conversão deste mercado é o craqueamento catalítico fluido. Ademais, este mercado apresenta-se como o principal em termos de unidade de coque e hidrotreatamento do mundo (PINELLI, 2004).



Fonte: NAKAMURA, 2005.

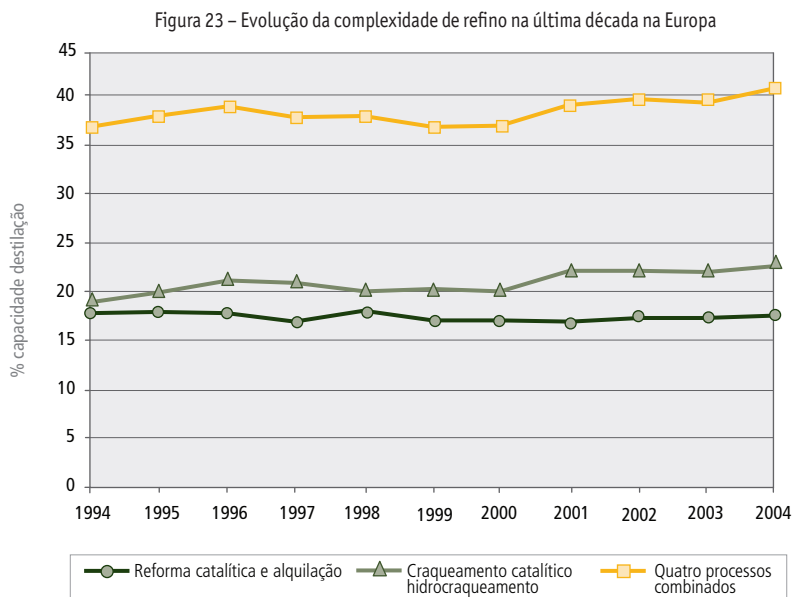
Os representantes da indústria em geral citam a necessidade de adequação às restritivas regulações ambientais, particularmente as do *Clean Air Act*, de 1990, como o principal fator que vem afetando a indústria de refino norte-americana desde a década de 90. As mudanças regulatórias recentes e futuras relativas a meio ambiente e segurança tendem a forçar a indústria de refino de petróleo a investir na melhoria de certos processos para reduzir emissões e alterar a composição do produto final. Por exemplo, os custos de capital estimados para adequar as instalações de refino de petróleo às exigências do *Clean Air Act* são da ordem de \$40 bilhões. Existe um consenso de que, em alguns casos, é mais econômico fechar parcialmente ou inteiramente refinarias que adequá-las aos novos padrões existentes.

■ 3.7.3. O refino de petróleo na Europa

A capacidade de refino na Europa Ocidental cresceu significativamente até meados da década de 70, principalmente na Itália, na Alemanha, na França, no Reino Unido, na Espanha e na Holanda. A região foi a mais afetada após as crises do petróleo. Na década de 80, houve a diminuição de mais que 40% da capacidade de refino da região, o que significou o fechamento de mais de 50 refinarias e a reestruturação da indústria que passou a se concentrar basicamente nas proximidades de portos do Nordeste e do Mediterrâneo (MASSERON, 1990).

O deslocamento da demanda por derivados de petróleo dos derivados pesados, como o óleo combustível, para derivados leves e médios, como a gasolina e o óleo diesel, ocorrida a partir de meados da década de 70, contribuiu para o aumento da complexidade das refinarias. Na década de 80, muitos países europeus começaram a oferecer incentivos para o consumo de óleo diesel no setor rodoviário e no aquecimento doméstico, no sentido de contribuir para a redução da poluição. As refinarias que falharam em prever a tendência do crescimento do consumo de óleo diesel e investiram pesadamente em equipamentos para craqueamento catalítico, cujo maior rendimento é de gasolina convencional, tiveram seus investimentos perdidos. No mercado europeu, o re-direcionamento de parte da demanda para o óleo diesel resultou em uma crônica inadequação do perfil de oferta das refinarias então existentes ao perfil da demanda.

A percepção de sobrecapacidade nas refinarias européias se deve ao excesso de capacidade para a produção de gasolina, e não para diesel. Conclui-se que as refinarias fechadas não estavam aptas a competir porque tinham custos muito elevados, não estavam capacitadas para produzir produtos dentro das especificações exigidas e nem produtos demandados no mercado. A principal unidade de conversão no mercado europeu é o craqueamento catalítico fluido (Figura 23). Além disso, existem poucas unidades voltadas para a produção de diesel disponíveis neste mercado, o que pode ser explicado pelo perfil de óleos processados que é predominantemente leve-médio (PINELLI, 2004).



Fonte: NAKAMURA, 2005.

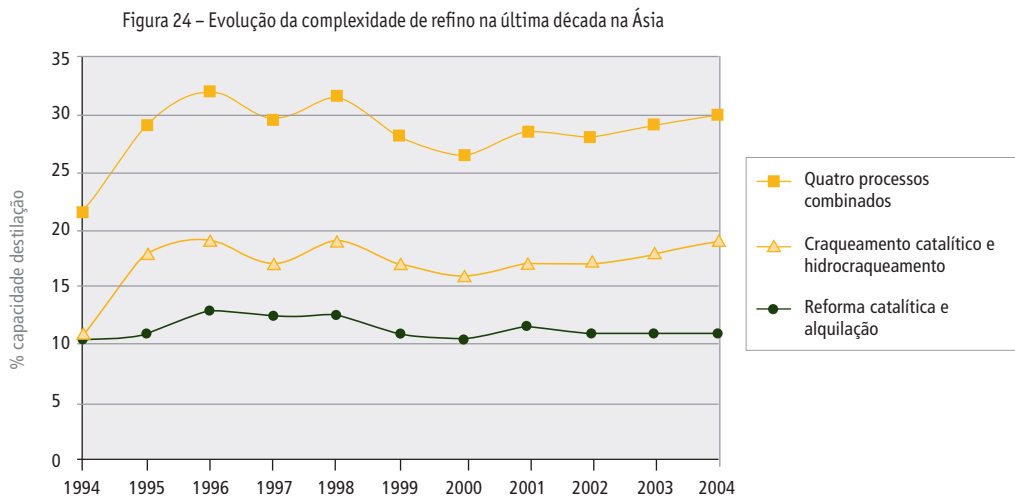
Por outro lado, na Europa Oriental as refinarias são antigas, concentradas na Rússia, têm capacidade média de destilação de 117.000 barris/dia (EIA, 2004) e são pouco sofisticadas. No caso específico da Rússia, o setor de refino de petróleo precisa de um maciço investimento para resolver os problemas de obsolescência de equipamentos e, mormente, de inadaptação dos esquemas de refino à demanda mundial cada vez maior por combustíveis com baixo teor de enxofre. Vagarosamente as refinarias russas vêm sendo modernizadas, uma vez que o excedente de capacidade de refino existente na década de 90 atrasou os planos de expansão. O fator de utilização das refinarias russas encontra-se em torno de 60%, acima dos 52% constatados em 1996 (RUDIN, 2004).

Como a Rússia apresenta capacidade de refino superior à sua demanda, existem incentivos significativos para que os fornecedores russos de derivados de petróleo forneçam seus produtos para o restante da Europa. Atualmente, a Rússia exporta produtos principalmente para os países da antiga União Soviética e para os países da Europa Oriental, regiões onde os requisitos ambientais são menos restritivos que os da Europa Ocidental e dos Estados Unidos. Assim, os refinadores russos tendem a se preocupar em atender à legislação da Europa ocidental no que se refere às especificações de combustíveis, uma vez que as especificações restritivas são uma barreira à entrada de seus produtos nessa região.

■ 3.7.4. O refino na Ásia

Na Ásia do Pacífico, a capacidade de refino cresceu significativamente até meados da década de 70, inclusive a taxas superiores às de crescimento em outras regiões do mundo. De meados da década de 70 a meados da década de 90, houve redução da capacidade de refino da região, assim como nos demais centros de refino. Desde então, a capacidade de refino vem crescendo devido ao fato de a região ter se tornado um centro de dinamismo econômico. A capacidade de refino no Sudeste Asiático mudou significativamente na década de 90, crescendo a uma taxa média de 8% a.a. Neste contexto, merece destaque o crescimento da capacidade de refino da Coreia do Sul, a qual mais que dobrou entre 1996 e 1998 (RICHARDS, 1999).

Em 2004, cerca de 80% da capacidade de refino (16.715 mil barris/dia) da região se concentravam no Japão, China, Coréia do Sul, Índia e Cingapura. O fator de utilização na região tem se mantido na média de 85% (BP, 2006). A região é caracterizada por refinarias relativamente pequenas (menos de 100 mil barris/dia), particularmente na China, e refinarias com escalas inéditas (em torno de 400 mil barris/dia) na Coréia do Sul e em Cingapura (EIA, 2004). Atualmente, a capacidade de refino no sudeste asiático aproxima-se da observada na América do Norte, mas o esquema de refino da primeira região é relativamente mais simples, conforme se observa na Figura 24.



Fonte: NAKAMURA, 2005.

À medida que o perfil da demanda muda na região, os refinadores terão que construir não somente capacidade de destilação, mas também capacidade de conversão. Mudanças substanciais serão necessárias em dois quesitos relacionados com a qualidade dos derivados: redução do teor de chumbo da gasolina e redução do teor de enxofre no óleo diesel e no óleo combustível.

■ 3.8. Perspectivas de investimentos

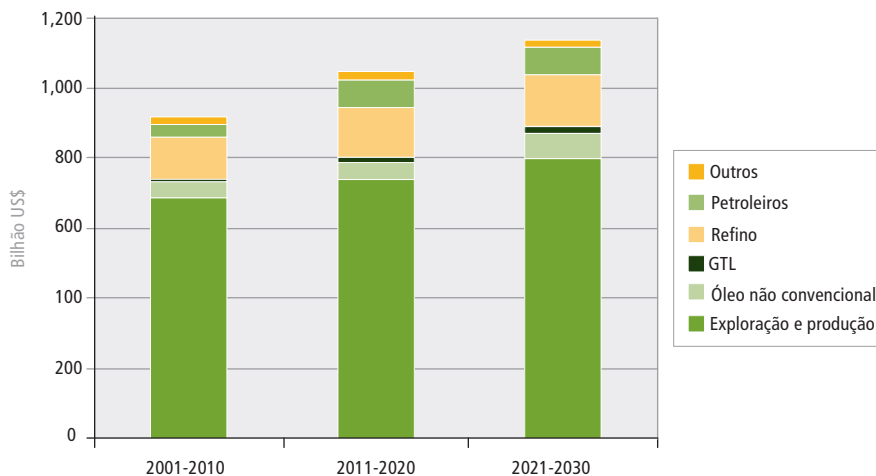
Nos parques de refino mais complexos do mundo, diante das incertezas associadas às margens de refino, ao preço do petróleo e ao próprio mercado futuro de derivados, existe uma relutância em expandir capacidade nominal de refino, mas não de tratamento e conversão (que estão associadas à crescente severidade de especificações de qualidade de combustíveis nestes mercados).

Observa-se a tendência de convergência dos padrões de consumo e de produção de derivados, com investimentos em novas unidades de conversão e de tratamento e desinvestimentos em plantas menos complexas, num contexto de redefinição de posicionamento estratégico, assim como aumento de capacidade nas regiões com maiores taxas de crescimento da demanda.

Futuros investimentos em refinarias dos países em desenvolvimento deverão contemplar configurações mais avançadas, de modo a atender à demanda mundial por produtos mais leves, a diminuir as quantidades disponíveis de óleo combustível, a fornecer produtos com menor teor de enxofre e chumbo e a processar pe-

tróleos de pior qualidade (EIA, 2004). A Figura 25 apresenta as estimativas de investimentos em atividades petrolíferas no mundo até 2030. Observa-se a dominância das atividades de exploração e produção de petróleo. O montante do investimento destinado ao refino praticamente não se altera entre 2010 e 2030

Figura 25 – Investimento projetado em atividades petrolíferas a cada década



Fonte: FULTON, 2004.

Nos Estados Unidos, apesar dos entraves ambientais, espera-se, nos próximos anos, a implantação de, no mínimo, mais uma refinaria de 500.000 barris/dia para equilibrar a demanda de gasolina com a sua oferta.

Na Europa, além do processo de consolidação, observa-se a tendência à formação de grandes centros de refino por meio da integração de diversas plantas geograficamente próximas, possibilitando economias de escala, sinergias operacionais e redução de custos logísticos. Em contraponto ao mercado norte-americano, não existe a tendência ao fortalecimento da figura do refinador independente. Além disso, pode-se esperar investimentos em unidades de tratamento, em função da importação de diesel do leste europeu, especialmente da Rússia, com o objetivo de redução de teor de enxofre e adequação às especificidades locais. Com isso, importantes *clusters* de refino da Europa podem se tornar “lavanderias” de diesel russo (PINELLI, 2004).

O mercado asiático, ora atendido pelos derivados do Oriente Médio, poderá ser atendido pelos próprios refinadores asiáticos. Para a China, espera-se a continuidade da racionalização das plantas de refino com baixa capacidade, além de investimentos em novas plantas, próximas aos grandes centros consumidores. Com a taxa de aumento da demanda por derivados situando-se em 10% a.a., a opção estratégica do país, para evitar a dependência de importações de derivados, será investir em novas plantas.

De acordo com STELL (2003), último relatório detalhado sobre projetos de construção e ampliação de refinarias, intitulado “*World Construction Update*”, estão efetivamente em construção aproximadamente 476.100 barris/dia de capacidade de destilação no mundo inteiro. Deste total, 50% correspondem a quatro novas refinarias, sendo uma na Índia (180.000 barris/dia), uma na Nigéria (12.000 barris/dia), uma em Papua Nova Guiné (32.500 barris/dia) e uma na Ucrânia (16.000 barris/dia). A outra metade da capacidade em construção corresponde a ampliações de refinarias já existentes. Do total da capacidade efetivamente em construção, que incorpora capacidade de destilação, conversão e tratamento, a maior parcela deve-se a uni-

dades de tratamento (852.451 barris/dia).

Conclui-se, a partir do relatório de STELL, que a capacidade de destilação em planejamento ou em projeto é quase cinco vezes maior que a capacidade de destilação que está sendo efetivamente construída. Esta concentra-se no Sudeste Asiático e na Europa Oriental, sendo a primeira região um mercado emergente e a segunda região caracterizada por um parque de refino obsoleto, onde se fazem necessários investimentos para modernização. Da capacidade de destilação em planejamento, 80% destinam-se aos mercados emergentes na Ásia, Américas do Sul e Central, Oriente Médio e África, sendo que 50% estão concentrados na Ásia; o restante da capacidade planejada concentra-se nos mercados maduros (Estados Unidos e Europa), incluindo a Europa Oriental, o que conduz à conclusão de que investimentos em capacidade de destilação na região já estão em curso e não estão previstos no curto/médio prazos.

Com relação às capacidades de conversão e tratamento efetivamente sendo construídas, a situação se inverte. Dessa capacidade de conversão, 40% concentra-se na América do Norte; o restante está distribuído pelos mercados emergentes (América do Sul, Europa Oriental e Oriente Médio). Conclui-se que a capacidade de conversão planejada é quase cinco vezes maior que a efetivamente em curso e está bastante pulverizada entre os mercados emergentes (Ásia, Europa Oriental, Oriente médio, América do Sul), sendo que apenas 20% do planejado está previsto para mercados maduros tais como Europa e Estados Unidos, o que significa que está sendo atingida a capacidade máxima de conversão equivalente à capacidade de destilação existente nesses países.

Da capacidade de tratamento efetivamente sendo construída, 50% concentra-se na América do Norte; em torno de 40% está distribuída pelos mercados emergentes e apenas 8% está sendo construída na Europa Ocidental; da capacidade em planejamento apenas 14% se destina à Europa Ocidental, o que indica que as refinarias européias já realizaram a maior parte dos investimentos relacionados com tratamento de derivados, mesmo porque as especificações nesta região são bastante rígidas. Ao que tudo indica, os Estados Unidos ainda vêm investindo em adaptações para melhoria da qualidade de derivados, mas os projetos em estudo se destinam principalmente (74%) aos mercados emergentes, especialmente à Ásia.

4. A oferta de derivados de petróleo no Brasil

■ 4.1. O refino de petróleo no Brasil

■ 4.1.1. Panorama atual

A indústria de refino no país pode ser dividida em quatro etapas. Na primeira etapa (1966 a 1975), foram inauguradas seis refinarias (Refinaria de Manguinhos, Rlam, Recap, RPBC, Reman, Reduc), dentre as quais destaca-se a Rlam, situada na Bahia. Nesta fase evoluiu-se desde o aprendizado até o domínio das operações das refinarias.

A segunda etapa (1976 a 1979) foi caracterizada pela busca de auto-suficiência em derivados de petróleo, coincidindo com um período de grande crescimento econômico do país. Nesta etapa se concentraram os investimentos em refino, o que proporcionou um aumento significativo da capacidade de processamento de petróleo. Ainda na segunda etapa ocorreram dois choques na indústria de petróleo que provocaram ênfase na economia de energia e no desenvolvimento de fontes alternativas. Foram construídas seis novas refinarias (Lubnor, Refap, Regap, Replan, Repar, Revap) e feitas ampliações nas refinarias existentes.

Após o 2º Choque do petróleo, iniciou-se uma longa etapa de recessão, com forte decréscimo do consumo de derivados e a capacidade de refino tornou-se superior às necessidades do mercado nacional. Em 1984, por exemplo, havia excedentes de todos os produtos derivados de petróleo, inclusive de óleo diesel e GLP. Além disso, o programa Proálcool contribuiu para aumentar o excedente de gasolina nesse período.

Na terceira etapa (1980 a 1995), as atividades do refino visaram à otimização de processos e não a operação em carga máxima.

A quarta etapa, iniciada na década de 90 (1995 até hoje), caracterizou-se pela retomada do crescimento do consumo de derivados e o conseqüente aumento de sua importação. Neste último período, a prioridade de investimentos no setor petrolífero tem sido dada ao setor de exploração e produção de petróleo e, conseqüentemente, a capacidade instalada de refino brasileira não vem crescendo significativamente desde os anos 80, quando as últimas refinarias da Petrobras foram inauguradas e, desde então, sofreram apenas incrementos marginais de sua capacidade (Tabela 7).

Tabela 7 – Evolução da capacidade instalada de refino no Brasil (barris/dia)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
IPIRANGA (RS)	12.580	12.580	12.580	12.580	12.580	16.983	16.983	16.983
LUBNOR (CE)	5.976	6.290	6.290	6.290	6.290	6.290	6.290	6.290
MANGUINHOS (RJ)	10.001	10.001	13.838	13.838	13.838	13.838	13.838	13.838
RECAP (SP)	44.030	44.030	44.030	53.465	53.465	53.465	53.465	53.465
REDUC (RJ)	226.440	226.440	226.440	242.165	242.165	242.165	242.165	242.165
REFAP (RS)	188.700	188.700	188.700	188.700	188.700	188.700	188.700	188.700
REGAP (MG)	150.960	150.960	150.960	150.960	150.960	150.960	150.960	150.960
REMAN (AM)	14.467	14.467	14.467	45.917	45.917	45.917	45.917	45.917
REPAR (PR)	169.830	188.700	188.700	188.700	188.700	188.700	188.700	188.700
REPLAN (SP)	327.080	327.080	352.240	352.240	352.240	352.240	364.820	364.820
REVAP (SP)	226.440	226.440	226.440	226.440	226.440	226.440	251.600	251.600
RLAM (BA)	295.630	295.630	295.630	295.630	295.630	295.630	322.992	322.992
RPBC (SP)	169.830	169.830	169.830	169.830	169.830	169.830	169.830	169.830
Total	1.841.964	1.861.148	1.890.145	1.946.755	1.946.755	1.951.158	2.016.260	2.016.260

Fonte: ANP, 2006.

Nos últimos anos verificou-se a ampliação da capacidade das unidades existentes, principalmente as de destilação atmosférica e de craqueamento catalítico fluido, devido às folgas nos processos e construção de novas unidades, principalmente unidades de HDT e coqueamento retardado, visando, respectivamente, à melhoria na qualidade dos derivados e ao aumento da produção de óleo diesel.

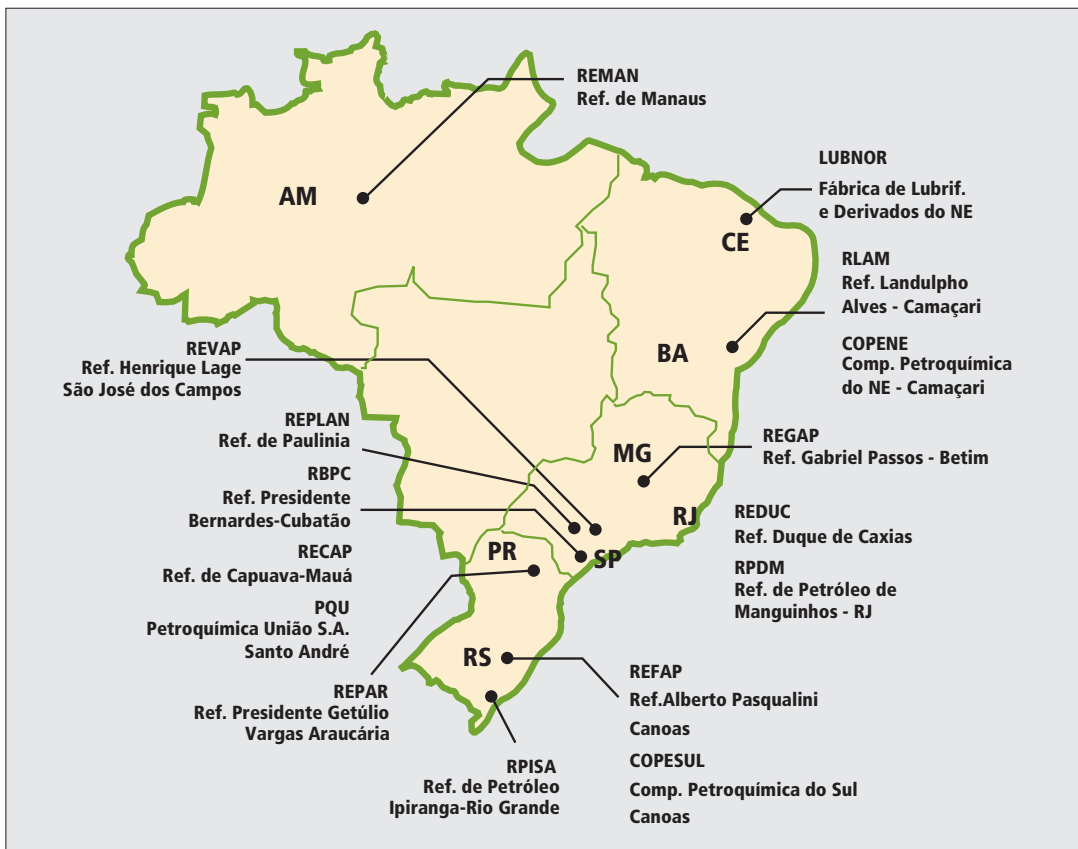
Das 13 refinarias existentes no país, 11 pertencem à Petrobras e duas à iniciativa privada: a pioneira Ipiranga, no Sul (do grupo Ipiranga), e a de Manguinhos, no Rio de Janeiro (do consórcio formado pela Repsol e pela Yacimientos Petrolíferos Fiscales- YPF, da Argentina). A soma da capacidade de refino das duas refinarias particulares representa menos que 2% da capacidade total de refino no país e as duas tendem, devido à escala, a atender a nichos de mercado específicos.

Além das refinarias da Petrobras e das refinarias particulares, existem hoje outras fontes produtoras de derivados em operação no Brasil. As centrais de matérias-primas petroquímicas (Braskem, Copesul e PQU) começaram a produzir e comercializar gasolina e GLP em 2001. Desde agosto de 2003, uma pequena planta industrial (capacidade de aproximadamente 10.000 m³/dia) vem produzindo gasolina e, desde outubro de

2003, uma planta de formulação está em operação. Em 2004, a produção de gasolina e de GLP das centrais petroquímicas representou em torno de 4% da produção total desses derivados (ANP, 2006). No mesmo ano, a produção de GLP da Unidades de Processamento de Gás natural - UPGNs representou cerca de 25% da produção total deste derivado.

Um relevante atributo do refino brasileiro é a elevada concentração espacial, pois sua construção visou otimizar o conjunto do parque, maximizando as economias de escala na produção e, simultaneamente, minimizando as deseconomias de escala na distribuição: as refinarias foram construídas em locais próximos aos principais centros consumidores. O maior número delas, 7, encontra-se na região Sudeste, sendo que 4 concentram-se no Estado de São Paulo (Figura 26).

Figura 26 – Mapa de localização das unidades produtoras de derivados no país

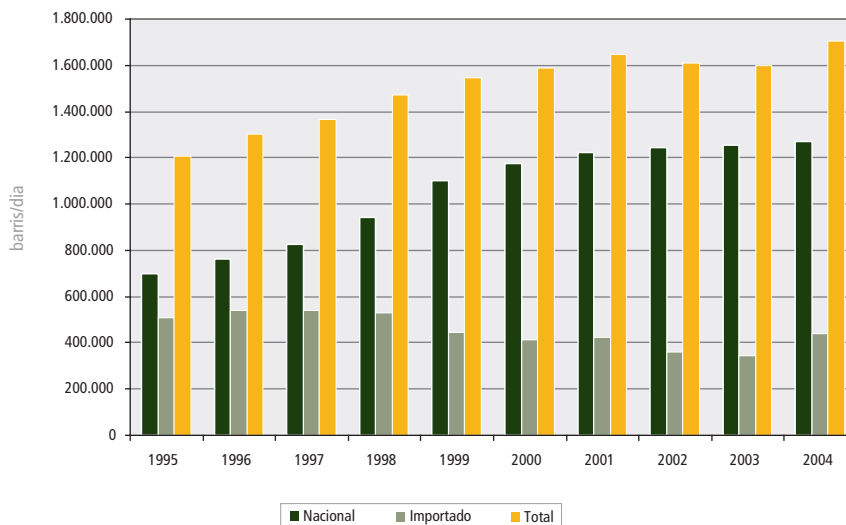


Fonte: SINDICOM, 2006.

Em decorrência das descobertas de petróleo cada vez mais pesados, vêm ocorrendo investimentos em adaptação/modernização das unidades de destilação atmosférica das refinarias, possibilitando o recebimento de cargas mais pesadas e com acidez naftênica⁹ (característica típica de grande parte do petróleo nacional). Vêm ocorrendo investimentos na construção / ampliação de unidades de conversão, a fim de obter rendimentos adequados ao perfil de demanda. O programa Fundo de Barril, iniciado pela Petrobras nos anos 80, foi criado para permitir a adequação do perfil de produção das refinarias do Sistema Petrobras à demanda nacional e baseou-se em modificações nos projetos ou nas condições operacionais de algumas de suas unidades (principalmente destilação atmosférica e a vácuo, craqueamento catalítico, coqueamento e desasfaltação a propano), para reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a produção de óleo diesel.

Apesar dos investimentos correntes em capacidade de conversão nas refinarias brasileiras, estas ainda não estão completamente capacitadas para processar somente o petróleo nacional. O processamento de crus nacionais nas refinarias brasileiras vem aumentando: em 1993, 55% do petróleo processado era de origem nacional, e, em 2004 tal valor chegou a 74% (vide Figura 27). De acordo com o novo Plano de Negócios 2006-2010 da empresa, a participação do petróleo nacional no refino no país deve chegar a 91% em 2010.

Figura 27 – Evolução da quantidade de petróleo processado nas refinarias segundo a origem

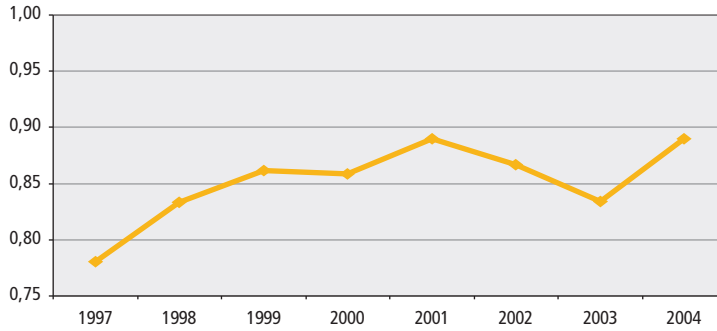


Fonte: ANP, 2006.

9 Normalmente a acidez naftênica é provocada pela presença de compostos oxigenados de origem ácida. É definida como a quantidade de KOH, em miligramas, necessária para neutralizar um grama de amostra. Petróleo com índice de acidez superior a 0,5mgKOH/g produz corrosão em equipamentos e tubulações.

Em função do crescimento da demanda e da estagnação da capacidade de refino, o fator de utilização das refinarias brasileiras vem aumentando recentemente (Figura 28). Entretanto, em 2002 e 2003, tal indicador diminuiu, o que pode ser explicado pela redução da demanda de combustíveis ou pelo excesso de óleos pesados, o que pode ter contribuído para que as refinarias não tenham funcionado na sua máxima capacidade.

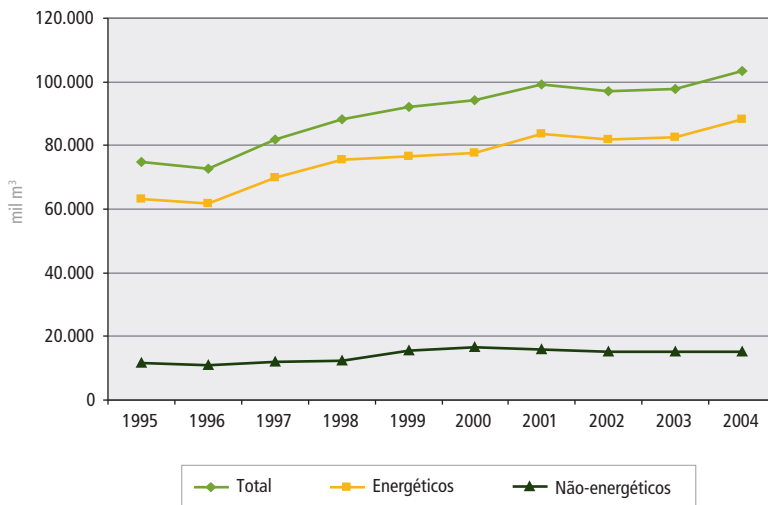
Figura 28 – Evolução do fator de utilização das refinarias no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

A produção total de derivados de petróleo aumentou a uma taxa de 3,1% a.a. nos últimos dez anos. Observa-se, pela Figura 29, que a produção de derivados não-energéticos, que incluem asfalto, coque, lubrificantes, parafinas e solventes, não chegou a representar 18% da produção total de derivados no referido período.

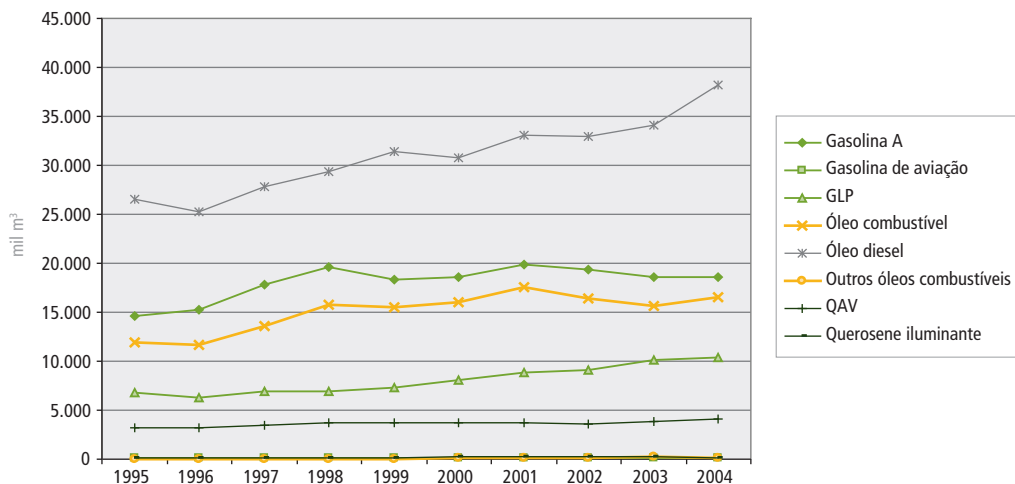
Figura 29 – Evolução da produção de derivados de petróleo por categoria no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

Na Figura 30 é apresentada a evolução da produção por derivado energético de petróleo, que acompanha o comportamento da demanda.

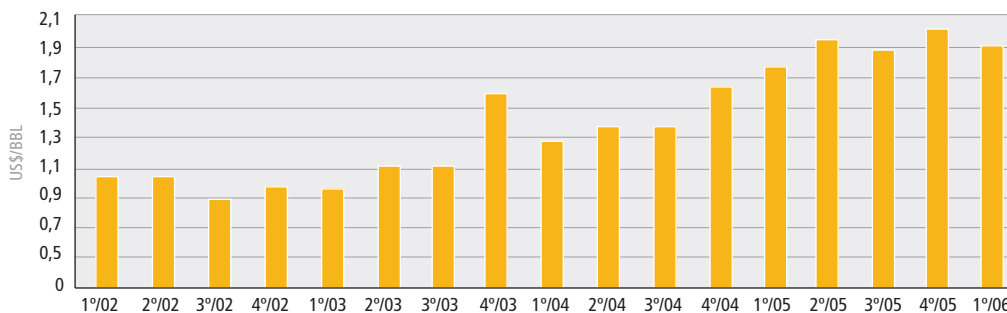
Figura 30 – Evolução da produção de cada derivado de petróleo energético no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

As refinarias brasileiras vêm sendo adaptadas para a produção de derivados mais leves, o que se traduz no aumento de sua complexidade e, conseqüentemente, dos seus custos, conforme se observa na Figura 31. Vale a pena destacar que os custos apresentados são custos médios das refinarias da Petrobras, avaliados a cada trimestre.

Figura 31 – Evolução dos custos de refino no Brasil



Fonte: PETROBRAS, 2006.

■ 4.1.2. Perspectivas de investimentos em refino no Brasil

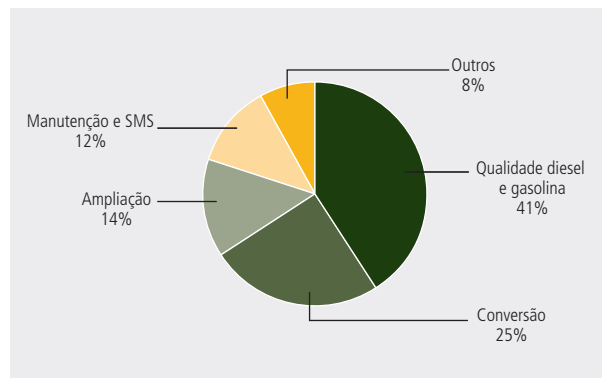
As ampliações previstas para as refinarias do sistema Petrobras têm por objetivo o atendimento às necessidades de adaptação do refino para a próxima década. Tais necessidades, conforme já mencionado, envolvem as seguintes restrições e desafios:

- Necessidade de processamento do óleo pesado nacional;
- Redução na demanda por derivados pesados (óleo combustível);
- Aumento na demanda por derivados médios e leves (diesel e QAV, gasolina e GLP);
- Melhoria na qualidade dos produtos (redução dos teores de enxofre por razões ambientais);
- Redução dos custos operacionais do refino;
- Redução da entrada de produtos importados no mercado brasileiro.

Novas unidades ou ampliações já estão previstas para refinarias existentes no país, conforme se observa na Tabela 8. A maior parte dos projetos contempla unidades de conversão (coqueamento retardado, RFCC, reforma catalítica) e de tratamento (HDT de diesel, nafta ou gasolina). Poucas são as ampliações das unidades de destilação existentes.

Do total de US\$ 8 bilhões (recursos próprios e financiamento) destinados ao refino, a Petrobras deverá aplicar US\$ 2 bilhões (25% dos investimentos em refino) somem unidades de coqueamento retardado. Pela Figura 32 e pela Tabela 8, conclui-se que a maior parte dos recursos financeiros será destinada às unidades de tratamento de derivados.

Figura 32 – Investimentos da Petrobras em refino 2006-2010



Fonte: PETROBRAS, 2005.

Tabela 8 – Principais projetos para as refinarias existentes no país até 2011

Refinaria	Unidade	Capacidade (m ³ /dia)	Partida prevista
Reduc (RJ)	Revamp FCC	-	2005
	Coqueamento retardado	5000	2005
	HDT (diesel)	2000	2005
	HDS (gasolina)	5000	2007
	HCC	5000	2007 a 2011
Regap (MG)	HDT (diesel)	3500	2004
	Reforma Catalítica	1000	2007
	HDS (gasolina)	2000	2007
	HDT (diesel)	2000	2007 a 2011
	HDS (gasolina)	2000	2007 a 2011
	HDS (gasolina)	4000	2007 a 2011
	HDT (diesel)	2000	2007 a 2011
	HDS (gasolina)	2000	2007 a 2011
Rlam (BA)	HDS (gasolina)	5000	2007
	Coqueamento retardado	5000	2007 a 2011
	HDT (nafta)	1500	2007 a 2011
	HDT (diesel)	8000	2007 a 2011
	Revamp destilação	-	2007 a 2011
	HDS (gasolina)	3000	2007 a 2011
	Reforma catalítica	2000	2007 a 2011
Repar (PR)	Revamp destilação	-	2007
	Coqueamento retardado	5000	2007
	HDT (nafta)	1500	2007
	HDT (diesel)	5000	2007
	HDS (gasolina)	5000	2007
	Reforma catalítica	1000	2007
	HCC	3500	2007 a 2011
Revap (SP)	Coqueamento retardado	5000	2006
	HDT (diesel)	6000	2006
	HDT (nafta)	3000	2006
	HDS (gasolina)	5000	2007
	HDS (gasolina)	3000	2007 a 2011
	Reforma catalítica	1500	2007 a 2011
Replan	Revamp destilação	-	2006
	HDS (gasolina)	5000	2007
	HDT (diesel)	6000	2007 a 2011
	HDS (gasolina)	5000	2007 a 2011
	Reforma catalítica	2500	2007 a 2011
RPBC	HDS (gasolina)	5000	2007
	Revamp reforma catalítica	-	2007
	HDT (nafta)	2500	2007

Fonte: SZKLO, 2005.

Além dos novos projetos citados, a Petrobras anunciou recentemente que vai construir uma nova refinaria em Pernambuco, no Complexo Industrial e Portuário de Suape, em parceria com a estatal venezuelana PDVSA. As obras devem ter início em 2007, segundo o governo do Estado, que estima que o empreendimento vá gerar 10 mil de empregos diretos durante a fase de construção e 1,5 mil, quando entrar em operação em 2011. Estima-se que a unidade terá capacidade para processar até 200 mil barris/dia de petróleo. O petróleo será transportado em navios tanto da bacia de Campos, no Rio de Janeiro, como a partir da Venezuela. A idéia é abastecer os mercados do Norte e Nordeste do Brasil com derivados de petróleo, principalmente óleo diesel, para reduzir as importações.

A produção de derivados de petróleo, principalmente óleo diesel e gás de cozinha (GLP), deverá começar em 2011. O empreendimento deverá custar em torno de US\$ 2,5 bilhões, a serem divididos igualmente entre a estatal brasileira e a PDVSA. O acordo dará à Petrobras acesso à exploração de petróleo e gás natural na Venezuela. Os investimentos são estimados em US\$ 2,2 bilhões.

