



Relatório Final

Projeto

Matriz Brasileira de Combustíveis

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia/UFRJ
Centro de Gestão de Estudos Estratégicos – Núcleo de Assuntos
Estratégicos da Presidência da República

GEE/IE/UFRJ

30 de Novembro de 2006

VERSÃO PRELIMINAR

Relatório Final

Projeto

Matriz Brasileira de Combustíveis

Equipe

Helder Queiroz Pinto Jr.

(coordenação)

Edmar Luiz Fagundes de Almeida

José Vitor Bomtempo

Mariana Iooty

Ronaldo Bicalho

Maria Carolina Carneiro

Bruna Roppa

Juliana Carvalho

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	5
2. A CURVA DE HUBBERT E O PICO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	9
2.1. RECURSOS, RESERVAS E AS PREVISÕES DE PRODUÇÃO E DEMANDA DE PETRÓLEO	11
2.1.1. RECURSOS E RESERVAS	11
2.1.2. PREVISÕES DE PRODUÇÃO E DEMANDA DE PETRÓLEO	15
2.2. A CURVA DE HUBBERT: ASPECTOS CONCEITUAIS	16
2.3. O PICO DA PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO: CENÁRIOS ALTERNATIVOS	19
2.4. PICO DA PRODUÇÃO: UMA VISÃO ECONÔMICA	25
2.5. PAPEL DO PETRÓLEO NÃO-CONVENCIONAL E DAS FONTES ALTERNATIVAS.....	28
2.5.1. PETRÓLEO NÃO-CONVENCIONAL	29
2.5.1.1. PETRÓLEO ULTRA-PESADO.....	31
2.5.1.2. AREIAS BETUMINOSAS	32
2.5.1.3. XISTO BETUMINOSO	32
2.5.2. CUSTOS E INVESTIMENTOS EM PETRÓLEO NÃO-CONVENCIONAL.....	33
2.5.3. PRODUÇÃO DE DERIVADOS SINTÉTICOS.....	33
2.6. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	34
3. INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS EM ENERGIA.....	37
3.1. DESIGN DOMINANTE E AS INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS	37
3.1.1. DIRECIONAMENTO DO PROGRESSO TÉCNICO	39
3.1.2. SURGIMENTO DO DD.....	40
3.1.3. É POSSÍVEL RECONHECER UM DESIGN DOMINANTE?.....	41
3.2. ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS ENERGÉTICAS	42
3.2.1. BIOCOMBUSTÍVEIS	44
3.2.1.1. BIODIESEL	44
3.2.1.1.1. MATÉRIAS PRIMAS.....	45
3.2.1.1.2. TECNOLOGIA	46
3.2.1.1.3. ESCALA DA PRODUÇÃO.....	46
3.2.1.1.4. INTERESSE E MOVIMENTOS ESTRATÉGICOS DAS EMPRESAS DE PETRÓLEO EM BIOCOMBUSTÍVEIS.....	47
3.2.2. COMBUSTÍVEIS SINTÉTICOS.....	49
3.2.2.1. GTL	50
3.2.2.1.1. PANORAMA DOS PROJETOS E CAPACIDADES INSTALADAS	50
3.2.2.1.2. TRADE-OFFS TECNOLÓGICOS EM GTL	51
A) CONVERSÃO DIRETA VERSUS CONVERSÃO INDIRETA: CAPACIDADE TECNOLÓGICA EXISTENTE VERSUS CAPACIDADE TECNOLÓGICA FUTURA.....	52
B) CONVERSÃO INDIRETA: INTEGRAÇÃO VERSUS ESPECIALIZAÇÃO	53
C) ESCALAS.....	54
D) CUSTOS ATUAIS EM GTL	55
3.2.3. HIDROGÊNIO	55
3.2.3.1. PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO	57
3.2.3.2. SITUAÇÃO E EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE HIDROGÊNIO	58
3.3. DISCUSSÃO DOS CASOS.....	59
3.4. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	61
4. MUDANÇAS TECNOLÓGICAS E MATRIZ DE COMBUSTÍVEIS VEICULARES: EXERCÍCIOS EMPÍRICOS SOBRE ELASTICIDADE DA DEMANDA NO BRASIL.....	63
4.1. EVOLUÇÃO DA MATRIZ DE COMBUSTÍVEIS VEICULARES NO BRASIL.....	64
4.2. ELASTICIDADE: UMA BREVE DISCUSSÃO CONCEITUAL	68
4.3. CONSUMO DE DIESEL	70
4.4. CONSUMO DE GASOLINA.....	75
4.5. CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	82
5. POLÍTICAS ENERGÉTICAS DE LONGO PRAZO: RESPOSTAS AOS DESAFIOS DO FUTURO.....	85
5.1. EUA.....	88

5.2.	FRANÇA	95
5.3.	ALEMANHA	97
5.4.	REINO UNIDO	99
5.5.	SUÉCIA	103
5.6.	JAPÃO.....	107
5.7.	CHINA	110
5.8.	ÍNDIA	112
5.9.	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO.....	116
6.	TRÊS CENÁRIOS PARA O CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS DE TRANSPORTE	
	RODOVIÁRIO	121
6.1.	METODOLOGIA E DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS.....	122
6.2.	DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS.....	125
6.3.	PREVISÃO DA DEMANDA TOTAL POR COMBUSTÍVEL PARA OS TRÊS CENÁRIOS DISTINTOS	131
6.4.	ANÁLISE DOS RESULTADOS E IMPLICAÇÕES DE POLÍTICA ENERGÉTICA.....	134
7.	CONCLUSÃO.....	140
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	145
	ANEXO 1 – ESTIMAÇÃO DE ELASTICIDADES: UMA BREVE RECAPITULAÇÃO DA	
	LITERATURA	151
	ANEXO 2 – O MÉTODO DE PAINEL DINÂMICO: UMA BREVE INTRODUÇÃO	154
	ANEXO 3 – RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO DA DEMANDA DE DIESEL: APLICAÇÕES DO	
	PAINEL DINÂMICO	157
	ANEXO 4 – RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO DA DEMANDA DE GASOLINA: APLICAÇÕES	
	DO PAINEL DINÂMICO	161
	ANEXO 5 - ALGUMAS CONSIDERAÇÕES METODOLÓGICAS SOBRE O EXERCÍCIO DE	
	PREVISÃO	166

Matriz Brasileira de Combustíveis

1. INTRODUÇÃO

Este documento apresenta o relatório referente ao projeto de pesquisa do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia/UFRJ em parceria com o NAE (Núcleo de Assuntos Estratégicos) da Presidência da República e o CGEE (Centro de Gestão de Estudos Estratégicos), vinculado ao Ministério de Ciência e Tecnologia e, versando sobre a análise prospectiva da Matriz Brasileira de Combustíveis. Este estudo se inscreve no âmbito do conjunto de projetos, coordenado pelo NAE, intitulado Brasil 3 Tempos.

Cabe recordar que o estudo proposto visa examinar os condicionantes, as linhas de ação e os instrumentos de política que presidirão uma alteração estrutural na matriz brasileira de combustíveis. O trabalho tem como ponto de partida a premissa que funda uma orientação de política energética de longo prazo, a saber: a redução progressiva da participação do petróleo e dos seus derivados na estrutura da matriz de combustíveis.

Considerando que a segurança do abastecimento energético é um tema de interesse do Estado brasileiro, importa examinar quais as alternativas que permitiriam diversificar a estrutura de oferta de energia, com especial ênfase para os combustíveis utilizados no setor de transportes.

É importante salientar que a questão que tem pautado diferentes fóruns que discutem o tema gira em torno do horizonte de tempo que permitirá o aproveitamento econômico do petróleo, dadas as condições tecnológicas, econômicas e geopolíticas que governam a indústria petrolífera mundial. A concentração estrutural das reservas de petróleo nos países da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) e os preços elevados de petróleo desde 2004 têm orientado, em diferentes países, a fixação de objetivos de política energética visando ampliar a segurança de abastecimento, a redução da dependência energética e a redução dos impactos ambientais decorrentes da produção e do uso dos derivados de petróleo. Para tanto, é possível identificar uma série de ações em diferentes países buscando, por um lado, a diversificação das fontes de suprimento de petróleo; e por outro, a ampliação da participação de fontes renováveis na matriz energética.

O Brasil não constitui uma exceção neste movimento. Cabe observar que, não obstante os resultados positivos oriundos da redução da dependência energética nacional e o alcance da auto-suficiência de petróleo, a condição de recurso fóssil esgotável implicará, no longo prazo, no esgotamento as reservas nacionais de petróleo. Ademais, o país é ainda fortemente dependente das importações de diesel.

Neste sentido, dados os horizontes temporais definidos no Brasil 3 Tempos – 2007, 2015 e 2022 –, a questão central deste estudo está centrada nas perspectivas de substituição de derivados de petróleo por fontes de energia como : i) gás natural; ii) biodiesel e iii) etanol. Serão igualmente examinadas as perspectivas de melhoria do perfil da oferta de combustíveis, seja através de inovações tecnológicas e energéticas – como o H-Bio, seja através da melhoria das condições de recuperação de petróleo em campos maduros e marginais. Será dada particular atenção às condições de contorno econômicas, tecnológicas, políticas e institucionais necessárias à mudança estrutural da matriz de combustíveis nos marcos temporais estabelecidos pelo Brasil 3 Tempos.

Ponto de Partida

É importante ressaltar que o presente projeto toma como ponto de partida, alguns dos resultados já alcançados por trabalhos desenvolvidos pelo NAE-CGEE, em particular o primeiro estudo sobre a Matriz Brasileira de Combustíveis e um outro específico sobre Biocombustíveis. Cabe destacar aqui quatro aspectos centrais desses estudos que servem como base para o projeto atual:

1. além da importância da diversificação da matriz energética, o Brasil pode assumir a liderança competitiva internacional da produção de biocombustíveis, atuando tanto como exportador de biodiesel e etanol, mas também como exportador de tecnologia e serviços associados à cadeia de produção desses combustíveis;
2. a estrutura de custos de produção do biodiesel é bastante variável, de acordo com o tipo de oleaginosa que pode ser utilizada e não há ainda uma convergência entre analistas com relação às vantagens e desvantagens de cada uma delas; em contrapartida, as barreiras tecnológicas de uso do biodiesel já foram superadas; a viabilidade econômica ainda é condicionada pela estrutura de custos e pelo fator

preço, mas os potenciais ganhos de escala e as externalidades positivas permitem vislumbrar condições competitivas para a sua utilização;

3. o advento do carro flex abriu um imenso leque de oportunidades para a produção do etanol; a experiência pretérita do Proálcool é uma vantagem competitiva a ser aproveitada. A tendência de expansão do mercado mundial de etanol pode se constituir num incentivo adicional para a produção nacional, mas pode levar à arbitragem entre mercado interno e externo que pode ser exercida pelos produtores de álcool;
4. com relação ao gás natural, sua participação no mercado veicular depende das condições de garantia do suprimento, o qual é fortemente dependente das importações, tanto de países vizinhos através de gasodutos quanto de outras fontes de suprimento via GNL (gás natural liquefeito).
5. considerando a finalidade estratégica da segurança do abastecimento energético, é fundamental a institucionalização de uma nova política nacional de combustíveis.

A partir destas considerações, a metodologia adotada aqui é baseada na definição dos objetivos estratégicos, no exame das conjunturas atual e retrospectiva e na elaboração de cenários prospectivos, visando a definição de soluções estratégicas tendenciais e de ruptura.

Para tal, foi necessário, numa primeira etapa, elaborar quatro estudos de suporte que permitirão qualificar os principais fatores condicionantes das mudanças estruturais da matriz brasileira de combustíveis. Esta etapa representa o eixo condutor do trabalho e facilitará as atividades subseqüentes de construção dos cenários.

Os capítulos de 2 a 5 apresentam os principais resultados dos estudos de suporte. No Capítulo 2, examinamos as perspectivas de esgotabilidade dos recursos petrolíferos, confrontando diferentes abordagens na literatura especializada que gravitam sobre o denominado Pico de Hubbert, ponto teórico que designa o início de um período de esgotabilidade das reservas de petróleo; este aspecto condiciona tanto a oferta física a termo quanto o regime de preços internacionais; além de ser um dado crucial para as relações geopolíticas entre países produtores e importadores de energia.

No Capítulo 3, é realizada uma análise das tendências das tecnologias de produção e de uso de energia, com destaque para as soluções flex, isto é, bi, tri ou policombustíveis.

No Capítulo 4, serão examinados os aspectos condicionantes e as técnicas de mensuração da elasticidade-preço e da elasticidade-renda da demanda de energia. Este tema merece ser estudado com muita atenção, pois é crucial para o planejamento energético de longo prazo da oferta e da demanda de energia e à formulação de políticas públicas visando à substituição energética.

O Capítulo 5 apresenta o último estudo de suporte focado na análise dos objetivos e dos instrumentos de política energética de longo prazo de um grupo de países selecionados, visando examinar as principais tendências em matéria de definição da política energética. Ainda que os objetivos fixados variem de país para país, especialmente devido às diferentes dotações de recursos naturais energéticos, é útil contrastar as ações que buscam diversificar a matriz energética e reduzir a dependência de petróleo.

Apesar de tratarem de temas diferentes, estes estudos são fortemente interdependentes na medida em que se constituem nos principais condicionantes para a formulação de uma política visando à ampliação do gás natural, do biodiesel e do etanol na matriz brasileira de combustíveis. Em todos eles são destacados aspectos convergentes e eventuais controvérsias identificadas no exame de trabalhos de diferentes analistas.

No capítulo 6 são elaborados três cenários diferentes, visando seus diferentes impactos na definição de políticas energéticas pautadas na busca da mudança estrutural da matriz de combustíveis no setor rodoviário. Neste capítulo é definida a metodologia de construção de cenários e são analisadas as variáveis críticas constitutivas de cada um dos cenários elaborados. São também apresentadas as previsões da demanda agregada de combustíveis, e em seguida, são examinados, de forma comparativa, os traços marcantes de cada um dos cenários.

Finalmente, o Capítulo 7 reúne as conclusões do trabalho.

2. A CURVA DE HUBBERT E O PICO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO¹

A dependência da economia mundial em relação aos derivados do petróleo suscitou historicamente uma grande preocupação com a sustentabilidade com a disponibilidade de recursos petrolíferos. Por várias ocasiões, um contexto de preços elevados do petróleo, suscitou análises que apontam para cenários de rápido esgotamento dos recursos petrolíferos.

O esgotamento do petróleo num futuro próximo foi previsto durante a década de 1880 com a queda da produção de petróleo na Pensilvânia, novamente durante a década de 1910, com a escassez derivada da elevação da demanda pelo sistema de transporte. Este cenário foi rapidamente desfeito com as grandes descobertas do Texas durante a década de 1920. Após a internacionalização da indústria do petróleo, os choques do petróleo da década de 1970 levaram a novos cenários pessimistas quanto ao esgotamento do petróleo.

Desta vez, os cenários influenciaram a estratégia de governos e empresas. Grandes investimentos foram realizados em energias alternativas, com a idéia de que os preços do petróleo se sustentariam em níveis elevados e crescentes com o rápido esgotamento dos recursos petrolíferos. Estes investimentos foram em parte frustrados pelo contrachoque petrolífero de 1986, gerando a necessidade de pesados subsídios para sua sustentação.

Após um período de baixos preços do petróleo entre 1986 e 2000, os preços do petróleo assumiram uma trajetória ascendente, atingindo recordes históricos em termos nominais em 2005 e 2006. A elevação do preço do petróleo voltou a chamar a atenção para estudos que apontam uma tendência de rápido esgotamento das reservas.

Estes estudos vêm ganhando espaço na mídia e nas análises de estratégias, reforçados pela percepção de que os preços do petróleo tenderão a se manter em níveis elevados. Esta percepção se apóia nos seguintes pontos:

- i) Cerca de 80% das reservas provadas encontram-se nos países membros da OPEP. Cerca de 70% encontra-se nos países do Oriente Médio. A

¹ Este capítulo foi elaborado por Edmar Luiz Fagundes de Almeida (Doutor em Economia Aplicada pelo Institut d'Économie et Politique de l'Énergie, Université de Grenoble, França, Professor e Pesquisador do GEE/Instituto de Economia/UFRJ).

dependência mundial em relação às exportações dos países membros da OPEP tenderá aumentar em ritmo acelerado.

- ii) Os investimentos na expansão da produção de petróleo convencional dependerão cada vez mais das empresas estatais, em particular dos países da OPEP. Atualmente, apenas cerca de 30% das reservas provadas podem ser exploradas por empresas internacionais através de concessões ou contratos de risco.

Tendo em vista estes pontos, os preços do petróleo, no médio prazo, deverão ser fortemente influenciados por duas variáveis importantes: os aspectos geopolíticos e a capacidade de financiamento dos investimentos por parte dos países membros da OPEP. Estas duas variáveis tenderão atuar no sentido de manter os preços do petróleo acima do que seria sua trajetória normal, tendo em vista apenas a disponibilidade de recursos.

A partir da premissa de patamares elevados para o preço do petróleo, as questões centrais que constituem o fio condutor deste estudo são as seguintes: deverão estes preços contribuir para uma expansão da oferta de combustíveis a longo-prazo? Ou estaríamos entrando numa nova era de esgotamento dos recursos petrolíferos que tenderia reforçar a tendência de alta dos preços do petróleo, levando a economia mundial para um cenário de escassez de recursos energéticos?

Este capítulo busca trazer elementos de resposta a estas questões, discutindo a influência da disponibilidade de recursos petrolíferos recuperáveis sobre a tendência de oferta dos combustíveis líquidos a médio e longo prazos.

A Seção 2.1 discute o conceito de recursos e de reserva e os cenários de oferta e demanda de petróleo. A Seção 2.2 apresenta o conceito da Curva de Hubbert e as razões pela qual a produção de petróleo atingiria um pico e tenderia a cair. A Seção 2.3 apresenta e analisa os diversos cenários sobre a curva de Hubbert. A Seção 2.4 apresenta uma visão econômica do esgotamento dos recursos não renováveis e traz algumas conclusões importantes para a análise da Curva de Hubbert. A Seção 2.5 analisa o papel dos recursos petrolíferos não convencionais e dos recursos não petrolíferos na oferta de combustíveis líquidos. A Seção 2.6 apresenta as considerações finais do capítulo.

2.1. Recursos, Reservas e as Previsões de Produção e Demanda de Petróleo

Antes de analisarmos a questão do pico de petróleo é importante apresentar algumas definições importantes da economia do petróleo. O petróleo é uma fonte de energia não-renovável. Dado que o óleo atualmente existente foi produzido na natureza há milhões de anos, o estoque atual pode ser visto como um volume estático e finito.