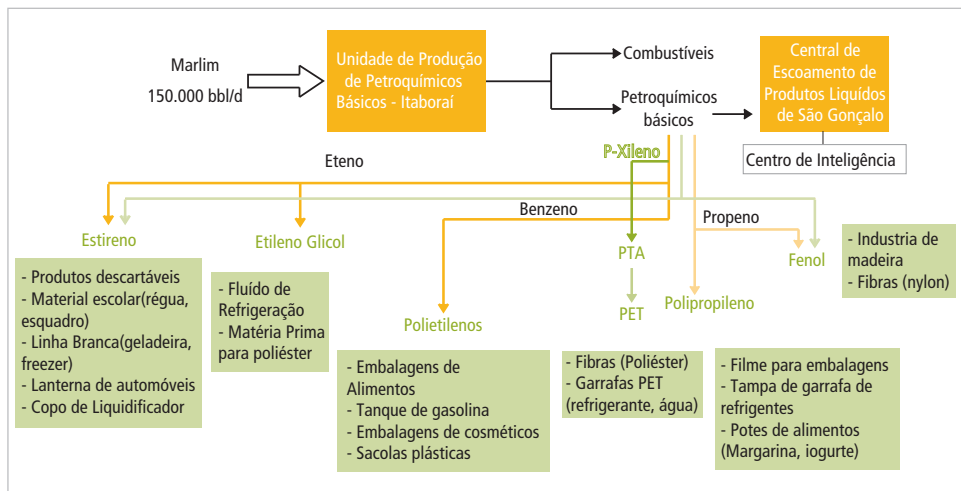
Outro empreendimento anunciado pela Petrobras foi o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro. O início da produção desta planta industrial está previsto para 2012. A Unidade Petroquímica Básica, integrante do Complexo, terá capacidade de 150.000 barris/dia e será a base para a criação de um parque industrial com central de utilidades e empresas de produção de produtos de segunda geração como polietilenos, polipropileno, estireno, etileno-glicol (Figura 33). Os investimentos nesta etapa atingem US\$ 3,5 bilhões.

A operação do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro vai proporcionar vantagens significativas à indústria brasileira: a produção em larga escala de matérias-primas petroquímicas (produção estimada em 1,3 milhão de t/ano de eteno, 900 mil t/ano de propeno, 360 mil t/ano de benzeno e 700 mil t de xileno), maior processamento de petróleo nacional e a economia de divisas, estimada em US\$ 2 bilhões/ano. Este ganho será obtido pela substituição da exportação de petróleo pesado, de menor valor no mercado, pela exportação de produtos de maior valor agregado a serem produzidos no complexo.

O petróleo pesado será utilizado como insumo para gerar produtos petroquímicos, em substituição à nafta que ainda é, em parte, importada. O empreendimento viabilizará também a implantação de empresas de terceira geração. Tais empresas utilizam os produtos petroquímicos na produção de itens para os mais diversos segmentos de consumo, desde utensílios plásticos, tintas, embalagens, tecidos até componentes para computadores, veículos e outros.

A Figura 33 apresenta o esquema simplificado das etapas planejadas para o complexo petroquímico do Rio de Janeiro.

Figura 33 – Esquema simplificado do COMPERJ – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro



Fonte: PETROBRAS, 2006.

Vale ressaltar que a Petrobras divulgou recentemente que vem desenvolvendo um processo de refino que utiliza óleo vegetal como insumo para a obtenção de óleo diesel. O H-Bio é elaborado por meio da hidrogenação de uma mistura de óleo vegetal e corrente de petróleo e testes industriais recentes, realizados na Refinaria Gabriel Passos (REGAP), confirmam a viabilidade técnica do processo, cujo registro de patente já foi solicitado junto ao INPI. Pode-se citar como principais vantagens deste novo processo industrial:

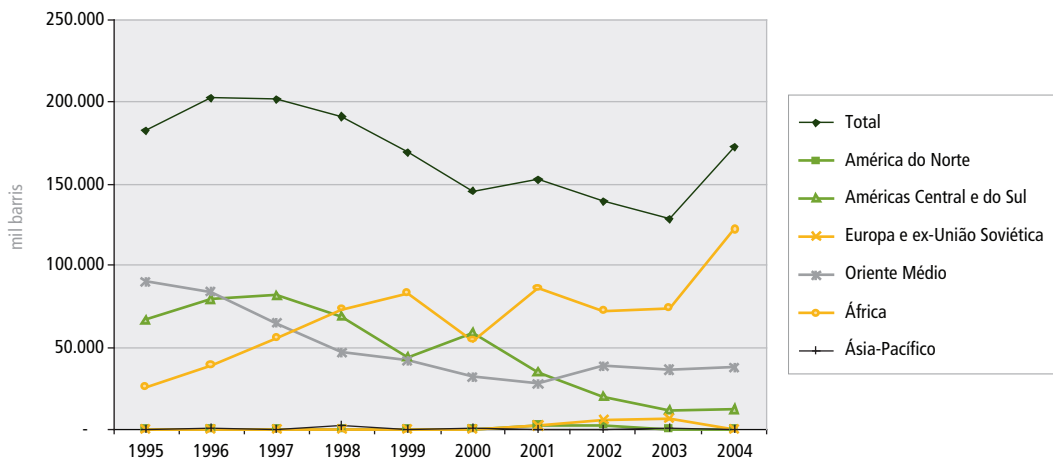
- o uso de óleos vegetais de diversas origens;
- não gera resíduos a serem descartados;
- incrementa a qualidade do óleo diesel;
- complementa o programa de utilização de biomassa na matriz energética, gerando benefícios ambientais e de inclusão social;
- flexibiliza a composição da mistura (carga) a ser processada na Unidade de Hidrotratamento (HDT) e otimiza a utilização das frações de óleo diesel na refinaria;
- perspectiva de minimização de testes veiculares e laboratoriais, sendo o produto final o próprio diesel, já utilizado pela frota nacional;
- requisitos normais de manuseio e estocagem.

É importante ressaltar que o novo processo não compete com o de refino de petróleo para obtenção de óleo diesel, bem como com o programa de biodiesel. Na verdade, todas são iniciativas complementares no sentido de aumentar a oferta de óleo diesel no país.

4.2. Importações e exportações de derivados de petróleo

Ainda que o país produza o volume de petróleo consumido, é necessária a importação de certos tipos de óleos específicos de forma a que o refino possa melhor atender à demanda de derivados. No início da década passada, o Brasil importava, em grande parte, petróleo oriundo do Oriente Médio. No entanto, o volume importado de tal região reduziu-se significativamente nos últimos dez anos, sendo a Arábia Saudita o principal país fornecedor atualmente, dentre os do Oriente Médio. Os petróleos africanos, que em 1995 representavam cerca de 20% do total importado, em 2004 passaram a contribuir com 71% do total importado, com grande contribuição da Argélia e Nigéria. Da mesma forma que os petróleos do Oriente Médio, os petróleos africanos são, geralmente, mais leves que o petróleo brasileiro. Da América do Sul, o principal país fornecedor de petróleo é a Argentina, sendo que a sua participação caiu muito nos últimos anos (Figura 34).

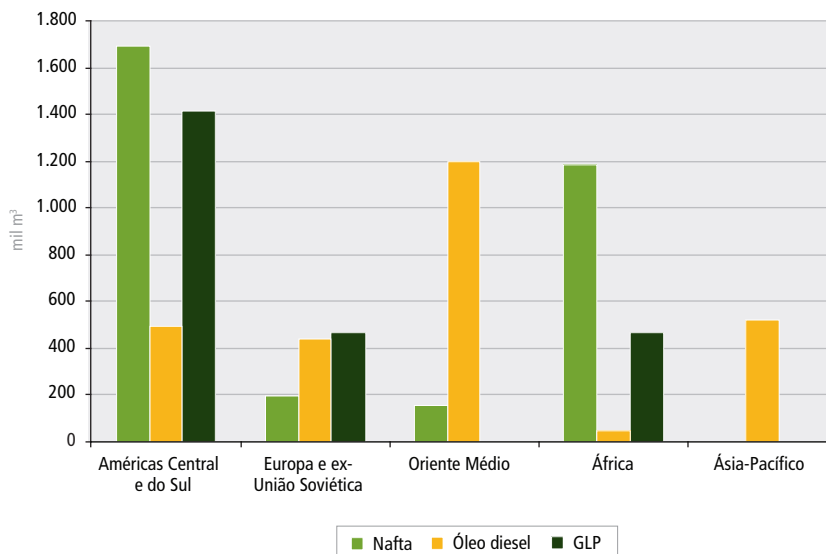
Figura 34 – Evolução da importação de petróleo no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

Óleo diesel, GLP e nafta são os três principais derivados importados pelo Brasil, representando 70% das importações de derivados em 2004. A maior parte (44%) do total de óleo diesel importado em 2004 (2695 mil m³) foi proveniente do Oriente Médio, especialmente da Arábia Saudita, e da Ásia (Índia). Nafta e GLP importados vieram da Argentina, principalmente, em 2004, conforme se verifica na Figura 35.

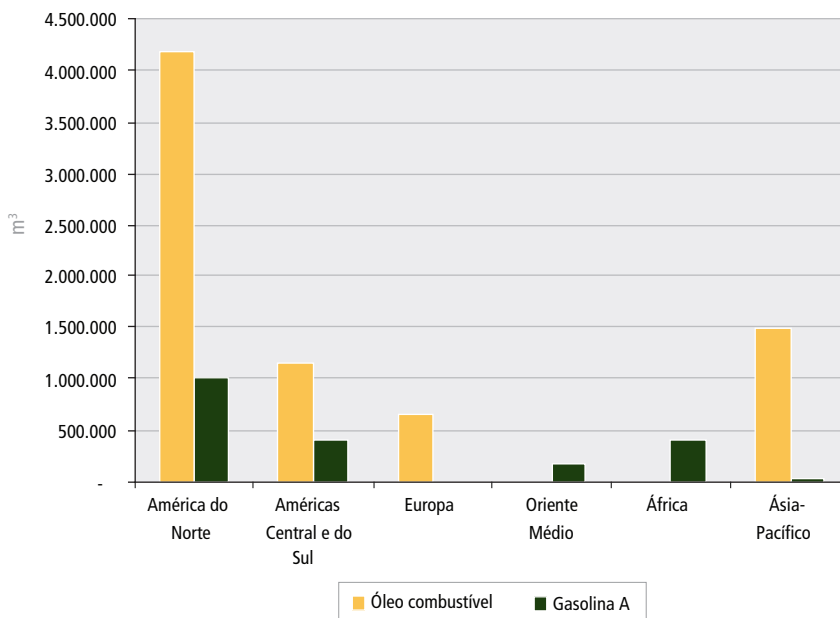
Figura 35 – Importação de derivados de petróleo no Brasil em 2004



Fonte: ANP, 2006.

As exportações de derivados estão centradas no óleo combustível, na gasolina e no *bunker* (óleo combustível marítimo). No ano de 2004, 48% da gasolina exportada pelo país destinou-se aos Estados Unidos, país fortemente consumidor deste derivado, e uma outra parcela significativa às Américas Central e do Sul e África. O óleo combustível comercializado destinou-se principalmente aos Estados Unidos e a Cingapura (vide Figura 36).

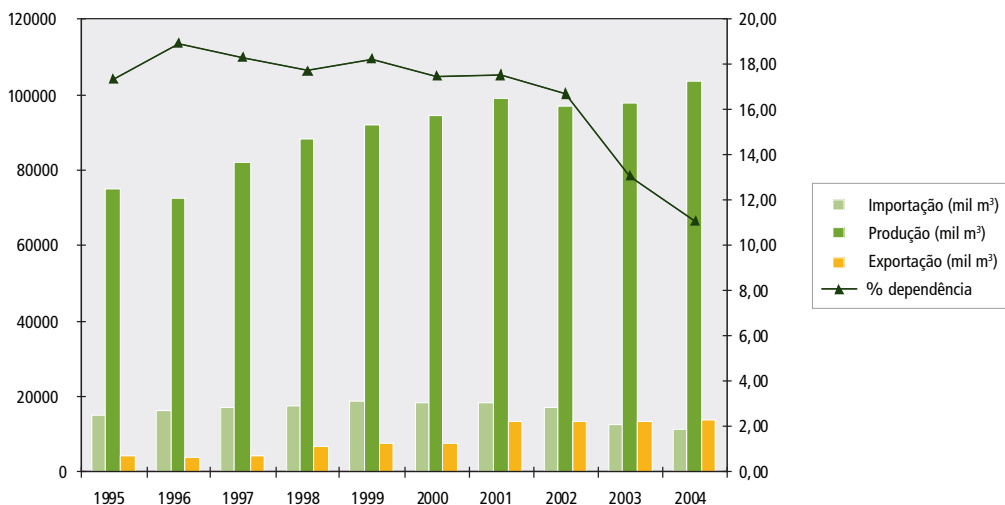
Figura 36 – Exportação de derivados de petróleo no Brasil em 2004



Fonte: ANP, 2006.

Calculando-se a dependência das importações como a relação percentual entre as importações e o consumo aparente de derivados de petróleo, verifica-se que a dependência vinha se mantendo aproximadamente constante (18%) na última década e começou a declinar a partir de 2003, chegando a 11% em 2004 (vide Figura 37).

Figura 37 – Evolução da produção, da exportação, da importação de derivados e do percentual de dependência de importações.



Fonte: ANP, 2006.

5. A logística de transporte e distribuição de derivados de petróleo no Brasil

■ 5.1. Aspectos gerais

Oleodutos e gasodutos existentes no Brasil totalizam uma rede de 10 mil quilômetros e, juntamente com os 500 tanques de armazenamento de petróleo e derivados e 80 esferas onde é armazenado o gás liquefeito de petróleo (GLP), formam uma complexa estrutura de logística.

Dos campos de produção, o petróleo é transportado, por oleodutos ou navios, para os terminais da Transpetro. De lá, segue por oleodutos até as refinarias. Após o refino, uma parcela dos derivados é novamente transportada pelos dutos até os terminais, para, em seguida, ser entregue às companhias distribuidoras que vão abastecer o mercado.

Os derivados são comumente transportados pelos modais rodoviário, ferroviário, dutoviário e aquaviário¹⁰, podendo-se fazer uso de uma combinação destes para alcançar o consumidor final do produto (Figura 38). Diversos fatores, tais como os custos de oportunidade, de estocagem e manuseio, taxas, seguros e deterioração dos produtos armazenados por um longo tempo influenciam o nível dos estoques, determinando que este seja o menor possível. Tais fatores, aliados à infra-estrutura necessária para a utilização de navios, determinam as diferenças existentes nas escalas de transporte. Para diversas regiões do Brasil, o sistema portuário existente, assim como a tancagem nos terminais aquaviários, permitem apenas a atracação de navios com uma menor capacidade.

O transporte rodoviário tende a apresentar maiores tarifas unitárias comparativamente às tarifas para o transporte ferroviário, dutoviário e, por último, aquaviário. Isso decorre, entre outros fatores, dos ganhos de escala e da extensão dos trechos transportados, que em geral são maiores para o transporte por modal aquaviário. No entanto, o modal de transporte predominante para distribuição de derivados é o rodoviário.

Um aspecto interessante que deve ser destacado é que no segmento de distribuição de derivados de petróleo no Brasil atuam diversas empresas (havia 275 distribuidoras de derivados de petróleo autorizadas pela ANP em abril de 2006), dentre as quais se destacam a Petrobras Distribuidora, Shell, Esso, Texaco, Repsol-YPF e Ipiranga. A BR distribuidora, subsidiária da Petrobras, é líder em *market-share* (Figura 39) de todos os produtos (gasolina, óleo diesel, combustíveis de aviação, combustíveis escuros e lubrificantes) e possui, hoje, mais de 7.200 postos de serviços, constituindo a maior e única rede de postos presente em todo o território nacional, além de mais de 10 mil grandes clientes entre indústrias, termoeletricas, companhias de aviação e frota de veículos leves e pesados (BR Distribuidora, 2006).

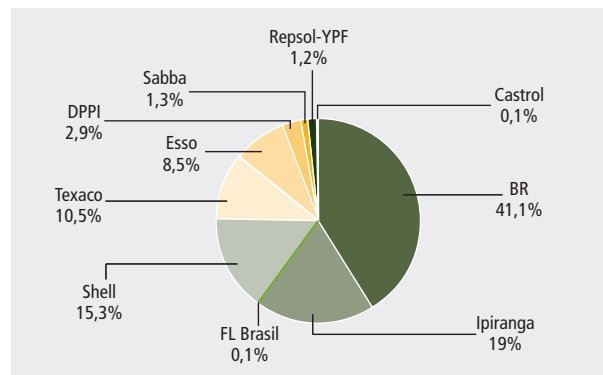
10 Pode ser dividido em marítimo de longo curso e cabotagem (nos mares e oceanos) e fluvial (nos rios e demais hidrovias interiores).

Figura 38 – Cadeia petrolífera *downstream* no Brasil



Fonte: SINDICOM, 2006.

Figura 39 – Market share das distribuidoras de derivados de petróleo no Brasil



Fonte: SINDICOM, 2006.

Constata-se que, dentre os setores de infra-estrutura, o setor de transportes, em particular, sofreu seguidos cortes nos recursos destinados a investimentos nos últimos anos, o que resultou, entre outras coisas, na significativa deterioração da malha rodoviária federal (DE BRITO, 2006). Tal situação se reverteu em 2005 e a análise dos gastos da função transporte em 2005 mostra que a grande maioria dos investimentos foi dirigida ao setor rodoviário. De um total de R\$ 2 bilhões pagos, cerca de 86% foram gastos em projetos de adequação e restauração da malha viária, ou seja, em estradas de rodagem. O restante dos pagamentos correspondeu a projetos em infra-estrutura de transporte ferroviário (10,3%), setor portuário (2,7%), transporte hidroviário (0,6%) e ações administrativas e de estudos e planejamento (0,4%). Deve-se, contudo, ressaltar que a concentração dos gastos públicos no modal rodoviário não indica uma distorção, dado que as rodovias são, em sua maioria, responsabilidade do poder público enquanto as ferrovias, por exemplo, encontram-se, em sua maioria, sob responsabilidade do setor privado. Ademais, somente o modal rodoviário responde pelo transporte de cerca de dois terços da carga nacional. No caso dos portos, em especial, recursos foram aplicados em obras de infra-estrutura portuária pela União via repasses às Companhias Docas (DE BRITO, 2006).

A maior obra realizada em 2005 foi a recuperação da infra-estrutura portuária do terminal salineiro de Areia Branca (RN), sendo este porto o maior destino de recursos (19% do total pago). Em seguida, vieram o porto de Santos, com 16,1% dos pagamentos, e os portos de Salvador e do Rio de Janeiro com, respectivamente, 15,5% e 15,2%.

O Ministério dos Transportes resgatou a necessidade de ações de planejamento e coordena o Plano Nacional de Logística e Transportes, em cooperação com o Ministério da Defesa. Trata-se, essencialmente, de um plano indicativo que permitirá visualizar o necessário desenvolvimento do setor dos transportes face às demandas futuras, associadas com a evolução da economia nacional e a sua inserção no mundo globalizado. Seu objetivo é formalizar e perenizar instrumentos de análise de logística, para dar suporte ao planejamento de intervenções públicas e privadas na infra-estrutura e na organização dos transportes, de modo que o setor possa contribuir para a consecução das metas econômicas, sociais e ecológicas do País, em horizontes de médio a longo prazo, rumo ao desenvolvimento sustentado (MT, 2006).

■ 5.2. Transporte marítimo

A Frota Nacional de Petroleiros - Fronape, foi criada em 1949 e iniciou suas atividades em 1950. Com a criação da Petrobras, tornou-se órgão operacional desta empresa, e assim permaneceu até ser absorvida pela Transpetro, em 1999. Maior armadora da América Latina, a Transpetro conta com uma frota de 51 navios petroleiros e contribui de maneira fundamental para garantir o escoamento da crescente produção brasileira de petróleo.

Toda a frota da Transpetro é fretada à Petrobras em contratos por tempo (TCP)¹¹. A *Fronape International Company* (FIC) é uma subsidiária da Transpetro que também atua no mercado de transporte marítimo. As operações cumprem programações logísticas estabelecidas pela Petrobras: alívio das plataformas de produção da Bacia de Campos e das áreas *offshore* de Guamaré (RN) e Aracaju para os terminais marítimos de Angra dos Reis (RJ), São Sebastião (SP), São Francisco do Sul (SC), Tramandaí (RS) e Madre de Deus; distribuição de derivados de petróleo em viagens de cabotagem ao longo da costa brasileira, principalmente para os terminais da Região Nordeste; importação de petróleo da Argentina e manutenção das rotas de exportação de Marlim e de óleo combustível para a Argentina, Caribe e Cingapura, bem como a de gasolina para a Nigéria; abastecimento das bases de distribuição ao longo da costa brasileira, em operações de navios de GLP a partir das refinarias da Petrobras e de importações da Argentina e do Chile, e transporte de propano. A Transpetro atualmente dá prioridade aos investimentos em novas unidades de transporte marítimo. Um passo decisivo nesse sentido foi a licitação para construção dos primeiros 26 navios de um total de 42 previstos no Programa de Modernização e Expansão da Frota (TRANSPETRO, 2006).

Os navios são utilizados no transporte de petróleo e derivados do exterior para os terminais marítimos brasileiros, e do Brasil para o exterior. Efetuam também o transporte desses produtos ao longo da costa brasileira. Em geral, refinarias requerem instalações portuárias para receber petróleo e escoar derivados para outras regiões ou países e, em locais com águas mais rasas, existe a necessidade de construção de instalações afastadas da costa para receber navios de petróleo e derivados. A Figura 40 apresenta os principais portos existentes no país

Os valores de frete são bastante flutuantes, variando de acordo com o tamanho e tipo do navio. A Tabela 9 apresenta as principais classes de navios existentes.

11 Atualmente são afretados navios em diversas modalidades. Entre outras, existem a modalidade TCP (Time Charter Party), em que o fretador coloca a embarcação armada e equipada para realizar viagens que forem indicadas pelo afretador e a modalidade VCP (Voyage Charter Party), em que o contrato de afretamento é realizado para uma determinada viagem.

Figura 41 – Portos existentes no Brasil



Fonte: MT, 2006.

Vale ressaltar que, no Brasil, apenas em um trecho do rio Solimões, entre os municípios de Coari e Manaus, no Estado do Amazonas, o transporte aquaviário de petróleo é realizado em hidrovias. Nesse trecho, devido às características da via fluvial utilizada, o transporte é realizado em navios petroleiros similares aos utilizados na cabotagem no país. O transporte fluvial é utilizado no Brasil principalmente para a distribuição dos derivados, sobretudo na região Norte. Um importante fator limitante é a própria via natural por onde o produto é transportado. Em alguns casos, como no rio Juruá, que abastece o município de Cruzeiro do Sul, no Estado do Acre, as balsas para combustíveis transportam apenas 100 toneladas de produto (RIBEIRO, 2003).

Tabela 9 – Classe e porte de navios

Classe de navio	Porte (TPB ¹)	Produto
Medium Range (MR)	27.500 a 49.999	Claros
Panamax	50.000 a 74.999	Escuros/Claros
Aframax	75.000 a 119.999	Escuros/Claros
Suezmax	120.000 a 199.000	Escuros
VLCC	200.000-319.000	Escuros
ULCC	Acima de 320.000	Escuros

Nota 1: TPB = tonelagem de porte bruto = quantidade total que o navio pode transportar, incluindo combustível para a sua movimentação.

Fonte: Apostilas da Petrobras.

5.3. Terminais e transporte dutoviário

Os terminais constituem um elo fundamental no segmento *dowstream* da cadeia do petróleo (Figura 41), sendo compostos por um conjunto de instalações utilizadas para o recebimento, expedição e armazenagem de produtos.

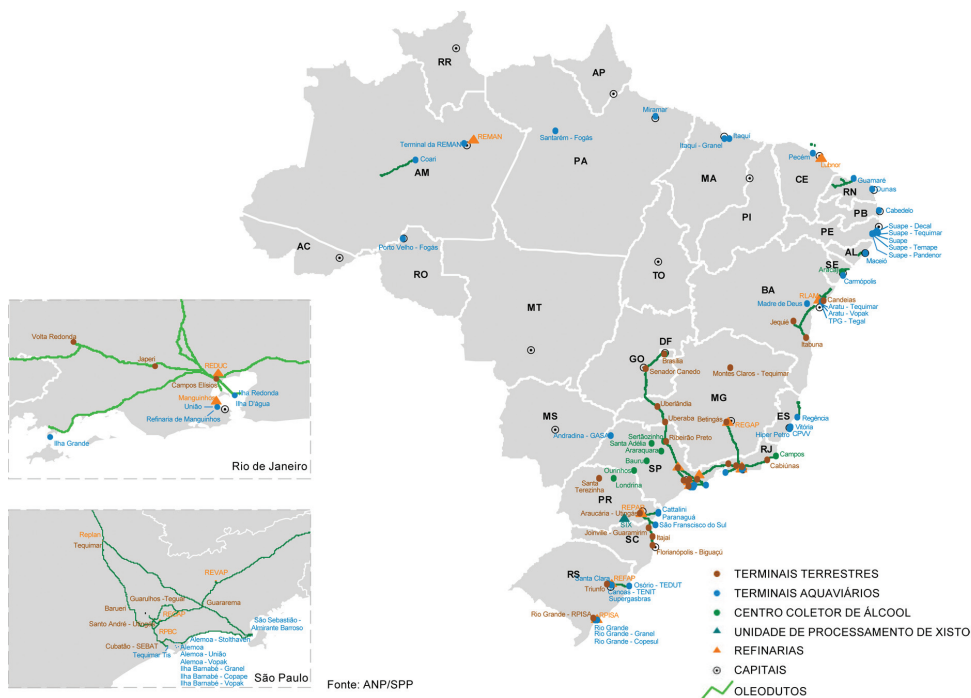
Para viabilizar a movimentação de petróleo, de seus derivados e de álcool etílico no território nacional, o Brasil dispõe, em 2006, de 78 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 9 centros coletores de álcool, 44 terminais aquaviários e 25 terminais terrestres. Esses terminais possuem uma capacidade nominal de armazenamento de 9,5 milhões m³. A capacidade nominal de armazenamento subdivide-se em 5,3 milhões m³ destinados ao petróleo, 4,8 milhões m³ para os derivados (exceto GLP) e o restante (0,3 milhão m³) reservado para o armazenamento exclusivo de GLP (ANP, 2006).

Os terminais aquaviários concentraram a maior parte da capacidade nominal de armazenamento nacional e o maior número de tanques autorizados: 65,9% e 71,3% do total, respectivamente.

Vale ressaltar que todas as refinarias também possuem parques de armazenamento (tancagem¹²) de petróleo e de derivados e sua capacidade de armazenamento varia em função de sua capacidade de processamento.

Com relação ao transporte pelo modal dutoviário, os principais dutos, em extensão e movimentação de produtos, interligam terminais localizados na costa brasileira às refinarias. O Brasil conta com uma infra-estrutura de refinarias e dutos concentrada basicamente na Região Sudeste e na parte litorânea (Figura 41).

Figura 41 – Infra-estrutura de dutos e terminais existentes no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

12 Existem diferentes tipos de tanques de armazenamento: cilíndricos horizontais (de superfície e enterrados), cilíndricos verticais (tetos fixos, flutuantes,...), cavernas cavadas em rochas, vasos de pressão (cilíndricos verticais e horizontais), esferas.

Com a flexibilização do monopólio a partir da Lei 9478/97, o uso de dutos e terminais passou a ser facultado a qualquer interessado, mediante remuneração adequada ao titular das instalações. Cabe ressaltar que os dutos são classificados em dois tipos (BIOLCHINI, 2001):

- Dutos de transporte: destinado à movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;
- Dutos de transferência: destinado à movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades.

Alguns dos preceitos básicos da regulamentação do livre acesso são:

- O transportador¹³ deve atender, de forma não discriminatória, terceiros interessados em capacidade disponível¹⁴ ou em capacidade contratada¹⁵ ociosa, inclusive de carregadores¹⁶ proprietários, nas instalações de transporte em que seja responsável pela operação;
- É obrigatória a formalização de contratos de para prestação de serviços de transporte dutoviário;
- O transportador não poderá comprar produtos, exceto para uso próprio ou para reposição a carregadores (perdas e contaminações), nem vender produtos, exceto no caso de falha de retirada pelos carregadores ou de produtos fora de especificação;
- Presumem-se discriminatórias as contratações, em um mesmo terminal, com um único carregador, que impliquem na utilização superior a 50% da capacidade de armazenagem deste terminal;
- Os titulares de terminais deverão permitir a conexão destes com outras instalações de propriedade de terceiros, respeitadas as normas de segurança e as condições operacionais adotadas pelos operadores.

A principal motivação para a criação do livre acesso aos dutos e terminais marítimos foi a abertura às importações de derivados de petróleo. No entanto, a infra-estrutura de transporte e armazenamento de petróleo e derivados pouco desenvolvida limita as condições de aplicação do princípio do livre-acesso.

13 Transportador é a empresa, distinta da pessoa jurídica de qualquer carregador, operadora das instalações de transporte.

14 Capacidade disponível consiste na diferença entre a capacidade máxima e a soma da preferência do proprietário com as capacidades contratadas, sob a forma firme, fora desta preferência.

15 Capacidade contratada é o máximo volume mensal de produtos que o transportador obriga-se a movimentar para um carregador.

16 Carregador é a empresa usuária dos serviços de transporte e proprietária dos produtos transportados.

6. Considerações finais

Na indústria de petróleo, a compensação dos elevados investimentos e riscos que caracterizam as atividades à montante da indústria (exploração e produção) torna necessária a integração das mesmas com as atividades à jusante (transporte, refino e distribuição), para garantir o escoamento, também contínuo e estável, de produtos finais. A integração vertical facilita o processamento, a continuidade e a estabilidade do fluxo produtivo da indústria e o ajustamento flexível às oscilações de curto prazo da demanda para diferentes produtos em diferentes mercados, evitando, assim, flutuações ininterruptas dos preços, que podem elevar os custos para produtores e consumidores (ALVEAL, 1996).

O refino de petróleo possui características técnicas peculiares que se refletem em atributos econômicos marcados pelas economias de escala e escopo. Por ser uma atividade integrada à produção de petróleo e distribuição de derivados, a escala ótima de refino em um determinado mercado depende diretamente das escalas destas duas outras atividades. Entretanto, existe espaço também para aqueles que pretendem atuar em nichos de mercado específicos, tais como mercados isolados ou de produtos intermediários que devam ser ainda ser processados em estágios subseqüentes em refinarias.

Para processar crus cada vez mais pesados, satisfazendo à demanda por derivados leves e com especificações cada vez mais severas, continuarão a ser desenvolvidos processos tecnológicos para o refino de petróleo. É preciso combiná-los eficientemente para atender ao mercado desejado.

Devido à constante mudança dos mercados e à legislação ambiental extremamente restritiva, os processos de refino vêm se tornando cada vez mais inovadores. Ao que tudo indica, esta tendência continuará face ao aumento do consumo de petróleo, à preponderância da oferta de crus mais pesados, à imposição de uma legislação mais severa, à concorrência imposta por energéticos substitutos aos derivados de petróleo e por outros processos produtivos, tais como a tecnologia GTL.

O desenvolvimento da tecnologia GTL depende de que os preços de petróleo permaneçam elevados (acima de US\$ 20-25/barril). Adicionalmente, tal tecnologia se mostra uma opção de diversificação produtiva em regiões onde existem reservas de gás natural. Considerando-se que existe um crescente interesse pela tecnologia GTL, especialmente nos países exportadores de GNL; que ocorrerão avanços tecnológicos; e que os governos tendem a diversificar as suas fontes produtoras de combustíveis face à crescente demanda por derivados médios (óleo diesel e querosene); ocorrerão certamente investimentos em tecnologia GTL, seja pela rota direta ou indireta. O total produzido mundialmente poderá chegar a 2,5 milhões de barris/dia até 2030 (MAISONNIER, 2005). A trajetória de crescimento desta tecnologia dependerá essencialmente da constatação da viabilidade técnica e econômica dos primeiros projetos industriais.

Nos parques de refino mais complexos do mundo (Estados Unidos e Europa), diante das incertezas associadas às margens de refino, ao preço do petróleo e ao próprio mercado futuro de derivados, existe uma relutância em expandir capacidade nominal de refino, mas não capacidade de tratamento e conversão. As movimentações estratégicas de empresas petrolíferas indicam, por exemplo, que as *majors* vêm priorizando investimentos nas atividades à montante, em detrimento de seus investimentos à jusante, cada vez mais voltados para a racionalização de ativos e para a consolidação de sua participação em mercados maduros (Estados Unidos e Europa).

Os mercados emergentes que têm se mostrado mais atraentes para os investimentos têm sido os países do Sudeste Asiático, especialmente China e Índia, cujo crescimento da demanda tem sido bastante elevado. No caso do Brasil, investimentos previstos para a produção de derivados de petróleo serão realizados pela Petrobras nas refinarias já existentes, empregando tecnologias conhecidas e em constante aperfeiçoamento ou tecnologias desenvolvidas pela própria empresa, como é o caso do processo de produção do H-Bio. Foi anunciada a parceria entre a PDVSA e a Petrobrás para a construção de uma nova refinaria em Pernambuco. Ambas aparentemente têm o mesmo objetivo estratégico de adicionar valor ao seu próprio petróleo, pouco valorizado internacionalmente, processando-o em refinarias próprias. Aliás, novas parcerias são também possíveis entre a Petrobras e outras empresas, especialmente aquelas que têm se mostrado voltadas para a internacionalização e crescimento na América Latina. As parcerias têm se disseminado internacionalmente não apenas na indústria petrolífera, pois facilitam a entrada de empresas em mercados pouco conhecidos, por meio da repartição dos riscos associados à atividade na qual pretendem investir.

Por fim, as decisões de investimento em refino de petróleo estão condicionadas não somente ao crescimento sustentado da demanda, mas às diretrizes governamentais que definem desde limites de emissões de poluentes e especificações de combustíveis a preços de derivados, mas também a condições locais de infra-estrutura, que permitem as operações de logística para acesso aos mercados. A rede dutoviária no Brasil está concentrada na região sudeste, a rede de transporte ferroviário é pouco desenvolvida e, apesar de existir o livre acesso a dutos de transporte e terminais, a prioridade das movimentações é dada à proprietária das instalações, o que não representa um atrativo para investimentos em capacidade de tancagem e de movimentação por dutos.

7. Referências bibliográficas

- ABADIE, E., Apostila do Curso **Refino de Petróleo – Processo de Refinação**. 05 a 09 de agosto. Instituto Brasileiro de Petróleo. 2002.
- ALMEIDA, E.L.F. **Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas**. Apostila Didática. Instituto de Economia. UFRJ. Rio de Janeiro. 2002.
- ANP, Anuário Estatístico 2005. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acesso em 10/05/2006.
- BAUDOUIN, P.C., 1997. "Marges et perspectives du raffinage". **Revue de l'Énergie**. n 487. Mai. pp 336-345.
- BENSAID, B., 2005. "Road transport fuels in Europe: the explosion of demand for diesel fuel". **Panorama 2005**. Institut Français du Pétrole. Disponível em <http://www.ifp.fr/IFP/en/informationcenter/ad05.htm>
- BIOLCHINI, LC., DE MELO, T.C.P., "Livre acesso a oleodutos e terminais: uma análise da região de São Paulo". In **Regulação em Petróleo e Gás Natural**. Editora Komedi. 2001.
- BP. **Statistical Review of World Energy 2004**. Maio. Disponível em [http://www.bp.com/Statistical Review of World Energy 2004](http://www.bp.com/StatisticalReviewofWorldEnergy2004).
- BR DISTRIBUIDORA, Disponível em <http://www.br.com.br>. Acesso em 19/05/2006.
- BRIA, M. **Os desafios tecnológicos do refino de petróleo no Brasil**. Apresentação na UNIFEI em 2004. Disponível em <http://www.prh16.unifei.edu.br/downloads.htm>. Acesso em 15/05/2006.
- CENTRE FOR GLOBAL ENERGY STUDIES, "Refining – what makes it tick". Global Oil Report. Vol 13. May-June. pp 34-46. 2002.
- CHADWICK, M., 1990. "Refinery Yield, Capacity and Output". **Demand, Prices and the Refining Industry: a Case Study of the European Oil Products Market**. Oxford Institute for EnergyStudies.
- CLÔ, A., 2000. **Oil Economics and Policy**. Bologna University. Kluwer Academic Publishers. European Secretariat for Scientific Publications – SEBS. Italy.
- DE BRITO, P, Investimentos da União em Transportes – uma Análise da Execução Orçamentária do Ministério dos Transportes em 2005. Nota Técnica 9. CNI. Março. 2006.
- DUNHAM, F.B., BOMTEMPO, J.V., ALMEIDA, E.L.F., BICALHO, R.G., 2003. "Processos de Produção de Combustíveis Sintéticos: Análise das Trajetórias Tecnológicas". In **2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**. 15 a 18 de junho.
- EIA. "Availability of gasoline Imports in the short to Mid Term: US perspective". In **NPRA Annual Meeting**. March. Texas. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/main2002.html>. 2002 a.
- EIA, "Refining Challenges: Changing Crude Oil Quality & Product Specifications". In **World Fuels Conference**. Setembro. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/main2002.html>. 2002b.
- EIA, "Challenging Times for Making Refinery Capacity Decisions". In NPRA Annual Meeting. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>. 2004.
- EIA. **International Energy Outlook**. Official Energy Statistics from the U.S. Government. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/international/reports.html#Annual>. 2006.
- EPA. Profile of the Petroleum Refining Industry. Office of Enforcement and Compliance Assurance. September. Disponível em <http://www.epa.gov/compliance/resources/publications/assistance/sectors/notebooks/petroleum.html>. 1995.
- FULTON, L., **Reducing Oil Consumption in Transport: Combining Three Approaches**. IEA/EET Working Paper. April. 2004.
- GIELEN, D., UNANDER, F., "Alternative fuels: an energy technology perspective". In IEA Workshop on Technology Issues for the Oil and Gas Sector. Paris. 13-14 January. 2005.
- GUARIGUATA, G., 1998. **Bottom-of-Barrel Conversion: Heavy Oil's Path to Market**. UNITAR Centre for Heavy Crude and Tar Sands. Disponível em <http://www.oildrop.org>.
- HORSNELL, P., **Oil in Asia – Markets, Trading, Refining and Deregulation**. Oxford University Press. Oxford. 1997.