O petróleo pode se manifestar de diferentes maneiras na natureza. Em geral, denominamos petróleo as acumulações de hidrocarbonetos líquidos em rochas reservatório. Assim, existe na natureza um número finito de reservatórios de petróleo, cada um com diferente potencial de produção. É importante ressaltar que nem todo óleo dos reservatórios existentes na natureza pode ser produzido. Existem restrições técnicas que atualmente limitam a produção do óleo existente nos reservatórios a cerca de 30% a 40% do seu volume total.

2.1.1. Recursos e Reservas

Um conceito muito importante para se analisar o pico da produção de petróleo é o conceito de recursos petrolíferos. Os recursos petrolíferos correspondem a todo o volume de óleo que pode ser efetivamente produzido, levando-se em conta as tecnologias disponíveis para recuperação de petróleo². O conceito de recurso abrange todo o óleo passível de ser produzido, inclusive os volumes ainda não descobertos (Quadro 2.1).

Por outro lado, as reservas de petróleo podem ser definidas como o volume de óleo já identificado e que é possível de ser extraído de uma jazida com a tecnologia conhecida e de forma econômica. É importante ressaltar que o conceito de reservas se distingue do conceito de recursos por duas características: i) são jazidas que já foram identificadas; ii) e cuja produção é economicamente viável. Portanto, as reservas podem ser consideradas um subconjunto dos recursos petrolíferos.

² Estas tecnologias podem ser divididas nas seguintes categorias: i) a recuperação primária que consiste na utilização da energia própria do campo e estimulação através de fratura da rocha ou perfuração horizontal; ii) a recuperação secundária através de injeção de água e gás para manter a pressão (aumento da energia do campo); iii) e a recuperação terciária ou assistida que inclui outros métodos de recuperação utilizados após a injeção de água e gás : processos térmicos para diminuir a viscosidade (injeção de vapor ou combustão parcial do gás ou óleo); injeção de solventes (gás carbônico, gás hidrocarbonado) e injeção de produtos químicos dissolvidos em água.

Quadro 2.1 – Definição de Reservas Petrolíferas

	Identificado			Não descoberto	
	Demonstrado		Inferido	Hipotético	Especulativo
	Medido	Indicado			
Econômico	Reservas				
Não Econômico					

Fonte: US Geological Service – USGS

As reservas podem ser classificadas em vários tipos, de acordo com o grau de certeza de sua existência. As *reservas provadas* podem ser definidas como o volume óleo que pode ser extraído de uma jazida com um elevado grau de certeza³. Em geral, trata-se de reservas já comprovadas via perfuração de poços. As reservas prováveis são aquelas recuperáveis, com um grau de certeza menor⁴. As *reservas possíveis* são aquelas que se estima poder produzir em campos onde os trabalhos de prospecção ainda não terminaram, portanto com um nível de certeza muito pequeno. Trata-se de campos onde foram feitos estudos sísmicos e de correlações com campos próximos já estudados, mas onde não houve ainda perfuração de poços.

Não existe um critério único para delimitar as reservas. Este critério varia muito de acordo com os interesses das empresas ou governos. Portanto, os números relativos às reservas devem ser utilizados com muito critério. Na verdade, nem mesmo a empresa que estimou um montante de reservas de um campo pode ter certeza da quantidade de óleo existente. Este é um número que só pode ser obtido com certeza no final do ciclo de vida de um campo.

³ São também conhecidas como reservas P90, ou seja, com probabilidade de ocorrência de 90%.

⁴ São também conhecidas como reservas P50, ou seja, com probabilidade de ocorrência de 50%.

Atualmente, a maioria das empresas de capital aberto declaram reservas de acordo com o conceito aceito pelo “United States Securities and Exchange Commission” (SEC). Esta instituição tem por objetivo proteger os interesses dos investidores americanos e, por esta razão, prevê a utilização de uma metodologia de medição de reservas atualmente considerada muito conservadora. Esta metodologia não é revisada desde os anos 1970, e não aceita a utilização de um grande conjunto de novas tecnologias na comprovação de reservas. Assim, as reservas provadas requerem necessariamente a perfuração de poços relativamente caros, mesmo se a prospecção sísmica já tenha detectado as reservas com o mesmo grau de certeza. Desta forma, os números relativos às reservas que as empresas colocam em seus relatórios anuais podem ser considerados muito conservadores, já que não inclui uma parcela significativa de recursos que as empresas já identificaram como economicamente viáveis com tecnologias alternativas.

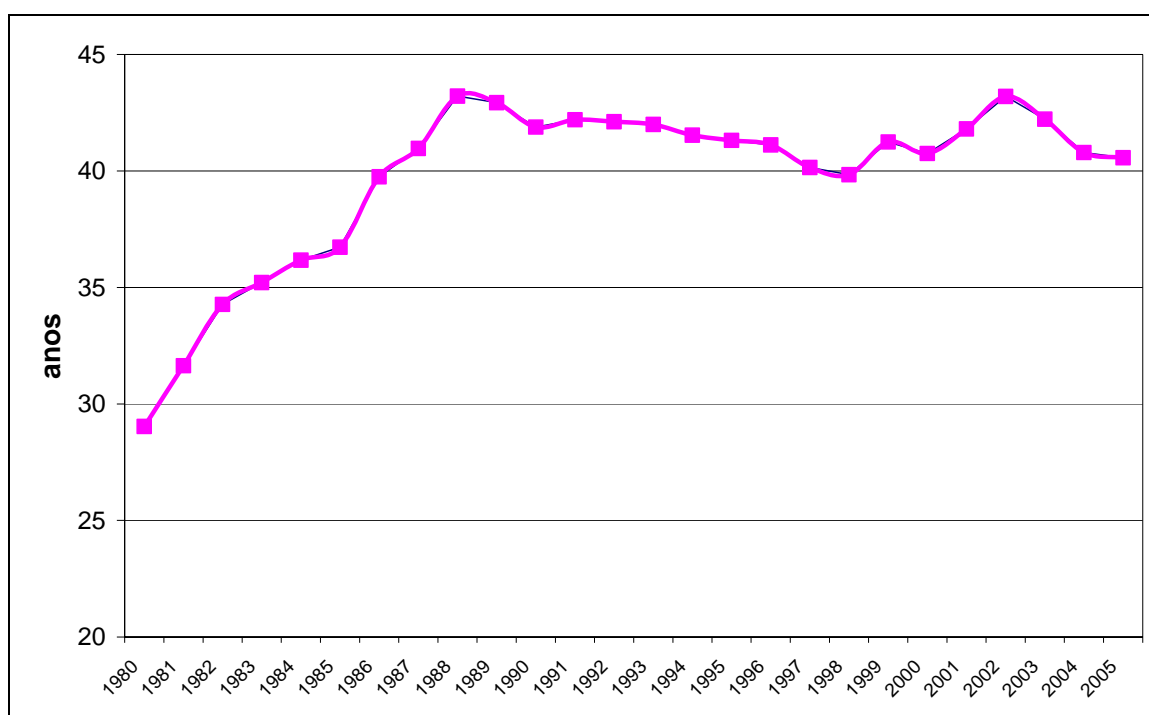
O problema do sub-dimensionamento não se aplica apenas às reservas de óleo convencional. Este problema é ainda mais grave em se tratando de gás natural ou de petróleo não convencional (óleo pesado e ultra-pesado, areias betuminosas e xisto betuminoso). Neste caso, as empresas não têm interesse em investir no dimensionamento na declaração destas reservas, caso não tenha perspectivas imediatas de monetização das mesmas. Como a rentabilidade dos projetos de gás ou de óleo não-convencional é quase sempre inferior à do óleo convencional, estes são privilegiados no processo de investimento para declaração de reservas.

Finalmente vale lembrar que, na maioria das vezes, as reservas provadas dos países da OPEP não são dimensionadas com os mesmos critérios das empresas petrolíferas de capital aberto. Na maioria dos países da OPEP, o petróleo é monopólio de empresas estatais de capital fechado, não havendo necessidade para estas empresas seguirem os critérios da SEC na declaração de reservas. Muitas vezes, o volume declarado de reservas está influenciado por objetivos políticos dos governos (determinação de cotas da OPEP, por exemplo) e encontram-se ultrapassados. Muitos países da OPEP não fazem campanhas exploratórias há décadas, já que as reservas atuais são mais que suficientes para o atendimento da produção atual.

Segundo o BP Statistical Review, as reservas provadas de petróleo em 2005 totalizaram um volume de 1.200 bilhões de barris (ver Gráfico 2.1). Deste total, 62% está localizada no Oriente Médio e 78% nos países membros da OPEP. Este volume de

reservas seria suficiente para sustentar a produção anual atual por cerca de 40 anos. Vale ressaltar que, o atual nível de relação reserva/produção é bastante elevado, quando comparado historicamente. O Gráfico 2.1 mostra que as reservas de petróleo cresceram mais rapidamente que a produção durante a década de 1980 e vem se sustentando em patamares elevados. Entre 2004 e 2004, as reservas provadas tiveram um ligeiro aumento, apesar da produção anual de cerca de 30 bilhões de barris ao longo de 2005.

Gráfico 2.1 – Evolução da Relação Reservas Provadas/Produção de Petróleo



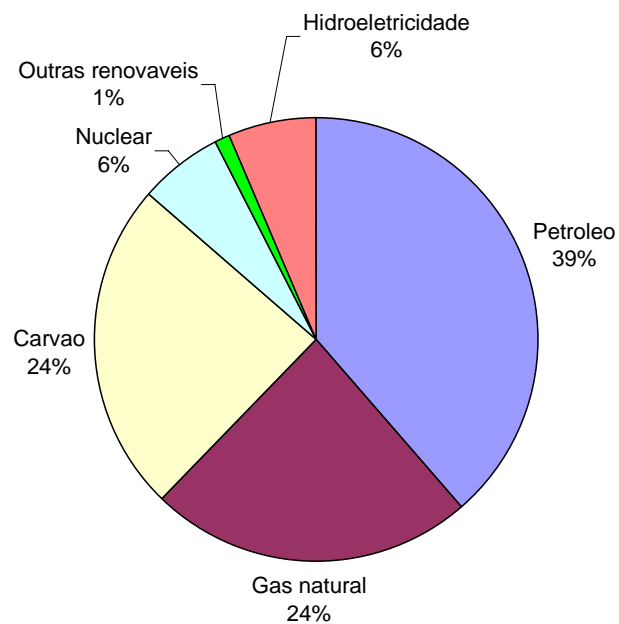
Fonte: BP Statistical Review

À primeira vista, estes indicadores apontam um relativo conforto no suprimento do petróleo. Entretanto, vale lembrar que o horizonte de 40 anos no abastecimento da demanda mundial de petróleo dependerá do comportamento da demanda. Caso a demanda se eleve e novas reservas não venham a ser descobertas, este horizonte pode se encurtar rapidamente.

2.1.2. Previsões de Produção e Demanda de Petróleo

A matriz energética mundial apresenta uma forte dependência no consumo de fontes fósseis de energia. Atualmente, o petróleo, o gás natural e o carvão representam 87% da energia consumida no mundo. A dependência em relação ao petróleo se consolidou em meados do século XX e, desde então, vem se mantendo constante.

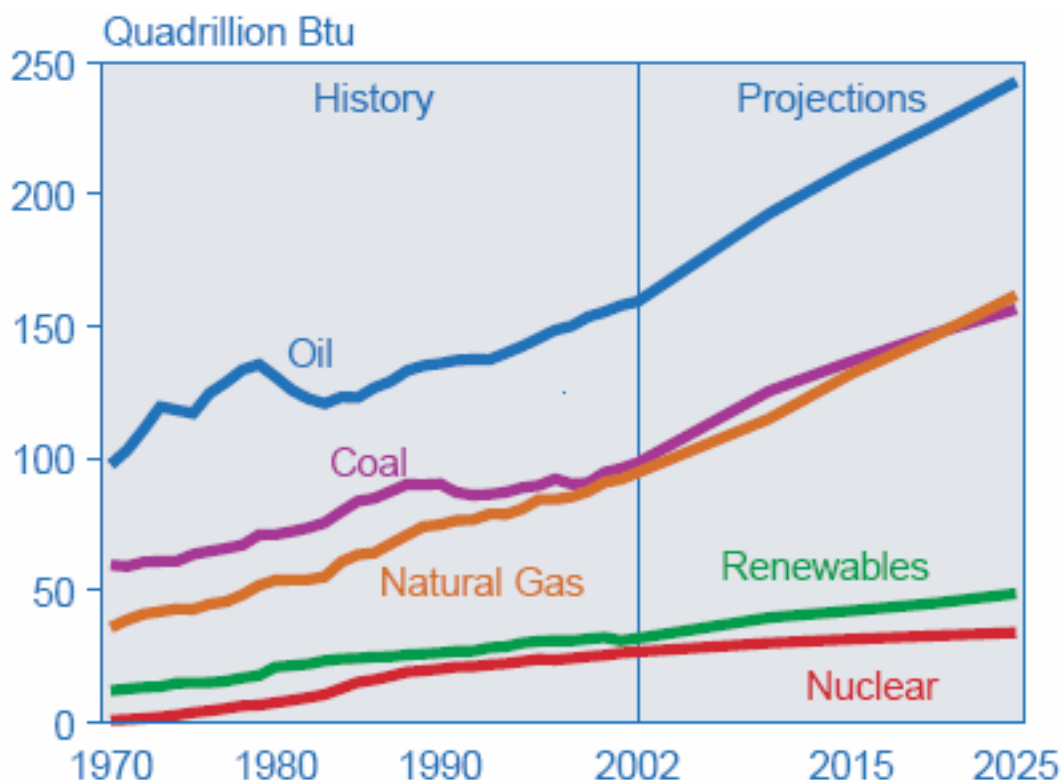
Gráfico 2.2 – Matriz Energética Mundial



Fonte: Energy Information Administration- DOE

Os principais trabalhos de previsão de demanda e oferta de energia tem convergido para cenários onde o petróleo ainda mantém seu papel central na oferta de energia para a economia mundial. O Departamento de Energia dos EUA publica periodicamente um documento intitulado “International Energy Outlook”, no qual realiza previsões de oferta e demanda para os próximos 25 anos. Como podemos observar no Gráfico 2.3, este estudo prevê a manutenção da participação do petróleo na matriz energética mundial em torno de 40%. Este estudo prevê ainda a manutenção do crescimento da demanda de petróleo em níveis elevados (1,9% ao ano) até 2025, puxados pelo setor de transporte e pelos países em desenvolvimento (em particular China e Índia).

Gráfico 2.3 - Previsões para o Consumo de Energia



Fonte: Energy Information Administration – EIA, DOE. International Energy Outlook, 2005

Por sua vez, a Agência Internacional de Energia – IEA, no seu estudo *World Energy Outlook*, converge com as previsões do DOE. Estes estudos sustentam que a demanda de Petróleo permanecerá elevada pela ausência de combustíveis substitutos aos derivados de petróleo no setor transporte que sejam economicamente viáveis em larga escala. Vale ressaltar ainda, que o crescimento da economia mundial nos últimos 20 anos está associado a uma demanda crescente de serviços de transporte de carga e passageiros, com ênfase para os modais mais intensivos em energia (carros de passeio, transporte aéreo e caminhões). Assim, além de uma maior intensidade em transporte da economia mundial, a intensidade energética do setor vem apresentando aumentos significativos (IEA, 2004).

2.2. A Curva de Hubbert: Aspectos Conceituais

O conceito da evolução da produção do petróleo de acordo com uma curva na forma de sino foi desenvolvido pelo geólogo americano M. King Hubbert nos anos

1950⁵. Hubbert mostrou que a evolução da produção de petróleo de uma bacia petrolífera segue o padrão de um campo de petróleo. Ou seja, a produção é dividida em três fases: rápido crescimento, um pico de produção quando aproximadamente a metade das reservas tiver sido produzida, e declínio gradual da produção. Esta curva de produção está associada à evolução da energia do campo. Ou seja, a partir do pico de produção, a pressão do óleo de um reservatório começa a cair gradualmente, diminuindo o ritmo da produção.

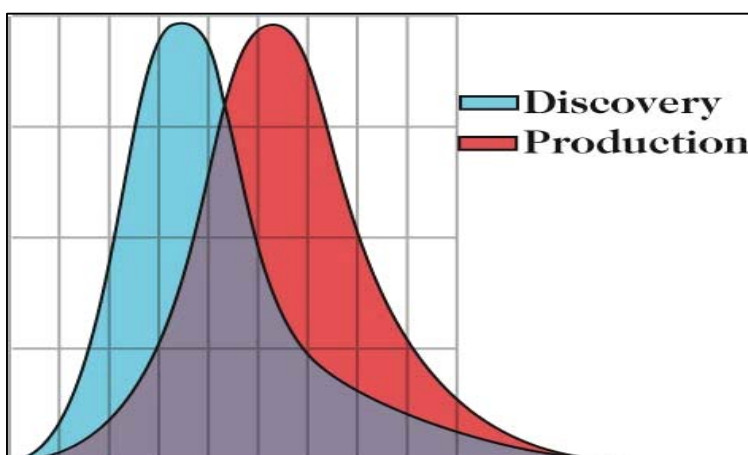
Este padrão de produção de um campo pode ser extrapolado para uma bacia e também para o conjunto de bacias petrolíferas mundiais. A curva de produção apresenta um formato de sino em função do pressuposto de que, num período inicial, os campos de petróleo que entram em produção, mais do que compensam a queda da produção dos campos em operação. Dado um estoque finito de recursos petrolíferos, a partir do momento em que a metade dos recursos recuperáveis tiver sido produzida a produção atingirá um pico e os novos campos passam a não mais compensar a queda da produção dos campos em operação.

É importante mencionar que, por detrás da idéia de que a produção evolui numa curva na forma de sino, existe a hipótese de que a curva de evolução das reservas provadas que também segue a forma de sino. Ou seja, numa mesma bacia petrolífera, durante uma primeira fase, as novas descobertas de petróleo tendem a mais que compensar a diminuição das reservas com a produção. Isto acontece até se atingir um pico no volume de reservas, quando as novas descobertas passam a serem menores que a produção, fazendo com que o volume total de reservas diminua.

O pico das reservas tende a acontecer primeiro que o pico da produção (Gráfico 2.4). Isto acontece porque entre o descobrimento de uma reserva e sua colocação em produção podem transcorrer vários anos, por razões técnicas associadas ao tempo necessário para o desenvolvimento do campo ou por razões políticas (controle da produção).

⁵ M. King Hubbert foi um renomado profissional da geologia que fez sua carreira no Serviço de Geologia dos Estados Unidos – USGS e na empresa Shell.