- HYDROCARBON ENGINEERING, "Refining: restructuring for profit". January. pp 20-23. 2000.
- MAPLES, R., **Petroleum Refinery Process Economics**. Penn Well Corporation. USA. 2000.
- MARTINS, C., **Introdução da Concorrência e Barreiras à Entrada na Atividade de Refino de petróleo no Brasil**. Tese de Mestrado. Instituto de Economia. UFRJ. Rio de Janeiro. 2002.
- MASSERON J., **Petroleum Economics**. Editions Technip. 4th edition. Paris. 1990.
- MME. Balanço Energético Nacional. 2005.
- NUNES, L.S, A Dinâmica dos Preços Internacionais do Petróleo. Monografia de Bacharelado. Instituto de Economia/UFRJ. Rio de Janeiro. 2000.
- OIL AND GAS JOURNAL, 1998. "Petrochem complex shields refining profits". August 3. pp 62-64.
- PETROBRAS, "Quem te viu, quem te vê". **Revista Petrobras**. nº 109. Novembro. 2005.
- PETROBRAS, Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro. Apresentação do Diretor de Abastecimento, Paulo Roberto da Costa. 28/03/2006. Disponível em http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/ApresentacoesEventos/Apresentacoes/Apresentacoes.asp. 2006.
- PINELLI, M.S., PERTUSIER, R.R.,. "Tendências de investimento e perspectivas para o refino mundial". In **Rio Oil and Gas Conference** . 4 a 7 de outubro. Rio de Janeiro. 2004.
- RAHMIN, I.I., 2005. "Stranded gas, diesel needs push GTL work". **Oil and Gas Journal**. March 14. pp 18-26.
- REGAUSKAS, A.J., WILLIAMS, C.K., DAVISON, B.H., BRITOVSEK, J., CAIRNEY, J., ECKERT, C.A., FREDERICK JR, W.J., HALLETT, J.P., LEAK, D.J., LIOTTA, C.L., MIELENZ, J.R., MURPHY, R., TEMPLER, R., TCHAPLINSKY, T., "The path forward for biofuels and biomaterials". **Science**. Vol 311. 27 January. pp 484-489. 2006
- RIBEIRO, L.B., **O Transporte de Petróleo e Derivados como um dos Fatores de Decisão para a Localização de Refinarias**. Monografia. MBP/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2003.
- RICHARDS, G. 1999. "SE Asia's refining surplus typifies bad choices in decisions to add capacity". **Oil and Gas Journal**. March 15. pp 17-20.
- RUDIN, M., 2004. "Russian refiners slowly building new units, upgrading refined product quality". **Oil and Gas Journal**. August 2. pp 40-47.
- SINDICOM. **Estatísticas das Associadas**. Disponível em <http://www.sindicom.com.br/>. 2006
- STELL, J. 2003. "Worldwide construction update". **Oil and Gas Journal**. November.
- SZKLO, A.S., **Fundamentos do Refino do Petróleo**. Editora Interciência. 2005.
- TAVARES, M.E.E., **Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas – uma Análise Cross-Section**. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ.
- TOLMASQUIM, M.T., SCHAEFFER, R., SZKLO, A., TAVARES, M.E.E., **Liberação da Importação de Derivados no Brasil**. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2000.
- TRANSPETRO, Transporte Marítimo. Disponível em <http://www.transpetro.com.br>. 2006.
- WILLIAMS B., 2003. "Refiner's future survival hinges on adapting to changing feedstocks, product specs". **Oil and Gas Journal**. August 11. pp 13-18.
- WISDOM, L.I., PEER, E.D., BONNIFAY, P., 1997. "H-Oil versus Coking for the turn of the century". **Upgrading Heavy Ends with IFP**. pp 31-39.

ANEXO

Esquemas de refino de petróleo

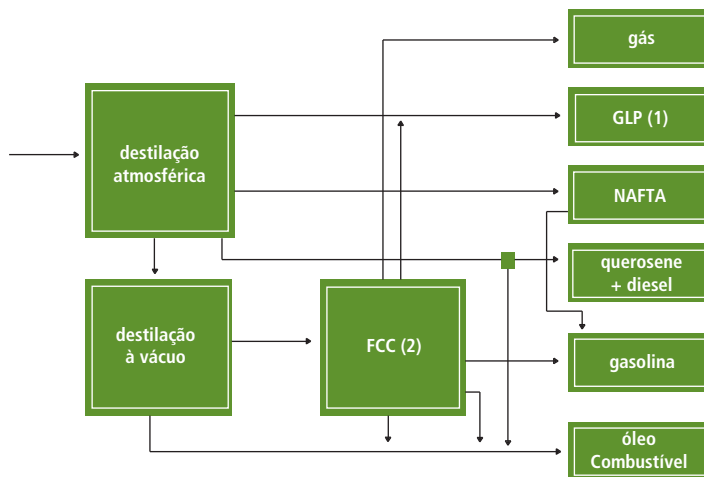
Esquema de Produção nível 1



(1) GLP = Gás Liquefeito de Petróleo

Fonte: ANP, 2006.

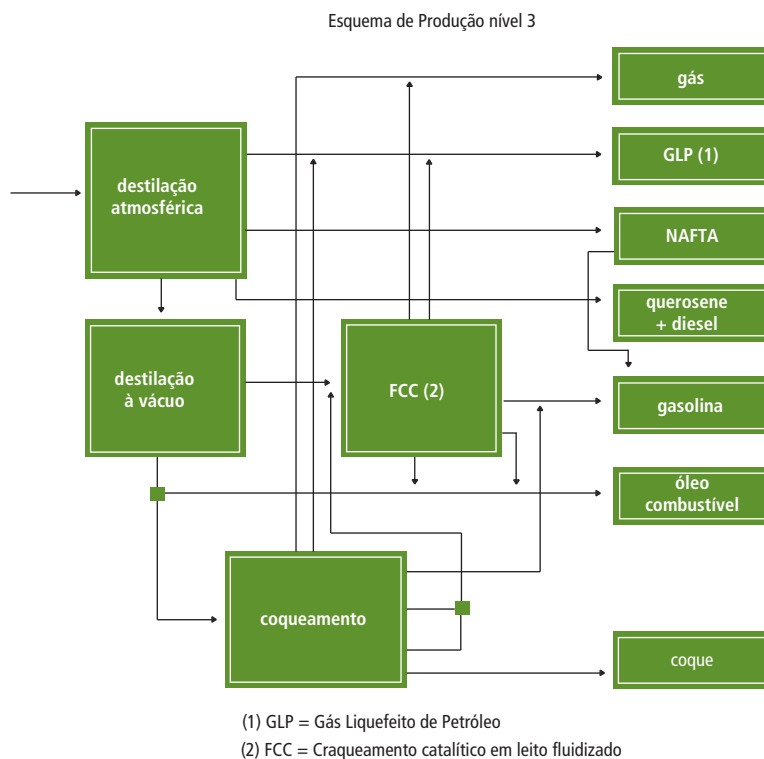
Esquema de Produção nível 2



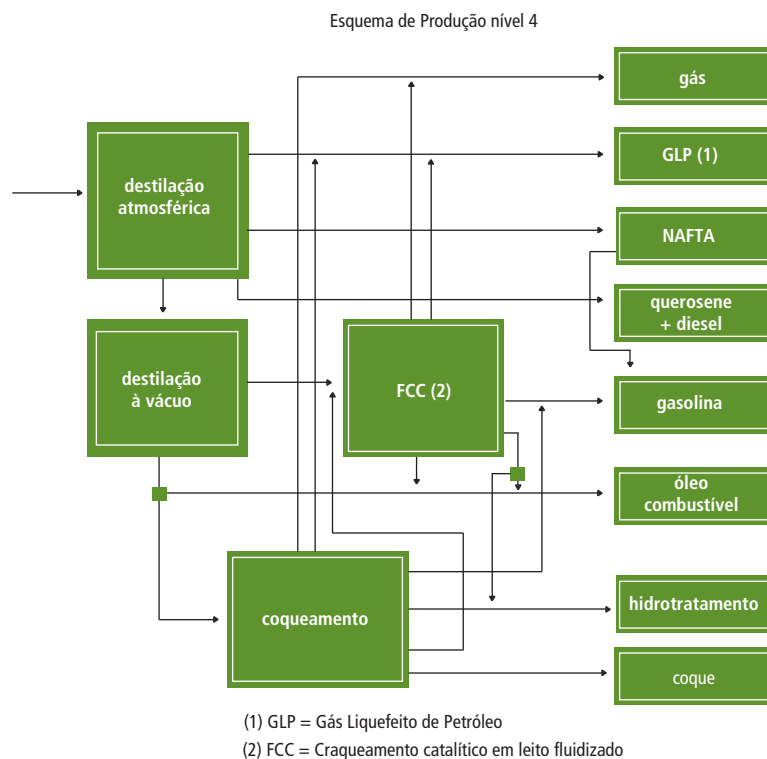
(1) GLP = Gás liquefeito de Petróleo

(2) FCC = Craqueamento catalítico em leito fluidizado

Fonte: ANP, 2006.



Fonte: ANP, 2006.



Fonte: ANP, 2006.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Amaro Olimpio Pereira Junior
Marina Elisabete Espinho Tavares

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DOS DERIVADOS DE PETRÓLEO – CARACTERIZAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

SUMÁRIO

1. Introdução	115
2. Componentes básicos de usinas térmicas a derivados de petróleo	122
2.1. Aspectos gerais.....	122
2.2. Térmicas a óleo diesel.....	124
2.3. Térmicas a óleo combustível	126
3. Caracterização operacional	128
4. Custos.....	130
4.1. Custos de investimentos.....	130
4.2. Combustível	131
4.3. Custos de operação e manutenção	134
4.4. Custos de transmissão.....	134
4.5. Impostos	134
5. Avaliação econômica	135
5.1. Base de cálculo	135
5.2. Resultados	136
6. Considerações finais	139
7. Referências bibliográficas.....	140

1. Introdução

De acordo com a literatura, o petróleo é usado diretamente na queima termelétrica apenas no Japão¹ (IEA, 1997). Os derivados de petróleo mais largamente usados na geração de energia elétrica são o óleo diesel e o óleo combustível.

Por óleo diesel entende-se um derivado de petróleo de faixa de destilação comumente entre 150 e 380°C. Este derivado apresenta um conjunto de propriedades que permite a sua utilização em máquinas movidas a motores que funcionam segundo o ciclo diesel. As máquinas diesel podem ser usadas para movimentar embarcações marítimas, automóveis, tratores e unidades geradoras de energia. Há uma tendência mundial de utilização crescente desses motores na indústria automotiva devido ao seu maior rendimento (aproximadamente 45%) e, no caso específico do Brasil, como há um desequilíbrio no perfil de consumo de derivados face à predominância de transporte rodoviário, existe um elevado consumo de óleo diesel no setor de transportes (FARAH, 2004).

O óleo combustível industrial é composto basicamente por uma mistura de óleos residuais, classificados no Brasil de acordo com a viscosidade, variando entre os tipos 1 e 2. Estes óleos também são diferenciados pelo teor de enxofre, como do tipo A e B e pelo ponto de fluidez, também entre A e B (vide Tabela 1) (FARAH, 2004).

Tabela 1 – Especificações de óleos combustíveis industriais no Brasil

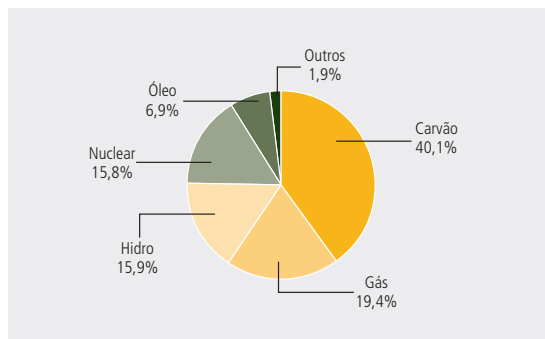
	A1	A2	B1	B2
Teor máximo de enxofre (% massa)	2,5	2,5	1,0	1,0
Viscosidade cinemática a 60°C (cSt)	620	960	620	960

Fonte: FARAH, 2004.

A participação de derivados de petróleo na geração de energia elétrica no mundo é pouco significativa, situando-se em torno de 8% do total (Figura 1). Nos Estados Unidos, por exemplo, observa-se que a contribuição dos derivados de petróleo para a geração de energia elétrica é insignificante principalmente se comparada à do carvão (Figura 2).

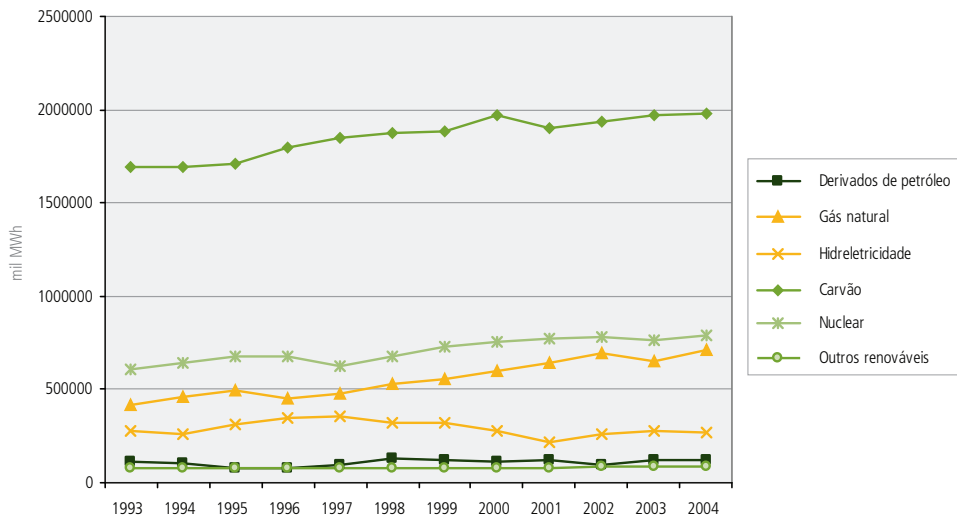
1 Dois fatores contribuíram para que o Japão usasse petróleo na queima para geração de eletricidade: os elevados preços de óleo combustível e a disponibilidade de petróleos com baixo teor de enxofre da região.

Figura 1 – Participação de fontes primárias na geração de energia elétrica no mundo



Fonte: WCI, 2003.

Figura 2 – Evolução do consumo de energia elétrica nos EUA

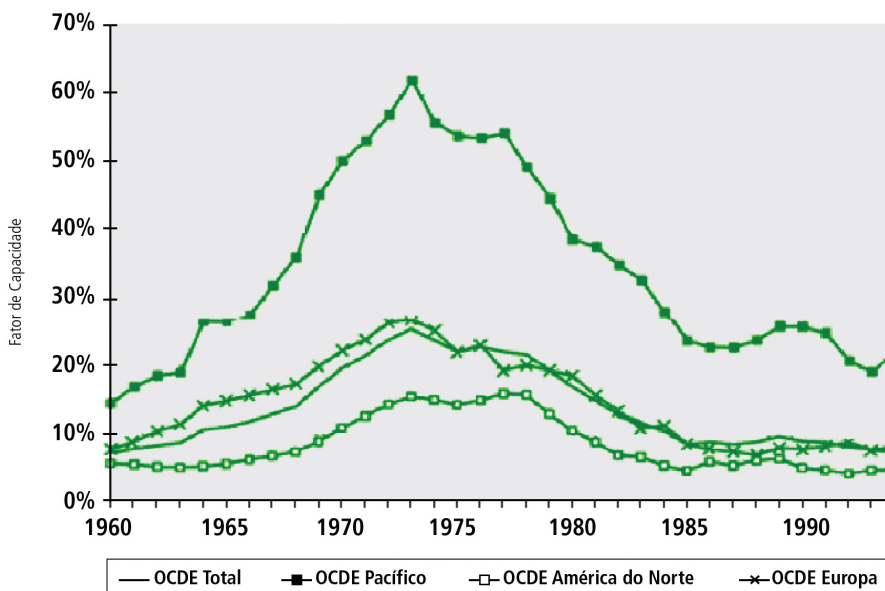


Fonte: EIA, 2006.

Nos países da OCDE², a participação de derivados de petróleo na geração de energia elétrica caiu de 25% em 1974 para menos que 9% na década de 90 (Figura 3). O papel dos derivados de petróleo na geração de energia elétrica nos países da OCDE é o de (IEA, 1997):

- Atender à demanda de pico;
- Oferecer flexibilidade e permitir o atendimento da demanda em situações de interrupção de fornecimento de energia gerada a partir de outras fontes;
- Oferecer flexibilidade no planejamento quando a entrada em operação de plantas planejadas se atrasa;
- Fornecer energia para sistemas isolados ou áreas remotas.

Figura 3 – Evolução da participação dos derivados de petróleo na geração de eletricidade dos países da OCDE



Fonte: IEA, 1997.

Em geral, observa-se que os países onde a participação de derivados de petróleo na geração de energia é elevada não dispõem de muitas opções econômicas para a geração de eletricidade. México, Itália, Portugal e Japão geram mais de 25% de toda a energia elétrica produzida a partir de derivados de petróleo. Itália, Portugal e Japão não possuem muito potencial de substituição de fontes de geração de energia elétrica. Em média, tem ocorrido redução da geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo. A queda é mais significativa em alguns países, tais como Estados Unidos, Japão, Reino Unido e Alemanha, em outros, a geração tem se mantido constante (Grécia, Portugal e Turquia) ou até mesmo aumentado, como é o caso da Itália e México (IEA, 1997).

2 Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Tcheca, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Japão, Coreia, Luxemburgo, México, Holanda, Nova Zelândia, Noruega, Polônia, Portugal, República Eslovaca, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Reino Unido, Estados Unidos.

Um outro aspecto a ser destacado é que a auto-produção a partir de derivados de petróleo vem crescendo sistematicamente nos países da OCDE.

A emissão de poluentes na atmosfera é, sem dúvida, o principal impacto ambiental da geração de eletricidade a partir dos derivados do petróleo. Essa emissão de gases intensifica o efeito estufa, responsável pelo aquecimento global que provoca o derretimento das geleiras, a elevação do nível do mar e aumento de fenômenos naturais que causam grandes destruições, como os furacões. Os gases mais impactantes são o CO₂ (dióxido de carbono), o CH₄ (metano) e o N₂O (óxido nitroso). Existem, ainda, emissões de SO₂ (óxido de enxofre) e material particulado, que causam danos de outra natureza. O primeiro é o principal responsável pela chuva ácida. O segundo, que é constituído de pós e cinzas em suspensão, provoca alterações na biodiversidade local e diversos males à saúde humana.

Em razão dos problemas ambientais, existe uma pressão crescente para a queima de combustíveis com baixos teores de enxofre³ e para a implantação de sistemas de dessulfurização de gases em usinas de geração de eletricidade. Nos países onde se concentram 90% da capacidade de geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo (Japão, Estados Unidos, Itália, Reino Unido, França, Espanha, Canadá e Alemanha), as usinas não estão equipadas com sistemas de dessulfuração de gases, com exceção daquelas situadas no Japão que empregam orimulsão⁴ como combustível.

A Agência Internacional de Energia previa, em 1997, a queda na participação de derivados de petróleo na geração de eletricidade no mundo devido ao elevado custo marginal de geração nas usinas existentes e ao elevado custo de geração em usinas novas. Os custos de capital de usinas dotadas de equipamentos de dessulfurização são elevados, os custos de derivados de petróleo são geralmente mais elevados que os de outros energéticos e a eficiência das usinas é inferior à daquelas que funcionam em ciclo combinado (IEA, 1997). Pouquíssimas usinas que operam exclusivamente com derivados de petróleo estão planejadas para entrar em operação em países da OCDE, em razão do crescimento da participação do gás natural na geração de energia elétrica nesses países. Assim, o potencial de crescimento da geração a partir das usinas existentes é elevado em razão apenas do baixo fator de utilização das mesmas atualmente.

Segundo projeções do Departamento de Energia norte-americano, a participação de derivados de petróleo na geração de eletricidade no mundo pouco deve se alterar até 2025. Tal participação foi de 8% em 2002 e deverá declinar para 7% em 2025, pois os derivados de petróleo têm mais valor quando usados no setor de transportes ou em usinas de geração distribuída (EIA, 2006). A única região onde deverá ocorrer aumento significativo da capacidade de geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo é o Oriente Médio, onde deverão ser construídas novas plantas⁵.

3 O uso de óleo combustível com baixo teor de enxofre é bastante difundido no Japão e nos Estados Unidos. A média do teor de enxofre do óleo combustível usado no Japão foi de 0,8%, e nos Estados Unidos foi de 1,2%, entre 1987 e 1994.

4 Orimulsão é o nome comercial de uma emulsão constituída de 70% de betume, 30% de água e menos de 0,5% de surfactantes, comercializada para a geração de eletricidade, pela Bitor, subsidiária da PDVSA. Tal combustível possui propriedades semelhantes às do óleo combustível pesado e apresenta elevados teores de enxofre e de metais. Plantas que geram eletricidade a partir de carvão e óleo combustível podem ser adaptadas para a queima de orimulsão. Tais adaptações incluem equipamentos de dessulfuração e de remoção de cinzas (IEA, 1997).

5 O uso de derivados de petróleo para geração de eletricidade no Oriente Médio deve aumentar de 2.100 trilhões de Btu em 2002 para 4.100 trilhões de Btu em 2025.

Recentemente, houve um crescimento na geração de eletricidade a partir de derivados de petróleo na China, porque o pico de demanda vem ultrapassando a capacidade de geração instalada e o setor industrial desse país vem usando geradores a diesel para superar situações de escassez de energia. Tal situação deve continuar no curto prazo, pelo menos até que novas usinas hidrelétricas e nucleares, assim como as térmicas a gás natural e a carvão entrem em operação.

A participação das térmicas a óleo combustível e a diesel na matriz elétrica brasileira é relativamente pequena. Seu uso é caracterizado pelo atendimento da demanda de ponta (principalmente no caso das térmicas a óleo combustível) e pelo atendimento da demanda dos sistemas isolados (térmicas a óleo diesel, principalmente).

As usinas que geram energia elétrica a partir de derivados de petróleo no Brasil são localizadas principalmente na região Sudeste e na região Norte, conforme se observa na Tabela 2 e na Figura 4. Na região Sudeste tais usinas são importantes para garantir a complementaridade térmica do sistema interligado nacional e, no Norte, elas atendem à demanda de sistemas isolados.

Considerando as usinas em construção e as que possuem outorga para a construção (Tabela 2) se verifica que há pouca expansão prevista das termelétricas que geram energia elétrica a partir de derivados de petróleo no Brasil. Este quadro, entretanto, pode se reverter em um cenário de escassez de gás natural, visto que há vários projetos sendo desenvolvidos com tecnologia bicombustível, ou seja, usinas que podem produzir eletricidade com gás natural, óleo diesel ou mesmo, biomassa. A Figura 5 indica o decréscimo de participação de óleo combustível e de óleo diesel na capacidade de geração termelétrica no horizonte decenal.

Tabela 2 – Capacidade instalada de usinas térmicas a partir de derivados de petróleo no Brasil

Capacidade instalada (kW) - Região Sudeste/C.Oeste							
Tipo	Em Operação		Em Construção		Em Outorga		
	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	
Petróleo	Óleo Diesel	152	609.663	-	-	5	6.400
	Óleo Combustível	10	743.418	-	-	1	85.380
	Total Petróleo	162	1.353.081	-	-	6	91.780

Capacidade instalada (kW) - Região Sul							
Tipo	Em Operação		Em Construção		Em Outorga		
	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	
Petróleo	Óleo Diesel	5	4.764	-	-	-	-
	Óleo Combustível	1	74.720	-	-	-	-
	Total Petróleo	6	79.484	-	-	-	-

Capacidade instalada (kW) - Região Nordeste							
Tipo	Em Operação		Em Construção		Em Outorga		
	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	
Petróleo	Óleo Diesel	44	852.660	-	-	5	9.162
	Óleo Combustível	-	-	-	-	-	-
	Total Petróleo	44	852.660	-	-	5	9.162

Capacidade instalada (kW) - Região Norte							
Tipo	Em Operação		Em Construção		Em Outorga		
	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	Nº	Capacidade	
Petróleo	Óleo Diesel	292	1.981.900	-	-	5	85.380
	Óleo Combustível	7	398.952	1	27.840	1	6.400
	Total Petróleo	299	2.380.852	1	27.840	6	91.780
Total	511	4.666.077	2	27.840	17	199.722	

Fonte: ANEEL, 2006.

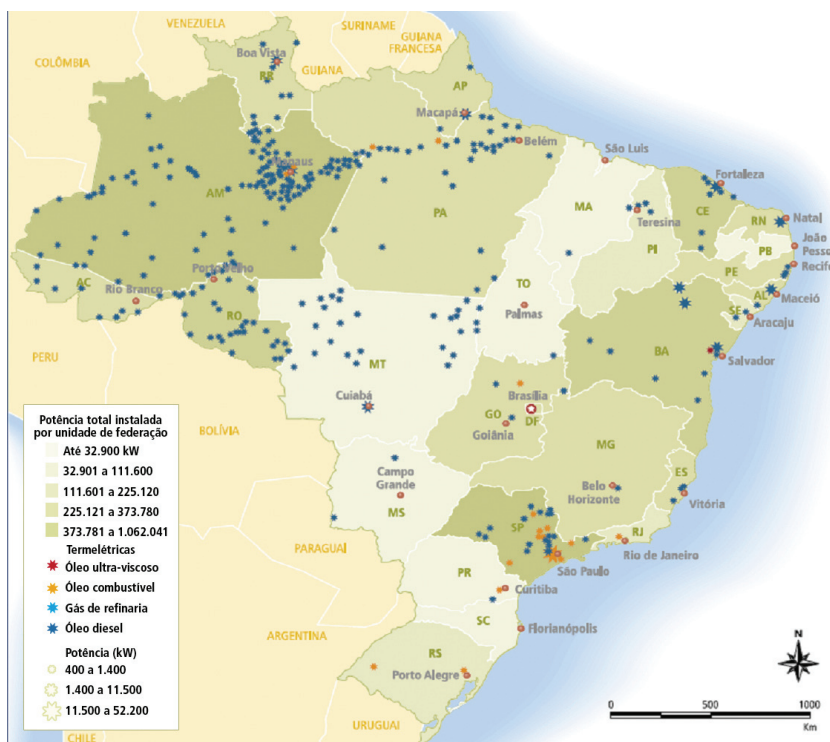
A Tabela 3 apresenta a potência instalada e a eficiência (calculada a partir do consumo específico informado pela Eletrobrás no Plano Nacional de Combustíveis, 2004) de algumas das usinas térmicas a óleo combustível integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, que somam 465 MW.

Tabela 3 – Potência instalada de térmicas a óleo combustível integrantes do SIN

Usina	Potência	Consumo Específico	Eficiência
	(MW)	ton/MWh	(%)
Santa Cruz*	164	0,280	32,0
Igarapé	131	0,262	34,0
Alegrete	66	0,340	26,5
Daia	44	-	-
Carioba	36	0,414	21,5
Nutepa	24	0,530	16,8

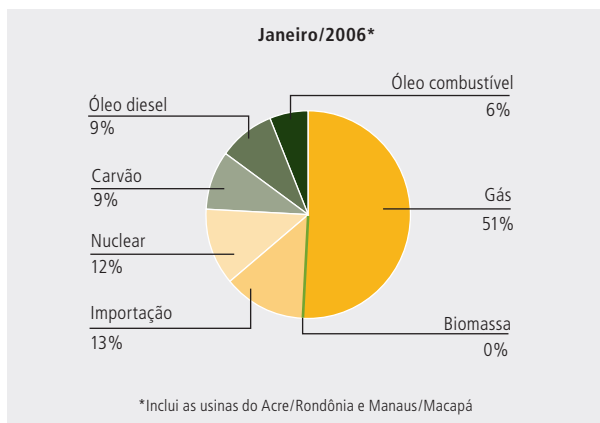
(*) em processo de conversão para gás natural
 Fonte: ELETROBRÁS, 2004

Figura 4 – Localização das usinas termelétricas (derivados de petróleo) em operação no Brasil



Fonte: ANEEL, 2006.

Figura 5 – Participação das diversas fontes termelétricas (% de capacidade instalada)



Fonte: MME, 2006.

2. Componentes básicos de usinas térmicas a derivados de petróleo

■ 2.1. Aspectos Gerais

As termelétricas a diesel no Brasil são predominantemente formadas por pequenos grupos geradores que atendem à demanda de sistemas isolados, principalmente na região Norte. Já as termelétricas a óleo combustível atendem principalmente à demanda de ponta, sobretudo na região Sudeste, e o seu princípio de funcionamento se baseia no ciclo Rankine.

Os motores de combustão interna - MCI são máquinas térmicas nas quais a energia química do combustível se transforma em trabalho mecânico, sendo que o fluido de trabalho consiste nos produtos da combustão da mistura ar-combustível. A câmara de combustão e próprio processo de combustão estão integrados ao funcionamento do motor.

Devido à sua simplicidade, robustez e alta relação potência/peso, os MCI representam a tecnologia mais difundida dentre as máquinas térmicas. São empregados como elementos de propulsão (automobilística, naval e aeronáutica); para geração de eletricidade contínua, de *back-up* ou de carga de pico; e para acionamento de bombas, compressores ou qualquer tipo de carga estacionária. No que diz respeito à geração de energia elétrica, os motores diesel e a gás são competitivos, especialmente devido à sua alta eficiência térmica. Tais máquinas são apropriadas para as condições de partida e parada rápidas e necessitam de curto período de tempo para sua montagem.

Existem MCI do tipo rotativo (a grande maioria das turbinas a gás) e do tipo alternativo (a pistão), sendo estes últimos subdivididos em motores de ignição por centelha, ou Otto, e de ignição por compressão, ou Diesel. Os principais tipos de motores empregados na geração de eletricidade subdividem-se em (LORA, 2004):

- Motores diesel;
- Motores de ignição por centelha, tradicionais ou a gás;

- Motores duplo-combustível; e
- Motores gás-diesel.

Atualmente a utilização dos motores alternativos em unidades de geração tende a apresentar uma construção modulada (Figura 6), que oferece as seguintes vantagens:

- Instalação e partida rápidas;
- Flexibilidade para um aumento gradual da capacidade instalada, evitando-se elevados investimentos iniciais;
- Ocupação de reduzido espaço físico;
- Uso de diferentes combustíveis, considerando que o desempenho varia bastante de acordo com o combustível escolhido.

Figura 6 – Instalação com múltiplos motores para geração de energia elétrica



Fonte: Wartsila, 2006.

Os óxidos de nitrogênio e particulados são os componentes com maior concentração nos gases de exaustão dos motores diesel ou óleo combustível. Nestes, emissões de CO e hidrocarbonetos são usualmente desconsideradas, enquanto as de óxidos de enxofre dependem da fração de enxofre existente no combustível.

Verifica-se o crescimento da preocupação com relação às emissões de CO₂ e de outros gases considerados gases de efeito estufa que contribuem ao aquecimento global. Os MCI, no entanto, apresentam emissões específicas relativamente baixas deste poluente e o crescente uso da cogeração oferece grandes vantagens na minimização destas emissões.

Atualmente, as altas eficiências alcançadas na combustão e a instalação de equipamentos auxiliares têm levado a minimizar consideravelmente as emissões de poluentes nas centrais geradoras. O tratamento de gases de exaustão inclui tecnologias e equipamentos como os conversores catalíticos (NO_x), filtros e precipitadores eletrostáticos (particulados), lavadores de gases ou *scrubbers* (particulados e SO_x), encarregados de controlar as emissões nos gases de exaustão. A contrapressão produzida por estes sistemas pode afetar o

rendimento do turbo-compressor, principalmente durante a operação com baixas cargas.

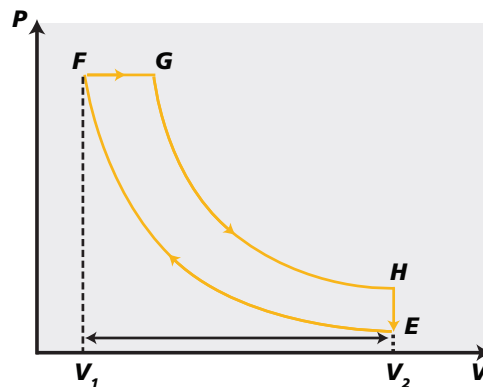
Vale a pena ressaltar que as turbinas a gás podem operar usando diferentes tipos de combustíveis, incluindo óleo combustível e óleo diesel. Mas, para isso, o combustível deve estar livre de contaminantes, o que o torna mais caro. Em geral, as turbinas a gás operam em ciclo aberto e utilizam ar como fluido de trabalho. O desempenho das usinas a gás que operam em ciclos simples é prejudicado pela grande quantidade de energia que é perdida nos gases de exaustão e o caminho óbvio para a recuperação dessa energia é o ciclo combinado⁶ (XAVIER, 2004).

Novos desenvolvimentos em tecnologias de geração termelétrica em pequena escala, considerando desde motores alternativos até células combustíveis, têm aumentado a credibilidade das centrais de geração distribuída⁷ como uma alternativa de suprimento de energia elétrica, permitindo a geração no ponto de consumo final ou próximo deste.

■ 2.2. Térmicas a óleo diesel

Em linhas gerais, os grupos geradores a diesel são motores a combustão interna (ciclo Diesel), onde o ar é aspirado no cilindro durante a admissão e é comprimido adiabaticamente no período de compressão a uma temperatura suficientemente alta, de tal maneira que o combustível injetado no final do período queime sem a necessidade de centelha para ignição. Na primeira parte do tempo de combustão, o motor prossegue a uma pressão constante. No tempo restante, ocorre no motor uma expansão adiabática e em seguida o período de descarga que completa o ciclo (XAVIER, 2004). No ciclo diesel, a combustão é mais lenta que no motor a gasolina e o trabalho motor é realizado em duas etapas: na transformação FG (isobárica) e na transformação GH (adiabática). A taxa de compressão varia de 15 a 20 (Figura 7).

Figura 7 – Diagrama de ciclo diesel



6 O ciclo combinado resulta da combinação do ciclo Brayton com o ciclo Rankine. No ciclo combinado, a recuperação de energia dos gases de exaustão das turbinas a gás é feita em uma caldeira, chamada caldeira de recuperação de vapor, através de geração de vapor, que expande em turbinas a vapor produzindo energia adicional e, eventualmente, vapor de processo (XAVIER, 2004).

7 A geração distribuída pode ser definida como a geração de potência elétrica por meio de pequenas unidades, tipicamente com menos de 25MW, estrategicamente localizadas perto dos consumidores e centros de carga. A geração distribuída inclui geração apenas de eletricidade para lugares remotos, onde os custos das linhas de distribuição são muito elevados.

Os motores diesel também podem queimar misturas de combustíveis como diesel-gás, diesel-álcool, diesel-óleo combustível (de baixa viscosidade), desde que mantenham um número de cetano⁸ ideal para a operação do motor ou que o motor seja projetado para isso.

Em várias unidades existentes no mercado, o motor duplo combustível apresenta uma necessidade mínima de aproximadamente 3% de combustível líquido, o qual pode ser diesel ou óleo pesado. Em tecnologias mais avançadas, esse valor 1%. Deve haver controle no sistema de injeção de gás e do combustível líquido de acordo com a seleção do modo de operação, e o motor deve ser protegido contra falhas no sistema de fornecimento de gás. O modo de operação é escolhido pelo toque de um botão, sem interrupção do funcionamento ou variação na carga. O modo de operação é escolhido pelo toque de um botão, ou seja, o motor é automaticamente transferido do modo gás para combustível líquido sem interrupção do funcionamento, alteração perceptível de frequência ou variação na carga. (LORA, 2004).

O biodiesel pode ser empregado em motores diesel como um combustível alternativo, considerando as diferenças no desempenho do motor e na quantidade de emissões geradas, devido às diferenças no poder calorífico, na viscosidade e na densidade entre os dois combustíveis (ALMEIDA *et al*, 2002).

É ampla a faixa de aplicação dos grupos motogeradores, encontrando-se centrais geradoras com capacidade de poucos kW até aquelas com mais de 350MW de potência, com aplicações em geração isolada e interligada, propulsão e iluminação de navios, unidades de emergência, etc. Na Tabela 4 são apresentados dados de fabricantes de grupos geradores.

Tabela 4 – Dados de fabricantes de grupos geradores diesel ou óleo pesado

Modelo	Faixa de velocidade de rotação (rpm)	Máxima pressão média efetiva ao eixo (bar)	Faixa de potência baixa (kW)	Faixa de potência alta (kW)
Caterpillar, Inc.				
3054	2400-2600	10,4	56	83
3176	1800-2300	22,6	201	448
3412E	1200-2100	18	373	783
3516B	1000-1925	20,2	984	2237
3612	750-1000	22	2980	4500
12CM32	750	22,7	5365	5590
18CM43	500-514	24,4	15710	15710
Wärtsilä Corporation				
W20	720-1000	24,6 – 25,8	720	1620
W200	1200-1500	21,2 – 23,2	2100	3600
W26	900-1000	23,0 – 24,3	1860	5850
W32	720-750	22,9 – 23,3	2700	8280
RTA48T-B	102-127	19	5100	11640
RTA68T-B	75-94	19	10300	23520
RTA84T-D	61-76	18,5	14350	36900
RTA84C	82-102	17,9	11360	48600
Rolls-Royce				
32CLX	600	21,5	4280	6420
B32:40A	750	24,9	6000	9000
Série 5000	720 - 750	26	3150	10500
41HX	500 - 514	23,23 – 24,35	11768	13230
46HLX	429	22,98	13760	15480

Fonte: LORA, 2004.

8 O número de cetano representa a qualidade de ignição de um combustível para máquinas que operam segundo o ciclo diesel. Quanto mais parafínico for o óleo, melhores serão suas características de ignição.

As centrais a diesel com potência de até 40 MW são as mais utilizadas, por serem bastante compactas, por entrarem operação em um período muito curto de tempo, por serem de fácil manuseio e por apresentarem um programa de manutenção de fácil execução (XAVIER, 2004).

Nas centrais que operam em carga base, tanto os motores diesel lentos de dois tempos quanto os de quatro tempos de média velocidade têm sido tradicionalmente utilizados em ampla faixa de potência. Os motores diesel rápidos de menores capacidades têm sido amplamente utilizados na geração de eletricidade para o atendimento da carga de pico.

Na faixa de pequenas potências (até 5MW), os motores diesel dominam o mercado de geração de energia e em sistemas de emergência (*back-up*) e *stand-by*, devido ao seu menor custo de geração. No caso dos motores de ignição por centelha, estes possuem custos iniciais menores que os primeiros, porém apresentam um custo de combustível maior.

A eficiência térmica dos MCI modernos é considerável, alcançando, naqueles de maior porte, valores superiores a 40%.

■ 2.3. Térmicas a óleo combustível

O ciclo Rankine, ou ciclo vapor, é usado nas centrais térmicas convencionais e consiste basicamente de uma caldeira, uma turbina a vapor, um condensador e um sistema de bombas.

A caldeira pode ser definida como o equipamento que, utilizando a energia química liberada durante a combustão de um combustível, promove a mudança de fase da água do estado líquido para o de vapor, a uma pressão muito maior que a atmosférica. O vapor resultante é utilizado para o acionamento de máquinas térmicas, para a geração de potência mecânica e elétrica, assim como para fins de aquecimento em processos industriais.

O tipo e a qualidade do combustível influenciam na construção da fornalha, do queimador e da caldeira. Os queimadores são instalados para produzir a mistura de combustível e ar na câmara de combustão. São geralmente projetados para queima de gás natural, combustíveis líquidos e carvão pulverizado. Os queimadores destinados para a queima de combustíveis líquidos devem proporcionar uma nebulização adequada, visando obter o diâmetro das gotas requerido para a combustão completa.

A temperatura na qual a turbina opera é muito importante. Quanto mais elevada a temperatura, maior sua eficiência. A turbina a vapor é um equipamento mecânico que extrai a energia térmica do vapor pressurizado e o converte para trabalho mecânico rotacional. Atualmente, as plantas geradoras de energia empregam diferentes tipos de turbina em série, o que proporciona uma maior eficiência, sendo superior à eficiência de grandes motores diesel.