Gráfico 2.4 – Ilustração do pico de reservas e de produção



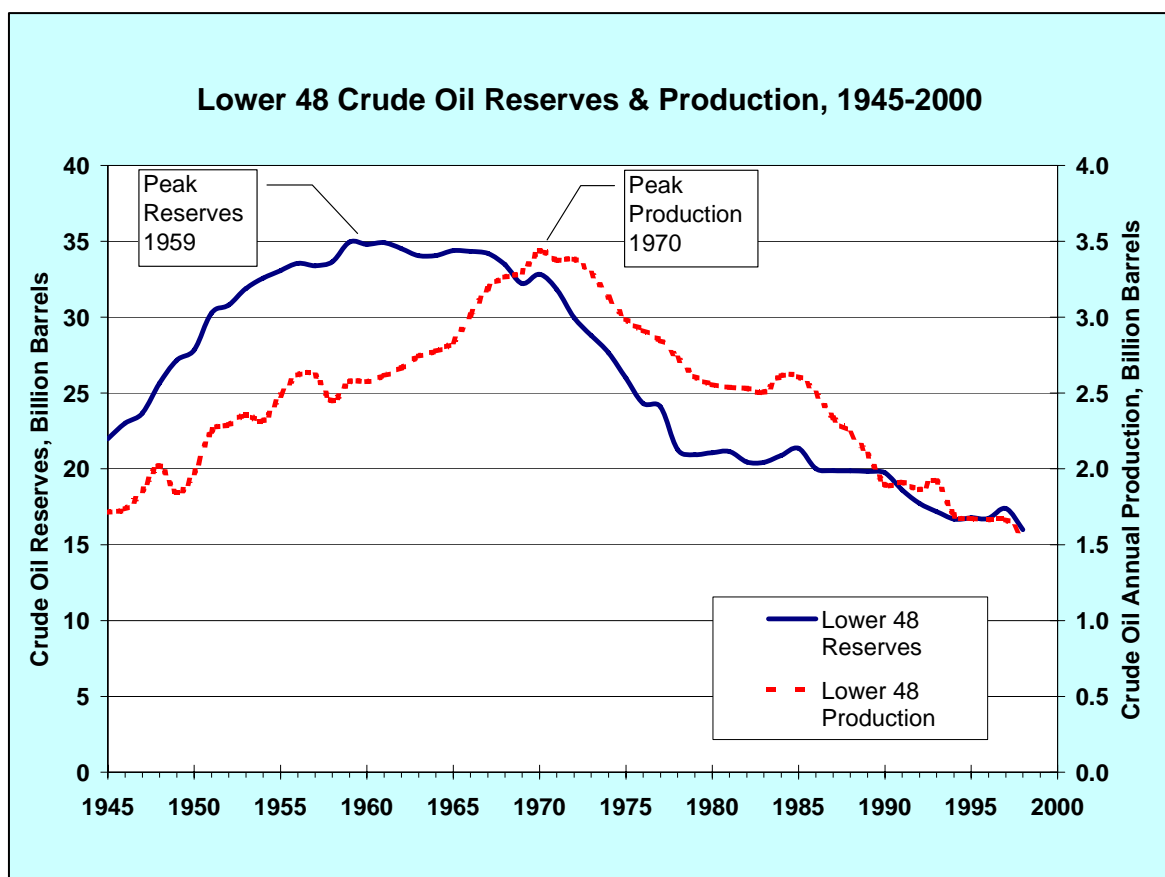
A estimação do volume e do momento do pico de produção requer o conhecimento do volume total de recursos recuperáveis. A estimativa deste valor requer informações sobre os seguintes parâmetros: i) volume total de óleo já produzido; ii) reservas totais identificadas; iii) reservas a serem descobertas. O valor do primeiro parâmetro é conhecido com um grau elevado de certeza. Entretanto, ainda existe uma grande incerteza e controvérsia quanto ao valor do dois outros parâmetros. Em particular, o volume de reservas a serem descobertas pode modificar muito em função de duas variáveis: i) parcela dos recursos que pode ser convertido em reservas; ii) volume de reservas que ainda não foram descobertas.

É importante ainda ressaltar que o nível e a data do pico de produção de petróleo dependem ainda da taxa de crescimento da produção de petróleo. Quanto mais rápido o crescimento da produção, mais rápido se atingirá o pico e maior será o nível de produção do pico. Vale lembrar que o ritmo da expansão da produção está associado com o ritmo de crescimento da demanda. Ou seja, nem toda reserva identificada é imediatamente colocada em produção. Em muitos países, em particular nos países membros da OPEP, o ritmo de produção é administrado, em função do ritmo da expansão da demanda. Desta forma, outro parâmetro importante para estimação do pico de Hubbert é o ritmo de expansão da demanda.

O com base na estimação das variáveis acima, o geólogo americano M. King Hubbert foi capaz de estimar em 1956 que o pico da produção de petróleo nos EUA se daria entre 1965 e 1972. Entre 1956 e 1970, uma grande controvérsia se desenvolveu dentro da indústria petrolífera sobre a relevância deste tipo de análise. A partir da comprovação de que as previsões de Hubbert para a evolução da produção de petróleo

nos EUA estavam corretas, a análise desenvolvida pelo Dr. Hubbert ganhou reconhecimento e um grande esforço de pesquisa vem se desenvolvendo com intuito de estimar as variáveis necessárias para se prever quando ocorrerá o pico da produção do petróleo em outras regiões e a nível mundial. O objetivo principal deste tipo de análise é alertar governos sobre a necessidade de se buscar alternativas ao consumo do petróleo e preparar as regiões produtoras para um declínio inexorável da produção (Deffeyes, 2001 e 2004, Campbell e Laherrere, 1998; Campbell, 1988, Appenzeller, 2004).

Gráfico 2.5 - Evolução das Reservas e Produção de Petróleo nos EUA



Fonte: IEA (2002).

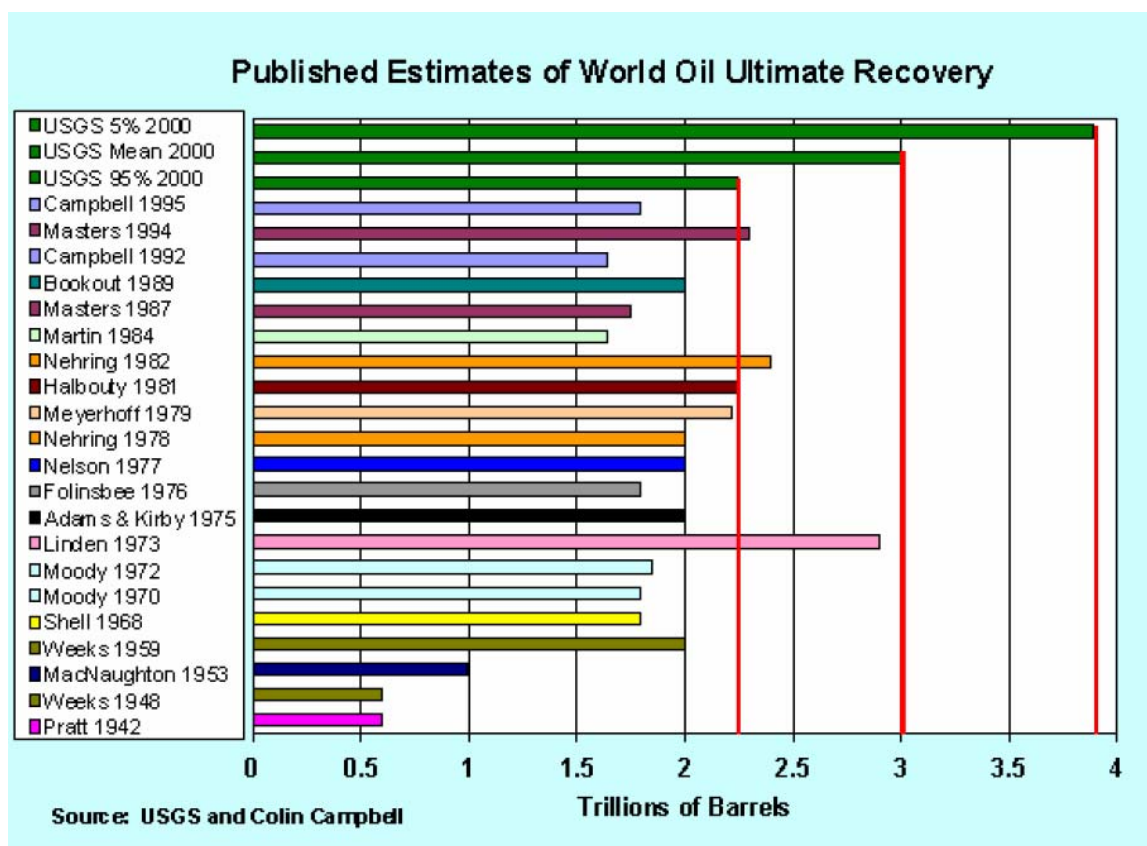
2.3. O Pico da Produção Mundial de Petróleo: Cenários Alternativos

Se por um lado não existe controvérsia sobre a existência de um futuro pico de produção de petróleo, cada estimativa do volume total de recursos recuperáveis e do ritmo de expansão da demanda, ancorada nesta metodologia, apresenta resultados

diferentes para a curva de Hubbert. Algumas destas estimativas trazem valores conservadores e anunciam um pico num horizonte de curto espaço de tempo. Estas estimativas em geral sustentam que a economia mundial não está se preparando para uma escassez inexorável de petróleo, prevendo efeitos econômicos desastrosos de uma transição energética em marcha forçada (cf. Deffeyes, 2001 e 2004, Campbell e Laherrere, 1998; Campbell, 1988, Appenzeller, 2004). Outros analistas, ao adotarem hipóteses mais otimistas, anunciam um horizonte tranquilo para a oferta de petróleo e apostam que a queda da demanda pode ser a principal causa do pico da produção petrolífera (Greene et al. , 2003; Maugeri, 2004, Odell, 2004). Ou seja, a demanda poderá diminuir antes que se atinja um pico em termos do potencial de produção de petróleo.

A principal controvérsia para estimação da curva de Hubbert , na escala mundial, gira em torno do volume total de recursos recuperáveis. Este valor pode mudar radicalmente em função das estimações sobre as reservas que ainda poderão ser descobertas e do volume total possível de ser recuperável. O Gráfico 2.6 abaixo aponta diferentes estimativas geológicas para o volume de reservas realizado por diversos autores ou instituições. Como pode ser observado, os valores mais pessimistas apontaram em 1942 um valor total cerca de 700 bilhões de barris de petróleo. Estas estimativas se mostraram completamente incorretas, já que atualmente, a produção acumulada já ultrapassou este valor (aproximadamente 900 bilhões de barris). Atualmente, as estimativas para os recursos totais recuperáveis situam-se em torno de 1,8 e 3 trilhões de barris. Portanto, as estimativas mais pessimistas apontam que estaríamos nos aproximando da metade da produção dos recursos recuperáveis e, portanto, do pico da produção do petróleo (cf. Deffeyes, 2001 e 2004, e Campbell e Laherrere, 1998)

Gráfico 2.6 – Diferentes estimativas para o Volume Total de Óleo Recuperável



O Gráfico 2.7 compara as estimativas de recursos totais recuperáveis do Serviço de Geologia dos Estados Unidos (USGS) e de dois proeminentes pesquisadores, Campbell e Laherrere, fundadores da Associação para Estudo do Pico do Petróleo (ASPO). Nos dois casos, a quantidade total de óleo existente nos reservatórios (*oil in place*) foram estimados em 6 trilhões de barris. Entretanto, autores como Campbell e Laherrère apontam um volume total de recursos recuperáveis de apenas 1,8 trilhões de barris, ou seja, apenas 30% do total estimado disponível nos reservatórios. Deste total, cerca de 750 bilhões já teriam sido produzidos à época da estimativa, as reservas descobertas somavam 900 bilhões, e apenas 150 bilhões ainda poderia ser descoberta. Com base nos dados acima e considerando um crescimento da demanda de petróleo de 2% ao ano, Campbell e Laherrère estimaram pico da produção de petróleo para o ano de 2004.

Campbell e Laherrère (1998) sustentam esta visão pessimista afirmando que grande parte das reservas já foram descobertas, e que cerca de 75% destas estão concentradas em um pequeno número de campos gigantes (370 campos com mais de

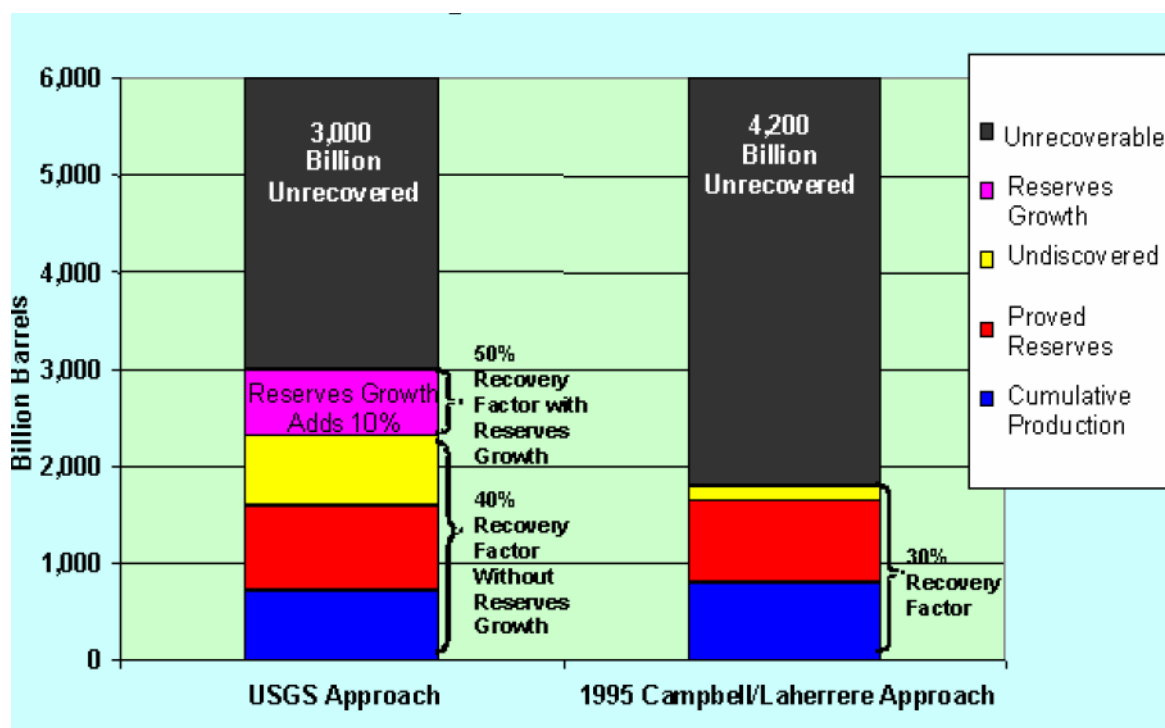
um bilhão de barris), que foram descobertos principalmente nos anos 1960 e 1970. O fato de que desde a década de 1980, muito poucos campos com estas características foram encontrados seria o sinal de que estaríamos próximos de atingir o volume total de recursos recuperáveis.

O USGS, por sua vez, estima os recursos totais recuperáveis em 3 trilhões de barris, no seu cenário mais provável. Neste cenário, supõe-se uma taxa de recuperação do óleo disponível nos reservatório de 50%. Da mesma forma que para Campbell e Laherrere, o USGS estimou o volume já produzido e as reservas totais em torno de 1,6 trilhões de barris. O restante de 1,4 trilhões se deve aos volumes de reservas ainda não descobertas e do crescimento das reservas já descobertas com a elevação da taxa de recuperação. Com base nos dados deste cenário mais provável, o USGS estimou o pico da produção mundial de petróleo para um crescimento médio anual da demanda de 2% em 2037, e para um crescimento médio anual da demanda em 1% em 2050. Por último, caso a demanda se estabilize, o pico ocorreria em 2075.

O cenário acima se sustenta numa visão otimista do papel da tecnologia no aumento das reservas de petróleo. De acordo com esta visão, o progresso tecnológico tem se refletido numa constante elevação da taxa de recuperação de petróleo⁶ e da taxa de sucesso exploratório. Mesmo não havendo descobertas frequentes de campos gigantes de óleo, o desenvolvimento tecnológico permitiu agregar um volume de reservas superior ao volume produzido durante a década de 1980 e, a partir dos anos 1980, permitiu renovar as reservas produzidas.

⁶ A taxa de recuperação de petróleo aumentou de uma média de 10% para cerca de 30% entre 1960 e 1990.

Gráfico 2.7 – Estimativa Comparada dos Recursos Totais Recuperáveis: USGS x ASPO



Fonte: WOOD et al. (2000).

Como já mencionado anteriormente, a elaboração de cenários relativos à curva de Hubbert se constitui, hoje, numa linha de pesquisa importante na indústria mundial de petróleo. As principais empresas petrolíferas, organizações internacionais (Agência Internacional de Energia- IEA e OPEP), agências governamentais, e consultorias internacionais realizam projeções periódicas para a Curva de Hubbert, com base em estimativas dos recursos totais recuperáveis e da evolução da demanda de petróleo. O site canadense *www.trendlines.ca* apresenta uma compilação periódica das projeções realizadas pelas mais importantes instituições internacionais na pesquisa sobre o setor petrolífero.

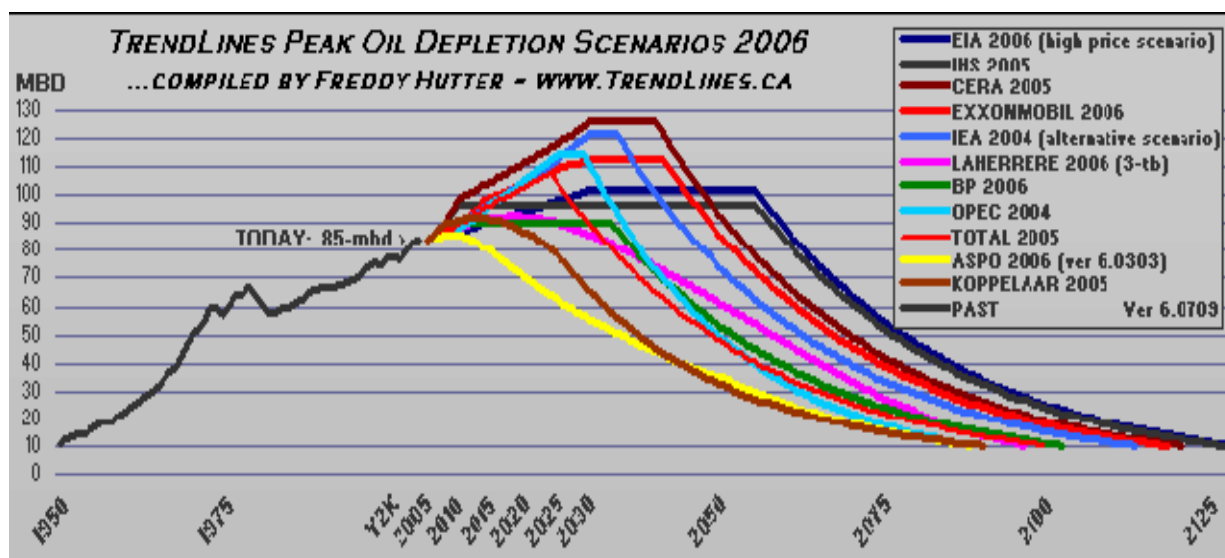
Como podemos observar no Gráfico 2.8, a Associação para o Estudo do Pico do Petróleo (ASPO) é a instituição que apresenta a visão mais pessimista da Curva de Hubbert. As projeções de 2006 da ASPO apontam um pico da produção de petróleo até 2010. As projeções mais otimistas foram realizadas pela consultora americana CERA (Cambridge Energy Research Associates). Segundo esta consultora, o pico de produção

de petróleo se daria por volta de 2030, com um máximo de produção por volta de 128 mbd. Este patamar de produção se sustentaria por um período de aproximadamente 10 anos, antes da produção começar a cair.