O condensador é um trocador de calor no qual se realiza a conversão do vapor de exaustão da turbina ao estado líquido, utilizando água como fluido de resfriamento. O vapor de exaustão vai para o condensador através da seção de exaustão da turbina e condensa ao entrar em contato com a superfície dos tubos resfriados internamente pela água que circula por meio de bombas. O ejetor a vapor remove os gases incondensáveis do condensador e mantém um nível de vácuo ótimo para a operação da turbina. A temperatura e a pressão de vapor e a sua pressão no condensador dependem da temperatura e da vazão da água de resfriamento. O condensado acumulado na parte inferior do condensador é bombeado através do sistema de aquecimento regenerativo para a caldeira de vapor, fechando o ciclo (LORA, 2004).

A maioria das usinas termelétricas existentes no mundo, consumindo combustíveis fósseis e nucleares, operam de acordo com o ciclo Rankine. A sua maturidade tecnológica faz com que poucas novidades sejam introduzidas no que diz respeito ao ciclo térmico. A maior parte das inovações que têm surgido dizem respeito ao processo de combustão e às caldeiras, no sentido de reduzir os impactos ambientais de combustíveis poluentes (XAVIER, 2004).

O rendimento térmico nominal típico de uma usina térmica a vapor, construída entre a segunda metade dos anos 70 e a primeira metade dos anos 80, era da ordem de 20%. No entanto, eficiências mais elevadas, da ordem de 25 a 35%, têm sido alcançadas devido ao recrudescimento da legislação ambiental em vários países. De acordo com Tolmasquim (2005), a eficiência do ciclo Rankine ou a vapor é bastante baixa, situando-se entre 25 e 30%.

Na sua forma simples, o ciclo a vapor compreende quatro passos (TOLMASQUIM, 2005):

- aumento da pressão do condensado nas bombas de água de alimentação;
- fornecimento de calor pelos gases da combustão para produzir vapor superaquecido;
- expansão do vapor na turbina, com a correspondente produção de trabalho mecânico no rotor; e
- rejeição do calor pelo vapor para a água de circulação, resfriamento à pressão constante no condensador e retorno para a condição original de condensado, que é aquecido para retornar ao gerador de vapor através das bombas.

Das perdas totais de um sistema termelétrico convencional a vapor, 10% ocorrem na caldeira e aproximadamente 55% se devem ao calor contido no vapor exausto nas turbinas a vapor.

A Companhia Energética de São Paulo-CESP realizou um estudo a respeito da geração termelétrica a partir de combustíveis mais baratos. Os óleos ultraviscosos, derivados de petróleo, apresentaram-se à época em condições vantajosas de preço e suprimento. Por suas peculiaridades físicas, o abastecimento de óleos ultraviscosos deve estar fortemente acoplado à sua produção na refinaria, evitando-se seu armazenamento em quantidades elevadas. Algumas unidades de 350MW foram planejadas pela CESP para operar em ciclo Rankine. No entanto, como o planejamento estratégico da Petrobras prevê a instalação de unidades de coqueamento retardado em suas refinarias, na busca de um refino mais adequado à demanda de óleo diesel, a tendência é que ocorra a redução de quantidades disponíveis de óleos ultraviscosos e, conseqüentemente, haja o comprometimento da operação de tais usinas planejadas (DE PAULA, 1997).

Cabe ressaltar que tecnologias mais avançadas (*advanced technologies*) ou tecnologias mais limpas (*clean technologies*) podem ter um papel importante no setor elétrico brasileiro em um cenário de critérios ambientais mais rígidos. Um exemplo desse tipo de tecnologia é o ciclo combinado com óleo gaseificado (*oil gasification combined cycle*), que se baseia na gaseificação de resíduos de petróleo. O gás obtido pode ser usado não somente para a geração de energia elétrica, mas também, para a produção de vários produtos químicos, até mesmo combustíveis.

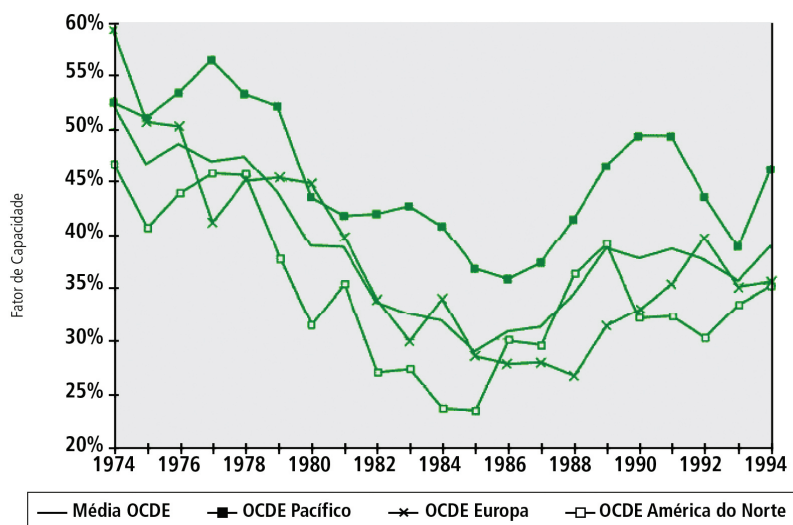
Tais usinas guardam muitas semelhanças com as usinas integradas de ciclo combinado com gaseificação de carvão (*integrated coal gasification combined cycle*), descritas em outra Nota Técnica sobre a caracterização técnico-econômica de carvão mineral. As diferenças consistem na quantidade de oxigênio necessário (as plantas de carvão exigem mais) e na quantidade de resíduos (escória, no caso do carvão, e metais, no caso do óleo). Cabe ressaltar que as plantas de ciclo combinado com óleo gaseificado são mais utilizadas em cogeração em refinarias (YBEMA et al., 1995).

3. Caracterização operacional

Em qualquer sistema elétrico, observadas as restrições operacionais de cada usina (despacho mínimo obrigatório e velocidade de tomada de carga, por exemplo), a otimização econômica impõe que aquelas de menor custo de geração sejam prioritariamente despachadas para o atendimento da demanda. As usinas de maior custo são destinadas ao atendimento dos picos de demanda, ou ponta de carga. O fator de capacidade da usina reflete sua forma de utilização, sendo mais elevado nas usinas de base e menor nas usinas de ponta.

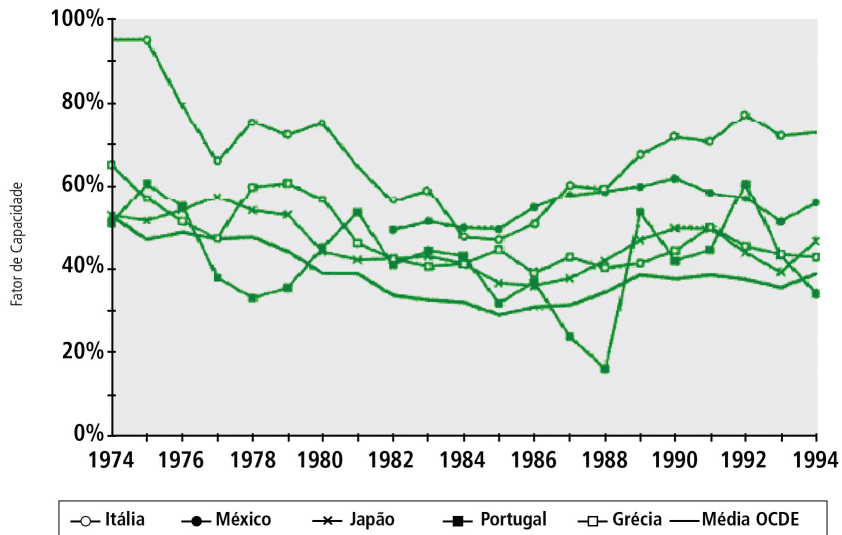
A utilização da geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo nos países da OCDE caiu significativamente a partir do primeiro choque do petróleo, recuperando-se um pouco após 1986, quando ocorreu a redução dos preços internacionais desse energético. O fator de capacidade reduziu-se significativamente entre 1974 e 1984, indicando a substituição dessas usinas da base para a operação em atendimento à ponta do sistema. Desde 1989 a utilização média dessas térmicas em países da OCDE tem se mantido em torno de 35 a 38% (Figura 8) (IEA, 1997). O fator de capacidade é maior em países onde a participação de derivados de petróleo na geração é mais significativa, conforme se observa na Figura 9.

Figura 8 – Evolução do fator de capacidade de plantas de geração a partir de derivados de petróleo em países da OCDE



Fonte: IEA, 1997.

Figura 9 – Evolução do fator de capacidade em países que geram energia predominantemente a partir de termelétricas a derivados de petróleo



Fonte: IEA, 1997.

As usinas térmicas à óleo são adequadas à operação na ponta pela facilidade de estocagem do combustível, pela rapidez com que podem ser ligadas e desligadas e pela capacidade de tomada de carga.

Num sistema elétrico de base hidráulica como o brasileiro, a mesma lógica econômica impõe que as usinas térmicas devam permanecer desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as afluências e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. Dada a capacidade de acumulação plurianual dos reservatórios, a menos de restrições operacionais particulares, as térmicas tendem a permanecer desligadas por longos períodos. Esse regime operacional é denominado complementar.

O desconhecimento prévio de datas, prazos e quantidades de utilização do combustível, resultante desse regime operacional, transfere parte das incertezas do regime hidrológico para a logística de suprimento e manutenção das usinas térmicas. A possibilidade de solução adequada do problema logístico pela aquisição não regular do combustível e a ausência de despacho mínimo obrigatório para manutenção das condições operacionais fazem da geração térmica com base em derivados do petróleo uma das principais alternativas para a operação complementar.

O regime operacional em complementação e a rara necessidade de atendimento à ponta explicam a importância reduzida das térmicas à derivados de petróleo no contexto do sistema elétrico interligado brasileiro.

Em razão da motorização das usinas hidráulicas e do comportamento diário da demanda, que apresenta elevado fator de carga, poucas vezes se tem justificado a operação das térmicas para atendimento à ponta do sistema. Apenas numa perspectiva de longo prazo onde a participação das usinas hidráulicas seja significativamente reduzida essa situação poderá ser alterada.

Porém, as térmicas à óleo têm desempenhado papel significativo no atendimento aos sistemas isolados. Nestes, são a única opção de geração, independentemente de seu custo operacional.

4. Custos

Como os demais empreendimentos energéticos voltados para a geração de energia, os custos das usinas termelétricas podem classificar-se em (LORA, 2004):

1) Custos de investimento (custos associados à formação de capital)

- a. Custos de equipamentos
- b. Custos de montagem dos equipamentos
- c. Custos da construção civil
- d. Outros custos
- e. Custos Indiretos

2) Custos de geração

- a. Combustível
- b. Mão de obra
 - i. Operação
 - ii. Manutenção
 - iii. Administração de Pessoal
- c. Materiais de manutenção
- d. Produtos consumidos no processo
 - i. Água de alimentação e resfriamento
 - ii. Óleo lubrificante
- e. Serviços Diversos

■ 4.1. Custos de investimentos

A partir do estudo de custos de usinas convencionais a vapor, os custos de investimentos citados podem ser subdivididos em diretos e indiretos, sendo que os diretos correspondem principalmente aos equipamentos, montagem e construção.

Os valores obtidos com base em empreendimentos anteriores com características semelhantes ao analisado determinam apenas a ordem de grandeza do valor real a ser investido, sendo suficiente para pré-análises de viabilidade.

Na Tabela 5, são apresentados alguns custos estimados de investimentos de térmicas a derivados de petróleo.

Tabela 5 – Custos de investimentos de térmicas a derivados de petróleo

	Investimento (US\$/kW)
Motores a diesel	1000
Termelétricas a óleo residual	1070

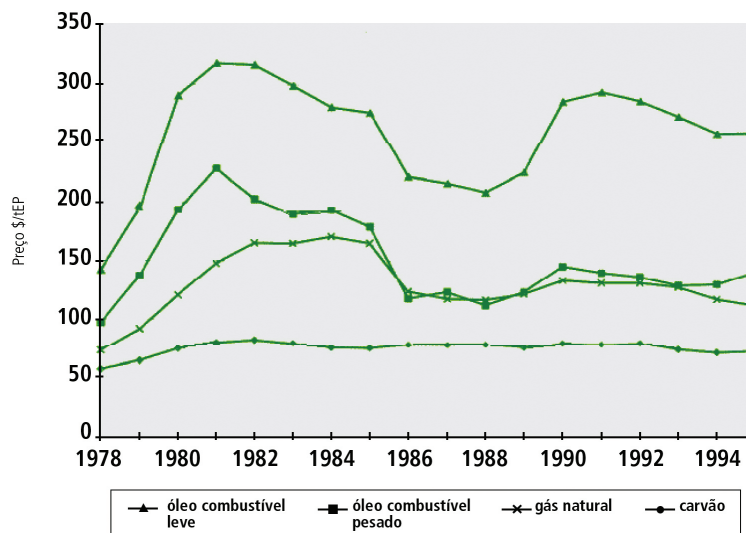
Fonte: Szklo e Scheffer, 2001, EIA/DOE, 2004; Ybema et al. 1995.

4.2. Combustível

Um dos fatores de maior peso no custo da energia gerada pelas centrais termelétricas é o combustível. O preço do combustível, porém, é de difícil determinação por ser não apenas função do mercado, mas também de legislações específicas.

O custo da produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis depende essencialmente do preço do combustível e da eficiência na qual o combustível pode ser transformado em energia elétrica, uma vez que os custos de operação e manutenção são relativamente baixos. A Figura 10 apresenta os preços de combustíveis para os países da OCDE em toneladas equivalente de petróleo.

Figura 10 – Evolução dos preços de combustíveis usados na geração de eletricidade nos países da OCDE



Fonte: IEA, 1997.

A Tabela 6 apresenta os preços de óleo combustível e de óleo diesel, excluído o ICMS, para concessionárias e permissionárias nos sistemas isolados. Observa-se o progressivo aumento dos preços ao longo dos últimos anos, acompanhando os preços de petróleo.

Tabela 6 – Preços de combustíveis sem ICMS para geração de energia elétrica nos sistemas isolados
(R\$/l para óleo diesel e R\$/kg para óleo combustível)

Estado	Empresa	2000		2001		2002		2004		2005		2006		Biodiesel
		OD	OC	OD	OC	OD	OC	OD	OC	OD	OC	OD	OC	
Roraima	CER	0,560	-	0,779	-	0,774	-	1,238	-	1,354	-	1,775	-	-
	Boa Vista Energia	0,460	-	0,774	-	0,783	-	1,200	-	1,309	-	-	-	-
Amazonas	CEAM	0,510	-	0,731	-	0,742	-	1,221	-	1,338	-	1,774	-	-
	Manaus Energia	0,440	0,32	0,616	0,43	0,658	0,40	1,008	0,89	1,159	0,74	1,468	1,220	-
	Rio Amazonas	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000	-	-	1,220	-
	Manaurara	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000	-	-	1,220	-
Acre	Eletoacre	0,530	-	0,775	-	0,834	-	1,384	-	1,482	-	1,988	-	-
	Eletronorte	0,500	-	0,748	-	0,758	-	1,200	-	1,309	-	-	-	1,79
Rondônia	CERON	0,620	-	0,824	-	0,821	-	1,341	-	1,469	-	1,934	-	-
	Eletronorte	0,500	-	-	-	0,658	-	1,110	-	1,242	-	1,671	-	179
Mato Grosso	CEMAT	0,590	-	0,853	-	0,864	-	1,455	-	1,554	-	2,001	-	-
Mato Grosso do Sul	Enersul	0,550	-	0,746	-	0,733	-	1,185	-	1,288	-	1,643	-	-
Amapá	CEA	0,590	-	0,831	-	0,822	-	1,352	-	1,361	-	1,776	-	-
	Eletronorte	0,500	-	0,748	-	0,758	-	1,110	-	1,242	-	1,671	-	-
Pará	Celipa	0,520	-	0,796	-	0,787	0,40	1,276	-	1,398	-	1,790	-	-
	Jarcel	0,50	-	-	0,43	-	-	1,10	-	1,16	0,74	1,46	0,92	-
Pernambuco	CELPE	0,57	-	1,16	-	1,11	-	1,52	-	1,62	-	1,84	-	-
Maranhão	CEMAR	0,60	-	0,80	-	0,79	-	1,22	-	1,33	-	1,74	-	-
Bahia	COELBA	0,57	-	0,75	-	0,73	-	1,15	-	1,62	-	1,84	-	-
Tocantins	CELTINS	0,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ceará	Breitener	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,22	-
	CGE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,22	-
	Servtec	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,22	-

Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

Fonte: Eletrobrás, 2006.

Nas Tabelas 7 e 8, são apresentados os preços, incluído o ICMS, pagos por concessionárias e usinas em 2005. Vale ressaltar que os preços representam médias anuais, estimadas em dezembro do ano anterior, a partir das notas fiscais enviadas pelas empresas, para reembolso junto à CCC, sem nenhum tipo de correção, considerando o combustível posto na usina e constam no Plano Anual de Combustíveis da Eletrobrás.

Tabela 7 – Sistemas Isolados. Preços de óleo combustível e óleo diesel, 2005
(R\$/l para óleo diesel e R\$/kg para óleo combustível)

	Produto	ICMS	Total
Óleo Combustível			
Manaus Energia	0,736	0,151	0,887
Jari Celulose	0,736	0,151	0,887
Óleo Diesel			
CEA	1,361	0,271	1,632
CEAM	1,338	0,275	1,613
CELPA	1,398	0,243	1,641
CER	1,354	0,000	1,354
CERON	1,469	0,272	1,741
Eletoacre	1,482	0,309	1,791
Boavista Energia	1,309	0,154	1,463
Eletronorte	1,309	0,154	1,463
Celpe	1,620	0,258	1,878
Cemar	1,329	0,251	1,580
Cemat	1,554	0,291	1,845
Enersul	1,288	0,264	1,552
Coelba	1,256	0,228	1,484
Jari Celulose	1,160	0,238	1,398

Fonte: Eletrobrás, 2006.

Tabela 8 – Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, 2005
Preços de óleo combustível e óleo diesel, com ICMS (R\$/l para óleo diesel e R\$/kg para óleo combustível)

Óleo Combustível	
Santa Cruz	0,698
Igarapé	0,906
Carioba	0,708
Nutepa	1,687
Alegrete	1,405
Charqueadas	1,023
Presidente Médici	1,400
Jorge Lacerda	0,796
Óleo diesel	
Brasília	1,391
Coxim	1,258
Corumbá	1,250
Santa Cruz	1,273
Campos	1,273
Igarapé	1,358
Piratininga	1,195
Jorge Lacerda	1,374
Alegrete	1,665
Carioba	1,390
Presidente Médici	1,573
Nutepa	1,592
Figueira	1,293
Charqueadas	1,428

Fonte: Eletrobrás, 2006.

■ 4.3. Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção das usinas térmicas devem ser classificados em fixos e variáveis. Em adição ao custo do combustível, as parcelas variáveis, dependentes do despacho da usina, são determinantes na geração esperada ao longo de sua vida útil e em seu valor energético, determinado por sua utilização nos períodos hidrológicos desfavoráveis.

Os custos de operação e manutenção também são afetados pelo regime operacional da usina. A geração em regime de complementação ou em atendimento à ponta, por exemplo, tende a alongar os intervalos entre manutenções programadas.

Os custos variáveis de operação e manutenção são estimados em torno de US\$ 6,00/MWh para as térmicas a óleo diesel e entre 10% e 20% superiores a esse valor para as térmicas a óleo combustível. Os custos fixos, mais dependentes do regime operacional, podem ser estimados à volta de US\$ 25,00/kW-ano para térmicas a diesel, novamente entre 10% e 20% mais elevados para as térmicas a óleo combustível.

■ 4.4. Custos de transmissão

As tarifas de uso do sistema de transmissão –TUST- são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem, simultaneamente, os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão, conforme determinam seus Contratos de Concessão. Esse período tarifário vai de 1º de julho do ano em que são publicadas até 30 de junho do ano subsequente.

Na Tabela 9 são apresentadas tarifas de uso do sistema de transmissão aplicáveis a algumas centrais térmicas geradoras a óleo diesel e a óleo combustível para o período 2005/2006.

Tabela 9 – TUST aplicável a centrais geradoras a diesel e a óleo combustível Exercício 2005 - 2006

Usina	TUST (R\$/kW.mês)
Alegrete	2,893
Camaçari	3,992
Carioba	1,585
Cuiabá	7,302
Igarapé	1,684
Porto Alegre (Nutepa)	1,194
Santa Cruz	1,345
Uruguaiana	1,535

Fonte: ANEEL, 2006.

■ 4.5. Impostos

Na elaboração e análise de projetos do setor elétrico, devemos considerar a incidência dos seguintes tributos e encargos (LORA, 2004):

a) COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

De competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 7,60%.

b) PIS – Contribuição para o Programa de Integração Social

Também de competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 1,65%.

c) TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

É devida à ANEEL pelas concessionárias que produzem, transmitem, distribuem, comercializam energia elétrica. A base de cálculo é o benefício econômico, sendo que o valor devido é deduzido das cotas de Reserva Global de Reversão. A taxa é de 0,5% sobre a receita

d) CPMF – Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira

De competência da União, a CPMF tem como fato gerador a movimentação ou transmissão financeira, com alíquota de 0,38% sobre a receita bruta.

e) IRPJ – Imposto de Renda de Pessoa Jurídica

De competência da União, o IRPJ incide sobre o lucro real das pessoas jurídicas. Lucro real é base de cálculo do imposto sobre a renda apurada segundo registros contábeis e fiscais autorizadas efetuados sistematicamente de acordo com as leis comerciais e fiscais, com alíquota de 25%.

f) CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

De competência da União, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido é aplicada às mesmas normas de apuração estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação, com alíquota de 9%.

5. Avaliação econômica

A avaliação econômica aqui apresentada tem como objetivo determinar o menor preço de venda da energia assegurada de uma usina térmica a derivados de petróleo, suficiente para remunerar o capital investido na construção e os custos operacionais da usina (tarifa de equilíbrio).

Embora expressa como uma tarifa monômnia nesta Nota Técnica, essa tarifa de equilíbrio pode ser desagregada numa tarifa binômnia equivalente, onde uma parcela representaria o custo anualizado do capital (R\$/kW-ano) e outra parcela representaria o custo variável esperado de geração (R\$/MWh).

■ 5.1. Base de cálculo

Os fatores de capacidade crítico e médio, que determinam a energia assegurada e a geração média esperada, foram obtidos a partir da simulação estática do sistema hidrotérmico considerando-se um custo marginal de operação de R\$ 130/MWh e duas alternativas de combustível, diferentes em preço e poder calorífico, a saber:

- Óleo combustível: 9.590 kcal/kg, R\$ 1.400/t
- Óleo diesel: 10.100 kcal/kg, R\$ 1,7/l

Independentemente do combustível utilizado, assumiu-se a eficiência da usina igual a 40% prazo de construção de 2 anos, desembolso de 40% do investimento total no primeiro ano de construção e de 60% no segundo. Os custos de investimento foram parametrizados entre 600 a 1200 US\$/kW.

Para as térmicas a óleo diesel, os custos fixos de operação e manutenção foram admitidos iguais a US\$ 25/kW.ano e custos variáveis iguais a US\$ 6/MWh. Para as térmicas a óleo combustível, foram admitidos os valores de US\$ 28 /kW.ano e US\$ 7/MWh respectivamente, para os custos fixos e variáveis.

A vida útil estimada em projetos para usinas térmicas vai de 20 a 30 anos. Vale ressaltar, no entanto, que a operação de usinas térmicas pode ser prolongada por mais 25 a 30 anos, após uma completa avaliação de sua integridade no final de sua vida útil estimada (FURTADO, 2001). Na análise aqui apresentada considerou-se que as térmicas têm vida útil de 20 anos.

No cálculo da tarifa de equilíbrio foram considerados os seguintes encargos e impostos:

1. Encargos setoriais

- Custo de acesso e uso da rede
 - TUST: 2,5 R\$ / MWh
 - TUSD: 2,5 R\$/MWh
- Taxa de fiscalização (ANEEL): 0,5% da receita
- Investimento em pesquisa e desenvolvimento: 1,0% da receita líquida

2. Impostos sobre a receita

- alíquota do PIS = 1,65%
- alíquota da COFINS = 7,60%
- alíquota da CPMF = 0,38%

3. Impostos sobre os resultados

- alíquota do IR = 25%
- alíquota da CSLL = 9%

A taxa de câmbio utilizada na conversão dos valores expressos em US\$ para R\$ foi de 1 US\$ = 2,30 R\$.

Finalmente, a taxa interna de retorno do projeto foi parametrizada entre 8 e 12%.

■ 5.2. Resultados

Conforme já mencionado, os resultados são apresentados na forma de uma tarifa, expressa em R\$/MWh, que equilibra o fluxo de caixa do projeto. Essa tarifa foi calculada considerando a incorporação sucessiva dos seguintes itens de custo de modo a permitir uma avaliação do impacto de cada uma dessas parcelas sobre o valor final:

- custo de produção;
- custo de produção e encargos setoriais;
- custo de produção, encargos setoriais e impostos sobre a receita; e
- totalidade dos custos, inclusive impostos sobre os resultados.

Os resultados são apresentados nas Tabelas 10 a 15, parametrizando-se a taxa de desconto entre 8 e 12% ao ano.

Tabela 10 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a óleo combustível (R\$/MWh)
Taxa de desconto de 8% ao ano

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
600	86,7	99,9	107,9	116,8
800	96,9	110,1	118,8	130,6
1000	107,0	120,3	129,6	144,5
1200	117,1	130,6	140,5	158,3

Tabela 11 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a óleo combustível (R\$/MWh)
Taxa de desconto de 10% ao ano

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
600	91,6	104,8	113,3	125,0
800	103,3	116,6	126,0	141,6
1000	115,1	128,5	138,7	158,1
1200	126,8	140,4	151,3	174,7

Tabela 12 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a óleo combustível (R\$/MWh)
Taxa de desconto de 12% ao ano

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
600	96,8	110,0	119,1	133,8
800	110,3	123,6	133,7	153,3
1000	123,7	137,2	148,3	172,8
1200	137,2	150,9	162,9	192,3

Tabela 13 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a diesel (R\$/MWh)
Taxa de desconto de 8% ao ano

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
600	88,5	102,6	110,7	120,3
800	99,4	113,7	122,5	135,3
1000	110,3	124,7	134,2	150,2
1200	121,3	135,7	145,9	165,1

Tabela 14 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a diesel (R\$/MWh)
Taxa de desconto de 10% ao ano

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
600	93,7	107,9	116,6	129,2
800	106,4	120,7	130,2	147,1
1000	119,1	133,5	143,9	164,9
1200	131,7	146,3	157,6	182,8

Tabela 15 – Tarifa de equilíbrio para a geração termelétrica a diesel (R\$/MWh)
Taxa de desconto de 12% ao ano

Investimento (US\$/kW)	Produção	+ encargos setoriais	+ impostos s/ receita	+ impostos s/ renda
600	99,3	113,5	122,8	138,7
800	113,8	128,3	138,6	159,7
1000	128,4	142,9	154,3	180,7
1200	142,9	157,6	170,1	201,8

6. Considerações finais

O óleo diesel é preferencialmente usado no setor de transportes, não somente no Brasil, mas em todo o mundo. As perspectivas indicam que o consumo de tal derivado de petróleo deverá continuar crescendo, destinando-se à geração de energia apenas quando não existir outra alternativa mais econômica para tal.

O óleo combustível, por outro lado, apesar de ser tradicionalmente usado na queima para a geração de energia térmica ou elétrica, vem perdendo espaço para o gás natural, em função das vantagens ambientais apresentadas por este último. Adicionalmente, as quantidades disponíveis de óleo combustível em todo o mundo tendem a decrescer: se os petróleos processados tendem a ficar cada vez mais pesados, as refinarias vêm se modernizando para processá-los, o que significa que a capacidade dos processos de conversão tende a aumentar, objetivando a produção de maior quantidade de derivados nobres e menor quantidade de pesados (óleo combustível).

Diante do exposto, as térmicas a óleo combustível tendem a operar apenas para atender à demanda de pico ou em situações de interrupção de fornecimento de energia gerada a partir de outras fontes, em caráter emergencial. O preço do óleo combustível no mercado nacional é calculado com base no custo de oportunidade do produto, que é a exportação do mesmo ou o seu uso na formulação de bunker (combustível marítimo). Ou seja: o preço do produto no Brasil segue o comportamento do mercado internacional de óleo combustível, o que pode encarecer a geração de energia elétrica a partir desta fonte.

7. Referências bibliográficas

- ALMEIDA, S.C.A., BELCHIOR, C.R., NASCIMENTO, M.V.G., VIEIRA, L.S.R., FLEURY, J., "Performance of a diesel generator fueled with palm oil". **Fuel**. 81. pp 2097 -2102. 2002
- ANEEL. **Tarifas de uso do Sistema de Transmissão**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 27/04/2006.
- DE PAULA, C.P. **Expansão da Oferta de Energia Elétrica – Aspectos Práticos e Metodológicos, com ênfase na opção Termoelétrica**. Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. USP. 1997.
- EIA. **International Electricity Analysis to 2025**. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>. Acesso em 13/04/2006.
- ELETOBRAS, **Plano Anual de Combustíveis 2005**. Disponível em <http://www.eletobras.com.br>. Acesso em 30/05/2006.
- FARAH, M.A., **O Petróleo**. Apostila do curso de formação de Analista de Comércio e Suprimento da Petrobras. 2004.
- IEA. **Oil in Power Generation**. 1997. Disponível em <http://www.iea.org>
- LORA, E.E.S., NASCIMENTO, M.A.R.,. **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação**. Volumes 1 e 2. Editora Interciência. 2004.
- MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015**. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. 2006.
- NASCIMENTO, M.V.G, VIEIRA, L.S.R., DA SILVA, M.R., FLEURY, G., DOMINGUES, P.C., SADI, G.C., ALMEIDA, S.C.A., BELCHIOR, C.R.P., **Opções à Geração Dieselétrica para Sistemas Isolados na Região Norte: eólica, hidrocinética e biomassa**. 17 a 22 de outubro. 1999.
- SCHAEFFER, R., SZKLO, A. S., "Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change". **Energy Policy**. (29) 5, pp.355-369. 2001.
- SZKLO, A. S., SCHAEFFER, Roberto. "Alternative energy sources or integrated alternative energy systems? Oil as a modern lance of Peleus for the energy transition". **Energy**, In Press, Corrected Proof, Available online 6 December 2005.
- TOLMASQUIM, M.T., **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Editora Interciência. 2005.
- WARTSILA, **Oil Power Plants**. Disponível em <http://www.wartsila.com>. Acesso em 05/06/2006.
- XAVIER, E. E. **Termeletricidade no Brasil – Proposta Metodológica para o Inventário das Emissões Aéreas e sua Aplicação para o Caso do CO₂**. Tese de Doutorado – Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ, 2004.
- YBEMA, J.R.; LAKO, P.; GIELEN, D.J; OOSTERHEERT, R.J.; KRAM, T. **Prospects for Energy Technologies in the Netherlands**. ECN-C-95-039. 1995.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Marina Elisabete Espinho Tavares

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A PARTIR DE DERIVADOS DO PETRÓLEO: POTENCIAL DE GERAÇÃO

SUMÁRIO

1. Introdução	145
2. Disponibilidade de petróleo	147
3. Disponibilidade de derivados de petróleo no mundo	150
4. Disponibilidade de derivados de petróleo no Brasil.....	153
5. Preços dos derivados de petróleo.....	157
6. Cenário tecnológico	159
7. A geração térmica a derivados de petróleo no Brasil.....	160
8. Potencial de geração a partir de derivados de petróleo.....	161
8.1. Potencial de geração a partir de óleo combustível no Brasil.....	161
8.2. Potencial de geração a partir de óleo diesel no Brasil.....	162
9. Emissões	163
10. Comentários finais	164
11. Referências bibliográficas.....	167

ANEXO I

Análise das condições da Conta Consumo de Combustíveis - CCC e sua evolução histórica	168
------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

ANEXO II

Sistemas Isolados Acre-Rondônia, Manaus e Macapá.....	174
-------------------------------------------------------	-----

1. Introdução

Os produtos de petróleo são constituídos por uma ou mais frações obtidas a partir dos diversos processos de refino de diferentes petróleos. Os derivados de petróleo, por sua vez, possuem diversas aplicações e podem ser agrupados em:

- Combustíveis domésticos, automotivos, de aviação e industriais;
- Lubrificantes e parafinas;
- Asfaltos;
- Coque; e
- Insumos para a indústria petroquímica e química (gases, GLP, nafta, aromáticos e gasóleo).

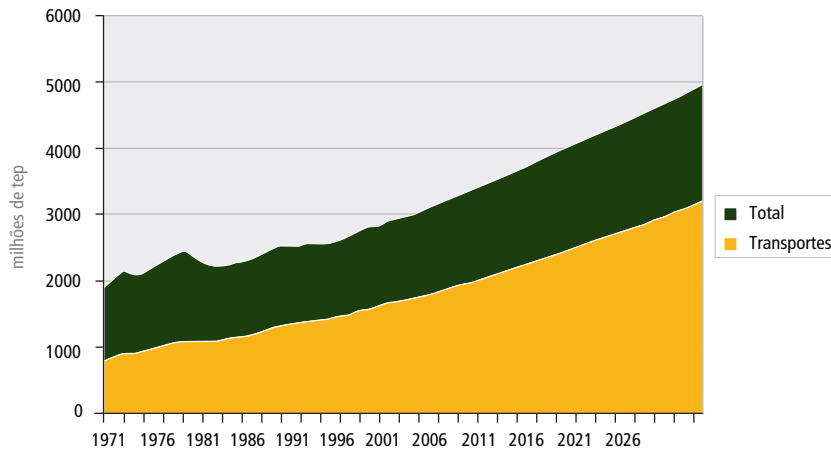
Aproximadamente metade da demanda de derivados de petróleo no mundo destina-se ao setor de transportes, o que inclui a demanda por combustíveis automotivos e de aviação. O consumo de derivados de petróleo nos últimos 30 anos foi impulsionado por esse setor e, segundo FULTON (2004), tal tendência não deverá se alterar nos próximos 30 anos.

Na maioria dos países do mundo, 97% dos combustíveis que se destinam ao setor de transportes são derivados de petróleo. Apesar dos estímulos ao desenvolvimento de combustíveis alternativos¹, o cenário de referência do *World Energy Outlook* (2005), preparado pela Agência Internacional de Energia indica que a participação dos derivados de petróleo no setor não deve se alterar muito até 2030, representando de 97 a 99% do total de combustíveis usados no referido setor (Figura 1).

Dos derivados empregados no setor de transportes, merecem destaque a gasolina e o óleo diesel. A gasolina é um derivado de petróleo cuja faixa de destilação varia de 30 a 220°C, empregado em máquinas de combustão por centelha. O óleo diesel é um derivado mais pesado, de faixa de destilação entre 150 e 380°C, utilizado em máquinas movidas por motores que funcionam segundo o ciclo diesel.

¹ Segundo FULTON (2004), existem três opções promissoras para a redução no uso de derivados de petróleo no setor de transportes: economia de combustíveis, proporcionada pelo desenvolvimento de novos materiais e por melhoras nos projetos de automóveis; uso de biocombustíveis e migração para sistemas movidos a células a combustível, sendo o hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis.

Figura 1 – Evolução da demanda total e do setor de transportes



Fonte: FULTON, 2004.

As frações mais pesadas do petróleo oriundas dos processos de refino, incluindo o óleo combustível, são utilizadas em sua maioria em aquecimento industrial, em termelétricas ou como combustíveis para navios.

A geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo ocorre por meio da sua queima em caldeiras e motores de combustão interna. A utilização de caldeiras e turbinas é similar a dos demais processos térmicos de geração e se aplica ao atendimento de cargas de ponta e/ou aproveitamento de resíduos do refino de petróleo. Os grupos geradores a diesel são mais adequados ao suprimento de comunidades e sistemas isolados da rede elétrica convencional.

Com exceção de alguns poucos países da OCDE, o uso de derivados de petróleo para geração de eletricidade tem sido decrescente desde os anos 70. Isto decorre da obsolescência das plantas de geração, dos requerimentos de proteção ambiental e do aumento da competitividade de fontes alternativas.

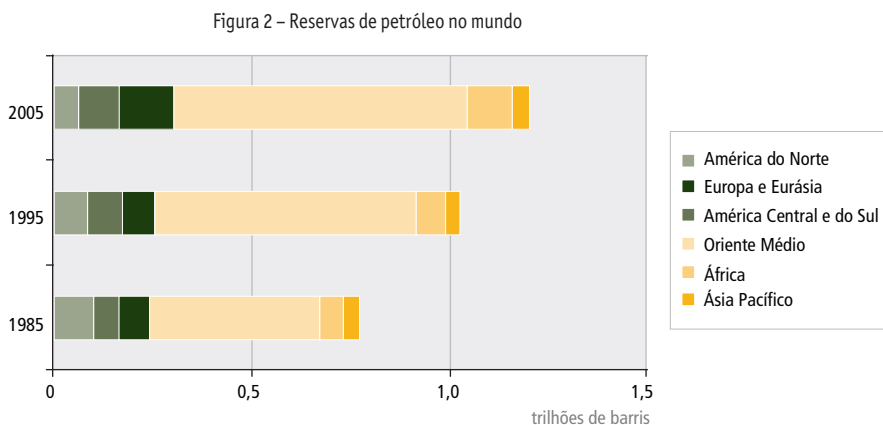
Derivados do petróleo não têm uma participação significativa na geração de energia elétrica no mundo (menos de 7%), e tal quadro não deve se modificar futuramente. Em geral, o papel desses produtos na geração de energia elétrica no mundo é o de atender à demanda de ponta, prover o sistema de flexibilidade de operação e planejamento, atender a sistemas remotos e/ou isolados e prover de carga básica ou intermediária, quando não há alternativas mais econômicas.

O principal impacto da geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo é a emissão de poluentes na atmosfera, com destaque para os gases de efeito estufa, o dióxido de enxofre (SO_2) e o chamado material particulado, constituído de pós e cinzas em suspensão nos gases emitidos durante a queima de combustíveis fósseis. Além de alterações na biodiversidade, esses poluentes provocam diversos males à saúde humana, como distúrbios respiratórios, alergias, lesões degenerativas no sistema nervoso e em órgãos vitais, câncer e etc. Verifica-se, inclusive, que esses distúrbios tendem a se agravar no inverno, quando inversões térmicas provocam o aprisionamento do ar quente e dificultam a dispersão dos poluentes.

2. Disponibilidade de petróleo

Embora o petróleo não seja diretamente usado na queima para a geração de energia elétrica ou para geração de força motriz, não se deve deixar de analisar a sua disponibilidade no mundo, e especialmente no Brasil, pois é a partir dele que são gerados o óleo diesel e o óleo combustível, derivados mais usados para a geração de energia elétrica.

Conforme abordado anteriormente, a grande concentração de reservas ocorre no Oriente Médio seguido pelo conjunto Europa e Eurásia, de acordo com dados de 2005 (Figura 2). Cinco dos dez países que compõem o Oriente Médio respondem por cerca de 60% das reservas provadas mundiais de petróleo, com destaque para a Arábia Saudita e Irã. Iraque, Kuwait e Emirados Árabes integram um grupo intermediário, oscilando entre 8 e 10% do total mundial de reservas provadas.

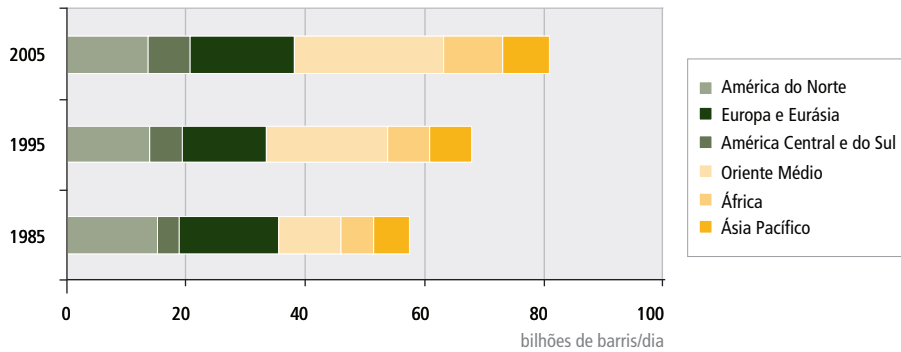


Fonte: BP, 2006.

Mantida a atual relação entre reservas provadas e o ritmo de produção atual, as reservas atualmente disponíveis sustentam a demanda mundial por petróleo durante um período de 40 anos, aproximadamente.

Também de acordo com a análise do perfil de produção mundial de petróleo feita anteriormente, verifica-se que, o padrão de concentração se reduz de maneira significativa, como ilustra a Figura 3. Observa-se também o crescimento da produção de petróleo no Oriente Médio, especialmente na Arábia Saudita, e na Europa/Eurásia, com destaque para a Rússia.

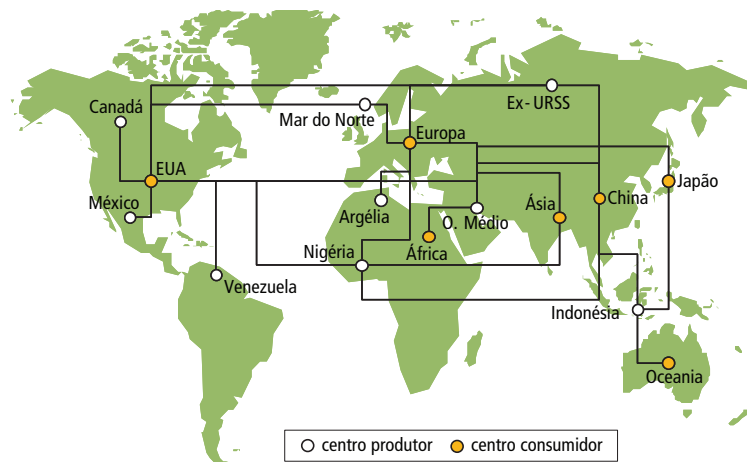
Figura 3 – Produção de petróleo no mundo



Fonte: BP, 2006.

Por outro lado, quando se observa o perfil da distribuição mundial do consumo de petróleo, ocorre justamente a inversão do comportamento observado quanto às reservas, sendo o consumo concentrado nos países que compõe a OCDE, para onde se direcionam os fluxos físicos de petróleo, conforme abordado anteriormente e apresentado na Figura 4. Entretanto, observa-se um crescimento significativo do consumo em países da região da Ásia/ Pacífico.

Figura 4 – Principais fluxos de movimentação de petróleo no mundo



Fonte: BP, 2006.

Ainda conforme visto anteriormente, em 2005, os Estados Unidos foram responsáveis por cerca de 27% do total de importações de petróleo do mundo, e a Europa, por aproximadamente 28% desse total. No mesmo ano, aproximadamente 47% de todas as exportações de petróleo do mundo partiram do Oriente Médio e a segunda maior zona exportadora foi a antiga União Soviética (14% do total das exportações).

Observando-se com mais detalhe as movimentações mundiais de petróleo em 2005, tem-se, segundo a mesma fonte (BP, 2006):

- Em torno de 21% do total importado pelos Estados Unidos vieram da América do Sul, 17% vieram do Oriente Médio e 16% foram provenientes do Canadá.
- 44% das importações da Europa vieram da antiga União Soviética e 24% do Oriente Médio;
- 70% das importações da Ásia foram provenientes do Oriente Médio.

Segundo o Departamento de Energia norte-americano, a demanda mundial de petróleo crescerá dos 78 milhões de barris/dia em 2002 para 103 milhões de barris/dia em 2015, e para mais de 119 milhões de barris/dia em 2025. A maior parte do crescimento da demanda de petróleo é esperada para os países em desenvolvimento da Ásia, a uma taxa de 3,5% ao ano², devido ao esperado crescimento econômico da região³.

Adicionalmente, a maior parte do crescimento da demanda se deve ao uso no setor de transportes (61% da demanda projetada para o período), setor em que ainda não existem alternativas competitivas aos derivados de petróleo.

O setor industrial também representa uma fatia significativa da demanda projetada: 28% da demanda para o período até 2025, especialmente dos setores químico e petroquímico.

Ainda segundo as previsões do Departamento de Energia norte-americano, conforme abordado em nota técnica anterior, o crescimento das economias emergentes deslocará parte do fluxo de petróleo de origem no Oriente Médio. As exportações de petróleo de países da OPEP para os países emergentes deverão aumentar significativamente até 2025 (em torno de 17 milhões de barris/dia), sendo que mais de 70% delas se destinam às economias emergentes da Ásia. Mais de 46% do total das importações da América do Norte deverão ser provenientes de produtores da América Latina, incluindo Venezuela, Brasil, Colômbia e México, enquanto os países da Ásia deverão depender mais acentuadamente das importações do Oriente Médio.

No caso específico do Brasil, mostrado em nota técnica anterior, as reservas provadas de petróleo vêm crescendo sistemática e significativamente na última década (8 % a.a. entre 1994 e 2003), graças às descobertas *offshore*. Da mesma forma, a produção em mar também vem crescendo. A área que concentra a maior parte dos investimentos da Petrobras no Brasil, segundo o Plano Estratégico da empresa para o período 2007-2011, é justamente a de E&P – Exploração e Produção, o que é um fator positivo, que torna promissor o futuro da produção de petróleo no país.

2 Segundo o Departamento de Energia norte-americano, no período de 2002 a 2025 a demanda de petróleo deverá crescer a uma taxa de 2,1%a.a. no Oriente Médio, 2,5%a.a. nas Américas Central e do Sul e 2,7% a.a. na África.

3 China, Índia e outros países em desenvolvimento da Ásia deverão ter um crescimento econômico combinado de 5,5%a.a. entre 2002 e 2025.

3. Disponibilidade de derivados de petróleo no mundo

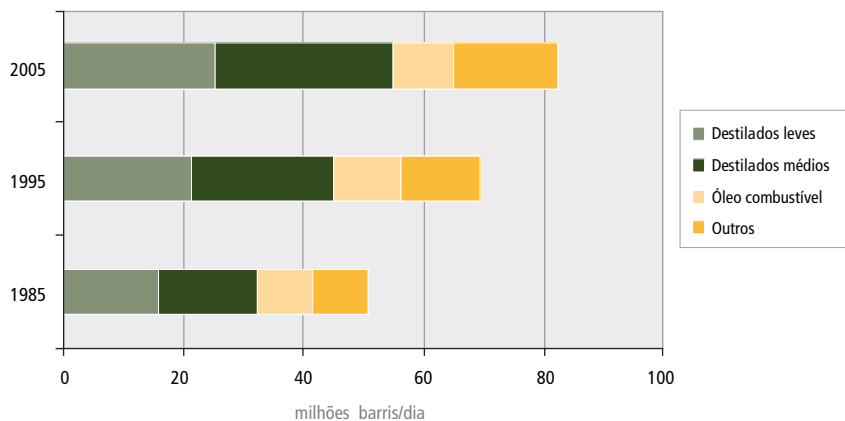
Os derivados de petróleo, fonte empregada na geração de energia elétrica, são gerados a partir do refino de petróleo. Uma análise da evolução do mercado mundial de derivados ao longo das últimas quatro décadas demonstra que a demanda total por refinados, com exceção dos dois períodos que sucederam as duas crises do petróleo, tem crescido de forma sustentada.

Conforma abordado anteriormente, observa-se que a mudança estrutural mais importante na demanda mundial de derivados de petróleo é a sua concentração em mercados específicos, onde a sua substituição por outras fontes de energia não é atualmente possível ou ainda é muito cara, como é o caso do setor de transportes.

Adicionalmente, os choques do petróleo não somente ocasionaram um decréscimo na demanda por seus derivados, mas também proporcionaram uma mudança nos tipos de derivados demandados. Observa-se, de maneira geral, a tendência de aumento da demanda por derivados leves e médios, em detrimento dos pesados.

Conforme visto anteriormente, as refinarias têm acompanhado o aumento da demanda por derivados mais leves (Figura 5), em decorrência de investimentos em unidades de conversão. Constata-se que a taxa de conversão nas refinarias vem aumentando em diferentes regiões do mundo. Enquanto a quantidade de resíduos tende a aumentar, em decorrência da tendência de processamento de crus cada vez mais pesados, a demanda por produtos pesados tende a diminuir. Assim, visualiza-se necessária a implantação de unidades de processamento de fundo de barril que transformam produtos pesados em produtos mais leves e de maior valor agregado.

Figura 5 – Evolução da demanda por derivados de petróleo no mundo

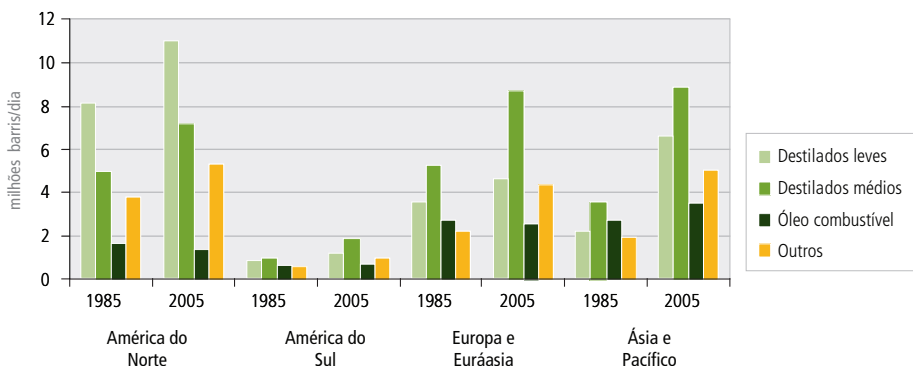


Fonte: BP, 2006.

Da mesma forma, as refinarias têm atendido às especificações mais rígidas para os derivados por meio de investimentos em unidades de tratamento, o que, conseqüentemente, vem contribuindo para o aumento da complexidade das instalações.

Conforme exposto anteriormente, dependendo da região, a demanda é liderada por derivados leves, como é o caso da América do Norte, especialmente dos Estados Unidos, ou por derivados médios, como é o caso da Europa e da Ásia (Figura 6). Neste sentido, o parque de refino de cada região tende a se adaptar para produzir o derivado mais demandado. A demanda de diesel tende a aumentar em quase todas as regiões do mundo.

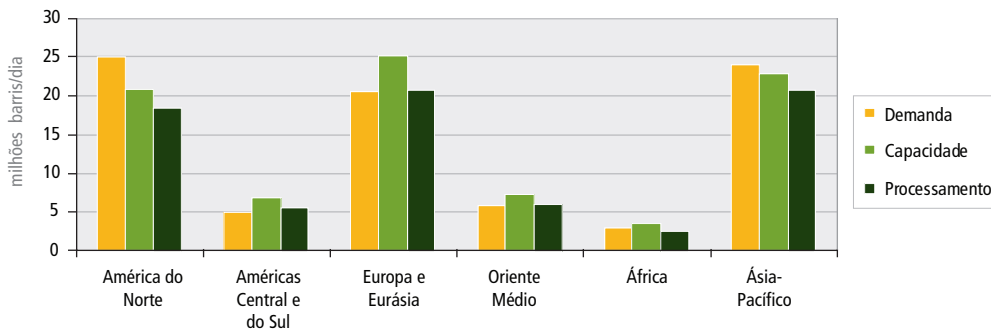
Figura 6 – Evolução da demanda por derivados de petróleo por região



Fonte: BP, 2006.

Na América do Norte, observa-se que a demanda é superior à capacidade instalada de refino e que o processamento de petróleo está bem próximo da capacidade instalada. Na Europa, existe um excedente de capacidade produtiva e a demanda está equilibrada com o processamento efetivo de petróleo. O excedente de capacidade se refere à capacidade de produção de gasolina, que é exportada preponderantemente para os Estados Unidos. Nas Américas do Sul e Central, o processamento de petróleo está próximo da demanda por derivados e existe um pequeno excedente de capacidade instalada que pode ser usado para atendimento da própria demanda da região, que tende a crescer, ou para exportação de derivados (Figura 7).

Figura 7 – Comparação entre capacidade de refino, volume de petróleo processado e demanda de derivados de petróleo no mundo



Fonte: BP, 2006.

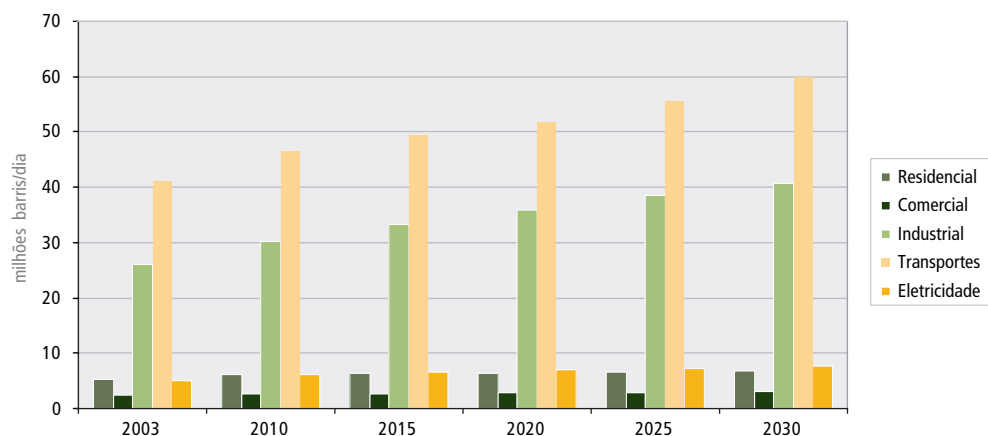
Apesar do significativo crescimento da demanda no Oriente Médio, a região apresentou capacidade instalada de refino superior à demanda regional por derivados de petróleo em 2005. Além disso, como o nível de processamento de petróleo encontra-se próximo da capacidade instalada, pode-se concluir que a região é tradicionalmente exportadora de derivados. Essas exportações ocorrem principalmente para o sudeste e leste Asiáticos, Estados Unidos e Europa, em ordem decrescente de quantidades (BP, 2006).

Na África o processamento de petróleo é inferior à demanda local, o que reflete a baixa complexidade das refinarias da região, incapazes de se ajustar ao mercado.

A demanda do sudeste asiático é superior à capacidade instalada da região, mas a diferença existente não é tão significativa quanto à observada na América do Norte. Essas duas regiões foram as mais importantes importadoras de derivados de petróleo em 2005.

A demanda mundial de energia no cenário de referência do *International Energy Outlook* (EIA, 2006), conforme visto anteriormente, aumentará 2,0% ao ano no período entre 2003 e 2030. O maior crescimento deverá ocorrer no setor de transportes (aproximadamente 61% do total previsto), conforme se verifica pela Figura 8, mas o desenvolvimento de diversas tecnologias de produção de combustíveis a partir de carvão, gás natural e biomassa contribuirá para a redução da pressão sobre a oferta de combustíveis oriundos do processamento do petróleo.

Figura 8 – Evolução prevista para a demanda de derivados de petróleo no mundo



Fonte: EIA, 2006.

De acordo com esse cenário, o crescimento será mais significativo em duas regiões do mundo: nos países emergentes da Ásia e na América do Norte. A demanda nas regiões de economia madura, com exceção dos Estados Unidos, crescerá a uma taxa média de 0,3% a.a., como reflexo do declínio do crescimento da população e do crescimento econômico nas duas próximas décadas.

Ainda conforme explicitado anteriormente, o desenvolvimento econômico dos países da Ásia será determinante para o crescimento da demanda de derivados de petróleo. China, Índia e outras nações emergentes da Ásia deverão crescer a uma taxa anual média de 5,5% entre 2003 e 2030, o que deverá se traduzir em um crescimento de 3,0% ao ano na demanda de derivados de petróleo da região no mesmo período. Esse crescimento projetado deverá fortalecer os laços entre o Oriente Médio e a Ásia, uma vez que esta última região depende cada vez mais do fornecimento de petróleo da primeira.

De maneira geral pode se afirmar, com relação à produção de derivados de petróleo que:

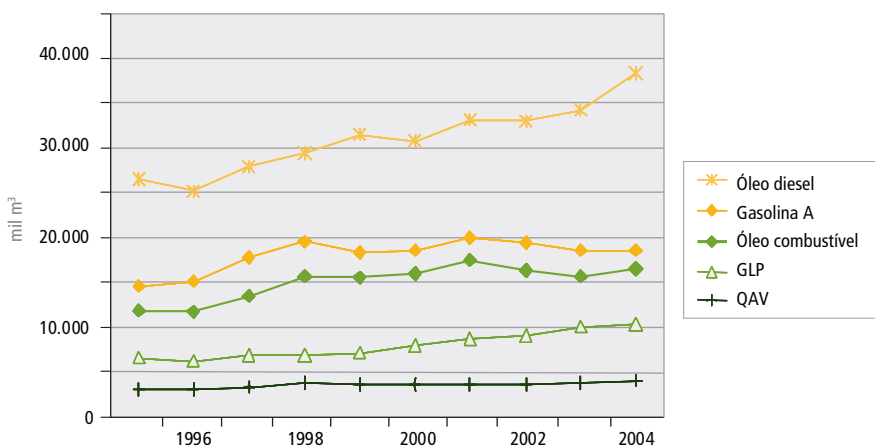
- Derivados leves e médios lideram a expansão da demanda, especialmente no setor de transportes;
- O petróleo processado tende a se tornar cada vez mais pesado e com maior teor de enxofre, o que obriga aumento de investimentos em unidades fundo de barril para processar frações cada vez mais pesadas;
- Haverá modificações nas especificações de combustíveis, de modo a atender à regulação ambiental.

4. Disponibilidade de derivados de petróleo no Brasil

Também no Brasil derivados médios e leves são predominantes na estrutura de consumo e, conseqüentemente, de produção. O aumento na produção de petróleo nacional levou à necessidade de adaptações nas refinarias de modo a processá-lo e produzir maior quantidade de derivados médios. Com este tipo de petróleo sendo processado, o percentual de produtos pesados é elevado, ainda que a demanda por estes tipos de produtos não exista ou esteja em redução. Essa questão justifica o investimento crescente em unidades de conversão fundo de barril nas refinarias existentes. Não fossem os investimentos em unidades de FCC (*Fluid Catalytic Cracking*), de resíduo atmosférico e de coqueamento retardado, o percentual de óleo combustível produzido teria crescido e o de óleo diesel diminuído em decorrência do processamento de petróleo nacional, acentuando a dependência de importações de óleo diesel.

A produção nacional de derivados de petróleo aumentou 38%, em volume, entre 1995 e 2004, considerando tanto derivados energéticos quanto não energéticos (Figura 9).

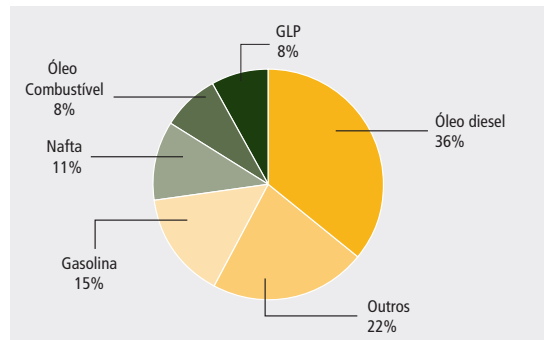
Figura 9 – Evolução da produção de derivados de petróleo no Brasil



Fonte: ANP, 2006.

Como o setor de transportes brasileiro está fortemente baseado no modal rodoviário, o óleo diesel é o principal derivado produzido, seguindo a tendência da demanda (Figura 10). Em seguida, têm-se as produções de gasolina e do óleo combustível, que em 2004, representavam, respectivamente, 18% e 16% da produção nacional de derivados.

Figura 10 – Participação dos derivados de petróleo na demanda em 2004

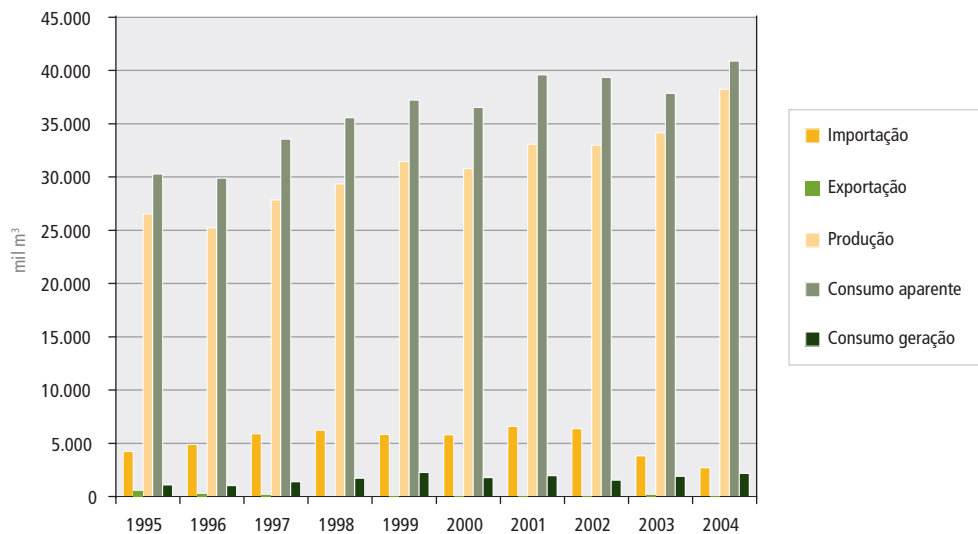


Fonte: BP, 2006.

O consumo de óleo diesel para geração termelétrica não tem ultrapassado 2,3 milhões de m³/ano nos últimos dez anos, e tem representado entre 5 e 6% do consumo total deste derivado no país.

Devido aos esforços para a adaptação do parque de refino nacional, as importações de óleo diesel vêm decrescendo sistematicamente (vide Figura 11).

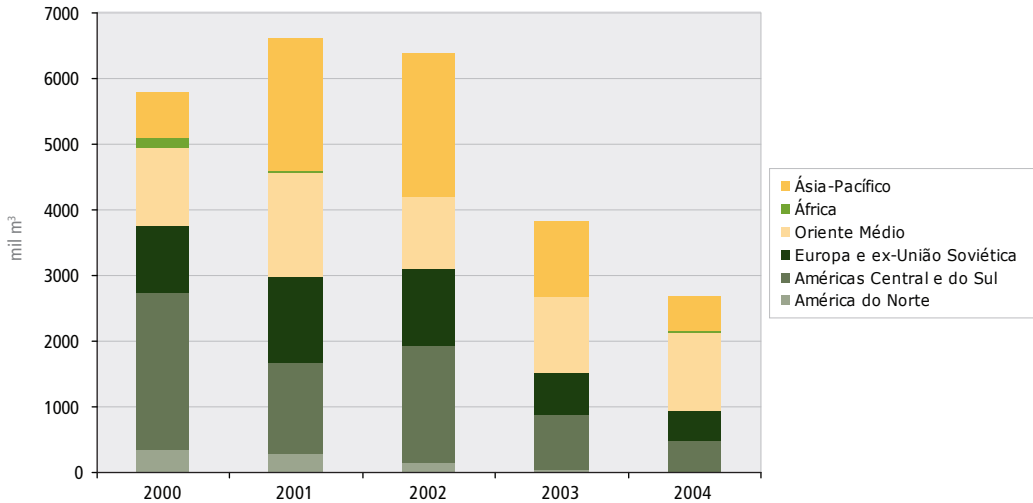
Figura 11 – Evolução do consumo aparente de óleo diesel no Brasil



Fonte: ANP, 2006, e MME, 2006.

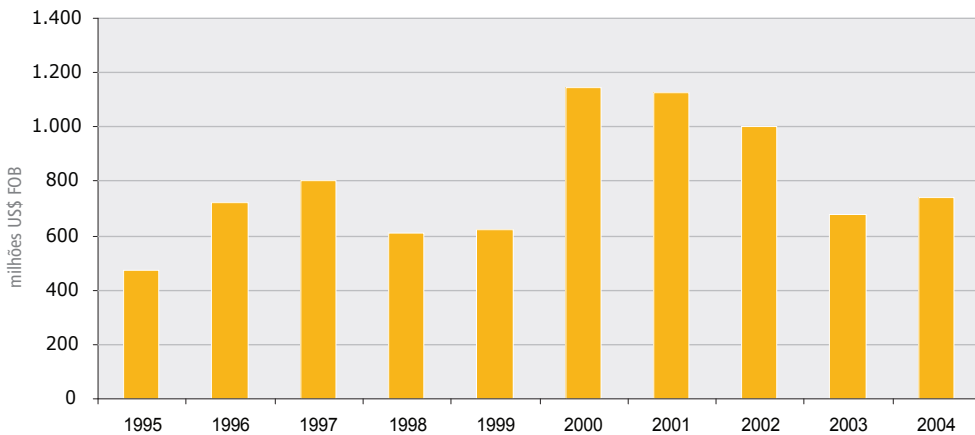
Desde 2000, as importações brasileiras de óleo diesel oriundo do Oriente Médio, especialmente da Arábia Saudita, Kuwait e Emirados Árabes, têm se mantido constantes em valores absolutos, mas têm se elevado em termos percentuais, uma vez que as quantidades importadas das Américas Central e do Sul e da Ásia-Pacífico têm diminuído significativamente (Figura 12). Vale ressaltar que a evolução do saldo líquido de importações menos as exportações de diesel não tem decrescido tanto quanto o *quantum* (Figura 13).

Figura 12 – Evolução das importações de óleo diesel no Brasil por região



Fonte: ANP, 2006.

Figura 13 – Evolução do saldo comercial de óleo diesel



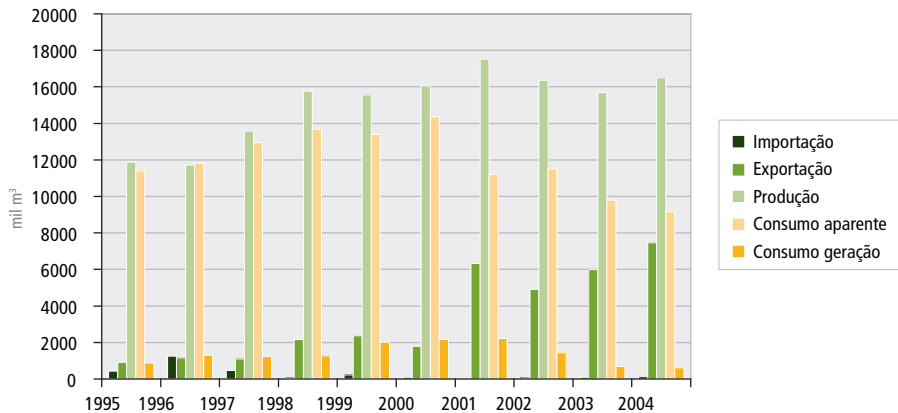
Fonte: MDIC / SECEX, PETROBRAS.

OBS. Importações – exportações; valores positivos = saldo comercial negativo

O óleo combustível é um dos derivados de menor valor no mercado, e que vem sendo substituído progressivamente, nos últimos anos, pelo gás natural.

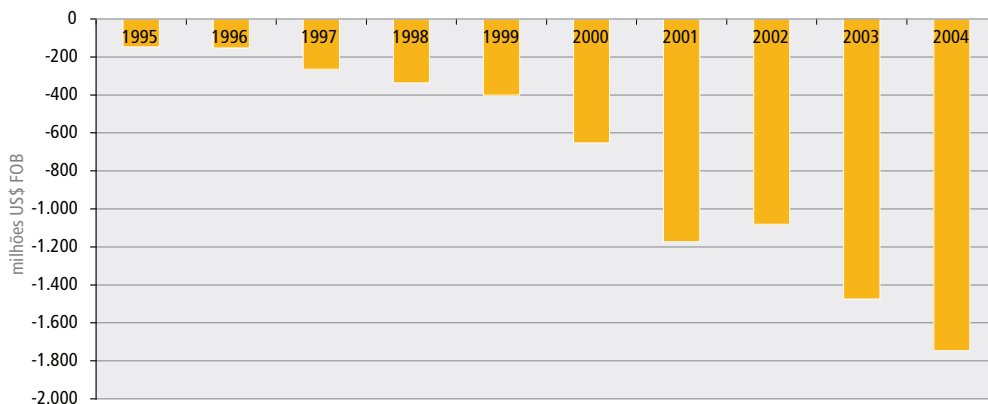
Entre 1995 e 2001, a demanda de óleo combustível praticamente não se alterou enquanto houve o crescimento da produção, o que proporcionou o crescimento das exportações nesse período. Desde 2001, tem ocorrido o decréscimo da produção, em função da adaptação das refinarias nacionais para o processamento de petróleo mais pesado nacional e do consumo, o que ocasionou o aumento da disponibilidade de produto para exportação (ver Figura 14). Este aumento do *quantum* de exportações se traduz em aumento do saldo comercial referente a exportação menos importação deste derivado (Figura 15).

Figura 14 – Evolução do consumo aparente de óleo combustível no Brasil



Fonte: ANP, 2006, e MME, 2006.

Figura 15 – Evolução do saldo comercial de óleo combustível



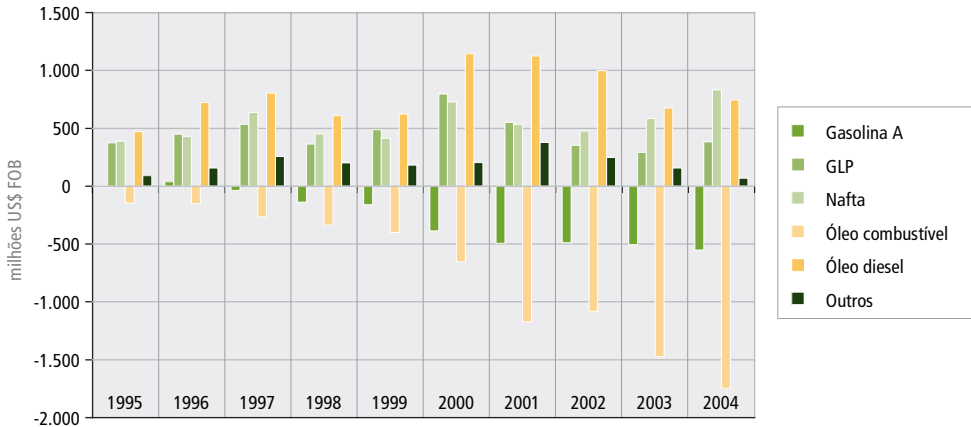
Fonte: ANP, 2006, e MME, 2006.

OBS. Importações - exportações; valores negativo = saldo comercial positivo.

O consumo de óleo combustível destinado à geração de eletricidade alcançou seu patamar máximo em 2001, quando houve a crise energética no país, representando em torno de 20% do consumo total. Desde então, seu consumo vem decrescendo e representou em torno de 7% do total consumido em 2004.

Vale destacar também que, juntamente com o diesel, o GLP e a nafta apresentam valores elevados de importação e contribuem para saldos negativos na balança comercial (Figura 16).

Figura 16 – Evolução do saldo comercial dos derivados

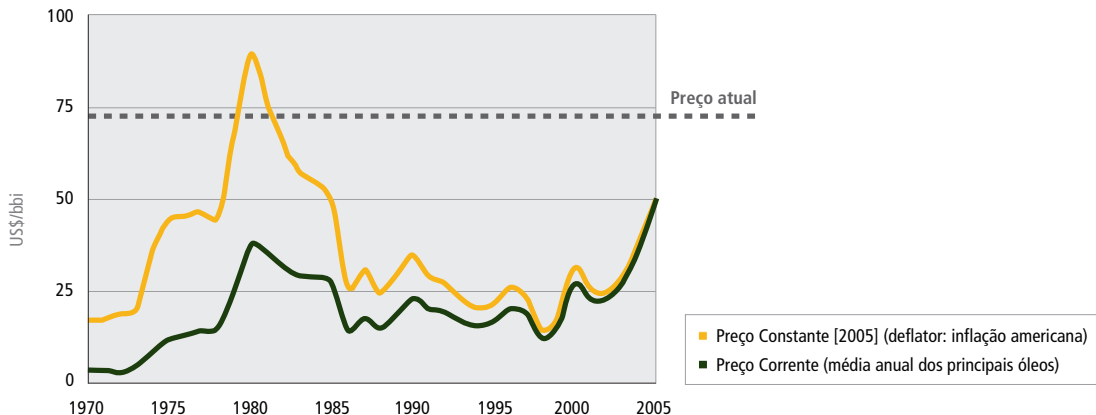


Fonte: MDIC / SECEX, PETROBRAS.
 OBS. Importações - exportações; valores positivos = saldo comercial negativo.

5. Preços dos derivados de petróleo

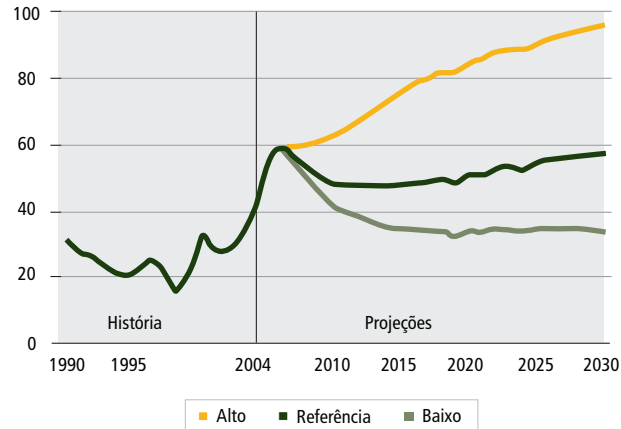
Os preços mundiais de petróleo têm crescido nos últimos anos (Figura 17), o que impacta o preço de seus derivados. Não é esperada uma redução brusca dos preços de petróleo, conforme cenário do Departamento de Energia norte-americano (Figura 18).

Figura 17 – Histórico dos preços de petróleo



Fonte: EIA, 2006.

Figura 18 – Cenários de evolução dos preços de petróleo



Fonte: EIA, 2006.

A desregulamentação do setor de abastecimento de combustíveis no Brasil iniciou-se na década de 90 e culminou com a abertura total do mercado em 1º janeiro de 2002. Tal processo contemplou, entre outros, a liberação de preços, margens e fretes em toda cadeia produtiva, objetivando o desenvolvimento de um mercado competitivo (SILVEIRA, 2002). Desde então, os preços de derivados de petróleo no país seguem as variações de preços do mercado internacional.

No caso do óleo diesel importado, os preços são os praticados no mercado internacional acrescidos de frete e impostos. Os preços do óleo combustível no mercado interno são os praticados no mercado internacional, descontados do frete e acrescidos dos impostos e custos de transporte até o consumidor final. Usa-se como referência o preço do óleo combustível no mercado internacional, uma vez que o custo de oportunidade é justamente a sua exportação.

Os preços de óleo diesel e óleo combustível têm crescido ano a ano, conforme verificou-se na Tabela 6 na nota técnica anterior, rerepresentada a seguir (Tabela 1), em que constam os preços pagos por este derivado nos sistemas isolados do Brasil.

Tabela 1 – Preços de combustíveis sem ICMS para geração de energia elétrica nos sistemas isolados
(R\$/l para óleo diesel e R\$/kg para óleo combustível)

Estado	Empresa	2000		2001		2002		2004		2005		2006		Biodiesel
		OD	OC	OD	OC	OD	OC	OD	OC	OD	OC	OD	OC	
Roraima	CER	0,560	-	0,779	-	0,774	-	1,238	-	1,354	-	1,775	-	-
	Boa Vista Energia	0,460	-	0,774	-	0,783	-	1,200	-	1,309	-	-	-	-
Amazonas	CEAM	0,510	-	0,731	-	0,742	-	1,221	-	1,338	-	1,774	-	-
	Manaus Energia	0,440	0,32	0,616	0,43	0,658	0,40	1,008	0,89	1,159	0,74	1,468	1,220	-
	Rio Amazonas	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000	-	-	1,220	-
	Manaurara	-	-	-	-	-	-	-	-	0,000	-	-	1,220	-
Acre	Eletoacre	0,530	-	0,775	-	0,834	-	1,384	-	1,482	-	1,988	-	-
	Eletronorte	0,500	-	0,748	-	0,758	-	1,200	-	1,309	-	-	-	1,79
Rondônia	CERON	0,620	-	0,824	-	0,821	-	1,341	-	1,469	-	1,934	-	-
	Eletronorte	0,500	-	-	-	0,658	-	1,110	-	1,242	-	1,671	-	179
Mato Grosso	CEMAT	0,590	-	0,853	-	0,864	-	1,455	-	1,554	-	2,001	-	-
Mato Grosso do Sul	Enersul	0,550	-	0,746	-	0,733	-	1,185	-	1,288	-	1,643	-	-
Amapá	CEA	0,590	-	0,831	-	0,822	-	1,352	-	1,361	-	1,776	-	-
	Eletronorte	0,500	-	0,748	-	0,758	-	1,110	-	1,242	-	1,671	-	-
Pará	Celpa	0,520	-	0,796	-	0,787	0,40	1,276	-	1,398	-	1,790	-	-
	Jarcel	0,50	-	-	0,43	-	-	1,10	-	1,16	0,74	1,46	0,92	-
Pernambuco	CELPE	0,57	-	1,16	-	1,11	-	1,52	-	1,62	-	1,84	-	-
Maranhão	CEMAR	0,60	-	0,80	-	0,79	-	1,22	-	1,33	-	1,74	-	-
Bahia	COELBA	0,57	-	0,75	-	0,73	-	1,15	-	1,62	-	1,84	-	-
Tocantins	CELTINS	0,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ceará	Breitener	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,22	-
	CGE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,22	-
	Servtec	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,22	-

Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

Fonte: Eletrobras, 2006.

6. Cenário tecnológico

Conforme explicitado anteriormente, as termelétricas a diesel no Brasil são predominantemente formadas por pequenos grupos geradores que atendem à demanda dos sistemas isolados, principalmente na região Norte. Já as termelétricas a óleo combustível atendem principalmente à demanda de ponta, sobretudo na região Sudeste, e o seu princípio de funcionamento se baseia no ciclo Rankine.

Alguns motores podem queimar misturas de combustíveis como diesel-gás, diesel-álcool, diesel-óleo combustível (de baixa viscosidade), desde que mantenham um número de cetano⁴ ideal para a operação do motor ou que o motor seja projetado para isso.

4 O número de cetano representa a qualidade de ignição de um combustível para máquinas que operam segundo o ciclo diesel. Quanto mais parafínico for o óleo, melhores serão suas características de ignição.

Não se espera uma significativa evolução dessas tecnologias, com exceção no que se refere à redução de emissões de poluentes. Cabe ressaltar, conforme dito anteriormente, que tecnologias mais avançadas (*advanced technologies*) ou tecnologias mais limpas (*clean technologies*) podem ter um papel importante em um cenário de critérios ambientais mais rígidos, que é o que se configura futuramente. Um exemplo desse tipo de tecnologia é o ciclo combinado com óleo gaseificado (*oil gasification combined cycle*), que se baseia na gaseificação de resíduos de petróleo. O gás obtido pode ser usado não somente para a geração de energia elétrica, mas também, para a produção de vários produtos químicos, até mesmo combustíveis. Tais usinas guardam muitas semelhanças com as usinas integradas de ciclo combinado com gaseificação de carvão (*integrated coal gasification combined cycle*). As diferenças consistem na quantidade de oxigênio necessário (as plantas a carvão exigem maior quantidade) e na quantidade de resíduos gerados (escória, no caso do carvão, e metais, no caso do óleo).