É interessante analisar projeções de instituições que possuem interesses contrários na indústria mundial de petróleo. A OPEP, representante dos principais países exportadores, e a IEA, representante dos países importadores apresentam projeções bastante distintas para a curva de Hubbert. Ambos os cenários da AIE apresenta projeções otimistas para curva de Hubbert. No caso de cenários de preços elevados de petróleo, a AIE prevê um pico de produção pouco acima de 100 milhões de barris por dia, por volta de 2030. Este pico se sustentaria por cerca de 30 anos, antes que a produção comece a cair. Fica claro, portanto, que o pico de produção seria determinado pela demanda, que se estabilizaria nestes patamares e não pela capacidade de produção. Num cenário alternativo, a AIE prevê um pico de produção também por volta de 2030, entretanto num patamar muito mais elevado, cerca de 120 milhões de barris. Neste cenário, os menores preços do petróleo resultariam num crescimento mais acelerado da demanda de petróleo. Por sua vez, a OPEP prevê um pico da produção por volta de 2025, num patamar de 115 milhões de barris.

Vale ainda ressaltar que as principais empresas internacionais de petróleo apresentam visões bastante divergentes quanto ao futuro do petróleo. Enquanto empresas como ExxonMobil apresentam uma visão otimista do futuro do petróleo, a francesa Total e a Inglesa BP apresentam visões mais pessimistas. A ExxonMobil prevê um pico por volta de 2025, sustentando-se por cerca de 2 décadas. Já BP, por sua vez, acredita que estaríamos nos aproximando do pico de produção por volta de 90 milhões de barris, sustentando-se por cerca de 3 décadas. Finalmente, a Total acredita que o pico acontecera por volta de 2020, com a produção caindo imediatamente após esta data. Naturalmente, as diferentes visões da curva de Hubbert estão associadas às estratégias de cada empresa quanto à diversificação no setor de energia.

Gráfico 2.8 - Cenários Alternativos para o a Curva de Hubbert em 2006



Fonte: www.trendlines.ca

2.4. Pico da Produção: Uma Visão Econômica

A estimativa da curva de Hubbert envolve parâmetros não apenas de cunho geológicos, mas também econômicos. As principais variáveis para estimação da curva de Hubbert são matéria de grande incerteza, o que resulta num caráter não determinista para o exercício de prognóstico. Os exemplos acima deixam claro que, mesmo havendo concordância sobre o volume total de óleo disponível, o total que pode ser produzido irá depender das hipóteses sobre evolução dos custos de produção e do montante que os operadores estarão dispostos a investir para recuperar o óleo. Estas hipóteses por sua vez não são independentes da dinâmica econômica da indústria de petróleo mundial, que irá determinar o nível do preço do petróleo ao longo do tempo.

Da mesma forma, apesar da demanda de petróleo ser relativamente inelástica em relação aos preços, o comportamento da demanda não pode ser considerado totalmente independente do nível de preços. Os choques de petróleo de 1973 e 1979 deixaram claro que a demanda de petróleo reage a elevações exageradas no preço do produto. A substituição dos derivados de petróleo na indústria por outros energéticos (em particular gás natural) e o aumento da eficiência energética no segmento de transporte resultaram

numa queda importante da demanda mundial de petróleo (queda de 6,5 mbd entre 1979 e 1983)⁷.

A constatação de que tanto a demanda e a oferta de petróleo (taxa de recuperação) demanda dependem de variáveis econômicas, em particular do preço do petróleo, torna muito mais complexa a elaboração de cenários sobre a curva de Hubbert. Antes de detalharmos melhor o papel da economia do petróleo, é importante apresentar os principais fundamentos da economia da exploração dos recursos minerais não renováveis.

A economia dos recursos minerais não renováveis se desenvolveu a partir do modelo econômico desenvolvido pelo economista americano Harold Hotelling, publicado em 1931, num artigo intitulado “The Economics of the Exhaustible Resources”. Hotelling concebeu uma regra econômica para determinar o ritmo ótimo de produção de um recurso mineral não renovável, levando em conta a disponibilidade de recursos, o custo de produção e a curva de demanda pelo produto mineral. Segundo Hotelling, dadas estas variáveis, o preço de um recurso mineral deve evoluir de acordo com a taxa de juros, refletindo o custo de oportunidade do capital mobilizado para produção. Ou seja, numa situação de concorrência perfeita, os produtores privados são indiferentes entre produzir uma dada quantidade de óleo hoje e receber o preço \$X ou produzir a mesma quantidade no futuro e receber \$Y, desde que a diferença entre \$Y e \$X corresponda ao que receberia o produtor caso coloque no banco hoje \$X e receba \$Y no futuro.

Um dos argumentos principais de Hotelling é que se os produtores sabem que os preços tendem a evoluir menos rapidamente que a taxa de juros (ou taxa de desconto do projeto), teriam incentivos para produzir mais rapidamente, maximizando o retorno econômico associado à produção. Por outro lado, se os produtores sabem que o preço subirá mais rapidamente que a taxa de juros, têm incentivo para retardar a produção das reservas. Estes pressupostos apesar de formalmente corretos, têm sido criticados por não serem aderentes à realidade da indústria. Os principais pontos criticados são: i) os preços reais do petróleo não aumentaram significativamente ao longo da história; ii) a volatilidade de preços impede que os produtores estabeleçam expectativas que possam

⁷ Para uma análise da evolução da eficiência energética mundial em resposta à evolução dos preços do petróleo ver IEA (2004).

embasar decisões de monetização de reservas⁸. Uma discussão mais detalhada sobre este ponto foge do escopo deste artigo, entretanto, vale ressaltar que as críticas a este ponto do modelo de Hottelling resultaram na desconsideração de outros pontos muito relevantes para a economia dos recursos naturais.

Um dos principais pontos do modelo de Hottelling diz respeito ao volume total de recurso a ser produzido. Hotelling sustenta que o preço do recurso mineral deverá variar ao longo do tempo entre um valor mínimo que não poderá ser inferior ao custo de produção e um valor máximo que será determinado pelo preço que viabiliza as tecnologias alternativas. Ou seja, o preço que viabiliza a produção dos produtos substitutos do recurso mineral em questão. A quantidade de recurso a ser produzida (recursos totais recuperáveis) será determinada por este intervalo de preço e pelas características da curva de demanda. Assim, se o preço que viabiliza as tecnologias alternativas for baixo, uma quantidade menor de recursos será recuperada durante o ciclo de vida da indústria mineral.

Vale ressaltar ainda que as proposições de Hottelling podem ser utilizadas para se entender o comportamento de um produtor privado de forma isolada. A regra de Hottelling nos ajuda a entender, por exemplo, como evolui o esforço exploratório das empresas privadas. Ao decidir no esforço exploratório, as empresas privadas levam em consideração o valor presente das reservas a serem encontradas. Neste sentido, não existe incentivo econômico para uma empresa de petróleo investir em exploração de um recurso se sabe que este só poderá ser colocado em produção num futuro muito distante. Neste caso, ao calcular o valor presente da reserva, obterá um valor inferior aos custos de exploração e produção. Por esta razão é que as empresas privadas tendem a manter um indicador de reserva/produção relativamente baixo quando comparado às empresas estatais. Assim, se existem restrições econômicas ou legais para que determinada reserva entre em produção, não haverá incentivo para investimentos privados em exploração. Este é um dado importante quando se analisa a evolução das reservas de petróleo e a disposição das empresas em investir no descobrimento de novas reservas.

Em síntese, o modelo de Hottelling pode nos dar algumas lições relevantes para a estimação da Curva de Hubbert:

⁸ Ou seja, produtores privados em geral decidem produzir suas reservas desde que o custo de exploração e produção seja significativamente inferior aos preços esperados a médio prazo. Apesar do artigo de Hottelling ter sido escrito em 1931, ainda é muito intenso o debate em torno das suas proposições. Para uma discussão sobre o modelo de Hottelling ver Devarajan e Fisher (1981).

a) O preço de um recurso mineral tenderá a se elevar com o tempo refletindo as elevações nos custos geológicos de exploração e produção e o custo de oportunidade do capital necessário à oferta do produto. Isto somente não acontecerá caso se esta tendência for compensada pelo progresso tecnológico e a descoberta de novas reservas. O limite para a elevação do preço será o nível que viabiliza as tecnologias alternativas.

b) A quantidade total do recurso mineral efetivamente consumida ao longo do tempo dependerá do custo de produção do recurso, do preço que viabiliza as tecnologias alternativas, que por sua vez está associado à característica da demanda. O pico de produção acontecerá porque os produtores não estarão dispostos a monetizar ao preço máximo estabelecido pela tecnologia alternativa a parcela dos recursos que possuem custos de produção elevados. Ou seja, o pico acontece porque parte da demanda passará a ser atendida pela tecnologia/produto alternativo.

c) A existência de poder de monopólio por parte dos produtores resulta em preços mais elevados, reduzindo, portanto, a quantidade total de recursos produzidos e consumidos ao longo do ciclo de vida da indústria mineral, adiantando o pico de produção.

d) Se os custos de produção do mineral se reduzirem em função do progresso tecnológico, a quantidade total de recursos recuperáveis aumentará. Por outro lado, se o preço que viabiliza a tecnologia alternativa cair, menos recursos serão produzidos e consumidos.

2.5. Papel do Petróleo Não-Convencional e das Fontes Alternativas

A visão econômica exposta acima sobre o pico de produção de petróleo deixou claro que duas variáveis serão chaves para a curva de Hubbert: a dinâmica dos preços do petróleo e o progresso tecnológico. Entretanto, antes de analisarmos estas duas questões acima, é importante analisar se realmente existem problemas relativos à disponibilidade de recursos petrolíferos. Inicialmente vale lembrar que o que é efetivamente demandado pelos consumidores finais são os produtos derivados de petróleo (gasolina, diesel, querosene, insumos petroquímicos etc). Atualmente, a maneira mais econômica de produzir estes derivados é a partir do refino do petróleo

convencional. Entretanto, existem várias alternativas tecnológicas para obtenção dos derivados:

- Produção de derivados a partir de petróleo não convencional: petróleo pesado, ultra-pesado, xisto betuminoso e areias betuminosas.
- Produção de derivados sintéticos a partir de outras fontes de energia (carvão, gás natural, biomassa).
- Produção de bio-combustíveis (álcool e biodiesel).

Vale ressaltar as duas últimas opções podem ser vistas como tecnologias alternativas ao petróleo, enquanto que a primeira pode ser encarada como um aumento dos recursos petrolíferos totais recuperáveis.

A elevação dos preços do petróleo desencadeou um grande esforço tecnológico e de investimentos nos biocombustíveis. Do ponto de vista tecnológico podemos dizer que o Etanol já se encontra numa fase madura do seu desenvolvimento. A produção do biodiesel, por outro lado, ainda apresenta potencial para avanços tecnológicos importantes. Apesar disso, a produção tanto do biodiesel quanto do etanol vem crescendo a taxas muito aceleradas nos últimos 5 anos, em particular no Brasil e na América do Norte. Este crescimento deverá se acentuar com as recentes metas obrigatórias de produção de biocombustíveis na Europa (5,75 % do consumo total em 2010) e nos EUA (5 bilhões de galões de etanol em 2012). Em função destas metas, a Agência Internacional da Energia estima que os biocombustíveis têm potencial para suprir cerca de 6% da demanda mundial de combustíveis em 2020.

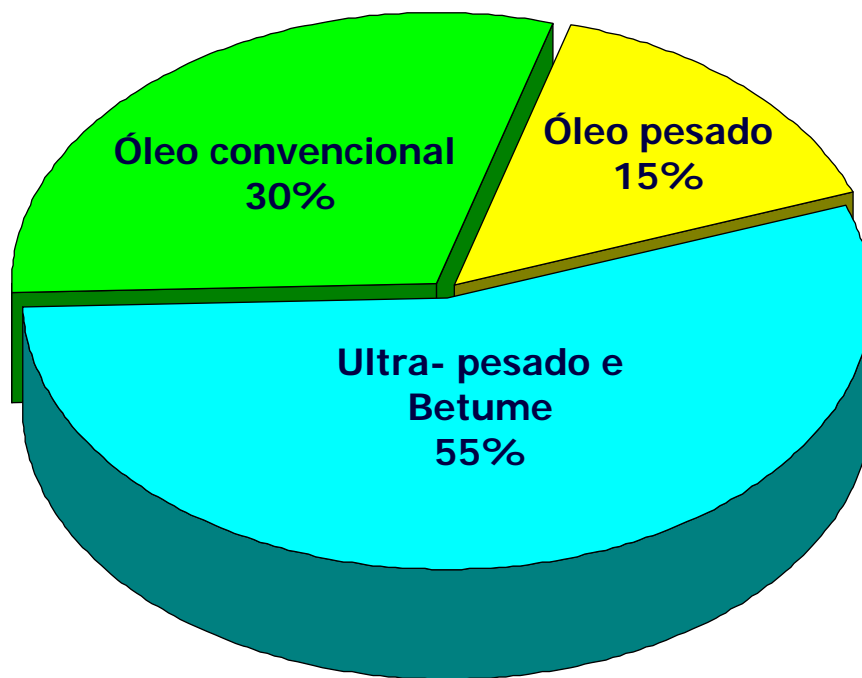
2.5.1. Petróleo não-Convencional

Considera-se petróleo não convencional aqueles recursos que foram identificados mas que, por suas características geológicas, requerem tecnologias alternativas de produção e cujo custo de produção é, em geral, superior ao custo do petróleo convencional. Como podemos notar pelo Gráfico 2.9, os recursos disponíveis de petróleo convencional representam apenas 30% dos recursos petrolíferos totais disponíveis no mundo.

O processo de inovação tecnológica pode contribuir para aumentar a parcela dos recursos convencionais recuperáveis, transformando recursos não-convencionais em

convencionais. Um exemplo importante deste processo é a produção de petróleo em águas profundas. Até os anos 1980, o petróleo situado em lâminas d'água acima de 400 metros era considerado não-convencional, pois as tecnologias disponíveis não viabilizavam sua produção. Atualmente, existem campos produtores no Brasil com lâminas d'água próximas a 2000 metros de profundidade. A produção offshore já representa 35% da produção mundial de petróleo⁹. Vale ainda lembrar que grande parte da produção mundial atual de petróleo pesado era considerada recursos não-convencionais até poucos anos atrás.

Gráfico 2.9 - Recursos Petrolíferos Disponíveis No Mundo (In Place)



Fonte: Society of Petroleum Engineers , 2005

⁹ O desenvolvimento da exploração offshore ultra-profunda foi resultado de avanços em todo sistema tecnológico do setor petrolífero. As principais inovações que permitiram este desenvolvimento foram: a sísmica 3 dimensões que permitiu a elevação da taxa de sucesso dos poços exploratórios e de desenvolvimento; tecnologias de perfuração em lâminas d'água de alta profundidade; a perfuração horizontal que permitiu a diminuição do número de poços e o aumento da taxa de recuperação para 30 a 40%; as plataformas semi-submersíveis; os navios FPSO com posicionamento dinâmico; e os novos materiais capazes de suportar pressões elevadas.

2.5.1.1. Petróleo Ultra-pesado

A tecnologia de produção de petróleo pesado e ultra-pesado vem se desenvolvendo de forma acelerada. Isto acontece porque as empresas vêm encontrando cada vez mais dificuldade para encontrar campos de óleo leve. Assim, as empresas se lançaram num grande esforço de inovação tecnológica com duas orientações básicas: i) melhora da taxa de recuperação dos óleos pesados através de tecnologias de recuperação terciária; ii) desenvolvimento de tecnologias para aumento do grau de API do petróleo produzido (diluição com condensados e tecnologias de conversão no caso de petróleo ultra-pesado).

As estimativas quanto aos recursos disponíveis de petróleo ultra-pesado no mundo variam bastante segundo a fonte. Segundo a Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (SPE), estes recursos poderiam atingir um valor equivalente dos recursos atuais de petróleo convencional (6 trilhões de barris). Atualmente, 90% dos recursos conhecidos encontram-se no Cinturão do Orinoco (Venezuela). Já foram identificadas acumulações de petróleo ultra-pesado na Venezuela que somam cerca de 2 trilhões de barris (Cf. WEC, 2006). O USGS estima que, com a tecnologia de produção atual, cerca de 265 bilhões de barris podem ser recuperados na Venezuela e 434 bilhões de barris no mundo (Meyer. e Attanasi, 2003). Os recursos recuperáveis de óleo ultra-pesado no mundo atualmente representam cerca de 36% das reservas provadas de petróleo.

O valor das reservas recuperáveis é determinado tecnologia disponível de recuperação. Atualmente, esta tecnologia disponível permite uma recuperação máxima por volta de 15%. Entretanto, os projetos existentes na Venezuela vem empregando tecnologias que permitem uma taxa de recuperação que situa-se entre 5 e 10%, por razões de custo.

Atualmente existem quatro projetos de produção de petróleo ultra-pesado na Venezuela, somando uma produção total de cerca de 550 mil barris/dia. Estes projetos produzem petróleo ultra-pesado (8 a 9° API) que é diluído condensado e líquidos de gás natural, viabilizando seu transporte por oleoduto para centrais de conversão, para produção de um petróleo óleo sintético com grau de API situando-se entre 16° a 32° API. Vários outros projetos de petróleo ultra-pesado estão sendo propostos na Venezuela. O DOE estima que a produção de óleo ultra-pesado atinja cerca de 1,7 milhões de barris/dia em 2030.