7. A Geração térmica a derivados de petróleo no Brasil

De acordo com o abordado anteriormente, em um sistema elétrico de base hidráulica, a lógica econômica impõe que as usinas térmicas operem em regime de complementação. Idealmente, devem permanecer desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as afluições e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. A melhoria da confiabilidade elétrica é uma importante característica das usinas térmicas em geral, que se situam próximas aos centros de carga.

A complementaridade se verifica especialmente nas térmicas a óleo combustível da região Sudeste. A Amazônia se distingue das demais regiões do país por ser suprida eletricamente por diversos sistemas isolados, que são, em sua maioria, de pequeno porte, apresentam baixa confiabilidade e baixa eficiência econômica, reflexo dos altos custos de produção de energia, oriunda, principalmente, de geração térmica à base de óleo diesel e óleo combustível (DOMINGUES, 2003). O suprimento de energia elétrica aos sistemas isolados é oneroso, pois os subsídios existentes (Conta Consumo de Combustíveis – CCC) cobrem apenas parte dos custos das concessionárias. Para informações mais detalhadas a respeito da CCC, vide Anexo I.

Segundo Domingues (2003), a experiência mundial tem demonstrado que as interconexões elétricas regionais proporcionam benefícios, tais como: melhorias no suprimento elétrico, otimização dos investimentos, desenvolvimento de recursos energéticos regionais, aumento da competitividade, estímulo ao desenvolvimento econômico, mitigação dos impactos ambientais negativos, entre outros.

Os projetos de interligação elétrica entre o Sistema Interligado Nacional - SIN e os sistemas isolados mais expressivos⁵, além de apresentar viabilidade econômica, possibilitam a integração da região amazônica ao processo de desenvolvimento regional. Embora os projetos de interconexões regionais propostos tenham o potencial de promover benefícios econômicos, alguns problemas técnicos, fiscais, políticos, comerciais e ambientais deverão ser superados.

5 Os sistemas isolados mais expressivos em termos das dimensões de suas cargas são os que atendem às capitais dos Estados do Amazonas, de Rondônia e do Acre, do Amapá e de Roraima e algumas localidades do interior a eles interligadas.

Um desafio técnico importante a ser superado é a travessia do rio Amazonas, apesar da experiência brasileira na construção de grandes sistemas de transmissão. A perda de arrecadação de ICMS que alguns estados podem sofrer devido à redução no consumo de combustíveis para geração termelétrica é um desafio de natureza fiscal e política. No que se refere às questões ambientais, deve-se considerar que, embora os projetos de interconexão elétrica provoquem impactos ao meio ambiente, este impacto deve ser comparado aos impactos ocasionados pela queima de combustível fóssil para geração de eletricidade.

O Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015 prevê a interligação desses sistemas isolados da Amazônia ao SIN. No Anexo 2 são descritos os sistemas Acre-Rondônia e Manaus-Macapá que estão programados para serem integrados ao SIN em 2008 e 2012, respectivamente.

8. Potencial de geração a partir de derivados de petróleo

■ 8.1. Potencial de geração a partir de óleo combustível no Brasil

Para efeito do cálculo de potencial de geração de energia elétrica a partir de óleo combustível, considerou-se a perspectiva de redução da produção deste combustível no país em função da adaptação do parque de refino nacional, por meio da implantação, até 2010, de unidades de coqueamento retardado. Assim, até 2010, admitiu-se que seria mantida a mesma taxa de decréscimo nas quantidades produzidas observadas nos últimos anos (de 2001 a 2004), qual seja de -2% ao ano.

A partir de 2010, duas novas refinarias deverão estar implantadas no Brasil, uma em Pernambuco e outra no Rio de Janeiro. Apesar de essas refinarias serem projetadas para minimizar a produção de óleo combustível, espera-se que haja um acréscimo na quantidade total produzida. Dessa forma, entre 2010 e 2020 supôs-se uma taxa de decréscimo da produção de óleo combustível menor. O valor adotado, de -1% ao ano para o período, é compatível com o acréscimo de produção proporcionado pelas novas refinarias.

Entre 2020 e 2030, admitiu-se que a taxa de decréscimo da produção seria a mesma assumida no primeiro período do horizonte de estudo, qual seja: -2% ao ano.

Adicionalmente, considerou-se que todo o óleo combustível produzido poderá ser potencialmente usado para a geração de energia elétrica. Essa suposição se apóia no fato de que, hoje, grande parte da produção de óleo combustível é destinada à exportação. Um potencial de geração de eletricidade traz, implicitamente, a hipótese de que a opção de gerar energia elétrica a partir do óleo teria mais valor à sociedade que a exportação do produto.

Vale ressaltar que não se considerou a hipótese de importação deste combustível porque, conforme destacado, há excedentes deste combustível que são normalmente exportados.

Nessas condições, foram obtidos os valores apresentados na Tabela 2, por meio de cálculos que consideram, ainda, rendimento de 33% e fatores de capacidade médios operativos de 10 e 50%.

Os resultados mostram que o potencial é decrescente, em razão das hipóteses de disponibilidade consideradas. Para efeito de potencial, deve-se, portanto, considerar, a restrição de longo prazo, dada pela lógica do mercado dos derivados do petróleo. Isso é, o potencial de geração termelétrica a partir do óleo combustível estará limitado a 8.000 MW, se a garantia de energia almejada for compatível com um fator de capacidade de 50% da potência instalada.

Tabela 2 – Potencial de geração de energia elétrica a partir de óleo combustível

Ano	Potencial (GW)	
	(FC = 10%)	(FC = 50%)
2005	62	12
2010	56	11
2015	53	11
2020	51	10
2025	46	9
2030	41	8

Obs.: FC: fator de capacidade

■ 8.2. Potencial de geração a partir de óleo diesel no Brasil

Para o cálculo de potencial de geração de energia elétrica a partir de óleo diesel, considerou-se a perspectiva de crescimento de sua produção no país, em função da demanda do setor de transporte, das adaptações das refinarias existentes e da construção de novas refinarias.

Além disso, considerou-se que o *drive* do consumo de óleo diesel permanecerá sendo o setor de transporte. Portanto, apenas uma fração da produção poderá ser considerada potencialmente disponível para a geração de energia elétrica sem prejuízo do uso principal do produto.

Na cenarização do aumento da produção de óleo diesel, considerou-se que:

- Entre 2001 e 2004, a produção nacional cresceu a uma taxa média anual de 5%;
- A partir de 2010, diversas adaptações nas refinarias existentes, de modo a aumentar a produção de derivados leves e médios, como o diesel, estarão em funcionamento;
- Também, a partir de 2010, duas novas refinarias estarão em operação, aumentando a capacidade de produção de diesel.

Nessas condições, manteve-se, até 2010, a taxa de crescimento da produção observada no histórico, de 5% ao ano. A partir desse ano, considerou-se a taxa de 7% ao ano, que é compatível com o aumento da capacidade de produção e com o aumento da demanda.

Do total de diesel produzido, admitiu-se que 5% poderiam, potencialmente, ser destinados à geração de energia elétrica sem prejuízo dos demais usos. Esse percentual é compatível com a proporção histórica do consumo desse combustível para geração de energia elétrica em relação ao consumo total do energético.

Nessas condições, foram obtidos os valores apresentados na Tabela 3, por meio de cálculos que consideram, ainda, rendimento de 33% e fatores de capacidade médios operativos de 10 e 50%, observando-se que não foi considerada hipótese de importação deste combustível.

Os resultados mostram que o potencial de geração, em 2020, seria de 12.000 MW, para uma garantida de geração equivalente a 50% da potência instalada e que, nas mesmas condições, poderia chegar a 25.000 MW em 2030.

Tabela 3 – Potencial de geração de energia elétrica a partir de óleo diesel

Ano	Potencial (GW)	
	(FC = 10%)	(FC = 50%)
2005	25	5
2010	32	6
2015	44	9
2020	62	12
2025	87	17
2030	123	25

Obs.: FC: fator de capacidade

9. Emissões

Quando se fala de termelétricidade a partir de combustíveis fósseis, é forçoso observar o impacto do uso dos mesmos na qualidade do ar. Os padrões de qualidade do ar e os padrões de emissões de poluentes são estabelecidos levando-se em consideração os efeitos dos poluentes nos receptores (seres humanos e outros animais, plantas e materiais).

Verifica-se o crescimento da preocupação mundial com relação às emissões de CO₂ e de outros gases considerados causadores de efeito estufa que contribuem ao aquecimento global. As emissões de outros poluentes se apresentam também como uma variável importante, na medida em que a legislação ambiental se torna mais restritiva no mundo inteiro.

A legislação ambiental brasileira sofreu grande influência da legislação da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos – EPA (*Environment Protection Agency*), que estabelece padrões de qualidade do ar para os poluentes atmosféricos mais comumente prejudiciais à saúde e bem estar dos seres humanos, quais sejam CO, SO₂, O₃, NO₂, PM₁₀, PM_{2,5} e Pb. A legislação brasileira sobre o tema é a Resolução CONAMA nº03/90, que estabelece dois padrões de qualidade do ar para todo o território nacional: o primário e o secundário.

Os valores dos coeficientes de emissão de gases de efeito estufa apresentados na Tabela 4 sugerem que uma estratégia de substituição de combustíveis com elevado teor de carbono, como carvão mineral e derivados de petróleo, por combustíveis com nenhum ou mais baixo teor de carbono, como nuclear e gás natural, apresentar-se-ia com grande potencial de redução das emissões globais de CO₂. Observa-se que há potencial para redução não somente de emissões de CO₂ mas também de SO₂ e NO_x, conforme depreende-se da Tabela 5.

Tabela 4 – Coeficientes de emissão de CO₂ na combustão de combustíveis fósseis

Combustível	Poder Calorífico (MJ/kg ou Nm ³)	Coefficiente de Emissões (g CO ₂ –eq/MJ)
Carvão vapor	22,9 – 29,3	106,4
Antracito	21,0 – 34,0	94,6
Óleo combustível pesado	40,0 – 41,0	78,0
Óleo combustível leve	41,0 – 42,8	74,2
Gás Natural	36,6 – 37,8	56,8

Fonte: World Energy Council, 2006.

Tabela 5 – Emissões padrões em atividades energéticas, por tipo de combustível e por uso final

Combustível	Atividade	Material particulado (kg/t)	SO ₂ (kg/t)	NO _x (kg/t)	HC (kg/t)	CO (kg/t)
Derivados de petróleo	Industrial e Comercial	3,00	4,00	7,50	0,40	0,55
Gás natural	Geração elétrica	0,29-0,34	1,00	3,6-11,5	0,02-0,06	0,32
	Industrial e Comercial	0,34	1,00	3,60	0,06	0,32
Carvão mineral	Geração elétrica	16,25-20,0	3,80	7,5-9,0	0,15-0,5	0,5-1,0
	Industrial e Comercial	16,25	3,80	7,50	0,50	1,00

Fonte: DOS SANTOS et al., 2004.

De acordo com informações do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o fator de emissão de CO₂ no Sistema Interligado Nacional foi, em 2005, de cerca de 660 kg/MWh. Pode-se considerar que, em perspectiva, a evolução nos mecanismos de controle de emissões possa reduzir esse índice.

Na Tabela 6 são apresentadas estimativas de emissões de CO₂ para diferentes potências de termelétricas a derivados de petróleo, considerando um fator de emissões entre 630 e 660 kg/MWh, sendo o fator de capacidade médio operativo parametrizado entre 10 e 50%.

Tabela 6 – Emissões de gases por futuras termelétricas a derivados de petróleo

Potência (MW)	Geração anual (10 ³ MWh)			Emissões (10 ⁶ t CO ₂ – eq)		
	FC=10%	FC=30%	FC=50%	FC=10%	FC=30%	FC=50%
500	438	1.314	2.190	0,28-0,29	0,83-0,87	1,38-1,45
1.000	876	2.628	4.380	0,55-0,58	1,66-1,73	2,76-2,89
5.000	4.380	13.140	21.900	2,76-2,89	8,28-8,67	13,8-14,5

FC = fator de capacidade médio operativo

Para se fazer uma idéia do que esses valores significam, vale a comparação com o volume total de emissões no Sistema Interligado brasileiro em 2005, que não atingiu 20 milhões de toneladas de CO₂-equivalente. A instalação de apenas 5.000 MW em novas termelétricas a derivados de petróleo no Sistema Interligado Nacional, correspondente a menos de 6% da potência instalada do SIN ao final de 2005 (que foi de 84.177 MW, segundo dados do ONS), do ONS, pode elevar muito esse nível de emissões caso essas térmicas sejam chamadas a operar, embora a expectativa de geração, em razão do elevado custo do combustível, seja correspondente a um fator de capacidade médio operativo muito baixo.

10. Comentários finais

O limitador existente atualmente ao uso de derivados de petróleo para a geração de energia elétrica não está na quantidade disponível de petróleo ou combustível, mas sim, no seu preço, nos seus usos potenciais e nas questões ambientais ou estratégicas envolvidas.

Constata-se uma grande variação dos preços de petróleo no mercado mundial, que se reflete nos preços

de derivados. Tal variação passou a ter mais impacto no mercado brasileiro a partir da liberação dos preços de derivados, regulamentados até dezembro de 2001. Deve-se levar em conta que os preços de derivados não apresentam uma tendência futura de queda acentuada, o que tem impacto direto nos custos de energia elétrica gerada a partir deles, uma vez que os custos de combustível representam uma parcela significativa dos custos de geração.

Sob o ponto de vista tecnológico, alguma evolução ainda é possível com relação aos rendimentos de motores de combustão interna e à queima em caldeiras, ou sob o ponto de vista de redução de emissões de poluentes. Uma tendência tecnológica que se apresenta como possibilidade para geração de energia elétrica é a gaseificação de resíduos de processamento de petróleo. No entanto, a gaseificação de resíduos fica sujeita à disponibilidade dos mesmos, e a tendência é que as quantidades disponíveis sejam bastante variáveis, pois o refino busca maximizar a produção de combustíveis mais rentáveis, como óleo diesel e gasolina, voltados para o uso no setor de transportes.

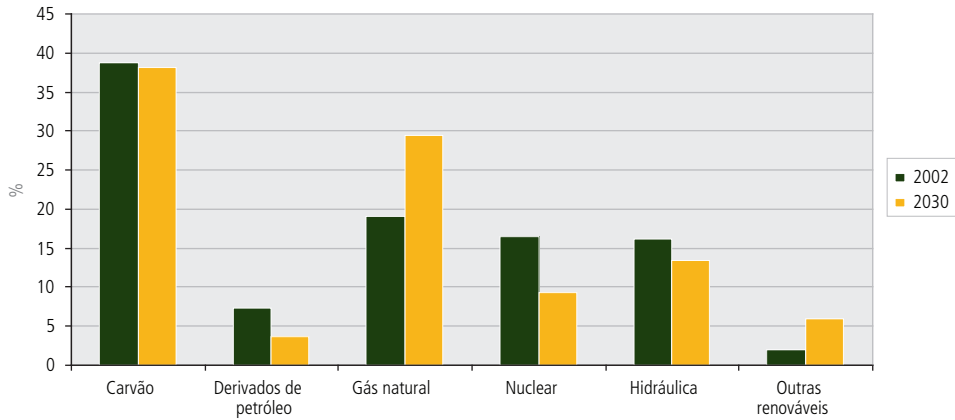
Constata-se, ainda, que a taxa de conversão nas refinarias vem aumentando em diferentes regiões do mundo por meio de investimentos em unidades de processamento de fundo de barril, que transformam produtos pesados, dentre os quais se destaca o óleo combustível, em produtos mais leves e de maior valor agregado e, de maneira geral, as refinarias brasileiras têm acompanhado essa tendência.

No atual estágio tecnológico do uso de combustíveis fósseis, o gás natural é menos poluente. A utilização deste combustível em equipamentos adaptados e adequados para a queima de gás também elimina a emissão de óxido de enxofre, fuligem e materiais particulados, enquanto as emissões de CO e NO_x podem ser relativamente bem controladas. Em função dos benefícios ambientais do uso do gás natural, verifica-se a tendência de crescimento do consumo de gás natural e do uso de térmicas bi-combustível, em que o óleo diesel e o óleo combustível são usados apenas para garantia de suprimento.

Por outro lado, a tendência de decréscimo no consumo de derivados de petróleo para a geração termelétrica é reforçada pela tendência de crescimento da geração a partir de fontes alternativas de energia, cujos custos tem-se mostrado decrescentes ao longo do tempo. Vale ressaltar que esforços têm sido feitos para o aproveitamento de fontes alternativas de geração de energia, especialmente nos sistemas isolados do Brasil, onde nem mesmo a opção dieselétrica é possível.

Os derivados de petróleo são predominantemente usados no setor de transportes, o que provavelmente se manterá no futuro, sendo o seu uso para geração de energia elétrica restrito a situações em que outras fontes não são economicamente competitivas ou em momentos de emergência. Na Figura 19, é apresentada a evolução esperada para a participação relativa das diferentes fontes na geração de energia elétrica no mundo.

Figura 19 – Evolução da participação de diferentes fontes na geração de energia elétrica no mundo



Fonte: EIA, 2006.

A única região onde deverá ocorrer aumento significativo da capacidade de geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo é o Oriente Médio, onde deverão ser construídas novas plantas^{6,7}.

Conforme apontado no Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015 (EPE, 2006d) é provável o decréscimo de participação de óleo combustível e de óleo diesel na capacidade de geração termelétrica neste horizonte. Considerando as usinas em construção e as que possuem outorga para a construção, verifica-se que é inexpressiva a expansão prevista das termelétricas que geram energia elétrica a partir de derivados de petróleo no Brasil. No entanto, deve-se considerar que esse quadro pode se reverter em um cenário de escassez de gás natural, visto que há vários projetos sendo desenvolvidos com tecnologia bi-combustível, ou seja, usinas que podem produzir eletricidade com gás natural, óleo diesel ou mesmo biomassa.

⁶ O uso de derivados de petróleo para geração de eletricidade no Oriente Médio deve aumentar de 2100 trilhões de Btu em 2002 para 4.100 trilhões de Btu em 2025.

⁷ Recentemente, houve um crescimento na geração de eletricidade a partir de derivados de petróleo na China, em razão de o pico de demanda nesse país vir ultrapassando a geração existente. O setor industrial desse país vem usando geradores a diesel para superar situações de escassez de energia. Tal situação, contudo, não deve perdurar a médio prazo, em razão da entrada em operação de capacidades planejadas em usinas hidrelétricas e nucleares, assim como em usinas térmicas a gás natural e a carvão.

11. Referências bibliográficas

- ANP. **Anuário Estatístico**. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>, Acesso em 07/04/06.
- BP. **BP Statistical Review**. Acesso em 03/07/06.
- DOMINGUES, P.C.M., **A Interconexão Elétrica dos Sistemas Isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional**. Dissertação de Mestrado. UFSC/Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. 2003.
- DOS SANTOS, E.M., ZAMALLOA, G.C., VILLANUEVA, L.D., FAGÁ, M.T., **Gás Natural – estratégias para uma energia nova no Brasil**. Annablume Editora. 2002
- EIA. **International Electricity Analysis to 2025**. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>, acesso em 13/04/2006.
- Eletrobras. **Conta Consumo de Combustíveis**. Disponível em <<http://www.eletrobras.com.br>>, acesso em 24/04/2006.
- EPE, **Petróleo e Derivados. Centros de Transformação. Estrutura de Produção, Refino e Transporte. Logística e Tecnologia**. EPE: Rio de Janeiro, 2006a.
- EPE, **Geração Termelétrica a partir do Petróleo e Derivados. Caracterização Técnico-econômica**. EPE: Rio de Janeiro, 2006b.
- EPE, **Geração Termelétrica a partir do Carvão Mineral. Caracterização Técnico-econômica**. EPE: Rio de Janeiro, 2006c.
- EPE, **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015**. Ministério de Minas e Energia: Rio de Janeiro, 2006d.
- FARAH, M.A., **O Petróleo**. Apostila do curso de formação de Analista de Comércio e Suprimento da Petrobras. 2004.
- FULTON, L., **Reducing Oil Consumption in Transport: Combining Three Approaches**. Report Number EET/2004/01. Disponível em <http://www.iea.org>. 2004.
- LORA, E.E.S., NASCIMENTO, M.A.R., 2004. **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação**. Volumes 1 e 2. Editora Interciência.
- EPE, **Balanco Energético Nacional 2005 (Ano-base 2004)**. EPE: Rio de Janeiro, 2005.
- NASCIMENTO, M.V.G., VIEIRA, L.S.R., DA SILVA, M.R., FLEURY, G., DOMINGUES, P.C., SADI, G.C., ALMEIDA, S.C.A., BELCHIOR, C.R.P., **Opções à Geração Dieselétrica para Sistemas Isolados na Região Norte: eólica, hidrocínética e biomassa**. 17 a 22 de outubro, 1999.
- SILVEIRA, J.P., **A abertura de mercado abastecimento de combustíveis: a nova estrutura tributária e a evolução da desregulamentação de preços**. Nota Técnica ANP: Rio de Janeiro, 2002.
- TAVARES, M.E.E., **Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas – Uma Análise “Cross-Section”**. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro, 2005.
- TOLMASQUIM, M.T. (coord.), **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Editora Interciência: Rio de Janeiro, 2005.
- XAVIER, E.E., **Termeletricidade no Brasil – proposta metodológica para inventário das emissões aéreas e sua aplicação para o caso do CO2**. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro, 2004.

ANEXO I

Análise das condições da Conta Consumo de Combustíveis - CCC e sua evolução histórica

A Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, criada através da Lei nº 5.899, de 05/07/73, determinou que o consumo de combustíveis fósseis, utilizado para atender às necessidades dos sistemas interligados fosse rateado entre todas as empresas concessionárias daquele sistema. Posteriormente, a Lei nº 8.631, de 04/03/93, estendeu a todos os concessionários distribuidores do país o rateio do custo do consumo de combustíveis necessários à geração de energia elétrica nos sistemas isolados. O Decreto nº 774, de 18/03/1993 estabeleceu o desdobramento da CCC em três subcontas distintas: CCC Sul/Sudeste/Centro-Oeste, CCC Norte/Nordeste e CCC dos Sistemas Isolados, as quais se constituem em reservas financeiras para cobertura do custo de combustível utilizado na geração de energia elétrica.

A CCC é gerenciada pela Eletrobrás, de acordo com procedimentos definidos por regulamentação da ANEEL. A quantidade de combustível necessária ao atendimento da geração termelétrica prevista é estabelecida, a cada ano, pela Eletrobrás, por meio do Plano Anual de Combustíveis do Sistema Interligado e dos Sistemas Isolados. Com base nessa previsão, são estimados os recursos financeiros necessários à cobertura das despesas com aquisição de combustíveis, que serão rateados entre todos os concessionários ou autorizados do Sistema Elétrico Brasileiro, de modo proporcional à sua participação nas vendas diretas. A ANEEL, com base nos valores definidos no Plano Anual de Combustíveis, determina as cotas a serem recolhidas pelas concessionárias ou autorizadas. A Eletrobrás faz o reembolso mensal das despesas com aquisição de combustíveis utilizados para a geração de energia elétrica, debitando estes valores nas respectivas subcontas.

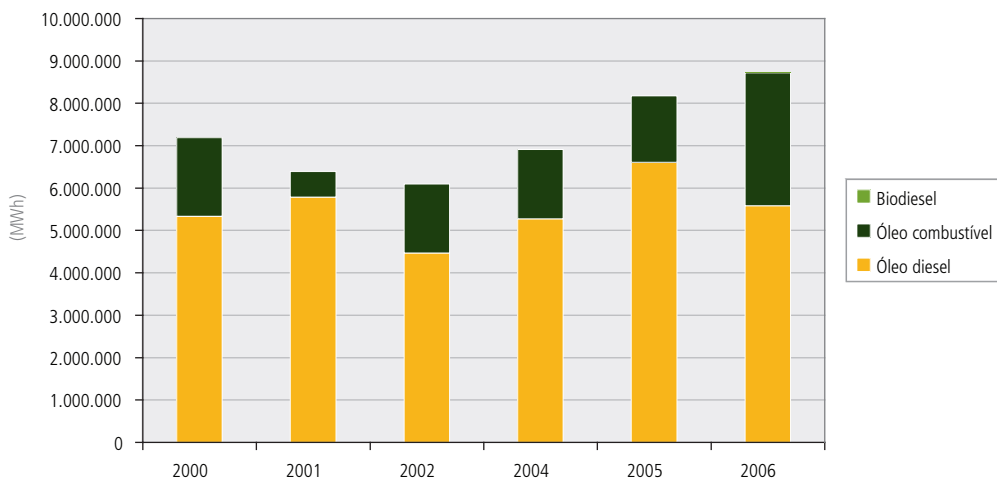
A sistemática de funcionamento da CCC nos sistemas interligados obedece ao esquema de reembolso. A empresa compra o combustível, junto ao fornecedor, efetuando o pagamento que, após a análise, será reembolsado pela Eletrobrás se aprovado. Para os Sistemas Isolados, foi introduzido o conceito de Equivalente Hidráulico, que representa uma parcela de responsabilidade do concessionário ou autorizado que equivale à energia hidráulica que poderia substituir a geração térmica correspondente, caso os sistemas estivessem completamente interligados. A Energia Hidráulica Equivalente é valorada por uma tarifa publicada em resolução específica da ANEEL. Essa tarifa, multiplicada pela geração térmica de cada empresa, resulta no valor em moeda corrente a ser pago pela empresa diretamente ao fornecedor de combustíveis, ficando o restante das despesas com combustíveis a ser coberto pela CCC. No Sistema Interligado, não existe a figura do Equivalente Hidráulico, uma vez que todos os sistemas estão conectados (LORA, 2004).

Após a edição de várias medidas provisórias, a Lei nº 9.648/98 alterou diversos dispositivos legais anteriores, mantendo a CCC-Isolados por quinze anos, com seu término previsto para maio de 2013. Além disso, abriu a possibilidade de utilização da sistemática de CCC para a viabilização de alguns empreendimentos de geração que viessem a ser instalados em sistemas isolados, em substituição à geração termelétrica a partir de derivados de petróleo. A Lei nº 10.438/02 ampliou o prazo para o término da CCC nos sistemas isolados, que passou de maio de 2013 para abril de 2022.

Sistemas isolados

A partir dos dados disponibilizados pela Eletrobrás, observa-se que a geração térmica a partir de derivados de petróleo cresceu nos Sistemas Isolados, principalmente a partir de 2002. O óleo diesel tem maior participação na geração, comparativamente ao óleo combustível, porém o Plano Anual de Combustíveis de 2006 prevê um crescimento da parcela de energia gerada a partir de óleo combustível na região (vide Figura A1). Prevê-se também que uma pequena parcela de energia será gerada a partir de biodiesel em 2006 (correspondente a 0,2% da energia gerada a partir de combustíveis fósseis).

Figura A1 – Geração de energia por tipo de combustível nos sistemas isolados

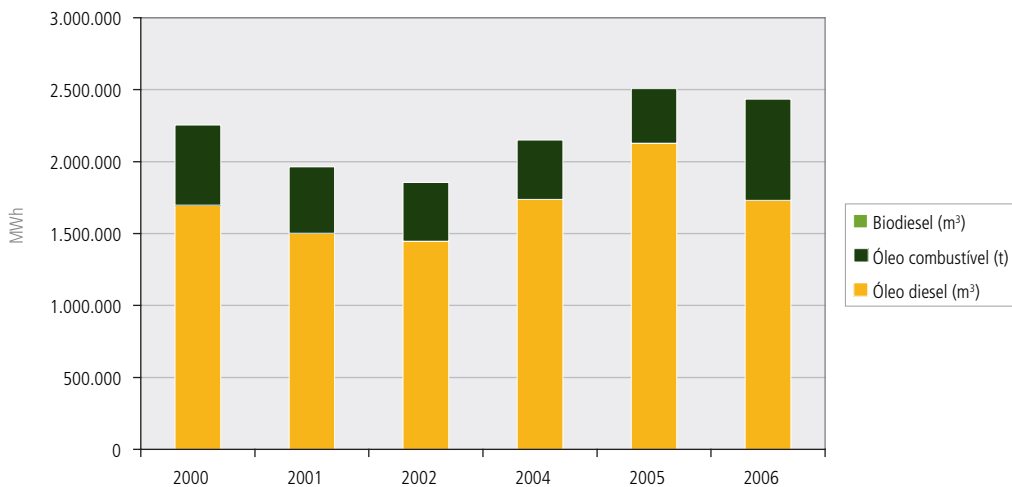


Fonte: Eletrobrás, 2006.

Obs: Não há dados disponíveis para o ano 2003

Proporcionalmente ao crescimento da quantidade de energia gerada a partir de óleo combustível e óleo diesel, as quantidades consumidas destes combustíveis aumentaram, conforme se observa na Figura A2. Tal fato, combinado aos aumentos dos preços de óleo combustível e óleo diesel, contribuiu para o aumento das despesas com combustíveis para geração de energia elétrica na região dos sistemas isolados. Tais despesas devem chegar a aproximadamente R\$ 4 bilhões em 2006, conforme se observa na Figura A3.

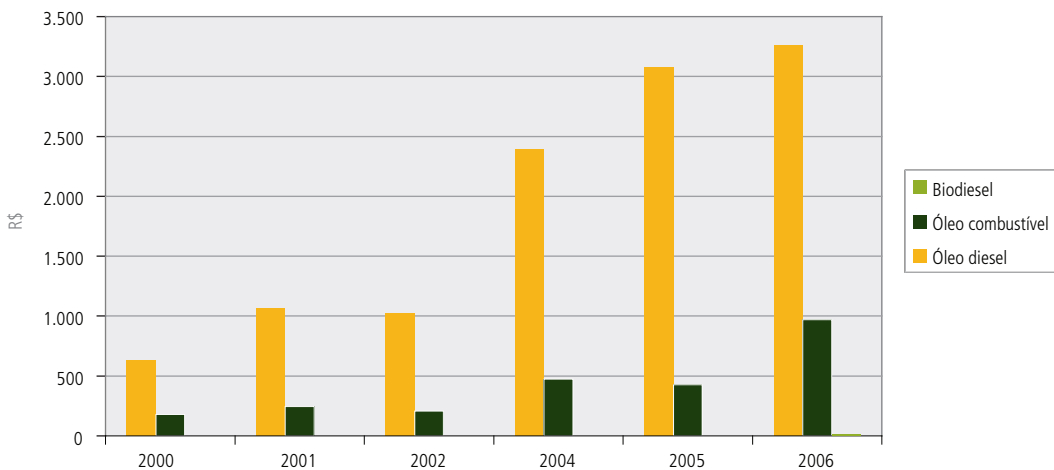
Figura A2 – Consumo de combustível para geração de energia nos sistemas isolados



Fonte: Eletrobrás, 2006.

Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

Figura A3 – Previsão das despesas com combustível para geração de energia nos sistemas isolados

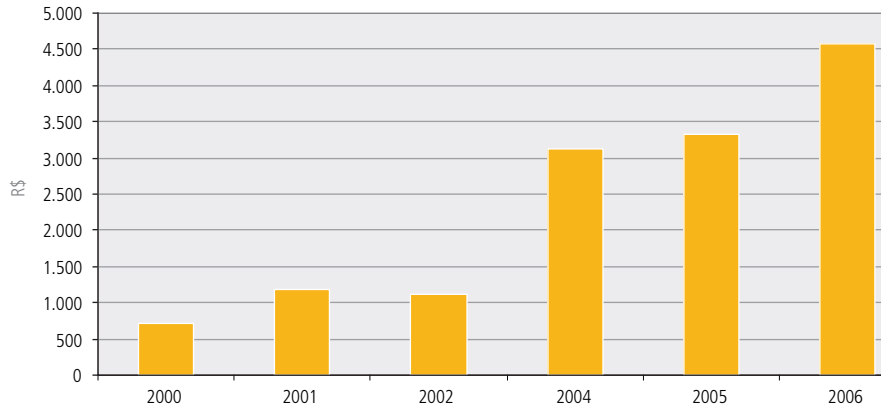


Fonte: Eletrobrás, 2006.

Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

Assim, a quota anual de rateio para os sistemas isolados vem aumentando, conforme se observa na Figura A4 e deverá chegar a aproximadamente R\$ 4,5 bilhões em 2006.

Figura A4 – Quotas anuais de rateio nos sistemas isolados

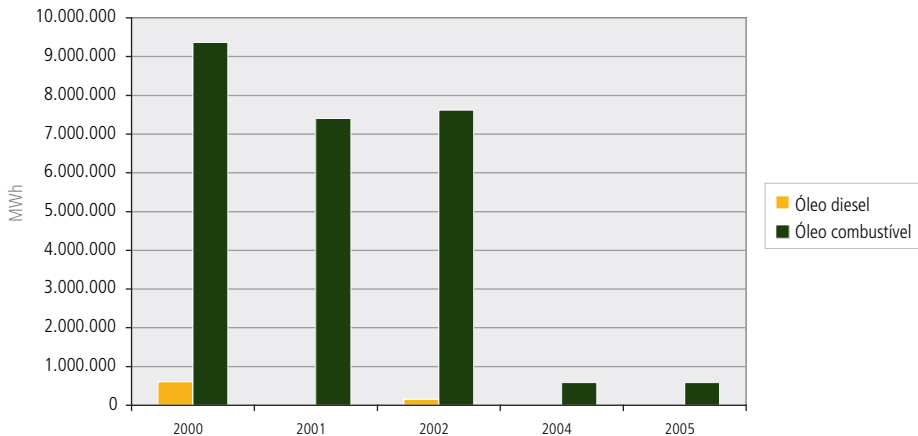


Fonte: Eletrobrás, 2006.
 Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

Sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-oeste

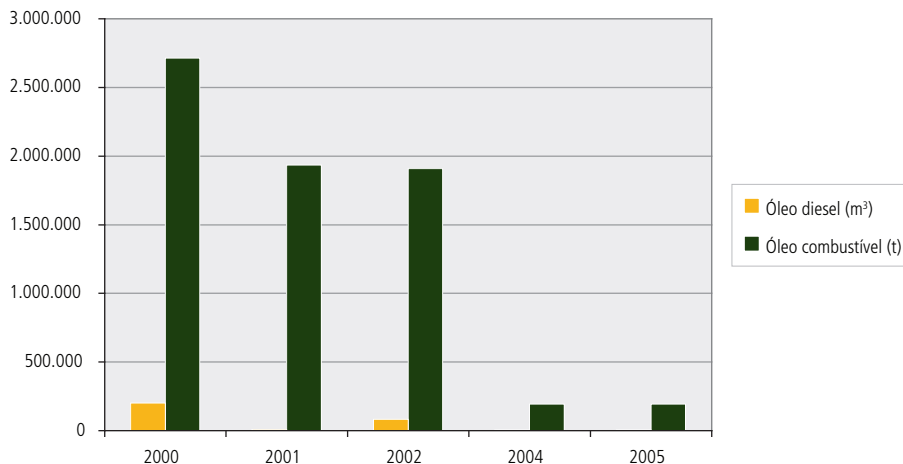
No sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, a participação de derivados de petróleo na geração de energia elétrica decresceu, conforme se verifica na Figura A5. Tal redução se reflete na quantidade de combustível consumido (vide Figura A6). Neste caso, a geração a partir de óleo combustível é predominante, dentre os combustíveis derivados de petróleo.

Figura A5 – Geração de energia por tipo de combustível no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: Eletrobrás, 2006.
 Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

Figura A6 – Consumo de combustíveis no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste

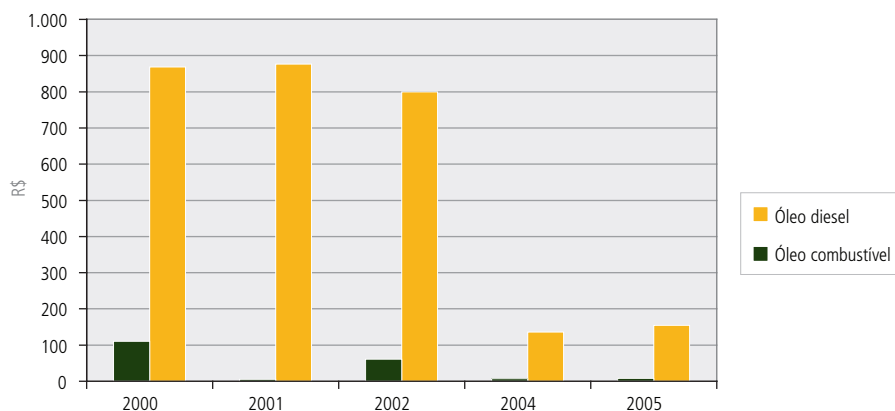


Fonte: Eletrobrás, 2006.

Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

Apesar do aumento dos preços de combustíveis no período verificado, houve redução nas despesas com combustíveis destinados à geração de energia elétrica (Figura A7), em função da diminuição das quantidades consumidas. Conseqüentemente as quotas de rateio também reduziram drasticamente: passaram de R\$ 1,3 bilhão para R\$ 102 milhões entre 2000 e 2005 (Figura A8).

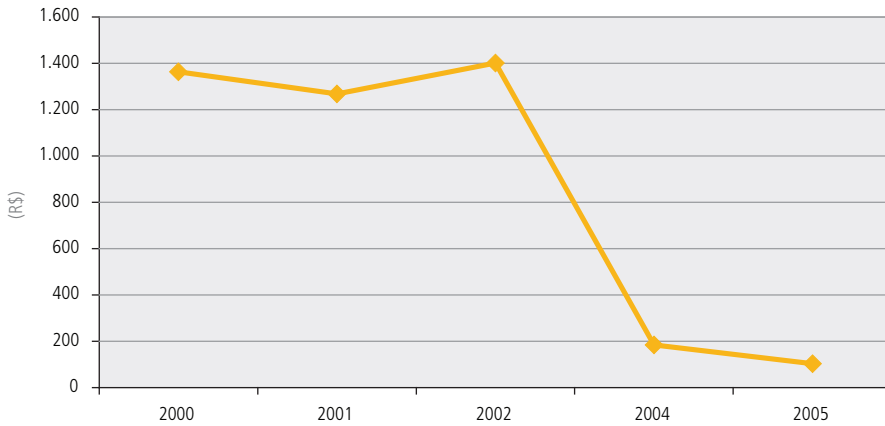
Figura A7 – Despesas com combustíveis para geração de energia elétrica no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: Eletrobrás, 2006.

Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

Figura A8 – Quotas de rateio no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: Eletrobrás, 2006.

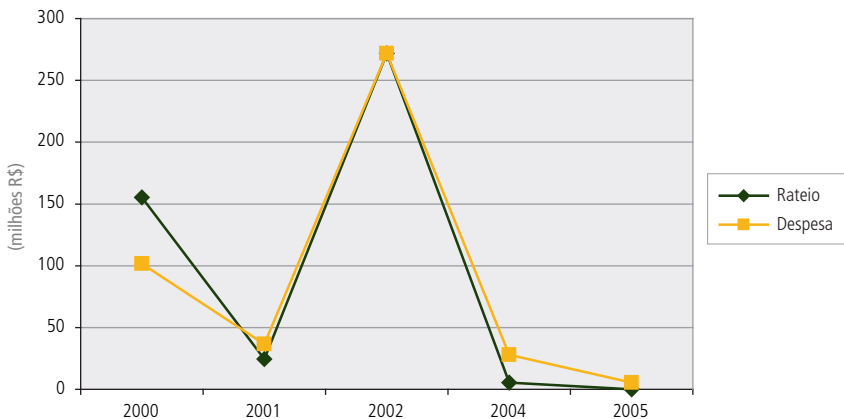
Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

Os valores calculados consideram não somente os combustíveis derivados de petróleo, mas também carvão e gás natural.

Sistema interligado Norte/Nordeste

O Plano Anual de Combustíveis do Sistema Interligado N/NE é o documento legal onde estão contemplados todos os dispêndios previstos para aquisição dos combustíveis fósseis para geração térmica na usina de Camaçari. O combustível usado em 2004 foi o gás natural, sendo que, em 2005, parte da energia foi gerada a partir de óleo diesel e parte foi gerada a partir de gás natural. Observa-se a redução do consumo de óleo diesel, e após o pico em 2002, a quota a ser rateada foi zerada em 2005 (Figura A9).

Figura A9 – Quotas de rateio no Sistema Interligado Norte / Nordeste



Fonte: Eletrobrás, 2006.

Obs: Não havia dados disponíveis para o ano 2003

ANEXO II

Sistemas isolados Acre-Rondônia, Manaus e Macapá***Sistema Acre- Rondônia***

Este sistema será integrado ao SIN por meio da construção da linha de transmissão cuja entrada em operação foi considerada a partir de 2008. Esta linha, e os reforços associados, serão licitados até o final de 2006. É prevista também para esse sistema a entrada em operação comercial do gasoduto Urucu – Porto Velho em dezembro/2007, juntamente com sua integração ao SIN. Este gasoduto terá capacidade para transportar cerca de 2,3 milhões de m³/dia de gás natural. Neste Plano, considerou-se a conversão de 360 MW do atual parque térmico para geração com gás natural. Os parques geradores atuais instalados dos sistemas Rondônia e Acre são apresentados nas Tabelas A1, A2 e A3.

Tabela A1 – Parque gerador (diesel) atual do sistema Rondônia - Eletronorte

Usina	Localização	Tipo	Potência Nominal (MW)	Potência Efetiva (MW)
UTE Rio Madeira	Porto Velho	Turbina a gás	3 x 21,3	3 x 18,0
			1 x 40,0	1 x 36,0
PIE TNE	Porto Velho	Grupo Diesel	4 x 16,5	4 x 16,5
PIE TNE II	Porto Velho	Turbina a Gás	3 x 80,0	3 x 80,0
		Turbina a Vapor	1 x 140,0	1 x 120,0
Total			549,9	516,0

Fonte: EPE, 2006.

Tabela A2 – Parque gerador (diesel) atual do sistema Acre - Eletronorte

Usina	Localização	Tipo	Potência Nominal (MW)	Potência Efetiva (MW)
UTE Rio Acre	Rio Branco	Turbina a gás	2 x 21,5	2 x 18,0
		Grupo diesel	2 x 1,50	2 x 1,20
UTE Rio Branco I	Rio Branco	Grupo diesel	2 x 2,50	2 x 2,20
		Grupo diesel	3 x 3,47	3 x 3,00
UTE Rio Branco II	Rio Branco	Grupo diesel	1 x 1,50	1 x 1,20
		Grupo diesel	4 x 1,75	4 x 1,20
		Grupo diesel	1 x 1,75	1 x 1,35
		Grupo diesel	9 x 2,50	9 x 2,20
Total			93,6	78,9

Fonte: EPE, 2006.

Tabela A3 – Parque gerador (diesel) atual do sistema Acre - Eletronorte

Usina	Localização	Tipo	Potência Nominal (MW)	Potência Efetiva (MW)
UTE Rio Acre	Rio Branco	Turbina a gás	2 x 21,5	2 x 18,0
		Grupo diesel	2 x 1,50	2 x 1,20
UTE Rio Branco I	Rio Branco	Grupo diesel	2 x 2,50	2 x 2,20
		Grupo diesel	3 x 3,47	3 x 3,00
		Grupo diesel	1 x 1,50	1 x 1,20
UTE Rio Branco II	Rio Branco	Grupo diesel	4 x 1,75	4 x 1,20
		Grupo diesel	1 x 1,75	1 x 1,35
		Grupo diesel	9 x 2,50	9 x 2,20
Total			94,2	78,9

Fonte: EPE, 2006.

Sistemas isolados de Manaus/Macapá

Análises preliminares indicaram que os sistemas isolados de Manaus-Macapá devem ser integrados ao SIN por meio da construção de linha de transmissão Jurupari/Macapá que deve iniciar a operar a partir de janeiro/2012, e incorporará também o atendimento a algumas localidades na margem esquerda do rio Amazonas.

Devido à competitividade do empreendimento, em face da CCC evitada, os estudos indicaram que a data mais cedo para a entrada em operação da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus deve ficar restrita às questões do cronograma físico de sua implantação, e a mais tarde, o ano de 2012, vinculada ao balanço de atendimento à demanda máxima da carga elétrica de Manaus. Deve ser destacado que estas linhas de transmissão deverão ser licitadas somente após a obtenção de sua licença ambiental prévia, em prol da atenuação dos riscos do empreendedor e da conseqüente modicidade tarifária.

Por outro lado, face aos prazos físicos necessários para o desenvolvimento e implementação desse projeto, a data mais próxima de sua entrada em operação seria em meados de 2011. Destaca-se, também, neste sistema, a entrada em operação comercial do gasoduto Coari- Manaus, previsto para julho/2008, antes, portanto, de sua integração ao SIN. Este gasoduto disponibilizará 5 milhões de m³/dia de gás natural para geração de energia elétrica em Manaus, o que permitirá operar um parque termelétrico de cerca de 1.000 MW. Este montante de geração será obtido por meio de conversão de algumas usinas do atual parque gerador e de suas expansões previstas para o atendimento ao sistema até 2012.

Os parques geradores atuais instalados para os sistemas de Manaus e do Amapá são apresentados nas Tabelas A4, A5 e A6. O programa de expansão necessário até a interligação ao SIN, prevista para janeiro/2012, é apresentado na Tabela A7.

Tabela A4 – Parque gerador atual do sistema Manaus – Manaus Energia

Usina	Localização	Tipo	Potência Nominal (MW)	Potência Efetiva (MW)
UTE Aparecida	Manaus	Turbina a gás	1 x 26,0	1 x 20,0
			2 x 42,0	2 x 36,0
UTE Mauá	Manaus	Turbina a vapor	2 x 18,6	2 x 18,0
			2 x 50,0	2 x 50,0
UTE Electron	Manaus	Turbina a gás	6 x 20,0	6 x 17,0
Total			367,2	330,0

Fonte: EPE, 2006.

Tabela A5 – Parque gerador atual do sistema Manaus – Manaus PIE

PIE	Localização	Tipo	Potência Nominal (MW)	Potência Efetiva (MW)
Usina A	UTE Mauá	Turbina a gás	44,0	40,0
Usina B	UTE Mauá	Turbina a gás	110,0	110,0
Usina D	UTE Aparecida	Turbina a gás	88,0	80,0
Usina W	UTE Mauá	Diesel lento	157,5	157,5
CGE São José	SE São José	Diesel rápido	41,6	41,6
CGE Cidade Nova	SE Cidade Nova	Diesel rápido	17,6	17,6
CGE Usina Flores	SE Flores	Diesel rápido	77,0	77,0
Aggreko	UTE Mauá II	Diesel rápido	40,0	40,0
Total			577,5	577,5

Fonte: EPE, 2006.

Tabela A6 – Parque gerador atual do sistema Amapá – Eletronorte

Usina	Localização	Tipo	Potência Nominal (MW)	Potência Efetiva (MW)
UTE Santana	Santana	Turbina a gás	3 x 20,0	3 x 18,0
		Óleo diesel	4 x 15,7	4 x 15,7
GEBRA	Santana	Turbina a gás	40,0	40,0
Total			162,8	156,8

Fonte: EPE, 2006.

Tabela A7 – Programa de expansão da geração do sistema Amapá

Data	Empreendimento	Tipo	Combustível	Potência (MW)
Out/2007	Expansão 1	Grupo diesel	Óleo diesel	60
Nov/2008	Expansão 2	Grupo diesel	Óleo diesel	30
Nov/2010	Expansão 3	Grupo diesel	Óleo diesel	10
Nov/2011	Expansão 4	Grupo diesel	Óleo diesel	10
Total				110

Fonte: EPE, 2006.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Amílcar Guerreiro

José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva

Ricardo C. Furtado

Equipe Técnica

Ana Paula A. Coelho

Flavia Pompeu Serran

Mirian Regini Nuti

GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A PARTIR DE PETRÓLEO E DERIVADOS: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS

SUMÁRIO

1. Introdução	181
2. Impactos potenciais da tecnologia de geração termoeétrica a partir do petróleo e derivados.....	186
3. Impactos causados pelas instalações e atividades da cadeia de produção energética.....	190
3.1. A necessidade da consideração dos impactos da cadeia energética	192
4. Sustentabilidade da produção de energia a partir dos derivados de petróleo	192
4.1. Indicadores de sustentabilidade	193
4.1.1. Tipos de Indicadores	193
4.1.2. Indicadores ambientais	193
4.1.3. Indicadores socioeconômicos	195
5. Custos socioambientais.....	196
5.1. Custos socioambientais e externalidades	196
6. Desenvolvimento tecnológico em médio prazo.....	197
7. Potencialidades para utilização de benefícios do mecanismo de desenvolvimento limpo.....	199
8. Considerações finais	201
9. Referências bibliográficas.....	202

1. Introdução

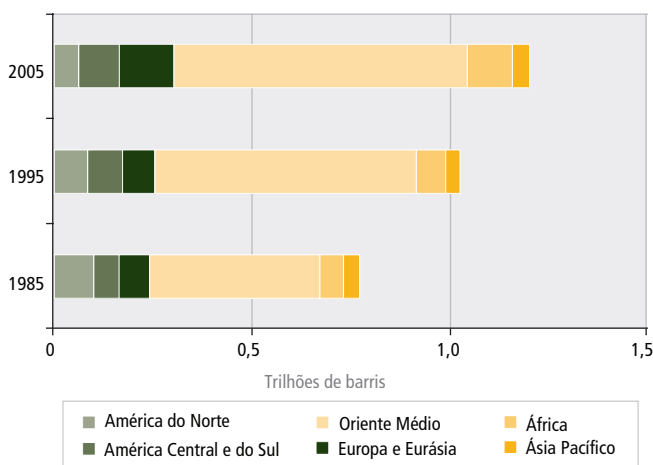
Este trabalho objetiva apresentar os efeitos socioambientais decorrentes da utilização de derivados de petróleo para a produção de energia elétrica a partir de uma versão sistêmica, uma vez que este recurso constitui-se em um dos vários tipos de fontes que podem ser empregados pelo setor elétrico para a geração de energia.

No século passado, o carvão mineral foi a fonte energética fundamental e predominante para o processo de industrialização, porém, no século 20, o petróleo assumiu este lugar. A participação do carvão na matriz energética mundial ainda cresceu até 1920, quando chegou a representar 70% da energia primária consumida no mundo. Naquela ocasião, o petróleo contribuía com apenas 9%. Desde então, o carvão foi progressivamente cedendo lugar ao petróleo que, em 1970, alcançou 62% do consumo mundial de energia primária.

No mundo, o consumo de energia primária em 2005, alcançou 10.537 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), divididos basicamente entre: petróleo (36,4%), carvão (27,8%), gás natural (23,5%), hidreletricidade (6%) e energia nuclear (6,3%), sendo os maiores consumidores os Estados Unidos (22,2%), China (14,7%), Rússia (6,4%), Japão (5%) e Alemanha (3,1%) (*Statistical Review Of World Energy*, June 1996 to 2005).

Conforme visto anteriormente, as reservas mundiais provadas de petróleo alcançaram 1.200,7 bilhões de barris (2005), índice R/P (reservas sobre produção) de 40,5 anos, concentradas no Oriente Médio (61,9%), Europa/Eurásia (11,7%), África (9,5%), América do Sul e Central (8,6%) – das quais a Venezuela detém 77 bilhões de barris –, América do Norte (5,1%) e Ásia (3,3%). A produção mundial de petróleo, em 2005, ficou em torno de 81 milhões de barris/dia (36,4% de toda energia primária utilizada) cujos maiores consumidores foram Estados Unidos, 20,6 MM b/d (25%); Europa, 20,3 MM b/d (24,7%); China, 6,9 MM b/d (8,5%); e Japão, 5,3 MM b/d (6,5%). As reservas mundiais provadas de petróleo podem ser identificadas na Figura 1.

Figura 1 – Reservas provadas de petróleo por região geográfica



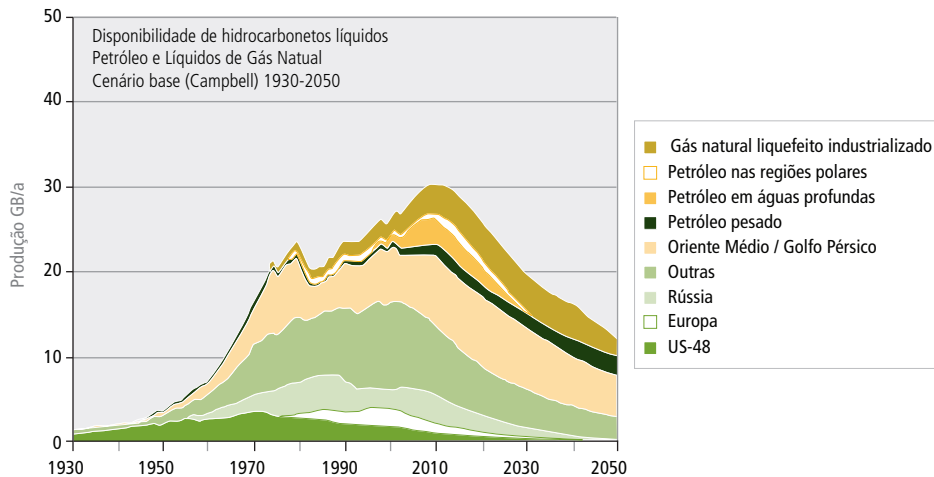
Maiores Reservas 2005
(bilhões de barris)

Arábia Saudita	264,2
Irã	137,5
Iraque	115,0
Kuwait	101,5
Emirados Árabes	97,8
Venezuela	79,7
Rússia	74,4

Fonte: Apresentação EPE, 2006. Disponível no site do MME (www.mme.gov.br)

As reservas mundiais de petróleo são suficientes para satisfazer o aumento da demanda previsto para as próximas três décadas. No entanto, o declínio das reservas de petróleo convencional pode constituir um sinal preocupante para além de 2030. Este declínio é apenas parcialmente compensado por um aumento das reservas de petróleo não convencional. A Figura 2 apresenta o cenário relativo às reservas de petróleo e gás para um horizonte de, aproximadamente, 40 anos.

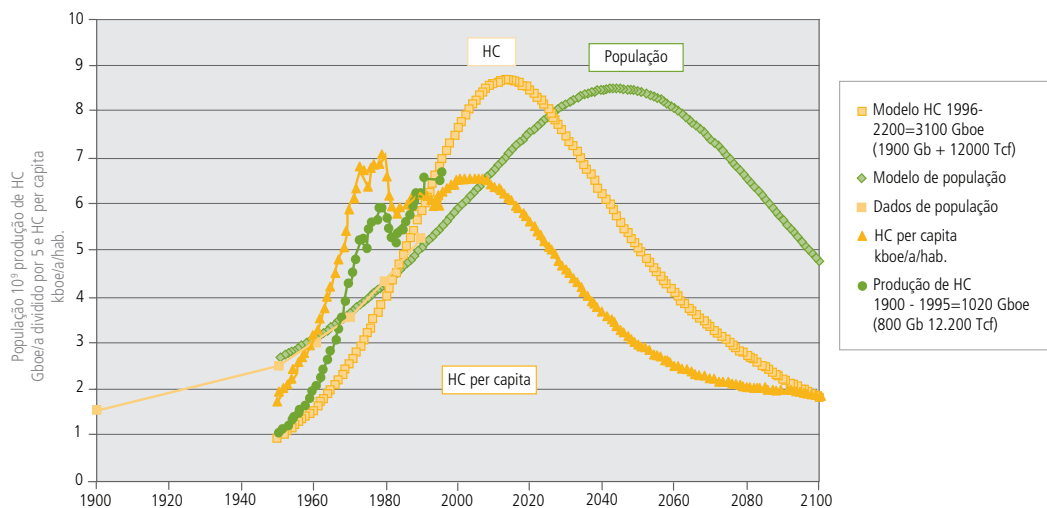
Figura 2 – Cenário de disponibilidade de Petróleo e Gás no Mundo



Fonte: Centro de Geofísica de Évora – CGE, Association for the Study of Peak Oil – ASPO – Rui Namorado Rosa, 2005.

A Figura 3 apresenta o cenário o crescimento da população mundial e a produção de petróleo e gás, para o horizonte 1900 – 2100, onde se observa o ponto de equilíbrio, disponibilidade e consumo, para próximo de 2030.

Figura 3 – Cenário 1900 – 2100 - Crescimento da População Mundial e a Produção de Petróleo e Gás



Fonte: Robert L. Hirsch, Roger Bezdek, Robert Wedling, Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, Risk Management, ASPO, May 2005, based on a Study for U.S. Department of Energy, http://www.cge.uevora.pt/aspo2005/abscom/ASPO2005_Hirsch.ppt

A matriz energética brasileira, nas últimas três décadas, passou por um processo de substituição gradativa de energéticos, com significativa queda da participação do petróleo e seus derivados. De acordo com os dados do Balanço Energético Nacional de 2005 (MME, 2005), a participação dessas fontes na oferta interna bruta de energia teve seu pico de 50,5% em 1978 e depois declinou até atingir 39,1% em 2004. Esta trajetória da matriz pode ser atribuída à combinação de quatro fatores.

O primeiro deve-se à política de construção de grandes empreendimentos hidrelétricos. Com isso, a oferta de energia hidráulica cresceu 7,5% a.a. entre 1978 e 1989, elevando sua participação de 8% para 13% na matriz energética.

O segundo fator de mudança da matriz energética foi a introdução do etanol como combustível automotivo substituto à gasolina. Com isso, o consumo de álcool anidro e hidratado cresceu 7,8% a.a., passando de 7 milhões de bep (1,9 bilhões de litros), em 1978, para 50 milhões de bep (13,3 bilhões de litros), em 2004.

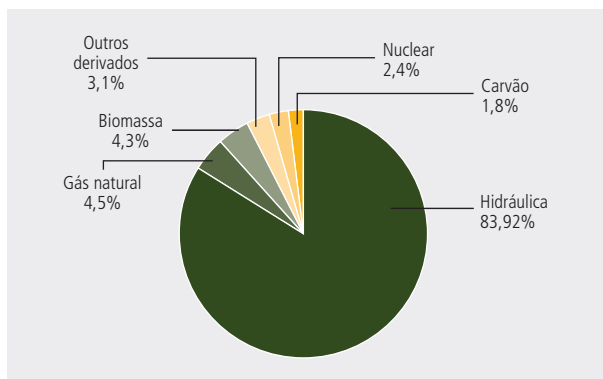
O terceiro fator modificador da matriz energética deve-se à crescente disponibilidade do gás natural, notadamente após a conclusão do gasoduto Bolívia-Brasil. A participação do gás natural na oferta interna bruta aumentou de 0,9%, em 1978, para 8,9%, em 2004, passando de 6 milhões de bep para 138 milhões de bep em 2004.

Por fim, o quarto fator de transformação da matriz brasileira refere-se às restrições à utilização de lenha e carvão vegetal proveniente de desmatamento e a substituição dessas fontes por outras mais eficientes, como o GLP.

O movimento de queda relativa do petróleo, na matriz energética, não é exclusividade da economia brasileira. Dois fatores comandam esse processo em escala mundial: a preocupação em reduzir os danos ambientais relacionados à produção, ao transporte e ao consumo de petróleo e seus derivados; e a busca de fontes alternativas de energia que diminuam a dependência em relação ao petróleo importado e aumentem a confiabilidade e a segurança na oferta de energia.

A geração de energia elétrica no Brasil, em centrais de serviço público e de autoprodutoras, atingiu 387,5 TWh em 2004, resultado 6,3% superior ao de 2003, repetindo a performance do ano anterior. Compõem este resultado a geração hidráulica pública de 308,6 TWh, com 4,9 % de acréscimo, a geração térmica pública de 41,0 TWh, com significativos 17% de acréscimo, e a geração de autoprodutores de 37,9 TWh, com 8,1% de acréscimo. A Figura 4 apresenta as diversas fontes de geração de energia elétrica (MME, 2005).

Figura 4 – Participação das diversas fontes de geração no Balanço Energético Nacional



Fonte: MME, PDEE 2006-2015

As reservas brasileiras são de 12,3 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) correspondentes a 27% das reservas de energéticos não renováveis do país e a 0,9% das reservas mundiais. A produção prevista para 2006 é de 2 milhões de barris/dia, índice R/P de, aproximadamente, 17 anos (Petrobras, 2006).

O petróleo teve como usuários do 1,84 milhão de b/d processados em 2004 os seguintes setores: transporte, 51,8%; indústria, 14,5%; usos não energéticos, 13,7%; agro e outros, 7,2%; residencial, 7,0%; setor energético, 5,8%.

Conforme apresentado anteriormente, os setores mais dependentes do petróleo são o transporte pesado de cargas, que usa basicamente o óleo diesel como combustível, e as usinas termelétricas isoladas, movidas a óleo diesel. As térmicas a gás natural podem utilizar o diesel como “back up”.

O Brasil atingiu a auto-suficiência sustentável na produção de petróleo em 2006 (segundo projeções, a produção acompanharia a demanda do país), situação que só poderá ser mantida no ritmo atual de exploração se as prospecções em curso propiciarem a descoberta de novos campos produtores.

Novas plataformas, que irão entrar em operação em 2006, permitirão que a Petrobras chegue ao fim de 2006 com a produção média diária de 1.910.000 barris, o que supera a demanda nacional de petróleo. A expectativa é de que até 2010, de forma gradativa, a produção média cresça mais do que o consumo ano a ano. No fim de 2008, por exemplo, as projeções indicam que o consumo médio ficará em torno de 2.000.000 de barris por dia, sendo que a produção chegará ao patamar de 2.100.000 barris por dia.

As projeções para 2010 são ainda mais otimistas. Estima-se que a produção média nacional chegará a 2.300.000 barris diários, enquanto o consumo ficará na casa dos 2.060.000 barris por dia.

A Tabela 1 apresenta o número de usinas termelétricas com suas respectivas fontes de energia. Observa-se a presença de 571 empreendimentos termelétricos à base de derivados de petróleo, o que equivale a 4,67% da capacidade instalada nacional.

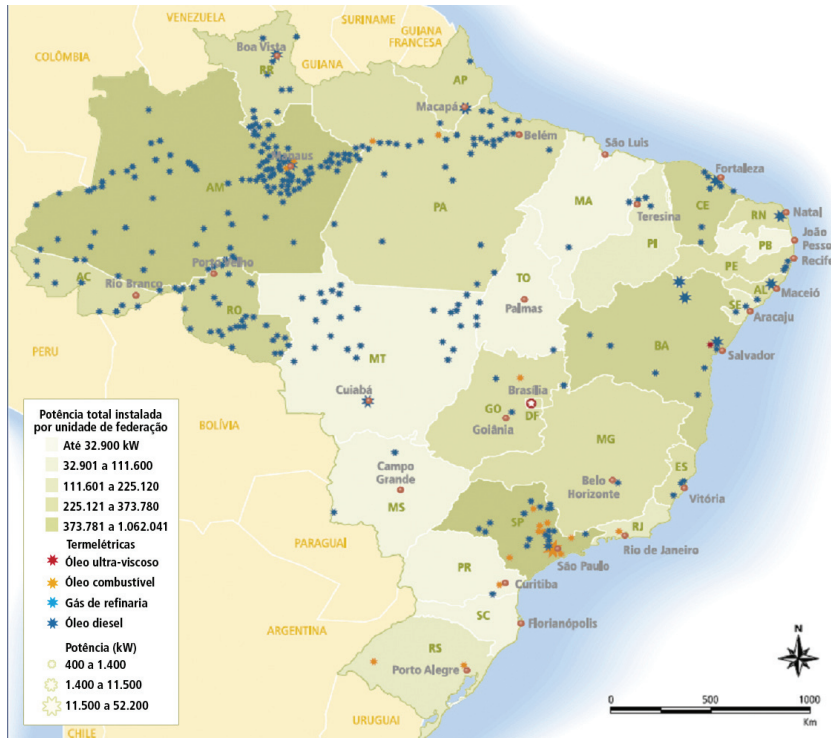
Tabela 1 - Matriz de energia elétrica (atualizada em 28.09.06)

Empreendimentos em Operação							
Tipo	Capacidade Instalada			%	Total		%
	N.º de Usinas	(kW)			N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		619	73.278.710	70,22	619	73.278.710	70,22
Gás	Natural	74	9.888.408	9,48	101	10.826.156	10,37
	Processo	27	937.748	0,90			
Petróleo	Óleo diesel	552	3.624.131	3,47	571	4.873.481	4,67
	Óleo residual	19	1.249.350	1,20			
Biomassa	Bagaço de cana	227	2.626.675	2,52	269	3.648.554	3,50
	Licor negro	13	782.617	0,75			
	Madeira	25	212.832	0,20			
	Biogás	2	20.030	0,02			
	Casca de Arroz	2	6.400	0,01			
Nuclear		2	2.007.000	1,92	2	2.007.000	1,92
Carvão mineral	Carvão mineral	7	1.415.000	1,36	7	1.415.000	1,36
Eólica		13	136.850	0,13	13	136.850	0,13
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	7,83
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		1.582	104.355.751	100	1.582	104.355.751	100

Fonte: www.aneel.gov.br/15.htm, acesso em 28.09.06.

Conforme apresentado anteriormente (Figura 4 da nota técnica 3, rerepresentada abaixo), têm-se a localização das usinas termelétricas a partir de derivados de petróleo do Brasil, contendo a potência instalada total por Unidade de Federação, o tipo de derivado utilizado e a faixa de potência das usinas. Verifica-se a predominância das usinas instaladas nos estados do Norte do país (Sistemas Isolados).

Figura 5 – Usinas termelétricas a derivados de petróleo



Fonte: ANEEL, 2006.

Por fim, é válido ressaltar o papel dos derivados de petróleo na geração de energia elétrica (IEA, 1997):

- atender a demanda de pico;
- oferecer flexibilidade e permitir o atendimento da demanda em situações de interrupção de fornecimento de energia gerada a partir de outras fontes;
- oferecer flexibilidade no planejamento quando há atraso na entrada em operação de plantas planejadas;
- fornecer energia para sistemas isolados ou áreas remotas.

2. Impactos potenciais da tecnologia de geração termoelétrica a partir do petróleo e derivados

Nesta seção, são discutidos os impactos negativos causados durante a produção de energia elétrica a partir dos derivados de petróleo. Os demais impactos causados ao longo da cadeia energética, desde a exploração até o refino do petróleo, são apresentados na Seção 3.

Para a indicação inicial desses impactos, foi utilizada a proposta adotada pelo Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico - COMASE, quando estabeleceu o “Referencial para Orçamento dos Programas Socioambientais”, abordando usinas hidroelétricas, usinas térmicas convencionais e sistemas de transmissão, trabalhos estes publicados em 1994 (COMASE, 1994).

Os impactos socioambientais discutidos nesta seção referem-se a qualquer alteração nas características

físicas, químicas ou biológicas do ambiente, causada por qualquer forma de material ou energia resultante de uma atividade humana que, direta ou indiretamente, afete a saúde humana, a segurança e o bem-estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições sanitárias e estéticas do ambiente, e a qualidade dos recursos naturais.

A Tabela 2 apresenta, de forma geral, impactos socioambientais causados durante a construção e operação normal de usinas termoeletricas a derivados de petróleo. Os impactos e específicos, causados por uma usina em particular, dependem do tipo de usina, da tecnologia do combustível empregado, das condições do sítio e das práticas de gerenciamento empregadas pela equipe operadora. A tabela segue a seguinte estrutura:

Coluna 1: Identificação das possíveis causas (aspectos) dos impactos socioambientais. Nesta fase, a severidade de cada impacto não foi considerada por ser ela dependente das condições específicas de cada projeto;

Coluna 2: Tipos de impactos socioambientais que possam ocorrer devido às causas indicadas na coluna 1. Os impactos estão listados de forma genérica, sem considerar as características específicas da usina e a efetividade das medidas que objetivam evitar ou mitigar os impactos indicados.

Coluna 3: Tempo de ocorrência (TO) do impacto (construção, operação ou pós-operação).

Coluna 4: Identificação dos programas e medidas que possam ser utilizadas para mitigar os impactos ou compensar a população direta ou indiretamente envolvida pelo projeto pelos danos causados. Tais medidas podem ser adaptadas para cada tipo de usina, tanto durante o projeto ou por ocasião de uma possível parada para introduzir melhorias em uma usina em operação, processos (*retrofit*) que são utilizados frequentemente. Muitas das medidas indicadas podem ser implantadas simultaneamente.

Tabela 2 – Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de usinas termelétricas a derivados de petróleo

Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias /Projetos /Programas
Ocupação do solo (preparação, terraplenagem, desmatamento, etc.)	<ul style="list-style-type: none"> – Interferência com população local – Interferência com flora e fauna – Produção de ruído e poeira – Erosão do solo – Alteração do uso do solo – Emissão de gases de efeito estufa e causadores de deposição ácida pelas máquinas e caminhões utilizando derivados de petróleo 	C	<ul style="list-style-type: none"> Compensação monetária ou permuta de áreas Recuperação das áreas degradadas Arborização - criação de cinturões verdes Utilização de sistemas anti-poeiras Regulagem das máquinas utilizadas evitando produção de ruídos e emissões desnecessárias
Transporte de equipamento pesado	<ul style="list-style-type: none"> – Poluição sonora – Perturbação do trânsito local 	C	<ul style="list-style-type: none"> Planejamento do sistema de tráfego de modo a se evitar os horários de pico
Movimentos migratórios causados pela construção da usina	<ul style="list-style-type: none"> – Aumento da demanda por serviços públicos, habitação e infra-estrutura de transporte – Alteração da organização sócio-cultural e política da região – Aumento das atividades econômicas da região com possível posterior retração após o término do empreendimento. 	C/0	<ul style="list-style-type: none"> Apoio na construção do Plano Diretor do Município Adequação das infra-estruturas de habitação, educação e transporte Gestão institucional
Distorção estética	<ul style="list-style-type: none"> – Poluição visual 	C/0	<ul style="list-style-type: none"> Projetos paisagísticos e arquitetônicos para redução do impacto visual
Produção de efluentes sanitários	<ul style="list-style-type: none"> – Disseminação de doenças – Diminuição de oxigênio dissolvido nos corpos receptores – Interferência com fauna e flora aquáticas 	C/0	<ul style="list-style-type: none"> Utilização de sistemas compactos para tratamento de esgotos (separado do tratamento de outros efluentes líquidos)
Percolação da água da chuva nas áreas de estocagem de combustível	<ul style="list-style-type: none"> – Contaminação dos cursos de água com metais lixiviados, sólidos suspensos e dissolvidos e alteração do pH – Contaminação do lençol freático 	0	<ul style="list-style-type: none"> Instalação de bacias de sedimentação ou decantação Neutralização ou co-neutralização dos efluentes Precipitação química de metais dissolvidos Impermeabilização de áreas de estocagem e instalação de contenções Monitoramento do lençol freático
Produção de ruído	<ul style="list-style-type: none"> – Poluição sonora no interior e fora da usina 	C/0	<ul style="list-style-type: none"> Projetos e programas específicos para redução de ruído Monitoramento de ruídos
Produção de emissões aéreas de material particulado	<ul style="list-style-type: none"> Dependendo da concentração: - Problemas respiratórios nos trabalhadores e populações próximas - Interferência na flora e na fauna - Efeito estético indesejável 	C/0	<ul style="list-style-type: none"> Utilização de combustível com menores teores inertes Remoção dos inertes antes da combustão (beneficiamento) Remoção dos inertes após a combustão (filtros) Dispersão em chaminés adequadas Utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência (leito fluidizado, ciclo combinado e cogeração) Monitoramento das emissões, da qualidade do ar, das chuvas, das águas e das condições meteorológicas
Produção de emissões aéreas de óxidos de enxofre (SO _x)	<ul style="list-style-type: none"> Dependendo da concentração: - Cheiro irritante - Problemas respiratórios e cardiopulmonares nos trabalhadores e populações próximas - Interferência na flora e fauna - Agressão a materiais diversos - Participação na acidificação das chuvas 	0	<ul style="list-style-type: none"> Utilização de combustível com menor teor de enxofre Remoção do enxofre antes da combustão (beneficiamento) Remoção do enxofre durante a combustão (com adição de neutralizantes) Remoção do enxofre após a combustão (dessulfurizadores) Dispersão em chaminés adequadas Utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência (leito fluidizado, ciclo combinado e cogeração) Monitoramento das emissões, da qualidade do ar, das chuvas, das águas e das condições meteorológicas

Tabela 2 – Impactos socioambientais decorrentes da construção e operação de usinas termelétricas a derivados de petróleo

Aspectos	Impactos	TO	Medidas mitigadoras ou compensatórias /Projetos /Programas
Produção de emissões aéreas de dióxido de carbono (CO ₂)	– Contribuições para o efeito estufa	0	Implantação e manejo de florestas na região para fixação do carbono Utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência (leito fluidizado, ciclo combinado e cogeração)
Produção de emissões aéreas de óxidos de nitrogênio (NO _x), hidrocarbonetos e monóxido de carbono (CO)	Dependendo da concentração: – Produção de oxidantes fotoquímicos – Diminuição da visibilidade <i>smog</i> – Irritação nos olhos e garganta – Interferência na flora e fauna – Participação na acidificação das chuvas	0	Controle da combustão Utilização de sistema de queima tangencial Adoção de queimadores de baixa emissão de NO _x Dispersão em chaminés adequadas Utilização de tecnologias modernas de combustão com maior eficiência (leito fluidizado, ciclo combinado e cogeração) Monitoramento das emissões, da qualidade do ar, das chuvas, das águas e das condições meteorológicas
Vazamentos involuntários do sistema de manuseio e estocagem de combustíveis líquidos	– Contaminação dos cursos de água – Interferência na flora e fauna aquáticas – Contaminação do lençol freático	0	Implantação de sistemas de retenção de óleo (caixas separadoras, diques de contenção e bacias de emergência) Impermeabilização das áreas de estocagem
Produção de efluentes líquidos da drenagem pluvial, lavagens, tratamento de água e purgas de processo	– Elevação do teor de sólidos suspensos e dissolvidos nos cursos de água – Interferência na flora e fauna aquáticas	0	Sistemas enclausurados de manuseio de combustível sólido e cinzas Cuidados operacionais evitando o espalhamento de partículas combustíveis e cinzas no pátio da usina Bacias de sedimentação e neutralização Monitoramento dos efluentes líquidos
	Dependendo da tecnologia empregada: <u>Sistema aberto:</u> – Elevação da temperatura da água no corpo receptor – Redução de oxigênio dissolvido – Interferência com fauna e flora aquáticas		Estudos de dispersão térmica no corpo receptor de água Avaliação dos impactos no ecossistema aquático Monitoração do ecossistema
Produção de efluente proveniente do Sistema de água de resfriamento	<u>Sistema fechado/torre úmida:</u> – Névoa quimicamente ativa (biocidas e agentes anticorrosivos) – Redução da visibilidade – Interação da névoa úmida com a pluma da chaminé (causando acidificação da atmosfera) <u>Sistema fechado/torre seca de refrigeração:</u> – Alguns (pequenos) impactos na atmosfera e recursos hídricos	0	Utilização de torres com sistemas de diminuição de névoa <i>demisters</i> Localização das torres levando em conta os ventos predominantes na região Medidas para evitar a superposição da névoa com a pluma Verificação da interferência aerodinâmica da torre de refrigeração com as condições de dispersão da pluma da chaminé
Produção de resíduos sólidos oriundos do processo	– Efeito estético indesejável – Ocupação de áreas extensas de depósito – Possibilidade de contaminação de recursos hídricos devido a percolação das chuvas – Poeiras / partículas fugitivas	O/ PO	Utilização dos resíduos sólidos (reaproveitamento) como matéria prima para outros processos industriais Implantação de aterro de resíduos conforme especificação do órgão ambiental Monitoramento da drenagem pluvial e lixiviados Cortinas vegetais de proteção contra ventos

Fonte: MME/ELETRÓBRÁS/COMASE. Referencial para Orçamento dos Programas Socioambientais. Vol.II – Usinas Termelétricas. Rio de Janeiro, 1994.
Legenda:TO-Tempo de Ocorrência; C-Construção; O-Operação; PO-Pós-operação

Os principais impactos socioambientais do uso de derivados de petróleo para a produção de energia estão relacionados às emissões atmosféricas. No entanto, estudos têm demonstrado que os níveis de poluição, em nível mundial, estão sendo reduzidos.

3. Impactos causados pelas instalações e atividades da cadeia de produção energética

Nesta seção, são abordados os impactos associados à cadeia completa de produção energética a partir de derivados de petróleo. O objetivo primordial desta abordagem é de ilustrar a ampla gama de rejeitos e emissões que devem ser considerados em qualquer comparação entre as diversas fontes de energia. São indicados, sempre que possível, as características básicas e valores aproximados das grandezas envolvidas, devendo-se sempre tomar em consideração que as quantidades de rejeitos e emissões por unidade de energia elétrica produzida podem ser reduzidas significativamente com a evolução da tecnologia e com melhoria de práticas operacionais, mesmo para usinas já existentes (WMO, 2000; IAEA-TECDOC, 1995).

As cadeias energéticas - fóssil, nuclear e energias renováveis - apresentam várias opções tecnológicas, cada uma delas produzindo uma série de rejeitos e efeitos socioeconômicos. A cadeia de produção energética a partir dos derivados de petróleo inclui várias etapas que variam de acordo com a tecnologia empregada, podendo, no entanto, ser generalizada como se segue (COELHO, 2005):

- Exploração: trata-se de levantamentos geológicos (geologia de superfície) e geofísicos (sísmica) com o intuito de escolher os melhores locais para realizar a perfuração. Pode ser realizada *onshore* (em terra) como *offshore* (no mar). A geologia de superfície analisa as características das rochas na superfície e pode ajudar a prever seu comportamento a grandes profundidades, enquanto a sísmica procura, por intermédio de sofisticados instrumentos, fazer uma espécie de radiografia do subsolo. A sísmica utiliza pulsos de ar comprimido, formando ondas compressãoais que viajam pelas camadas geológicas do solo, sendo refletidas ao encontrar uma interface entre duas camadas geológicas diferentes (descontinuidade), retornando à superfície. A recepção das ondas acústicas refletidas é feita por meio de detectores de pressão que, em última análise, permitem a construção de imagens que revelam as estruturas que podem conter uma acumulação de petróleo;

- Perfuração e completação de poços de petróleo: consiste em perfurar e equipar, utilizando-se uma sonda e equipamentos específicos, locações previamente determinadas, tendo como base os estudos exploratórios realizados. A perfuração é feita no solo pela ação do movimento de rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos de rochas produzidos na perfuração são retirados continuamente através do fluido de perfuração, que é bombeado para o interior da coluna de perfuração e volta à superfície através do poço. A completação consiste em equipar os poços para que os mesmos possam entrar em operação;

- Produção de petróleo: consiste na extração do petróleo, em escala comercial, através dos poços perfurados e completados. No mar, os poços são interligados a uma plataforma de produção através de dutos flexíveis, chamados linhas de produção. O controle do fluxo de produção é realizado por válvulas instaladas na cabeça do poço. Chegando à plataforma, a produção é alinhada para uma série de equipamentos que visam tratar e separar a corrente produzida em óleo, gás e água, geralmente. O óleo e o gás são encaminhados para terra separadamente, enquanto a água separada é descartada ao mar após passar por tratamento adequado, visando enquadramento do teor de óleos e graxas (TOG);

- Transporte de petróleo e derivados: realizado, em grande escala, por meio de dutos e embarcações (navios petroleiros). Os dutos são a forma mais segura de transportar grandes volumes de petróleo e derivados a grandes distâncias, pois os sistemas de supervisão e controle aumentam a eficiência e a segurança das operações. Em média ou pequena escala, o transporte pode ser feito utilizando-se de caminhões-tanque;

- Refino do petróleo: pode ser definido como a série de beneficiamentos pelos quais o mineral bruto passa visando a obtenção dos seus derivados (GLP, gasolina, naftas, óleo diesel, gasóleos, querosenes de aviação e de iluminação, óleo combustível, asfalto, lubrificantes, solventes, parafinas, coque de petróleo e resíduos). O processo do petróleo nas refinarias se dá, basicamente, por três estágios: destilação atmosférica, destilação a vácuo e craqueamento (térmico ou catalítico).