2.5.1.2. Areias Betuminosas

As areias betuminosas são recursos petrolíferos na forma de betume que se encontra misturado a sistemas arenosos. Estas areias podem ser extraídas através de técnicas de mineração de superfície, para extração do betume através de processos térmicos. O betume pode também ser produzido “in situ” através de processos térmicos como injeção de vapor. O Conselho Mundial de Energia estima um volume de cerca de 1,6 trilhões de barris de recursos in place. Deste total, cerca de 85% encontra-se no Canadá, e os 15% restantes na África e Rússia.

Segundo do USGS, cerca de 650 bilhões de barris de óleo das areias betuminosas podem ser recuperados com a tecnologia atual. Portanto, se somamos os volumes recuperáveis do petróleo ultra-pesado e das areias betuminosas, temos um valor equivalente a 90% das reservas provadas de petróleo atuais. Para que estes recursos recuperáveis se transformem em reservas, é necessário que os preços do petróleo estejam elevados para cobrir os custos de produção.

Atualmente, a produção de petróleo dos projetos das areias betuminosas do Canadá já somam 1 milhão barris/dia. Cerca de 35 bilhões de dólares já foram investidos nestes projetos e, de acordo com a Canadian Association of Petroleum Producers, a produção deverá atingir 1,8 mbd em 2010 e 2,6 mbd em 2015. O DOE espera uma produção para 2030 de 3,6 mbd no seu cenário de referência e de 5 mbd no cenário de preços elevados de petróleo.

2.5.1.3. Xisto Betuminoso

O xisto betuminoso é um recurso que se encontra em grandes quantidades em países com Austrália, Brasil, Canadá, China, Estônia, França, Rússia, África do Sul, Espanha e os Estados Unidos. O volume total disponível deste recurso ultrapassa os valores das reservas convencionais de petróleo. A diferença do xisto para as areias betuminosas, está no fato do betume se encontrar em rochas duras, que devem ser trituradas e processadas para produzir o betume. O processo de produção de petróleo a partir do Xisto ainda se apresenta muito custoso em função das maiores dificuldades técnicas da mineração do xisto e do processamento. Por esta razão não se espera uma contribuição significativa deste tipo de recursos num horizonte de 2030. O DOE prevê a produção de apenas 50 mil barris dia no seu cenário de referência e de 500 mil barris dia no cenário de preços elevados do petróleo.

2.5.2. Custos e Investimentos em Petróleo não-convencional

Segundo a Agência Internacional de Energia, a tecnologia atual já permite a produção de cerca de 90 bilhões de barris de recursos não convencionais, com o preço do petróleo acima de 30 dólares. A AIE estima que cerca de US\$ 160 bilhões serão investidos na produção de petróleo não convencional entre 2001 e 2003 (WEIO, 2003). Deste total, US\$ 92 bilhões será investido no desenvolvimento das areias betuminosas do Canadá e US\$ 52 no petróleo ultra-pesado da Venezuela.

Vale ainda ressaltar que o custo de produção do petróleo da areias betuminosas reduziu-se significativamente nos últimos anos. Segundo a AIE, atualmente este custo situa-se em torno de 10 a 15 dólares por barril. Este custo torna os investimentos neste segmento muito atrativos, considerando-se os preços atuais do petróleo.

2.5.3. Produção de derivados sintéticos

Atualmente, as principais rotas de conversão química para produção de combustíveis são: i) produção de metanol via gás de síntese; ii) produção de Dymethyl Ether DME via desidratação do metanol; iii) produção de combustíveis tradicionais via conversão Fisher-Tropisch (também conhecida como GTL. Nos dois primeiros casos, trata-se da produção de combustíveis que poderiam substituir os combustíveis tradicionais (diesel e gasolina). No último caso, trata-se da produção dos combustíveis tradicionais. Em todas as rotas acima mencionadas, podem ser utilizadas diversos tipos de matéria prima para conversão: carvão, gás natural, petróleo ultra-pesado e, até mesmo, biomassa.

A tecnologia de produção de combustíveis sintéticos a partir do carvão foi desenvolvida na década de 1930 e chegou a ser utilizada em larga escala na Alemanha no período anterior e durante a II Grande Guerra. A década de 1990 assistiu a volta do processo Fischer-Tropsch ao centro das atenções da indústria de petróleo e gás natural no mundo. Esta tecnologia, desenvolvida nos anos 1920, havia sido praticamente abandonada em função dos baixos preços do petróleo. Entretanto, o aumento das reservas de gás irrecuperáveis, o endurecimento da legislação ambiental e a elevação do preço do petróleo impulsionaram a renovação do interesse das empresas por essa tecnologia. Observa-se o desenvolvimento de vários projetos para construção de plantas

GTL, e uma verdadeira corrida tecnológica em busca do desenvolvimento de processos mais eficientes e baratos.

Atualmente existem várias plantas de produção de combustíveis sintéticos em operação no mundo. Estas plantas estão concentradas na África do Sul, com 5 plantas a partir do carvão e uma planta com gás natural (45 mil b/d). A Shell possui uma planta de 12 mil b/d na Malásia. Atualmente, existe um grande número de projetos de conversão de gás natural em combustíveis sintéticos (projetos Gas-to-Liquids) em estudo e construção. Os principais projetos estão localizados no Oriente Médio e na África, onde é maior a disponibilidade de gás natural sem mercado. A AIE estima que cerca de US\$ 40 bilhões serão investidos em plantas GTL entre 2001 e 2030. A produção total deverá atingir cerca de 700 mil b/d em 2030.

Do ponto de vista dos recursos disponíveis para conversão, podemos dizer que praticamente não existem restrições. Se Considerarmos a conversão do carvão e do gás natural em combustíveis líquidos, poder-se-ia agregar recursos recuperáveis da ordem de 10 vezes o valor de recursos recuperáveis de óleo convencional, adiando o pico de produção de derivados, na mesma ordem de grandeza.

2.6. Conclusão do Capítulo

A análise desenvolvida neste capítulo nos permite chegar a algumas conclusões importantes, que podem ser resumidas nos seguintes pontos:

- a) a idéia da curva de Hubbert, segundo a qual a produção mundial de petróleo estaria prestes a atingir um pico, descortinando um cenário de escassez energética, não se sustenta quando se leva em consideração todas as opções de recursos disponíveis para produção dos combustíveis derivados do petróleo. Se considerarmos todos os recursos não-convencionais de petróleo, além do gás natural e do carvão, o horizonte de produção de combustíveis líquidos pode ser de muito longo-prazo, viabilizando uma transição tecnológica para novas fontes de energia não fósseis (nuclear, solar, eólica, biomassa, entre outras).
- b) à medida que os preços do petróleo se elevarem em resposta à redução das reservas de óleo convencional de baixo custo de produção e de problemas geopolíticos, a produção de recursos petrolíferos não convencionais e de combustíveis sintéticos se tornará economicamente mais atrativa.

c) o processo de desenvolvimento tecnológico em curso também tende a se intensificar a medida que as empresas petrolíferas enfrentam maiores dificuldades para renovarem suas reservas de petróleo convencional. Este processo de desenvolvimento tecnológico tenderá a transformar recursos petrolíferos não convencionais em convencionais, além do aumento da produção de combustíveis líquidos a partir de recursos não petrolíferos.

Isto posto, a questão que interessa para se visualizar o futuro da indústria do petróleo não é quando ocorrerá o pico de produção de petróleo convencional; mas sim qual é o preço dos combustíveis líquidos que viabiliza sua produção através de opções tecnológicas alternativas ao petróleo convencional. Como o preço dos combustíveis está associado ao preço do petróleo, cabe perguntar qual o preço do petróleo convencional que viabiliza sua progressiva substituição por outras fontes de recursos.

Vários estudos realizados pelas empresas e por instituições internacionais (DOE, AIE, WEC, Banco Mundial entre outras) vêm buscando dar elementos de resposta a estas questões. Estes estudos apontam que um preço de petróleo acima de 40 dólares viabiliza com folga a produção de combustíveis sintéticos a partir do gás natural ou carvão, os projetos de produção de petróleo ultra-pesado e areias betuminosas e de biocombustíveis (etanol e biodiesel). Cabe salientar que, a avaliação de projetos no setor petrolífero leva em conta cenários de evolução do preço de petróleo no longo-prazo (períodos de 30 anos). Dada a enorme incerteza quanto à evolução dos preços do petróleo, mesmo o preço atual situando-se mais de 60 dólares por barril, as empresas avaliam seus projetos com um preço de referência do petróleo em torno de 30 dólares¹⁰. Ou seja, as empresas levam em conta os cenários mais pessimistas com relação ao preço futuro do petróleo.

Assim, quando as empresas petrolíferas passarem a visualizar um cenário de preços de petróleos sustentáveis acima de 40 dólares, os projetos alternativos ao petróleo tenderão a multiplicar-se. Neste sentido, uma questão importante para o futuro da indústria do petróleo é se e quando estaríamos entrando numa era marcada pelo fim do petróleo barato. Como já foi apontado anteriormente, podemos considerar um cenário pessimista onde os preços do petróleo tenderão a se sustentar em níveis relativamente elevados nas próximas décadas.

¹⁰ Vale ressaltar que ha três anos atrás, quando o preço do petróleo ainda situava-se em torno de 30 dólares, as empresas avaliavam seus projetos com um preço de referência de 15-17 dólares.

À medida que o preço do petróleo se sustentar em patamares elevados e os projetos alternativos começarem se desenvolver, o crescimento da produção de petróleo convencional deverá se desacelerar para em seguida se manter num mesmo patamar por algumas décadas. Isto ocorrerá porque a demanda por petróleo convencional deverá ser estabilizar a medida que parte desta demanda se desloca para projetos alternativos. Assim, a disponibilidade de recursos recuperáveis de petróleo convencional deverá permitir um platô de produção por algumas décadas.

Por fim, é fundamental notar que os países consumidores tenderão a proteger os projetos alternativos ao petróleo convencional, como forma de diminuir a vulnerabilidade associada à dependência energética. Isto já aconteceu após os choques petrolíferos da década de 1970 e o contrachoque de 1986. Os países consumidores elevaram os impostos sobre os combustíveis derivados do petróleo como forma de manter uma matriz energética mais diversificada.

3. INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS EM ENERGIA¹¹

O cenário atual apresenta um grande número de alternativas tecnológicas que se candidatam a oferecer opções para a matriz de combustíveis. Os vetores dessas alternativas são, essencialmente, a busca de: i) formas de reduzir a carga sobre o aquecimento global; ii) alternativas para os combustíveis fósseis cuja esgotabilidade é freqüentemente considerada e iii) segurança do abastecimento.

O objetivo desse capítulo é examinar as principais alternativas tecnológicas que têm sido apontadas para a matriz de combustíveis do ponto de vista da dinâmica de inovação, isto é, do ponto de vista do desenvolvimento, introdução no mercado e difusão dessas alternativas.

O estudo defenderá a tese de que, como ocorre classicamente nos processos de inovação tecnológica, existe um número elevado de alternativas que passarão por um processo de seleção e convergência, ao final do qual algumas serão escolhidas em detrimento de outras. Esse processo costuma ser designado como busca de um design dominante.

O capítulo está organizado em quatro seções. Na Seção 3.1, apresenta-se uma breve revisão do conceito de design dominante, de sua relevância no processo de inovação tecnológica e das considerações que podem ser feitas a respeito dos processos de definição do design dominante. Na Seção 3.2, são examinadas as alternativas tecnológicas em voga e julgadas de maior interesse para o presente estudo: biocombustíveis, combustíveis sintéticos e hidrogênio. Na Seção 3.3, desenvolve-se uma discussão da dinâmica de inovação nos segmentos estudados. Na Seção 3.4 apresentam-se as considerações finais.

3.1. Design Dominante e As Inovações Tecnológicas

O design dominante (DD) em uma classe de produto ou tecnologia, corresponde a aquele que adquire a fidelidade do mercado e em conseqüência passa a ser adotado pelos concorrentes e inovadores como condição para que possam participar da competição por uma parcela significativa do mercado. Os trabalhos de Abernathy e

¹¹ Este capítulo foi elaborado pelo Professor José Vitor Bomtempo (Doutor em Economia Industrial pela École des Mines, Paris, Pesquisador Associado do GEE/Instituto de Economia-UFRJ e Professor da Escola de Química da UFRJ).

Utterback (1978) e de Utterback (1994) são as referências clássicas do conceito de design dominante e do estudo de suas conseqüências na dinâmica das inovações tecnológicas.

O surgimento do DD revela-se nos estudos de Abernathy e Utterback como uma passagem crítica para a consolidação e difusão de uma inovação tecnológica. Até o surgimento do DD, podem conviver conceitos diferentes do produto numa situação que se caracteriza por um elevado nível de experimentação. Os concorrentes buscam ganhar a adesão do mercado para o seu conceito, sem uma preocupação primordial nos custos. O objetivo é justificar o produto e o seu potencial de solução para um determinado problema tecnológico. O foco portanto é inteiramente voltado para o produto. Corresponde ao que se denomina fase fluida da dinâmica da inovação.

Com o surgimento do DD, os concorrentes passam a trabalhar com um conceito melhor definido de tecnologia e se dedicam então a desenvolver processos mais eficientes. O grande desafio então é a produção eficiente e em escala. Isso provoca ao mesmo tempo a difusão do produto e um processo de seleção dos processos mais eficientes. Trata-se da fase transitória.

Ao final da fase transitória, entra-se no que Utterback chama de fase específica. Aqui os processos são otimizados, as inovações de produto são cada vez mais raras e, mesmo as de processo restringem-se à otimização de determinadas operações, prevalecendo uma estabilidade da estrutura produtiva. Nessa etapa, a indústria se aproxima da maturidade, o mercado tende a se concentrar e tomar a forma de um oligopólio. A fase específica pode se encerrar com uma nova onda de inovações que relançam, com menor amplitude em geral, a mesma dinâmica. De outra forma, o surgimento de uma inovação radical, com freqüência originada por agentes de fora da indústria estabelecida, pode por fim à fase específica, levando ao surgimento de uma nova classe de produtos ou até mesmo de uma nova indústria.

Uma particularidade importante deve ser observada no caso de produtos não montados como os produtos químicos ou, no caso deste estudo, dos combustíveis. Esses produtos se distinguem dos produtos que são objeto de uma operação de montagem em série, como carros, eletro-eletrônicos e muitos bens de consumo final, quanto à natureza do DD. No caso dos não montados, o conceito do produto é mais claramente definido (por exemplo, as especificações de um biodiesel) no início do processo de inovação. Essa definição é, na prática, uma condição para que o produto possa ser lançado. A

incerteza nesse caso situa-se principalmente no processo. Costuma-se dizer então que em vez de um design dominante busca-se efetivamente uma tecnologia capacitadora.

3.1.1. Direcionamento do progresso técnico

Uma questão fundamental é a de saber se existe sempre um design dominante. Os estudos sugerem que as inovações tecnológicas possuem algum grau de direcionamento que lhes confere certa lógica inerente ao processo de inovação. Alguns autores identificam trajetórias tecnológicas (Dosi, 1982) ou mesmo trajetórias naturais (Nelson e Winter, 1977) segundo as quais o progresso técnico evolui. Rosenberg (1976) caracteriza o processo de inovação tecnológica como um esforço de focalização em problemas chave (focusing devices) que, uma vez solucionados, direcionam o processo para uma série seguinte de problemas. A identificação de gargalos críticos e o esforço continuado para vencê-los orientam o processo de inovação tecnológica. Uma das trajetórias naturais melhor observadas é a busca de economias de escalas. Em indústrias de processos, como a do refino de petróleo e a produção de combustíveis, a busca de economias de escala tem sido historicamente um fator de peso no direcionamento do progresso técnico. Assim, mesmo que a existência de único DD claramente definido não seja uma regra geral para todas as classes de produtos e tecnologias, aceita-se que o processo de inovação e difusão tecnológica contenha uma tendência de redução das alternativas em jogo e de convergência dos conceitos que passam a vigorar de forma competitiva e que sobrevivem ao longo do ciclo de vida da tecnologia.

Cabe notar que é variável a extensão da definição do DD como uma pré-condição para a difusão da inovação. Em alguns casos, o padrão é indispensável sob pena de impedir, por exemplo, a comunicação entre os sistemas, o que reduziria gravemente a utilidade prática da tecnologia. Por exemplo, seria impensável existirem dois sistemas telefônicos que não permitissem a comunicação entre os usuários de cada um deles. Em outros casos, o DD é claramente estabelecido, mas continuam existindo outros padrões que devem se contentar com pequenas partes de mercado. É o caso do PC, DD do computador pessoal, que não eliminou o Macintosh da Apple, mas reduziu fortemente a parte de mercado do concorrente de padrão diferente. Em outros casos, não existe um DD claramente definido, ocorrendo apenas uma convergência das alternativas inicialmente disponíveis. Seria ainda possível que a definição do DD fosse

relativamente frouxa e representasse apenas uma tendência de redução do número de alternativas consideradas viáveis e merecedoras dos investimentos dos agentes econômicos.

Mas ocorre, quase sempre, um esforço voltado para a padronização e simplificação dos produtos e processos que pode assumir, em graus variados, a forma de um projeto dominante ou de uma tecnologia capacitadora. Nos casos de interesse desse estudo, como a especificação do produto tende a ser pré-condição para sua utilização no mercado, o processo de padronização tende a se concentrar nas tecnologias de produção e na estruturação sistêmica dos negócios.

3.1.2. Surgimento do DD

Entender como surge um projeto dominante é sem dúvida um elemento de grande valor estratégico para os agentes envolvidos num processo de inovação tecnológica. Entretanto, os estudos em inovação não são capazes de identificar a priori como o processo ocorre. Com certeza resultam da interação de elementos técnicos e de mercado num determinado instante, dando forma a um conceito de produto ou de processo que passa a ser reconhecido na indústria. Entretanto, outros fatores, além dos tecnológicos, influenciam esse processo e devem ser observados atentamente pelos interessados no caso. Os principais fatores identificados nos estudos em inovação são: a presença de ativos complementares, as regulamentações e intervenções governamentais, os movimentos estratégicos das empresas e a comunicação entre produtores e usuários.

Os ativos complementares (Teece, 1986) referem-se aos recursos necessários, além do Know-how tecnológico central, para viabilizar uma inovação. Compreende a fabricação competitiva, distribuição e canais de comercialização, os serviços pós-venda e assistência técnica, as tecnologias complementares, o marketing, etc. Agentes que detenham ativos complementares específicos para uma dada inovação – canais de comercialização e competências relacionais bem desenvolvidas com os usuários, por exemplo - podem ter uma posição de força na definição do design dominante. Se os ativos complementares em combustíveis, detidos pelas empresas de petróleo e gás, forem decisivos na comercialização dos combustíveis alternativos em desenvolvimento pode acontecer que essas empresas continuem a deter posições dominantes mesmo com a mudança tecnológica em combustíveis.