Diante do exposto acima, pode-se inferir que há ocorrência de impactos socioambientais em toda a cadeia de produção energética do petróleo. A atividade exploratória realizada pelo método sísmico causa perturbação acústica na fauna (marinha ou terrestre, dependendo de onde a atividade é realizada), além de interdição da área onde o estudo está sendo realizado.

A perfuração e completção de poços (atividade cujo objetivo é equipar o poço) e a produção de petróleo causam pressão sobre a infra-estrutura de disposição de resíduos, devido à grande quantidade de resíduos sólidos gerados que deverão receber tratamento e disposição final adequados a sua natureza, além de pressão sobre a infra-estrutura de transporte terrestre, marítimo e aéreo, devido ao tráfego de equipamentos, produtos e pessoal.

Além disso, a perfuração e completção de poços alteram a qualidade do solo e da água, devido ao descarte de fluido de perfuração e cascalho. Já a produção de petróleo altera a qualidade da água quando do seu descarte, por ser esta o corpo receptor.

Para transportar o petróleo e seus derivados em grande escala até os terminais, refinarias e bases de distribuição, é necessária a construção de dutos (oleodutos e polidutos). Essas operações costumam causar diversos impactos, tais como remanejamento involuntário de comunidades e modificação dos padrões de uso e ocupação do solo. Já na fase de operação dos dutos, o impacto mais marcante é a geração de apreensão por parte da população devido à possibilidade de acidentes.

Para o transporte feito por meio do modal marítimo (navios-petroleiros), pode-se citar como impactos mais relevantes o aumento na pressão sobre a infra-estrutura portuária e pressão sobre o tráfego marítimo.

O refino do petróleo gera diversos tipos de emissões, efluentes e resíduos perigosos que, em última análise, podem alterar a qualidade do ar devido ao lançamento de poluentes na atmosfera, alterar a qualidade da água (corpo hídrico receptor) sua biota, além de causar pressão sobre a infra-estrutura de disposição de resíduos. Também é observada a geração de apreensão por parte da população devido à possibilidade de acidentes.

Cabe destacar, no entanto, que os impactos das atividades relacionadas à produção de energia a partir dos derivados de petróleo dependem da composição do combustível a ser queimado, do processo de queima ou remoção pós-combustão e, ainda, das condições de dispersão dos poluentes (altura da chaminé, relevo e meteorologia).

Finalmente, não se pode deixar de comentar a geração de impactos positivos oriundos da cadeia energética do petróleo. Dentre eles pode-se citar aumento da demanda sobre atividades de comércio e serviços, geração de *royalties* e participações especiais, avanço tecnológico, geração de empregos, geração de impostos e tributos e, por fim, aumento na produção de hidrocarbonetos no país e aumento na disponibilidade de derivados de petróleo.

■ 3.1. A necessidade da consideração dos impactos da cadeia energética

Embora a geração de energia por usinas termelétricas a derivados de petróleo seja apenas uma etapa da cadeia energética de cada combustível, é fundamental que os impactos da cadeia energética completa sejam considerados na comparação de todas as opções possíveis.

Sendo o setor elétrico responsável diretamente por essa geração, este se torna indiretamente responsável pelos eventuais impactos causados por toda a cadeia energética. Assim, não só o gerenciamento de emissões, efluentes e resíduos, que são de responsabilidade direta do setor elétrico, devem ser considerados, mas também os impactos da cadeia energética completa que podem afetar a sociedade como um todo.

4. Sustentabilidade da produção de energia a partir dos derivados de petróleo

A disponibilidade de energia é indispensável para o bem-estar das gerações atuais e futuras, inclusive para a eliminação de desigualdades e aumento dos padrões de vida.

Embora essencial para o desenvolvimento, a energia se constitui em um meio para atingir um fim e este fim é um padrão de vida adequado, uma economia sustentável e um meio ambiente limpo. Nenhuma forma de energia (carvão, óleo, gás, solar, nuclear, hidroelétrica e eólica), é boa ou ruim em si. Elas só podem ser consideradas de valor se puderem satisfazer este fim.

Atualmente, a maior parte do suprimento de energia no mundo, baseada nos recursos limitados de energia fóssil, pode ser considerada não sustentável ambientalmente. Ao longo da cadeia energética, desde a extração do recurso até a disposição de rejeitos/cinzas, são produzidos e emitidos poluentes, muitos deles podendo causar sérios danos à saúde e impactos ambientais. Mesmo se alguma tecnologia não emitir substâncias perigosas durante a produção de energia, podem ocorrer emissões de poluentes durante a construção e fabricação dos componentes principais das usinas produtoras ou ao longo de outras fases da sua cadeia energética.

Ao se escolher as fontes de energia e respectivas tecnologias para sua produção, suprimento e uso, é importante que se leve em consideração as conseqüências econômicas, sociais e ambientais desta escolha. Assim, os planejadores necessitam de métodos para avaliar e mensurar, se possível, os efeitos presentes e futuros da utilização da energia sobre a saúde humana, sociedade, ar, solo e água. É necessário avaliar se a presente utilização energética é sustentável e, caso não seja, como alterar o rumo do desenvolvimento. Este é, no fundo, o objetivo do estabelecimento de indicadores de sustentabilidade que tratem de aspectos importantes no que tange às três dimensões do desenvolvimento sustentável: o econômico, o social e o ambiental.

Dentro deste contexto, o próximo item discute os indicadores apropriados para se determinar as condições de sustentabilidade da energia gerada a partir de derivados de petróleo.

■ 4.1. Indicadores de sustentabilidade

■ 4.1.1. Tipos de indicadores

Durante os últimos anos, tem-se discutido intensamente o tema da sustentabilidade das diversas fontes de energia e procurado estabelecer parâmetros de avaliação por meio de indicadores apropriados. Várias publicações técnicas disponíveis na literatura mundial sobre o assunto têm fixado indicadores de natureza mais ampla, mais ligados aos aspectos macro e socioeconômicos, bem como alguns mais específicos, que podem ser aplicados às diversas fontes energéticas (IEA/OECD, 2005).

Entre os primeiros, podem-se citar a utilização de energia per capita, o número de lares atendidos por energia elétrica, a importação líquida de energia. Entre os segundos, podem-se citar o custo da produção de energia, a disponibilidade no país do combustível considerado, a emissão de poluentes e gases de efeito estufa de cada cadeia energética, a produção de resíduos e rejeitos por unidade de energia gerada, o uso da terra por unidade de energia produzida, etc. Embora o primeiro tipo de indicadores seja importante para se avaliar o desempenho de um sistema energético como um todo, os resultados são consequência do “mix” atingido pelo sistema dentro de certo horizonte, e não se enquadram no escopo deste trabalho.

Por outro lado, os indicadores do segundo tipo são pertinentes para a análise “a priori” de todas as fontes energéticas, e são aplicados especificamente para a produção de energia a partir do carvão mineral. Optou-se por, na medida do possível, utilizar os mesmos indicadores sugeridos para a análise da fonte nuclear (EPE, junho de 2006), de forma a permitir, em um momento posterior, a comparação entre as diversas fontes.

■ 4.1.2. Indicadores ambientais

Os indicadores ambientais podem ser divididos em três temas principais: Atmosfera, Água e Solo (IEA/OECD, 2005). Cada um destes três temas principais pode ser subdividido em subtemas, como se segue.

- Atmosfera: mudanças climáticas e qualidade do ar. Para estes subtemas as questões principais estão relacionadas à acidificação, impactos na camada de ozônio e outras emissões que afetam a qualidade do ar de áreas urbanas e emissão de gases de efeito estufa.

- Água: a qualidade da água é, em geral, afetada pela descarga de contaminantes, em especial nas atividades de mineração.

- Solo: a qualidade dos solos deve ser considerada além da sua importância como espaço físico e relevo. O solo deve ser considerado como um importante recurso, junto com os recursos hídricos, essencial para a agricultura e como habitat para as diversas espécies de plantas e animais. As atividades de produção de energia podem resultar na degradação e acidificação dos solos.

a) Emissões de gases de efeito estufa

O gás de efeito estufa que causa maior preocupação é o dióxido de carbono (CO_2). Considerando toda a cadeia energética a partir da produção dos derivados de petróleo, pode-se inferir que a geração de gases de efeito estufa é considerável, pois a mesma ocorre tanto na produção do petróleo como na queima de seus derivados.

b) Poluição do ar

As emissões de poluentes do ar geradas pelo setor energético incluem particulados, dióxido de en-

xofre (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x). A produção de energia elétrica por derivados de petróleo gera a emissão destes poluentes, e, conseqüentemente, acarreta efeitos adversos sobre a flora e fauna, edificações e sobre a saúde humana.

c) Uso da terra

O uso de terra requerido pela cadeia energética dos derivados de petróleo é inferior ao uso requerido pelas fontes renováveis de energia. Por exemplo, as necessidades de terra para cada GW de capacidade instalada, incluindo as necessidades de mineração e de todo o ciclo do combustível, para algumas fontes são as seguintes:

- Carvão e nuclear – 1-10 km²;
- Solar – 20-50 km²;
- Eólica – 50-150 km²;
- Biomassa – 4.000-6.000 km².

A grande área requerida para a plantação de biomassa energética implica naturalmente o potencial conflito entre produção de alimentos e energia.

d) Derramamento de óleo

Estima-se que a quantidade de óleo derramada anualmente em todo o mundo ultrapasse 4,5 milhões de toneladas. Os maiores contribuintes para estes números são as operações de limpeza dos reservatórios dos navios petroleiros, onde o óleo é despejado ilegalmente no oceano. Aproximadamente 2 milhões de toneladas de óleo são introduzidas anualmente por tais operações, o que equivale a um vazamento por semana de todo o reservatório de um navio petroleiro. Apenas 70% do óleo contido no mar pode ser diretamente atribuído a acidentes em plataformas e navios (ESA, 1998).

e) Formação de chuvas ácidas

A acidificação das águas é proveniente da presença de ácidos como o sulfúrico (H_2SO_4) e o nítrico (HNO_3) formados na atmosfera, em função da queima de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, liberação de dióxido de enxofre (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x) (GOLDEMBERG, 2003). Esses podem ser levados pelo vento a distâncias de até mil quilômetros de sua fonte, e causar chuvas ácidas em locais bem distantes, sendo considerado então um problema regional.

A luz solar, a fuligem e os resíduos de metais podem acelerar, sob certas circunstâncias, o processo de formação de chuva ácida (GOLDEMBERG, 2003).

O efeito acumulativo da chuva ácida impacta ambientes, colheitas, materiais florestais e aquáticos. a atividade pesqueira é difícil de ser mantida em lagos ácidos; a acidez no solo pode retardar o crescimento da flora; áreas úteis de campos rurais podem ser reduzidas; além do que o ácido ataca materiais utilizados na construção de edifícios (OTTINGER, 1991).

■ 4.1.3. Indicadores socioeconômicos

a) Esgotamento das reservas de combustível

As reservas de petróleo mundiais são grandes e a sua utilização pode ser aprimorada por meio da eficiência energética e evolução tecnológica. Os conhecimentos e estudos de cenários relativos disponibilidade do petróleo garantem um suprimento desse combustível, aproximadamente, até 2040.

A Figura 3 apresentada anteriormente mostra o cenário de crescimento da população mundial versus a produção de petróleo e gás, para o horizonte 1900 – 2100. Observa-se que o ponto de equilíbrio, disponibilidade e consumo para próximo do ano de 2030.

b) Garantia de suprimento

As constantes crises políticas, o agravamento das tensões internacionais em várias regiões do globo, especialmente no Oriente Médio e nos países produtores de petróleo e gás natural, bem como os desastres naturais, foram alguns dos fatores que, aliados a um prolongado ciclo de crescimento da economia, provocaram um substancial incremento do preço do barril de petróleo e uma grande volatilidade no preço do gás natural.

A situação hoje é que o consumo aparente vem crescendo a uma taxa superior à produção. Entre os países emergentes, a China e Índia, com taxas de crescimento do PIB superiores a 8% ao ano no último triênio, são consumidores vorazes de petróleo e de gás natural. Entretanto, o nível de consumo de combustível *per capita* desses dois países ainda está longe dos padrões que ocorrem nos países desenvolvidos. Tal fato pressupõe que o problema energético será um fator de ameaça para a manutenção da taxa de crescimento da economia mundial. Este aspecto, aliás, esteve presente nas discussões do Fórum Econômico Mundial, de 2005 em Davos (SOUZA, 2000; BNDES, 2005).

Nesse sentido, existe um conjunto de questões que merecem uma análise mais detalhada. Só existe possibilidade de crescimento de produção, no curto prazo, na Arábia Saudita e na Rússia. Como esses dois países convivem com acentuados problemas internos, certamente a volatilidade dos preços apenas se acentuará. Nesse caso, é preciso contar também com a possibilidade de interrupções de fornecimento, como a que se verificou no mês de janeiro de 2006 em relação ao suprimento de gás natural russo à Europa.

Mesmo com todas as controvérsias, a mais recente previsão de longo prazo para oferta e consumo de energia no mundo, realizada pela Agência Internacional de Energia, indica que o petróleo continuará, até 2030, sendo o energético mais utilizado, porém sua participação na matriz cairá, enquanto a demanda por gás natural praticamente dobrará.

Também em outras regiões a instabilidade política ameaça a expansão do suprimento de energia. Na África Ocidental, que tem mantido uma produção em expansão a taxas bem maiores que os produtores ligados à Organização dos Países Exportadores de Petróleo - OPEP, os conflitos políticos e étnicos da Nigéria, por exemplo, ameaçaram bastante a produção durante o segundo semestre de 2005.

Questões políticas relevantes também têm sido verificadas na América Latina, onde a Venezuela tem uma postura de atrito em relação a seu cliente mais importante, os Estados Unidos (MARCATO, 2006). Pode-se afirmar, portanto, que um dos fortes condicionantes à garantia de suprimento do petróleo relaciona a estabilidade política nos países que concentram a produção e os preços de oferta do produto.

Felizmente, o Brasil possui significativos recursos petrolíferos que nos permitem amenizar de forma significativa os efeitos das fortes oscilações das condições de suprimento de petróleo no mercado mundial. É válido lembrar que, apesar de ter alcançado a auto-suficiência em petróleo, o Brasil é importador de petróleo leve e exportador de petróleo pesado.

5. Custos socioambientais

Em geral, o valor econômico de impactos ambientais de fontes de energia elétrica não é internalizado no custo total de usinas. Existem dois métodos de internalizar externalidades ambientais: (i) estimando os valores dos custos de controle e (ii) estimando valores monetários de custos de degradação (FURTADO, 1996).

Custos de controle representam o valor monetário da proteção ambiental, isto é, eles representam quanto a sociedade tem de pagar para evitar os impactos ambientais. Como afirmado por Woolf:

“Quando os custos de controle são usados para representar externalidades ambientais, existe uma suposição explícita que os reguladores estabeleceram padrões ambientais de modo que os custos da regulação igualem aproximadamente os benefícios. Em outras palavras, supõe-se que os reguladores estabelecem padrões ambientais no ponto onde os custos de degradação são aproximadamente iguais aos custos de controle. Isto pressupõe que os reguladores são bem informados e livres de restrições, inclusive políticas, ao estabelecerem padrões ambientais” (WOLF, 1992; p.4).

Neste método, os custos internalizados usualmente referem-se às medidas de mitigação dos efeitos ou medidas de prevenção da ocorrência dos efeitos. Estes custos são também conhecidos como custos de controle e de mitigação. Custo de controle é o custo de evitar os efeitos ambientais, enquanto o custo de mitigação é o custo de gerir ou aliviar os efeitos ambientais (COMASE, 1993a). O termo custo de mitigação é usado quando não existe uma ação na causa do impacto, tentando reduzi-lo. As medidas objetivam apenas conviver com ou mitigar os impactos. Por outro lado, quando as medidas visam reduzir os efeitos ambientais, agindo diretamente nas fontes poluidoras, seus custos são chamados custos de controle.

A segunda abordagem, de custos de degradação, se baseia na avaliação econômica da degradação causada (FURTADO, 1996). Esta medida avalia o efeito ambiental como uma perda econômica devido aos impactos causados pelo projeto. Os custos de degradação representam o benefício à sociedade em se evitar estas externalidades, ou seja, representam o benefício monetário da proteção ambiental.

Exceto quando o nível de controle é considerado ótimo, o uso dos custos de controle para quantificar o dano ambiental em geral apresenta erros de super ou sub-estimativa. Teoricamente, não existem dúvidas de que os custos de degradação geram melhores estimativas das externalidades ambientais do que os custos de controle. No entanto, a sua determinação apresenta um elevado grau de incerteza.

■ 5.1. Custos socioambientais e externalidades

As tecnologias modernas empregadas na maior parte das opções energéticas foram desenvolvidas de modo a minimizar os danos ambientais. Contudo, os riscos de danos à saúde e ao meio ambiente não podem nunca serem reduzidos a zero para qualquer opção energética.

Devido à relevância das emissões aéreas para a análise de fontes de geração termelétrica, muitos estudos foram realizados sobre a valoração de impactos ambientais na produção de energia elétrica, especialmente nos Estados Unidos, voltados para os custos das externalidades dessas emissões. Os resultados são apresentados em US\$ por tonelada de poluente, em US\$ por tipo de poluente e em US\$ por kWh para cada tipo de geração elétrica. A Tabela 3 apresenta os custos das emissões aéreas na produção de eletricidade por tipo de poluente.

Tabela 3 – Custos das Emissões Aéreas na Produção de Eletricidade por Tipo de Poluente (US\$ centavos/kWh – Preços de 1990)

Poluente	Carvão Nova c/FGD	Carvão Existente	Gás Natural Nova c/Ciclo Combinado	Óleo Existente
Custo Convencional	8.6	6.9	5.7	6.9
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2.8	2.8	1.3	2.3
Óxidos de Nitrogênio (NO _x)	0.0	2.4	1.5	1.2
Óxidos de Enxofre (SO _x)	1.1	1.6	0.0	1.0
Outros: Particulados (TSP), Comp. Org. Voláteis (COV), Monóxido de Carbono (CO), Metano (CH ₄)	0.1	0.4	0.0	0.3
Total	4.0	7.1	2.8	4.8
Total (% do Convencional)	47	103	49	70
Total mais Convencional	12.6	14.0	8.5	11.7

Fonte: Woolf, 1992.

Nota: Os custos convencionais de usinas existentes são médias de preços de eletricidade nos Estados Unidos; os custos de usinas novas incluem os custos fixos e variáveis da construção e operação das usinas (KOOMEY, 1990).

Como mostrado na tabela acima, o dióxido de carbono (CO₂) representa cerca de 50% do custo total de todos os poluentes. Para as usinas novas de gás natural com ciclo combinado, os custos de emissão dos óxidos de nitrogênio são os mais altos.

6. Desenvolvimento tecnológico em médio prazo

Novas tecnologias de utilização de derivados de petróleo desenvolvidas e aplicadas ao longo das últimas décadas têm aumentado a eficiência das plantas e diminuído substancialmente as emissões atmosféricas. Com o entendimento cada vez maior da ação dos combustíveis fósseis nas mudanças climáticas e de que num horizonte de 30 anos os combustíveis fósseis deverão atender a cerca de 80% das necessidades energéticas mundiais, um grande esforço tecnológico está sendo feito para reduzir as emissões de CO₂.

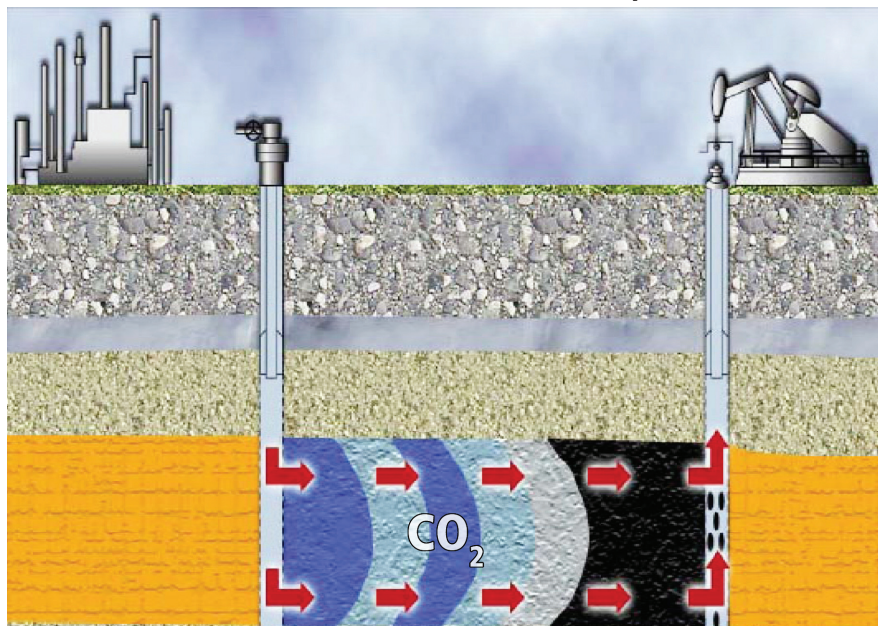
Estão sendo estudadas políticas que tratam da estocagem do excesso de carbono na biosfera, no subsolo e nos oceanos por prazos longos e indeterminados. Dentre essas políticas podemos citar (<http://www.co2crc.com.au>, acesso em 29.09.06):

- seqüestro de carbono em repositórios subterrâneos;
- melhamento do ciclo terrestre natural através da remoção do CO₂ da atmosfera pela vegetação e estoque da biomassa criada no solo;
- seqüestro do carbono nos oceanos por meio do aumento da dissolução do CO₂ nas águas oceânicas, pela fertilização do fitoplâncton com nutrientes e injeção de CO₂ nas profundezas dos oceanos, a mais de 1000 metros de profundidade;
- seqüenciamento de genoma de micro-organismos para o gerenciamento do ciclo do carbono.

Projetos de recuperação terciária de petróleo utilizando CO₂ têm sido estudados, onde uma corrente desse gás é injetada no poço de petróleo injetor visando aumentar o fator de recuperação do mineral no poço pro-

dutor por meio da manutenção/aumento da pressão do reservatório. Um esquema desse sistema é apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Recuperação Terciária de petróleo utilizando CO₂



Fonte: ZANCAN, 2006.

Dada a competitividade da indústria do petróleo e gás natural e sua relação com a dimensão ambiental em suas diversas matrizes, torna-se de grande relevância a consideração dos aspectos relacionados à conservação e uso racional de energia, cujo desenvolvimento de tecnologias poderá abordar atividades ligadas a:

- ampliação do aproveitamento do gás natural (atualmente, uma parte é queimada em flares) na fase de *upstream* (Exploração & Produção);
- otimização nos processos do *upstream*;
- otimização nos processos de refino;
- otimização nos sistemas de transporte;
- estudos sobre a eficiência de combustíveis em veículos leves e pesados.

A elevada proporção dos custos da rede de transporte e distribuição (até 50% dos custos totais, no caso de grandes distâncias) implica que a expansão desta indústria requer a existência de uma massa de clientes potenciais, especialmente concentrados, de maneira a garantir a remuneração dos elevados investimentos realizados à montante da indústria.

Quanto ao refino, as refinarias brasileiras possuem elevada idade média e baixa complexidade, ou seja, foram implantadas entre as décadas de 50 e 80 e projetadas para processar petróleo leve e de elevado grau API, porém apresentam reduzido índice de conversão. Sua modernização é necessária não só para processar o petróleo pesado nacional, mas também para ofertar produtos de melhor qualidade, principalmente diesel e gasolina com menos enxofre.

Seria importante, a exemplo do que ocorre em outros segmentos de infra-estrutura, dar continuidade à

constante adaptação de um marco regulatório eficiente, considerado fator determinante para atrair novos investidores para o mercado.

7. Potencialidades para utilização de benefícios do mecanismo de desenvolvimento limpo

A conclusão de que a humanidade está contribuindo para o aquecimento global por meio das emissões de CO₂, aumentando assim o efeito estufa, foi a força motriz para o advento do Protocolo de Kyoto. Este acordo tem por objetivo apresentar ao mundo, até 2010, um programa factível para cumprir o objetivo estabelecido pela *United Nations Framework Convention on Climate Change* (Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática), especificamente, reduzindo as emissões globais de CO₂ em 7% em relação aos níveis de emissão de 1990 (IPCC, 1990, 1996a, 1996b).

O Protocolo de Kyoto está em vigor desde 16 de fevereiro de 2005, e atualmente é denominado Tratado de Kyoto. Dentre os três mecanismos previstos no âmbito deste tratado, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL é o único que envolve países em desenvolvimento, ao estabelecer que os países industrializados podem cumprir suas metas de redução de emissões de gases de efeito estufa por meio da compra de créditos de redução de emissões de carbono (RCEs)¹, gerados a partir de projetos a serem implantados em países em desenvolvimento.

Dentre os projetos considerados elegíveis como projetos MDL, encontram-se aqueles relacionados à substituição de fontes de energia fósseis por fontes renováveis ou por fontes com fatores de emissão de carbono efetivamente menores. Desta forma, projetos de linhas de transmissão que promovam a desativação de unidades térmicas a óleo nos sistemas isolados pela sua interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN), ou ainda a substituição do uso de óleo diesel pelo gás natural, podem ser considerados como projetos elegíveis.

A elegibilidade de cada projeto candidato ao MDL depende dos seguintes critérios eliminatórios:

- as reduções de emissões devem ser adicionais àquelas que ocorreriam caso não houvesse a implantação do projeto;
- o projeto deve contribuir para o desenvolvimento sustentável do país onde será implantado;
- devem ser demonstrados os benefícios reais, relacionados com a mitigação da mudança do clima, os quais devem ser mensuráveis e de longo prazo;
- o projeto deve ser voluntário;
- o país, sede do projeto, deverá aprovar o mesmo.

1 RECs – Reduções Certificadas de Emissões

A aprovação do projeto no país sede deve ser realizada pela Autoridade Nacional Designada (ADN), atestando que o projeto contribuirá para desenvolvimento sustentável do país. No caso brasileiro, a AND é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), que estabeleceu critérios para comprovação da contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável. Não cabe à AND, entretanto, a aprovação técnica do projeto, bem como a análise de sua viabilidade econômica, sendo esta aprovação da competência da Entidade Operacional Designada (EOD), entidade certificadora que validará o Documento de Concepção do Projeto (DCP) que será submetido ao Conselho Executivo do MDL (CE)² para registro.

Os projetos que tiveram o início de sua operação efetiva entre 01/01/2000 e 18/11/2004 (data de registro do primeiro projeto pelo CE do MDL) são elegíveis, desde que registrados no Conselho Executivo do MDL até 31/12/2005. Para projetos ainda não implementados, não há prazos que condicionem sua elegibilidade.

O critério de adicionalidade está intimamente ligado ao fato de que os países em desenvolvimento não receberam metas de redução de emissões de gases de efeito estufa, como forma de não restringir o seu desenvolvimento. Assim, as emissões inerentes ao processo de desenvolvimento desses países, ainda que crescentes, são aceitas como um cenário de referência. Ao cenário de emissões, qualificado e quantificado com base nesse cenário de referência, convencionou-se chamar de linha de base. Em resumo, a linha de base de uma atividade de projeto do MDL é o cenário que representa as emissões de gases de efeito estufa por fontes que existiriam na ausência da atividade proposta e serve de base tanto para a verificação da adicionalidade quanto para a quantificação das RCEs. Estas serão calculadas a partir da diferença entre as emissões da linha de base e as emissões verificadas em decorrência das atividades do projeto.

Como o MDL é um mecanismo baseado em projetos, é aceito que sejam adotadas linhas de base desenvolvidas a partir de metodologias criadas especificamente para o projeto candidato.

A implementação do Protocolo de Kyoto continua sendo o foco dos esforços mundiais para combater o aquecimento global.

Três são os mecanismos de flexibilização do Protocolo de Kyoto:

- (i) Implementação conjunta (*Join Implementation -JI*);
- (ii) Comércio de Emissão (*Emissions Trading - ET*);
- (iii) Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL (*Clean Development Mechanims – CDM*).

Os critérios de elegibilidade para o MDL conferem caráter eliminatório para a certificação dos projetos, sendo que os indicadores devem conferir um caráter classificatório.

² O artigo 12 do protocolo de Kyoto estabeleceu um Conselho Executivo para supervisão do MDL. Este Conselho (CE) é responsável pelo cadastramento das Entidades Operacionais Designadas (EOD) e por diversas outras atividades relacionadas ao controle da aplicação do MDL, bem como pela emissão dos certificados.

Os indicadores utilizados, em número de oito, para a aplicação do MDL são:

- (i) contribuição para a mitigação das mudanças climáticas globais;
- (ii) contribuição para a sustentabilidade ambiental local;
- (iii) contribuição para a geração líquida de empregos;
- (iv) impactos na distribuição de renda;
- (v) contribuição para a sustentabilidade do balanço de pagamento;
- (vi) contribuição para a sustentabilidade macroeconômica;
- (vii) custo x efetividade;
- (viii) contribuição para a auto-suficiência tecnológica.

Aplicando esses indicadores, há possibilidade de atuação em três segmentos do MDL:

- (i) na melhoria da eficiência energética;
- (ii) no desenvolvimento de novas fontes de energia alternativa;
- (iii) no sequestro de CO₂, através de reflorestamento.

8. Considerações finais

Apesar de haver algumas controvérsias no que tange aos efeitos sobre o meio ambiente, devido ao uso de tecnologias de geração a partir dos derivados de petróleo, vários pontos podem ser considerados como aceitos. Entre eles podem ser citados:

- todos os meios de produção de energia elétrica causam algum efeito sobre o meio ambiente. Alguns causam danos consideráveis, outros poucos, mas nenhum meio pode ser considerado completamente benigno ou limpo;
- o desenvolvimento tecnológico na eficiência, controle de emissões e captura e armazenamento de CO₂ é fundamental para possibilitar a viabilização desta fonte na matriz energética mundial e brasileira;
- devem ser feitos investimentos, ainda, na minimização e controle dos impactos socioambientais da exploração, perfuração e completação, produção, transporte e refino do petróleo, visando controlar os impactos à saúde dos trabalhadores e a degradação do meio ambiente;
- o petróleo continuará sendo senão a fonte mais utilizada, pelo menos a de maior relevância ainda por, no mínimo, cerca de cinquenta anos.
- a demanda do setor de transporte, aproximadamente a metade da produção de petróleo, não devera ser alterada nos próximos 30 anos, tanto no Brasil como no mundo. Tal fato leva a reflexão sobre investimentos na expansão do setor de geração de energia a partir de derivados de petróleo;
- as questões ambientais (resíduos, efluentes e emissões) são passíveis de minimização, refletindo em otimização de processos, onde há duas novas motivações para investir: projetos ambientalmente adequados e com possibilidade de ingressar no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

9. Referências bibliográficas

- ALMEIDA, E. L. F., "Queima de Gás Associado: Problema ou Oportunidade?". In *Petróleo & Gás Brasil*, dezembro de 2002, Ano 3, n. 12, IE-UFRJ.
- AZEVEDO, J.S.G., A Estratégia da PETROBRAS e a Auto-suficiência Energética para o Brasil, apresentação Power Point, Câmara de Comercio Britânica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- _____, BNDES, 2005, Setorial, *Rio de Janeiro*, n. 22, p. 3-28, set. 2005.
- CAVALCANTE, I.N. Caracterização hidroquímica preliminar da captação de Abreulândia, Fortaleza, CE. São Paulo: USP, 1996. 24p. Curso de Pós-Graduação Trabalho apresentado no Seminário Geoquímica das águas.
- CAVALCANTE, I.N.; SABADIA, J.A.B.. Potencial hídrico subterrâneo: um bem mineral ameaçado pela poluição antrópica. Fortaleza: Revista Geologia, n.5, p.115-124, 1992.
- CAMPOS, A F, A Restituição da Indústria do Petróleo Sul Americana no Anos 90, Tese Doutorado, UFRJ, 2005)
- _____, COMASE, Comitê Coordenador das Atividades de meio Ambiente do Setor Elétrico, Referencial para Orna- mentação dos Programas Socioambientais, MME, Rio de Janeiro, 1994.
- _____, CTEPETRO – Plano Plurianual de Investimentos, 1999 – 2003
- _____, Economia e Energia, Ano IX, No. 51: Agosto-Setembro, 2005, ISSN 1518-2932.
- _____, EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Balanço Energético Nacional, 2005.
- COELHO, A.P.A., Proposição de Medidas Mitigadoras e Potencializadoras para os Impactos Ambientais Provenien- tes da Indústria do Petróleo – Upstream e Downstream. Monografia de MBA em Gestão Ambiental, CEFET, 2005.
- EPE, Avaliações dos Impactos Ambientais das Tecnologias de Geração Termonuclear, junho de 2006.
- FERREIRA, D., Curva de Hubber: Uma Análise das Reservas Brasileiras de Petróleo, MSc., Instituto de Eletrotécni- ca e Energia, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Pulo, 2005.
- FURTADO, R. C., The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil, Tese de Doutora- do, Imperial Collage, Universidade de Londres, Londres, UK, 1996.
- GOLDEMBERG, J; Villanueva, L. D. Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento. Edusp. São Paulo, 2003.
- GOMES, A.S., PALMA, J.C., SILVA, C.G., Causas e Conseqüências do Impacto Ambiental da Exploração dos Recur- sos Minerais Marinhos, *Brazilian Journal of Geophysics*, Vol. 18(3), 2000
- _____, IPCC, 1990, Climate Change: The Scientific Basis in 1990. Contribution of Working Group I to the First Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 1a Edição, Cambridge, United Kingdom and New York, USA, Cambridge University Press.
- _____, IPCC, 1996a, Mudança do Clima 1995, Sumário para formuladores de Políticas, contribuição do Grupo de Trabalho I ao Segundo Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima, 1a Edição, Brasília, 2000.
- _____, IPCC, 1996b, Greenhouse gas inventory reporting instructions – IPCC Guidelines for National Gree- nhouse Gas Inventories, Vol 1, 2, 3. Intergovernmental Panel on Climate Change, United Nations Environment Program, the Organization for Economic Co-operation and Development and the International Energy Agency, London. 3 v.
- _____, Guidelines for Comparative Assessment of the Environmental Impacts of Waste from Electricity Genera- ting systems, IAEA-TECDOC-787, Vienna, 1995.
- MACHADO, Iran F. Recursos Minerais - Política e Sociedade. São Paulo: Edgard Blucher, 1989. 410p.
- MANOEL FILHO, J. Contaminação das Águas Subterrâneas In: Feitosa, Fernando A. C. Hidrogeologia: Conceitos e Aplicações. Fortaleza: CPRM/REFO, LABHIDUFPE, 2000. p. 109-132. Miracyr Assis Marcato*
- MARIANO, J.B., Impactos Ambientais do Refino do Petróleo, MSc. COPE/UFRJ, Rio de Janeiro, V III, 216 p., 2001.
- MARCATO, M.A., Engenharia & Energia, 576, 2006.
- _____, MME - Ministério de Minas e Energia. Diretrizes ambientais para o setor mineral. Brasília, DF, 1997. 56p.
- _____, MME, Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Minas e Metalurgia. Programa de Reestruturação Insti-

- tucional do Setor Mineral. Projeto de Lei, Brasília, DF, 2001. PRISMA.
- _____, MME - Ministério de Minas e Energia, Plano Nacional de Energia 2030, 2005.
- _____, NAE, Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Mudança do Clima, Negociações Internacionais, Vulnerabilidade, Impactos e Adaptação a Mudanças do Clima, Brasília, No. 3, Vol. 1, 2005.
- NEGRI, J. C., VIEIRA, S., As emissões de Poluentes nas Usinas Termelétricas à Gás Natural: um estudo de caso. In: XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, 1999, CD-ROM, GIA/09, 5 p. OCDE, Evaluating Economic Instruments for Environmental Policy, 1.ed., Paris
- OTTINGER, R.L.; Environmental costs of electricity / prepared by Pace University center for environmental legal studies. New York : Oceana Publications, 1991.
- PINGUELLI ROSA, L., SCHECHTMAN, R. Avaliação de Custos Ambientais da Geração Termelétrica: inserção de variáveis ambientais no planejamento da expansão do setor elétrico. Caderno de Energia, Rio de Janeiro, mar. 1996, n. 9, p. 159-256.
- RIBEIRO, L.S. O Impacto do Gás Natural nas Emissões de Gases de Efeito Estufa: O Caso do Município do Rio de Janeiro [Rio de Janeiro] 2003, IX, 261 p. COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2003.
- REIS, M. M., Custos Ambientais Associados a Geração Elétrica: Hidrelétricas x Termelétricas à Gás Natural. [Rio de Janeiro] 2001. XIV, 200p. UFRJ/COPPE, M.Sc., Planejamento Energético, 2001.
- ROSA, R. N., Combustíveis Fósseis – O Problema do Peak Oil, Centro de Geofísica de Évora, Universidade de Évora, Instituto Superior Técnico, Association for the Study of Peak Oil, apresentação Power Point, 2005.
- SEVA Filho, A. O., SANTI, A.M.M., ROSA, A.C., Licenciando Termelétricas de Grande Porte em Áreas Poluídas: Avaliação de um Caso na Região Metropolitana de Belo Horizonte, MG. E Comparação com casos em São Paulo e Paraná, IX Congresso Brasileiro de Energia, 2001
- SERÔA DA MOTTA, R. Manual para Valoração Econômica de Recursos Ambientais, 1.ed, Brasília, MMA, 1998, 216 p.
- _____, SER - Statistical Review of World Energy, June 1996 to 2005.
- Sousa, W. L. Impacto Ambiental de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa de Duas Abordagens. Dissertação (Mestrado em Ciências). COPPE/ Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.
- TOLMASQUIM, M. T. et al. Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil. Editora Relume Dumará. Rio de Janeiro, 2004.
- www.aneel.gov.br/15.htm, acesso em 28.09.06.
- www.mme.gov.br, acesso em 28.09.2006.
- ZANCAN, F. L., Carvão. Apresentação do Seminário de Tecnologias Energéticas do Futuro, Curitiba, PR, 2006.

Ministério de
Minas e Energia