As regulamentações e as ações governamentais podem ser decisivas na definição do DD. Em última instância, os regulamentos impõem um padrão. O caso do padrão da televisão digital no Brasil ilustra a importância desse fator. No caso dos combustíveis, em particular dos renováveis, as regulamentações e políticas são vistas como o fator de indução chave para o desenvolvimento e difusão das inovações (Jacobsson and Bergek, 2004).

Os movimentos estratégicos dos agentes econômicos podem contribuir de forma decisiva para a definição do DD. Estratégias de aberturas de códigos e licenciamento, por exemplo, podem facilitar a definição do DD. Decisões de investimento em determinadas alternativas tecnológicas podem facilitar a curva de aprendizado e gerar externalidades positivas favoráveis a um determinado conceito.

Finalmente, uma gestão bem desenvolvida das relações entre o inovador e os usuários da inovação pode ter peso significativo no poder da empresa inovadora de influenciar a definição do DD. No caso dos combustíveis, considerando a forma atual com que se apresentam os problemas tecnológicos, essas relações se estenderiam ao conjunto da cadeia, indo das fontes de matéria prima ao utilizador final das tecnologias.

De uma forma mais geral, tem sido observado que as escolhas e definições tecnológicas podem ser decorrentes de combinações diversas de fatores, tecnológicos e de outra natureza, mas geram, uma vez concretizadas, fenômenos importantes de bloqueio (lock-in) das demais alternativas (Arthur, 1989). Esse efeito tem grande importância no futuro de determinadas tecnologias porque impede que as alternativas abandonadas percorram a curva de aprendizado e tenham a oportunidade de mostrar seu potencial.

3.1.3. É possível reconhecer um design dominante?

Ser capaz de identificar um DD logo que ele surja é certamente de grande importância para os agentes, governo e stakeholders em geral, envolvidos com uma dada inovação. Se os DD são reconhecíveis apenas a posteriori, as dificuldades para os concorrentes durante a fase fluida se tornam significativas. Afinal, a definição do DD estabelece as regras do jogo na indústria, redireciona a inovação e orienta as estratégias competitivas. Existem algumas linhas de análise das escolhas tecnológicas que procuram explicar o reconhecimento dos DD. Infelizmente para os agentes econômicos envolvidos com os problemas de escolhas, essas linhas de análise parecem ter um poder

explicativo que é efetivo apenas quando estudam em retrospecto as escolhas. Podem ser reconhecidas pelo menos três abordagens. A primeira centra nas características essencialmente tecnológicas, sugerindo que os aspectos técnicos das alternativas contêm de forma determinística os elementos de definição dos DD. Uma segunda abordagem valoriza pouco os elementos tecnológicos que devem ser apenas suficientes para serem aceitos, e sugere que uma combinação de pequenos eventos históricos aleatórios acaba sendo a explicação das escolhas. O timing de certas alternativas pode ser inoportuno e, apesar de sua superioridade, não são adotadas porque não estavam disponíveis no momento em que aflorou o DD. Finalmente, uma terceira abordagem, de certa forma relacionada à anterior, concentra-se em fatores de natureza social e organizacional. Esses fatores se combinariam para determinar o projeto dominante.

Dadas as dificuldades de reconhecimento a priori dos DD e dos fatores que os definem, deve ser sublinhado o caráter crítico das decisões tomadas nas fases de escolhas tecnológicas. Cabe aos agentes pelo menos reconhecer que o processo de convergência pode ser inevitável e que um conjunto complexo de variáveis deve ser monitorado, em particular as regulamentações e políticas, os ativos complementares e os movimentos estratégicos dos agentes envolvidos.

3.2. Alternativas Tecnológicas Energéticas

Uma grande variedade de alternativas tecnológicas tem sido apresentada como resposta aos desafios atuais da indústria. Esses desafios são habitualmente sintetizados em três fatores: fatores ambientais, em particular a resposta ao aquecimento global, fatores ligados à garantia e segurança do abastecimento energético e fatores relacionados à perspectiva de esgotamento do petróleo. Uma lista dessas alternativas incluiria pelo menos as tecnologias abaixo:

- Etanol
- Biodiesel
- Eólica
- Solar
- Células a combustível
- Gaseificação da biomassa

- Energia das marés e ondas
- Hidrogênio via gás natural
- Transporte de hidrogênio
- Etanol por hidrólise
- Hidrogênio por renováveis
- Seqüestro de CO₂
- Fusão Nuclear
- TGCC– Turbinas a gás com ciclo combinado
- Gas-to-liquids
- Coal-to-liquids
- Biomass-to-liquids
- IGCC – Integrated Gasification Combined Cycle (coal)
- Plantas a carvão supercríticas
- Petróleo Ultra-pesado
- Areias betuminosas
- Xisto betuminoso

O estágio de desenvolvimento tecnológico e a consequente posição no ciclo de vida, tanto quanto o impacto ambiental positivo das tecnologias acima, são fatores, naturalmente, variáveis. Algumas são vistas como revolucionárias, como a fusão nuclear e as células a combustível, enquanto outras, como as baseadas em gás natural e biocombustíveis de primeira geração, são vistas como tecnologias de transição. No desenvolvimento deste estudo, as tecnologias acima são reunidas em três grupos que não incluem todas as alternativas mencionadas, mas são representativos para os objetivos do trabalho. Os grupos são: biocombustíveis, combustíveis sintéticos e hidrogênio.

O objetivo não é discutir exaustivamente as tecnologias em si mas identificar nas propostas os espaços de competição entre as alternativas. Neste sentido, cabe investigar

quais seriam os condicionantes para o entendimento do processo de consolidação de DD nas indústrias de energia.

3.2.1. Biocombustíveis

Do ponto de vista tecnológico, os biocombustíveis devem ser vistos em dois grupos distintos: biocombustíveis de primeira geração e biocombustíveis de segunda geração. Os primeiros incluem o etanol de cana de açúcar e o biodiesel a partir de óleos vegetais. O segundo grupo caracteriza-se por utilizar, como matéria-prima, biomassas de baixo valor, como resíduos e palhas. No caso do etanol, por exemplo, materiais celulósicos, em geral, seriam hidrolisados e posteriormente fermentados. Enquanto a primeira geração pode ser considerada madura, a segunda apresenta ainda desafios tecnológicos significativos.

Considera-se crescentemente que, se os biocombustíveis tiverem um peso significativo na matriz de combustíveis do futuro, será imperativo desenvolver a chamada segunda geração de biocombustíveis. A competição com outros usos, em particular alimentos, o custo do cultivo e do esforço de melhoramento genético exigido deslocariam no futuro os biocombustíveis para o uso de resíduos de biomassa como matéria prima (Fulton, 2005; Tulej, 2006, The Economist, 2006). Comparados num horizonte de 25 anos, os biocombustíveis produzidos a partir de biomassa por rotas ainda em desenvolvimento (gaseificação e hidrólise) aparecem como mais competitivos do que os que produzidos atualmente utilizando somente matérias primas nobres como açúcar e óleo vegetal (Hamelinck and Faaij, 2006). No caso do etanol, a fermentação do açúcar associada com a hidrólise do bagaço pode representar um aumento expressivo de produtividade, chegando a atingir 128 litros por tonelada de cana (NIPE, 2006, Projeto Etanol). A produtividade média hoje é da ordem de 75 l/t de cana.

Uma vez estabelecida a separação entre biocombustíveis de primeira ou segunda geração, diversos espaços de indefinição tecnológica e organizacional surgem ao se examinar o caso dos principais biocombustíveis de primeira geração. Nesta perspectiva, esta seção concentra-se no exame do caso particular do biodiesel

3.2.1.1. Biodiesel

O biodiesel é produzido pela transesterificação de óleos vegetais, em meio alcalino, utilizando um álcool, em geral metanol, ou, como tem sido desenvolvido no Brasil, o etanol. Gorduras de origem animal podem igualmente ser utilizadas.

A produção se desenvolveu inicialmente na Europa a partir do óleo de colza. A comercialização é feita em mistura com o diesel mineral em proporções variáveis, sendo que na Alemanha existe também a comercialização de biodiesel puro. Estimativas correntes sugerem que no caso europeu o custo de produção do biodiesel situa-se entre 1,5 e 3 vezes o custo do diesel mineral.

A aparente simplicidade do processo de produção e a existência de enorme variedade de plantas oleaginosas em países como o Brasil, aliadas à garantia de mercado pela utilização compulsória do produto em mistura ao diesel mineral, têm atraído enorme interesse por essa indústria. Entretanto, parece que no momento convivem diversas alternativas de estruturação do negócio, tanto do ponto de vista tecnológico quanto mercadológico.

Os modelos propostos diferem quanto à utilização de uma única matéria prima (planta dedicada – soja ou sebo nos casos concretos em implantação) ou flexibilidade de matérias primas, planta contínua ou em batelada, escalas pequenas ou grandes (100.000 t/a para o padrão brasileiro atual), uso do metanol ou do etanol. Além disso, os objetivos dos investidores podem diferir quanto a aspectos como: diversificação integrada ao negócio atual (frigoríficos em sebo, produtores de soja), investidores de origens diversas atraídos pela oportunidade, negócios com objetivos de desenvolvimento local e regional.

Essa diversidade, que pode ser vista como rica e potencialmente impulsionadora da nova indústria, merece ser examinada dentro de uma perspectiva de convergência ou não para um menor número de alternativas que surgirão como vencedoras de um processo de seleção. Cabe lembrar os diversos conceitos que foram lançados e testados para o etanol no final dos anos 1970. Hoje, o Brasil é referência competitiva no mundo com um modelo de indústria centrado na cana e em destilarias anexas (produção de açúcar e etanol) que representam 85% da produção nacional.

3.2.1.1.1. Matérias primas

A variedade de fontes de matérias primas tem sido apontada como um dos pontos fortes da produção brasileira de biodiesel. Algumas dezenas de oleaginosas têm sido mencionadas como fontes de matérias primas. As mais citadas são: soja, mamona, palma, babaçu, algodão, amendoim. Outras oleaginosas, como o pinhão manso, até então pouco conhecidas, têm ganho espaço rapidamente. Sugere-se que a possibilidade

de cultivo em condições rústicas (terras de pior qualidade, pequena necessidade de insumos auxiliares e de tecnologia de manejo) contaria a seu favor. O sebo animal também é citado como fonte a ser considerada. Existe um projeto em implantação do frigorífico Bertin (100.000 t/a) baseado em sebo. Estima-se uma disponibilidade no Brasil de cerca de 1 milhão de toneladas/ano de sebo.

Sem deixar de reconhecer que a flexibilidade de matérias primas pode ser um trunfo, devem ser considerados alguns pontos que poderão influenciar a evolução da indústria. Algumas matérias primas têm usos nobres na indústria de alimentos ou química que podem entrar em competição com a produção de biodiesel. Além disso, existem diferenças importantes de experiência de produção intensiva e de produtividade agrícola. Mesmo em relação à tecnologia, a adaptação de diferentes matérias primas pode exigir conhecimentos não necessariamente ao alcance de todos.

3.2.1.1.2. Tecnologia

No Brasil, nos projetos em construção até o momento, têm predominado tecnologias de origem estrangeira. As mais importantes são: Dedini/Ballestra, Crown Iron e Lurgi. São tecnologias testadas internacionalmente e que têm sido implantadas até agora para operar com soja (ou sebo, no caso da Bertin). São plantas relativamente sofisticadas do ponto de vista tecnológico e que operam em regime contínuo. A escala típica tem se situado em 100.000 t/a, com um investimento fixo da ordem de US\$ 16 milhões. Utilizam metanol na transesterificação. A adaptação para outras matérias primas é apresentada como possível, mas ainda não foi testada em plantas comerciais. O mesmo ocorre em relação à utilização do etanol no lugar do metanol.

Existem tecnologias desenvolvidas localmente com conceitos diferentes: operação em batelada, pequenas escalas (10 a 20.000 t/a) utilização de etanol, adaptação a diferentes tipos de matéria prima. Agropalma e Fertibom foram identificados como casos interessantes do ponto de vista tecnológico local.

3.2.1.1.3. Escala da produção

Nos projetos anunciados e em implantação no Brasil, a escala de 100.000 t/a tem sido apresentada como escala de referência para plantas de grande porte. Entretanto, as perspectivas da indústria no Brasil sugerem uma grande flexibilidade tecnológica, admitindo como competitivas plantas de 10 a 20.000 t/a. O exame das escalas das

plantas existentes no mundo e principalmente dos projetos anunciados permite colocar em discussão essa variável.

Segundo ICIS (2006), existem atualmente cerca de 58 plantas de biodiesel no mundo. Os produtores são empresas regionais, com poucas exceções, e o nível de concentração do mercado é muito baixo. As escalas das plantas são modestas, em sua maioria abaixo de 50.000 t/a. Cerca de 20% das plantas têm capacidade acima de 100.000 t/a e apenas 8 entre as 58 plantas identificadas são capazes de produzir mais de 100.000 t/a de biodiesel. Essas escalas contrastam fortemente com a dos projetos anunciados. Ainda segundo ICIS, 2006, existem hoje cerca de 170 projetos anunciados ou em construção. Desses, 94 anunciam capacidades iguais ou superiores a 100.000 t/a, sendo que 23 situam-se na faixa de 200.000 t/a. Aparecem ainda 2 plantas de 300.000 t/a e uma de 400.000 t/a. Constata-se portanto um forte efeito de aumento da escala.

Ao se tentar examinar o potencial ainda existente para o crescimento da escala, obteve-se (Aranda, 2006) a informação de que na prática corrente os vendedores de tecnologia no Brasil têm oferecido plantas de 100.000 t/a a um custo de investimento apenas 18% superior ao de uma planta de 50.000 t/a. Essa relação de economia é completamente sem paralelo na indústria química onde a existência de efetiva economia de escala costuma ser indicada por um aumento de cerca de 50% do investimento fixo ao multiplicar a capacidade por dois.

Além da evolução da escala, o perfil dos investidores dos novos projetos em biodiesel e em outros biocombustíveis também parece evoluir. Encontra-se crescentemente a presença de grandes empresas do setor agroindustrial – ADM, Cargill, Bunge – e de empresas das áreas de petróleo e química – Repsol, Petrobrás, Sasol, Eastman, Chevron, Marathon, BP, Du Pont, Shell.

3.2.1.1.4. Interesse e Movimentos Estratégicos Das Empresas De Petróleo em Biocombustíveis

Uma questão adicional que merece ser trazida para reflexão no caso dos biocombustíveis é a observação dos movimentos das empresas de petróleo em relação a esse segmento. Recentemente, têm se intensificado os movimentos das empresas de petróleo na direção do segmento de biocombustíveis.

Esses movimentos são de 3 tipos:

a) investimento na produção convencional de biocombustíveis

Repsol, Chevron e Petrobrás anunciaram investimentos na produção de biodiesel, Marathon anunciou a entrada na produção de etanol. Cabe, entretanto ressaltar a particularidade da iniciativa da Chevron. Em anúncio recente (FT, 2006; ECN, 2006), a empresa indicou sua visão do negócio e em consequência seu movimento estratégico. Chevron interpreta o biodiesel como relevante no mercado mas considera que as escalas de produção atuais não são econômicas. Assim, a empresa está iniciando a construção de uma planta de biodiesel a partir de soja numa escala próxima de 400.000 t/a que é da ordem da produção total americana hoje.

b) investimento na produção convencional de biocombustíveis com novas rotas tecnológicas

É o caso dos óleos minerais com conteúdo vegetal do tipo Hbio. Além da Petrobras, essa alternativa é explorada por outra empresa de petróleo, a finlandesa Neste, e pelas empresas de tecnologia UOP e CTI. Nessa variação, o óleo vegetal é adicionado a uma corrente de refino e processado a partir daí como um mesmo óleo. Os processos das empresas acima citadas apresentam diferenças quanto ao tipo de catalisador utilizado e ao percentual de óleo vegetal que pode ser refinado. De qualquer, trata-se de um conceito alternativo ao do biodiesel e que em alguma extensão encontra-se em competição com ele. O quadro abaixo apresenta algumas diferenças básicas entre as duas alternativas que podem influenciar na eventual competição entre elas.

Quadro 3.1 - Comparação entre Biodiesel e Hbio

	Biodiesel	Hbio
Processo	Transesterificação	Hidrogenação
Produto	biodiesel	Diesel mineral contendo óleo vegetal
Rendimento	1 t biodiesel para 1 t de óleo	0,9 t Hbio para 1 t óleo vegetal
Tratamento com	Metanol (mais barato e com possibilidades de inovações importantes de processo)	Hidrogênio (mais caro)
Custos de energia	T e P baixas	T e P elevadas, similares às do refino de óleo
Efeito ambiental positivo	Redução do aquecimento global e da poluição local	Redução do aquecimento global

Fonte: ECN, 2006, Aranda, 2006.

c) esforços na produção de biocombustíveis de 2ª geração

Algumas empresas de petróleo parecem orientar a sua participação no mercado de biocombustíveis na direção dos produtos de segunda geração. Entre essas iniciativas, foram identificadas as da Shell e as da associação BP/Du Pont.

No caso da Shell, dois esforços são relevantes: o interesse pela hidrólise de biomassas, desenvolvido em associação com uma empresa canadense de biotecnologia, a Iogen, e o foco na tecnologia de gaseificação como competência tecnológica central no aproveitamento de biomassa.

No caso da BP/Du Pont, trata-se da produção de um novo biocombustível, o biobutanol, que teria vantagens em relação ao etanol devido à maior facilidade para se misturar à gasolina e também ao seu conteúdo energético, que seria bem superior ao do etanol. A unidade inicial (400.000) utiliza ainda açúcar como matéria prima e não seria competitiva em relação aos biocombustíveis convencionais.

3.2.2. Combustíveis sintéticos

Nesse caso, busca-se um combustível semelhante ao convencional obtido pelo refino do óleo bruto. Uma marca fundamental nessas tecnologias é uma passagem a tecnologias que “fabricam” os combustíveis em detrimento das tecnologias tradicionais de refino que o extraíam do complexo de hidrocarbonetos dos óleos brutos.

A produção dos ditos combustíveis sintéticos propõe inicialmente a utilização de gás natural. A utilização de carvão é vista também como alternativa e, com o desenvolvimento da gaseificação, resíduos de diversos tipos e de pouco valor, poderiam também ser utilizados. Essa alternativa costuma ser apresentada pelas siglas GTL (gas to liquids), CTL (coal to liquids), BTL (biomass to liquids). A flexibilidade dessa alternativa é ilustrada pela Shell com a sigla XTL, sugerindo que com o desenvolvimento da gaseificação qualquer material poderia ser convertido em combustíveis líquidos. Na vertente biomassa, a produção de combustíveis sintéticos se confunde com a dos biocombustíveis de segunda geração.

O esquema abaixo ilustra a produção de combustíveis sintéticos, supondo a utilização de diferentes fontes de matérias primas. A etapa inicial é a produção de gás de síntese. Em seguida, o gás de síntese é convertido em hidrocarbonetos pelo processo Fischer Tropsch. Os hidrocarbonetos devem ser refinados para obter os produtos finais

desejados. O produto mais importante é o diesel. Considera-se hoje que tipicamente um projeto GTL visa à produção de diesel sintético a partir de gás natural.

Um produto alternativo que vem sendo desenvolvido, com projetos de investimento anunciados, é o dimethyl ether (DME) que poderia ser utilizado como substituto do GLP e do diesel. Nesse caso, a etapa que se segue à produção de gás de síntese é bastante diferente. O gás de síntese, na rota convencional, é convertido em metanol e depois desidratado. Países como Japão, China (no caso, partindo do carvão) e Coréia têm devotado bastante atenção a essa possibilidade que não tem interessado, até o momento, as grandes empresas de petróleo e gás.

Figura 3.1 – Produção de Combustíveis Sintéticos



3.2.2.1. GTL

3.2.2.1.1. Panorama Dos Projetos e Capacidades Instaladas

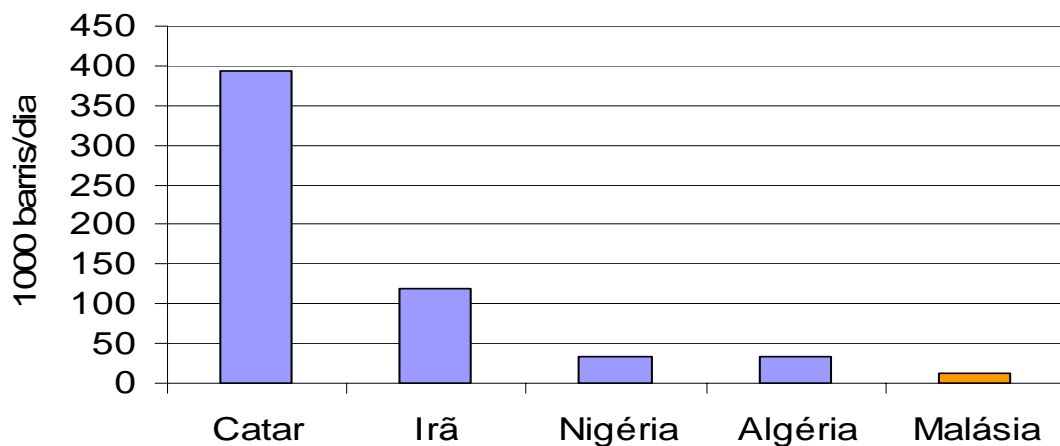
Entre as alternativas de produção de combustíveis sintéticos sugeridas, a produção de diesel a partir de gás natural pelo processo GTL é certamente a mais desenvolvida até agora. Existem em operação três plantas:

- PetroSA, na África do Sul, 45.000 b/d, inaugurada em 1991 e construída com tecnologia da Sasol, empresa sul-africana com larga experiência em produção de combustíveis sintéticos a partir do carvão.
- Shell, em Bintulu, Malásia, 13.000 b/d, inaugurada em 1993.
- Qatar Petroleo e Sasol-Chevron, Oryx GTL Project, 35.000 b/d, inaugurada em 2006.

Existem ainda plantas da Sasol na África do Sul, a partir de carvão, com uma capacidade de cerca de 200.000 b/d.

O gráfico abaixo apresenta uma estimativa da produção de combustíveis pela rota GTL em 2025. Deve ser destacado que o custo de oportunidade do gás natural no Catar parece ser um fator determinante na definição dos projetos GTL. Esses projetos estão, para outras fontes de gás natural, em competição com alternativas tradicionais de transporte e utilização, em particular o GNL.

Gráfico 3.1 Produção de Combustíveis Sintéticos Pela Rota GTL (previsão WEO/DOE, 2025)



3.2.2.1.2. Trade-offs tecnológicos em GTL

Apesar de ser uma adaptação de uma tecnologia que data dos anos 1920 e utilizada pelos alemães na época da Segunda Guerra Mundial para produzir combustíveis sintéticos a partir do carvão, existem ainda hoje, ao se buscar a produção a partir do gás natural, em condições de economicidade para o mercado de combustíveis,

diversas incertezas tecnológicas. As principais são apresentadas brevemente em seguida.

a) Conversão Direta Versus Conversão Indireta: Capacidade Tecnológica Existente Versus Capacidade Tecnológica Futura

Os processos de conversão direta utilizam catalisadores e rotas de síntese específicas para transformar quimicamente as moléculas de metano, o principal constituinte do gás natural, em substâncias de cadeias mais complexas e de maior peso molecular. Os produtos líquidos que podem ser obtidos incluem os álcoois (principalmente o metanol), as olefinas (etileno e acetileno) e os aromáticos (benzeno, tolueno e naftaleno). Entretanto, a alta estabilidade da molécula de metano traz uma série de problemas técnicos para viabilizar as reações químicas envolvidas. Assim, os esforços de pesquisa e desenvolvimento dos processos de conversão direta estão voltados para a melhoria dos catalisadores, na elucidação dos mecanismos de reação e no desenvolvimento de novos equipamentos.

Pode-se dizer que essa rota de conversão encontra-se ainda numa fase pré-paradigmática. Ou seja, o nível de conhecimento acumulado ainda não permite estabelecer uma orientação para a agenda de pesquisa com um grau aceitável de certeza. Os riscos tecnológicos ainda são extremamente elevados. As principais empresas petrolíferas vêm organizando programas de pesquisa cooperativos para acompanhar a evolução da base de conhecimento nessa linha de pesquisa. Entretanto, ainda não existe nenhum plano de investimento mais ambicioso nessa tecnologia que se encontra ainda distante de resultados comerciais.

A conversão indireta, por sua vez, é uma rota que se encontra numa fase avançada de desenvolvimento, na qual os principais processos envolvidos já estão bem estudados. Atualmente, existem três em operação comercial (Shell, Sasol e Oryx) e diversas plantas piloto estão em operação e em construção. Os processos de conversão indireta são caracterizados por uma etapa preliminar de transformação do gás natural em gás de síntese (mistura de monóxido de carbono - CO e hidrogênio- H₂). Após ser produzido, o gás de síntese é convertido em hidrocarbonetos superiores através do processo Fischer-Tropsch (FT).

A produção de hidrocarbonetos por essa via não resulta diretamente em produtos de interesse comercial. Para tal, existe a necessidade 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, óleo lubrificante, parafinas e outros). Assim, a conversão de gás natural em hidrocarbonetos pode ser melhor caracterizada em três etapas distintas: 1) produção de gás de síntese, 2) conversão do gás de síntese e 3) hidroprocessamento.

Embora a conversão direta seja a solução tecnológica mais promissora – tanto em termos de rendimento quanto de custo de capital, os esforços tecnológicos empreendidos atualmente concentram-se na conversão indireta. Esse trade-off entre a capacidade tecnológica presente e a capacidade tecnológica futura, ponto de partida na estruturação da agenda de pesquisa do GTL, denota as limitações do conhecimento científico e tecnológico hoje existente, que fazem com que a opção estratégica das empresas concentre-se naquele campo de conhecimento hoje mais avançado. Como a conversão indireta encontra-se em um ponto mais adiante da trajetória tecnológica, reduz-se o risco e a incerteza relativos ao empreendimento tecnológico. Desse modo, o nível atual de incerteza presente no esforço tecnológico associado ao desenvolvimento de rotas de conversão direta do gás em hidrocarbonetos líquidos faz com que a opção tecnológica penda inicialmente a favor da rota indireta de conversão. Se não ocorrerem avanços significativos na tecnologia de conversão direta, o grosso dos esforços tecnológicos efetivos deve permanecer voltado para a tecnologia de conversão indireta.

b) Conversão Indireta: Integração Versus Especialização

A conversão indireta do gás em líquido reúne três etapas: produção de gás de síntese; conversão do gás de síntese; e hidroprocessamento.

Envolvendo processos que já têm aplicações solidamente estabelecidas na indústria química, a tecnologia de conversão indireta, por um lado, traz vantagens significativas advindas do longo aprendizado resultante dessa experiência passada. Entretanto, por outro lado, introduz desafios significativos associados à integração desses processos em uma nova configuração para atender a demanda de um produto distinto daquele para o qual as configurações anteriores foram construídas. A consequência disto é que a agenda de pesquisa do GTL via conversão direta não é apenas um somatório de três agendas bastante exploradas e conhecidas, mas, de fato, ela é uma nova agenda. Portanto, não é possível implementar uma abordagem segmentada

do esforço tecnológico. Cada avanço tecnológico em uma etapa do processo só tem sentido, na medida em que ele se completa com os avanços nas outras etapas. Logo, a questão fundamental não é resolver os problemas da produção de gás de síntese, ou da conversão Fischer Tropsch, de forma separada, mas resolvê-los de forma integrada.

c) Escalas

As incertezas em relação às escalas adequadas para explorar as rotas GTL estão presentes nas decisões tanto de pesquisa e desenvolvimento quanto nas decisões de investimento. Se por um lado, dentro da lógica das trajetórias naturais dos processos em petróleo e química, as maiores escalas permitem reduzir o custo médio de capital, as menores escalas podem propiciar a exploração de pequenos campos distantes que não teriam outras alternativas de monetização. Ao mesmo tempo em que algumas empresas, como as grandes empresas de óleo e gás, empreendem um esforço de desenvolver plantas de grandes escalas, algumas empresas, como as de tecnologia, postulam o desenvolvimento de plantas de menor escala, eventualmente embarcadas, para exploração flexível de plantas offshore.

Persistem barreiras tecnológicas para elevação da escala (reatores Fischer-Tropsch, e unidades de fracionamento de ar). As plantas grandes anunciadas não têm como explorar o conceito clássico da petroquímica de plantas single train, e continuam utilizando módulos em paralelo para compor a capacidade total da planta. Assim, embora o custo de investimento esteja abaixo dos US\$ 30.000 por barril de capacidade diária, a meta de se aproximar da faixa dos US\$ 12.000 por barril de capacidade diária (custo atual das tecnologias tradicionais do refino) ainda está distante.

- Em síntese, a indústria se vê diante de uma série de escolhas críticas para construir o processo de decisão para as rotas GTL: escolhas entre inovações radicais (conversão direta e membrana catalítica) e inovações incrementais (aprimoramento dos processos conhecidos, reforma a vapor, autotérmica e oxidação parcial) e ainda escolhas entre custos operacionais (eficiência de conversão) e custos de investimento (maiores escalas).

d) Custos atuais em GTL

Diversos estudos têm sido apresentados sobre a competitividade dos processos GTL. Um resultado médio dessas avaliações pode ser apresentado pelos dados do DOE/WEO. Estima-se para uma planta em escala compatível com a tecnologia atual teria um custo de produção de US\$ 28/b de diesel produzido. Esse custo corresponde em primeiro lugar a um custo de investimento de US\$ 14/b. O custo de gás natural atinge US\$ 10/b, considerando-se um gás natural ao preço de US\$ 1/MM BTU. Os custos operacionais contribuem com US\$ 4/b. Mesmo tomando as estimativas como aproximadas, fica patente que esforços de redução do custo de capital e a possibilidade de explorar campos de gás com baixíssimo custo de oportunidade são fatores decisivos para a concretização dos investimentos em GTL.

3.2.3. Hidrogênio

O desenvolvimento das pilhas a combustível abriu a perspectiva da adoção do hidrogênio como a principal fonte de energia secundária. Na verdade, as pilhas a combustível são conhecidas há mais tempo do que os próprios motores a combustão interna. Foram utilizadas nos programas espaciais. Porém, somente recentemente foram iniciados esforços de desenvolvimento para sua utilização em grande escala, principalmente no transporte. Mais do que o hidrogênio, a inovação a ser focalizada é a difusão do uso das pilhas a combustível.

Carros movidos à pilha combustível poderiam ser ambientalmente perfeitos (desde que a produção de hidrogênio não gerasse gás carbônico ou se fizesse com seqüestro de carbono) porque a energia seria gerada pela combinação do hidrogênio com o oxigênio do ar gerando como único sub-produto água. Essa solução é vista como a solução do futuro e costuma ser apresentada como a “economia do hidrogênio”. Entretanto, dentro da dinâmica de desenvolvimento e difusão das inovações tecnológicas, o processo de produção, transporte e armazenamento de hidrogênio ainda representa grandes desafios tecnológicos. Além disso, mesmo sua utilização nas células a combustível é contestada por determinadas correntes que postulam outros combustíveis, como por exemplo o metanol.

O uso energético do hidrogênio é percebido como uma inovação ainda em sua fase fluida em que, apesar dos esforços notáveis de pesquisa, ainda predominam projetos conceituais mais próximos de objetivos de demonstração e exploração conceitual do que da utilização comercial em escala. Isso pode ser corroborado pelo conjunto de apresentações dos diversos países membros do IPHE (International Partnership for the Hydrogen Economy) na reunião de 2005, no Japão. As principais aplicações encontram-se ainda na fase de busca de um projeto dominante, como é o caso das células a combustível, certamente a mais importante aplicação em termos de desenvolvimento de mercado. Conforme os modelos clássicos de ciclo de vida das inovações (Abernathy & Utterback, 1978), a definição dos projetos dominantes é essencial para que a indústria passe de uma fase centrada no conceito do produto para uma fase centrada nas inovações de processo que possibilitarão efetivamente, se bem sucedidas, a difusão da inovação no mercado.

Cabe ressaltar que o mercado de células a combustível no mundo apresenta características típicas de setores fortemente inovadores nas fases iniciais do ciclo de vida da tecnologia. O número de sistemas construídos cresce de forma expressiva, tendo atingido mais de 11.000 em 2004, o que representou um crescimento de cerca de 50% em relação a 2003 (www.fuelcelltoday.com/survey). Entretanto, os resultados das principais empresas do setor, segundo o 2005 Fuel Cell Industry Survey da Price WaterHouseCoopers, apresentaram algumas dificuldades. Ainda como característica da fase inicial da tecnologia, deve ser sublinhado que, enquanto o valor dos negócios do setor situa-se em US\$ 234 milhões, os gastos com P&D foram quase equivalentes, atingindo US\$ 221 milhões (PriceWaterHouseCoopers, 2005).

Nesse cenário, os custos dos sistemas de células a combustíveis são vistos ainda como muito altos, assim como o custo do hidrogênio entregue nos pontos de utilização. No estágio atual da tecnologia, avaliações recentes feitas pela União Européia (IPHE, 2005) estimam que seria necessário reduzir o custo dos sistemas de células a combustível em 10 vezes para a maioria das aplicações e em cerca de 100 vezes para as aplicações em transporte pesado. O custo do hidrogênio entregue, por sua vez, deveria ser reduzido em até três vezes para que a difusão da inovação se concretizasse. Essa é, portanto, uma medida dos desafios que a “economia do hidrogênio” enfrenta em seu desenvolvimento.

3.2.3.1. Produção De Hidrogênio

Diferentes formas de produção de hidrogênio podem ser consideradas. Apesar da idéia de que a “economia do hidrogênio” seria movida a hidrogênio produzido por eletrólise da água, 90% do hidrogênio produzido atualmente vem da reforma de gás natural. No caso da eletrólise, o problema estaria na produção eficiente e sustentada de eletricidade.

A reforma a vapor ou oxidação parcial de petróleo ou mesmo de carvão são igualmente fontes de hidrogênio. No Brasil, têm sido conduzidos estudos para a produção de hidrogênio por reforma do etanol. Finalmente, o processo de gaseificação de biomassa seria também uma fonte de hidrogênio a ser considerada.

Além da escolha da fonte de produção, a organização da produção também pode ser vista de forma centralizada ou descentralizada. A produção centralizada, em grandes escalas, usaria fontes baratas de energia e teria certamente melhores perspectivas de custo. Em contrapartida, exigiria infra-estrutura de transporte e estocagem do hidrogênio, o que seria custoso e demorado para desenvolver. A produção descentralizada, possivelmente por reforma de gás natural, produziria hidrogênio a custos mais elevados mas dispensaria a infra-estrutura de transporte e armazenagem. Aplicações pouco sensíveis ao custo de combustível podem se viabilizar com a produção localizada.

Nesse cenário, diversas linhas de desenvolvimento tecnológico devem ser promovidas para viabilizar a difusão das aplicações das células a combustível com hidrogênio:

- Desenvolvimento de tecnologias de transporte e estocagem a baixo custo:
 - Transporte por dutos
 - Infra-estrutura de estocagem e abastecimento
- Desenvolvimento de fontes alternativas para produção descentralizada
 - Solar
 - Fotoeletrólise (sistema solar integrado com eletrólise da água).

- Redução dos custos de produção das pilhas a combustível, viabilizando sua produção em massa

3.2.3.2. Situação e Evolução Dos Custos De Hidrogênio

Os custos atuais de produção do hidrogênio (Agencia Internacional da Energia, 2005), segundo as fontes de energia utilizadas são:

- Solar: 60 \$/GJ
- Eólica: 48 \$/GJ
- Biomassa: 32 \$/GJ
- Hidroeletricidade: 22 \$/GJ
- Gás Natural: 20 \$/GJ

No que se refere aos custos de produção do hidrogênio alguma considerações devem ser feitas sobre o foco dos esforços atuais de desenvolvimento. As estimativas de custos devem levar em consideração qual será a fonte de alimentação ou energia primária para produção de hidrogênio, o tamanho das plantas, a tecnologia e a maturidade da mesma. Considerando essas dimensões, a questão dos custos de produção de hidrogênio pode ser estudada sob diversas perspectivas.

A produção de hidrogênio por reforma por vapor utilizando gás natural ou outras fontes fósseis é a opção hoje dominante no mercado de hidrogênio, tanto para os usos convencionais quanto para os usos energéticos ainda incipientes.

Do ponto de vista dessa fonte de alimentação, via reforma por vapor ou outra, os desafios de custo estão centrados em dois pontos principais:

1. adequar os custos de produção às diferentes escalas de utilização, conforme o tipo de aplicação do hidrogênio, como por exemplo transporte, sistemas estacionários de pequeno ou grande porte, etc
2. adequar às exigências ambientais de sustentabilidade que representam o grande ponto de atração da chamada “economia do hidrogênio”.

No que se refere ao segundo ponto, a produção de hidrogênio a partir de gás natural por reforma deve incluir no processo o seqüestro do CO₂ gerado, sob pena de o efeito final aparentemente benéfico da utilização do hidrogênio como vetor energético ser anulado. Acresce ainda que, do ponto de vista ambiental, o gás natural tem uma limitação incontornável que é a sua condição de recurso não renovável e portanto idealmente condenado a não fazer parte das fontes energéticas de um futuro mundo sustentável.

Nesse ponto, o desafio sobre as demais fontes de alimentação e tecnologias seria ainda de atuar sobre a curva de aprendizagem de tecnologias ainda em estágios iniciais de desenvolvimento. Estima-se hoje que a reforma a vapor de gás natural produza hidrogênio a um custo de US\$ 20/GJ, enquanto alternativas baseadas no uso de energia solar estariam na faixa de US\$ 50/GJ (Agência Internacional de Energia, 2005).

Segundo Goswami (2003), as alternativas baseadas em fontes renováveis, como a energia solar, poderiam passar a um custo de produção inferior ao da reforma de gás natural por vapor por volta de 2023. Trata-se, nesse caso, do resultado de uma acentuada curva de aprendizagem para as novas alternativas tecnológicas que terminariam por superar as tecnologias estabelecidas que, estando já otimizadas, tendem a ter custos crescentes nas condições vigentes nas próximas décadas.

3.3. Discussão dos Casos

O ponto inicial da discussão é a evidência de que os problemas energéticos colocados para o mundo, hoje, podem ser abordados do ponto de vista tecnológico por um conjunto de alternativas capazes de responder aos desafios existentes. Considerando que o problema central é o aquecimento global, biocombustíveis, combustíveis sintéticos ou células a combustível representam alternativas que, em algum grau, poderão não coexistir no futuro. Pode existir portanto uma macro escolha das grandes soluções tecnológicas para os desafios energéticos que o mundo enfrenta hoje. Não se pretende no âmbito desse trabalho sugerir qualquer forma de priorização das alternativas. Talvez fosse mesmo indevido tentar avançar muito nesse exercício de identificação das alternativas vencedoras. Como destacado na discussão sobre a emergência do design dominante, as dificuldades de previsão estariam além da capacidade explicativa dos conhecimentos existentes hoje em economia e gestão da

inovação. O design dominante só é claramente reconhecido em retrospecto, embora alguns fatores críticos possam ser identificados como influentes no processo de definição. Entretanto, o planejamento das ações dos agentes econômicos deve incorporar essa reflexão, qual seja, existem alternativas em jogo em maior número e variedade das que prevalecerão no futuro. Além disso, os agentes devem reconhecer o papel que podem ter nesse processo de definição.

Passando do nível das macro-escolhas para o nível de cada um dos diversos grupos de tecnologias destacadas nesse estudo – biocombustíveis, combustíveis sintéticos e hidrogênio, pode-se identificar que o processo se repete. Em biocombustíveis, por exemplo, pode-se discutir o papel que os produtos convencionais, como etanol por fermentação de açúcar e biodiesel, poderiam vir a ter em relação aos biocombustíveis de segunda geração. O problema aqui é procurar evitar os chamados efeitos de lock in. Como evitar que a montagem de infra-estrutura de produção de biocombustíveis convencionais venha a bloquear o desenvolvimento dos de segunda geração? Em outras palavras, se o futuro em biocombustíveis está nos de segunda geração, como considerar isso no planejamento estratégico de empresas e governos? As estratégias de algumas empresas de petróleo começam a apontar nessa direção.

Passando ao nível da produção atual de biocombustíveis, em particular de biodiesel, observa-se uma grande efervescência na indústria com a entrada de novos competidores e com a experimentação de estruturas produtivas que poderão coexistir ou não com o amadurecimento da indústria e a “descida” da curva de aprendizagem.

Isto posto, é indispensável colocar em tela as seguintes questões que irão nortear os processos de tomada de decisão de investimentos das empresas e o processo de formulação de políticas públicas: Coexistirão plantas pequenas e grandes? Plantas dedicadas e plantas flexíveis? Quantas e que matérias primas serão efetivamente competitivas? Coexistirão o biodiesel de transesterificação e o H-Bio? Os estudos em inovação sugerem que essas alternativas devem convergir para um menor número de modelos de negócio.

Da mesma forma, a produção de combustíveis sintéticos oferece uma plataforma de possibilidades que pode evoluir segundo certos caminhos em detrimento de outros. Ao mesmo tempo em que um esforço de desenvolvimento de engenharia busca aumentar a escala de produção, esforços no nível de pesquisa e desenvolvimento tentam encontrar inovações radicais de conversão de metano em líquidos. Enquanto isso,

oportunidades podem existir para pequenos campos remotos, sem alternativas de monetização mas que demandariam plantas portáteis de pequenas escalas.

É ilustrativo destacar como a BP tem se posicionado em relação a essas escolhas. A BP teria gasto cerca de US\$ 500 milhões nos últimos 20 anos com os processos de produção de combustíveis sintéticos a partir de gás natural. Ainda assim, ainda não realizou investimentos em escala comercial. Mas mantém unidades de demonstração, piloto e bancada, cada uma delas explorando conceitos diferentes (reatores FT diferentes no caso da unidade de demonstração e piloto; rotas de conversão direta no caso dos micro-reatores).

Outra perspectiva interessante no ambiente de escolhas múltiplas das etapas de definição do design dominante é a que parece ter adotado a Shell em relação aos combustíveis sintéticos e a utilização de biomassa. A Shell explicita a idéia de que a gaseificação seria uma tecnologia chave. Assim, um domínio distintivo de competências nessa tecnologia serve de recurso de entrada em diversos negócios.

No caso do hidrogênio e das células a combustível o problema é mais facilmente caracterizado como o de uma inovação revolucionária em fase fluida, na busca de definições dos padrões dos produtos para tentar entrar numa fase de difusão da tecnologia. Ainda nesse caso, as escolhas são múltiplas a começar pelo próprio papel das células a combustível e do hidrogênio, passando pelas alternativas de produção do hidrogênio, seus custos e sustentabilidade. Como discutem Struben & Sterman (2006), ao examinarem os veículos híbridos, a introdução de soluções, a princípio apenas de transição, pode vir a se tornar design dominante (DD). Seria o caso dos veículos híbridos em relação aos veículos a células a combustível?

3.4. Conclusão do Capítulo

Este trabalho analisou algumas das alternativas tecnológicas propostas como resposta aos desafios energéticos atuais. Com base no conceito de design dominante, proposto por Abernathy e Utterback foi apresentada uma visão da dinâmica de difusão das tecnologias segundo a qual um processo de padronização ou pelo menos de convergência para um número restrito de alternativas é considerado como parte do processo de inovação e do ciclo de vida das tecnologias.

Foram revistas sucintamente as alternativas tecnológicas em biocombustíveis, combustíveis sintéticos e hidrogênio de modo a evidenciar a multiplicidade de opções

disponíveis. O estudo de cada uma das alternativas evidenciou ainda a existência de múltiplos espaços de competição entre soluções tecnológicas, organizacionais ou de modelos de negócios que tornam complexo o processo de atuação nesses setores para os agentes econômicos. A pergunta chave que pode orientar a continuidade deste estudo seria: até que ponto no futuro a matriz de combustíveis será diversificada? Ou convergirá para um número restrito de soluções, como tem sido a lógica da dinâmica das inovações tecnológicas? Se a convergência, mesmo que parcial, se evidencia, como se prepara para ela?

4. MUDANÇAS TECNOLÓGICAS E MATRIZ DE COMBUSTÍVEIS VEICULARES: EXERCÍCIOS EMPÍRICOS SOBRE ELASTICIDADE DA DEMANDA NO BRASIL¹²

À luz das observações apresentadas nos capítulos anteriores, o segmento automotivo rodoviário no Brasil pode estar experimentando, nos últimos anos, transformações relevantes na estrutura de consumo de combustíveis antes tidos como cativos, notadamente gasolina e diesel.

Dois movimentos distintos devem ser destacados. Primeiro, com relação à gasolina, a introdução de tecnologias de uso flex (gasolina-álcool) e o avanço do GNV trazem a possibilidade do consumidor exercitar a substituição entre tais fontes energéticas, o que alteraria, de forma direta, a demanda por gasolina. Neste sentido, a tecnologia flex e a introdução do GNV podem estar exercendo impacto direto sobre o processo de escolha do consumidor, ao aumentar as opções de consumo para um mesmo fim. O segundo movimento, com relação ao diesel, se refere ao advento do biodiesel, a partir da definição de um marco regulatório em 2005, e à introdução da tecnologia do H-Bio. Tais fatores, apesar de assumirem um caráter neutro sobre o processo de escolha do consumidor, posto que não ocasionam aumento de alternativas de abastecimento para o objetivo de transporte, trariam a perspectiva de mudanças no volume total de diesel demandado.

Sob este contexto, o objetivo central deste capítulo é analisar em que medida estas transformações vêm alterando, de fato, a estrutura da demanda por estes combustíveis. Em particular, o exame da elasticidade da demanda (i.e, a sensibilidade da demanda a variações de preço, renda e outros fatores) torna-se de extrema relevância por servir como uma forma sintética de análise do comportamento dos consumidores frente a estas mudanças tecnológicas. Desta forma, pretende-se ilustrar as alterações na demanda de diesel e gasolina, retratando assim as possíveis transformações microeconômicas ocorridas na matriz de combustíveis no segmento de transporte rodoviário no Brasil.

¹² Este capítulo foi elaborado por Mariana Iooty (Doutora em Economia pelo Instituto de Economia da UFRJ, Pesquisadora Associada do GEE/Instituto de Economia-UFRJ e Professora da UFRRJ) e Bruna Roppa (Assistente de Pesquisa do GEE/Instituto de Economia-UFRJ e Mestranda em Economia do Instituto de Economia-UFRJ)

Este capítulo está organizado em quatro seções, além desta breve introdução. Na Seção 4.1 é feita uma breve apresentação acerca da evolução do uso de combustíveis no segmento automotivo rodoviário, examinando as tendências gerais acerca de padrões de consumo nas últimas décadas. Finda a análise sobre o comportamento geral da demanda, a Seção 4.2 apresenta uma breve discussão a respeito de elasticidade da demanda, ressaltando a sua definição teórica e destacando alguns pontos relevantes para interpretação de resultados. A Seção 4.3 focaliza a demanda por diesel, e realiza um exercício empírico de mensuração da elasticidade de forma a verificar a sensibilidade da demanda em relação a variações do preço e outros determinantes relevantes. A Seção 4.4 trata explicitamente da questão da demanda por gasolina ao mensurar a sua elasticidade, de modo a verificar como a introdução da tecnologia flex e o avanço do GNV alteraram a racionalidade da escolha do consumidor e portanto, a substitubilidade entre os referidos combustíveis. A Seção 4.5 apresenta as principais conclusões do trabalho.

4.1. Evolução da matriz de combustíveis veiculares no Brasil

A Tabela 4.1 abaixo apresenta a evolução anual do consumo (em tep) da matriz de combustíveis veiculares desde 1979. Dois períodos analíticos devem ser destacados. No primeiro, entre 1979-1990, o consumo total de combustíveis apresentou crescimento de 2,2% ao ano (a.a), estando acima da taxa média de crescimento anual do PIB no mesmo intervalo de tempo, que foi de 2,05% a.a¹³.

¹³ Elaboração própria do cálculo do crescimento do PIB a partir de dados do IBGE disponíveis no IPEADATA.

Tabela 4.1 - Consumo anual de combustível no segmento de transporte rodoviário (em 10^{^3}tep): 1979-2005

	GÁS NATURAL	ÓLEO DIESEL	GASOLINA AUTOMOTIVA	ÁLCOOL ETÍLICO ANIDRO	ÁLCOOL ETÍLICO HIDRATADO	TOTAL
1979	0	10.902	10.397	1.185	8	22.491
1980	0	11.401	8.788	1.203	219	21.611
1981	0	11.280	8.413	612	709	21.014
1982	0	11.515	8.014	1.079	853	21.460
1983	0	11.025	6.847	1.173	1.504	20.549
1984	0	11.486	6.140	1.112	2.332	21.070
1985	0	11.846	6.043	1.132	3.103	22.124
1986	0	13.948	6.808	1.304	4.280	26.340
1987	0	14.689	5.931	1.140	4.546	26.306
1988	3	14.981	5.809	1.050	4.974	26.817
1989	2	15.868	6.527	866	5.641	28.905
1990	2	15.983	7.436	650	5.205	29.276
Taxa de crescimento ao ano (1979-1990)*	-13,9%	3,2%	-2,8%	-4,9%	71,3%	2,2%
Taxa de crescimento acumulado (1979-1990)	-36,1%	46,6%	-28,5%	-45,1%	63725,0%	30,2%
1991	2	16.587	8.059	879	5.225	30.751
1992	0	16.882	8.023	1.189	4.784	30.878
1993	22	17.325	8.436	1.297	4.931	32.012
1994	40	18.106	9.235	1.669	4.974	34.025
1995	43	19.280	11.057	1.800	5.069	37.250
1996	32	20.165	12.946	2.165	4.987	40.295
1997	41	21.422	14.156	2.677	4.233	42.530
1998	116	22.453	14.772	2.850	3.933	44.124
1999	140	22.704	13.770	3.205	3.594	43.412
2000	275	23.410	13.261	3.046	2.774	42.766
2001	503	24.071	12.995	3.208	2.170	42.946
2002	862	25.086	12.426	3.871	2.214	44.459
2003	1.169	24.252	13.115	3.875	1.919	44.329
2004	1.390	25.939	13.560	3.979	2.466	47.334
2005	1.711	25.804	13.595	4.079	2.885	48.073
Taxa de crescimento ao ano (1991-2005)	58,2%	3,0%	3,5%	10,8%	-3,9%	3,0%
Taxa de crescimento acumulado (1991-2005)	97171%	56%	69%	364%	-45%	56%

* O cálculo de crescimento anual no caso do GNV considerou o período 1988/1990

Fonte: elaboração própria a partir de BEN (2005)

Neste período de 1979 a 1990, quando se considera o comportamento individual de cada série, destaca-se o álcool hidratado como o combustível com maior taxa de crescimento anual, da ordem de 71,3% a.a, tendo o nível de consumo saltado de 8 mil tep, em 1979, para 5.205 mil tep em 1990, o que ocasionou um expressivo crescimento acumulado. Este ritmo significativo de expansão reflete os efeitos do Programa Nacional do Álcool, implementado em 1973, cuja segunda etapa denominou-se “Programa do Álcool”, iniciada em dezembro de 1978, quando o governo passou a incentivar a produção de veículos à álcool. Neste primeiro período analítico, destaca-se ainda a redução do consumo de gasolina, com queda acumulada de 28,5% entre 1979 e 1990, sendo tal queda impressa em ritmo de quase 3% a.a.

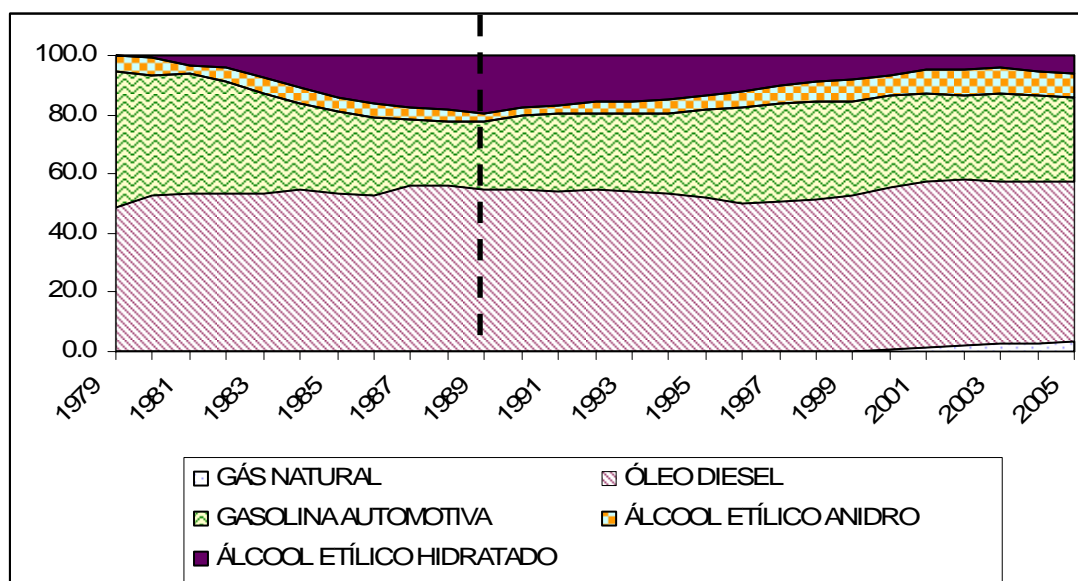
No segundo período analítico, entre 1991-2005, o consumo total de combustível automotivo apresentou ritmo superior ao do período anterior, tendo alcançado a taxa de expansão de 3% a.a, estando novamente acima do comportamento do PIB, que foi de 2,4% a.a. Neste período, o destaque negativo passa a ser o álcool hidratado¹⁴, com queda anual da ordem 3,9% a.a. A gasolina, ao contrário disso, apresentou ritmo de crescimento de 3,5% a.a, o que reforça a relação negativa entre as dinâmicas de consumo de gasolina e álcool hidratado. Como destaque positivo, surge o GNV, com expressiva taxa de crescimento anual da ordem de 58% a.a, tendo saltado de um patamar de 2 mil tep em 1991 para 1.1711 mil tep em 2005.

Com relação ao diesel, cabe ressaltar o seu ritmo de expansão praticamente constante; enquanto no primeiro período, entre 1979 e 1990, o crescimento do consumo do combustível foi de 3,2% a.a, no período posterior a 1991, o ritmo de crescimento foi de 3,0% anuais.

Considerando os mesmos períodos analíticos, porém focalizando a participação relativa, e não mais o desempenho das séries individualmente, é possível identificar aspectos também relevantes (ver Gráfico 4.1).

¹⁴ Esta queda sistemática de consumo anual de álcool hidratado nos últimos anos reflete a produção cada vez menor de autoveículos movidos somente a álcool. A perspectiva de aumento da produção de autoveículos flex, e a conseqüente substituição da frota devem, todavia, trazer perspectivas de recuperação de consumo de álcool hidratado nos próximos anos.

Gráfico 4.1 - Evolução anual da participação do consumo por combustível no segmento de transporte rodoviário (em %):1979-2005



Verifica-se que o óleo diesel apresenta-se como principal combustível utilizado no transporte rodoviário nos dois períodos: entre 1979 e 1990, a participação média do combustível foi de 53,7%; no período seguinte, entre 1991 e 2005, a participação era de 53,4%, o que evidencia também que a importância do diesel na matriz veicular manteve-se praticamente constante nas últimas três décadas. A elevada dependência do modal rodoviário de transporte, e o fato de 100% da produção e das vendas de ônibus e caminhões – autoveículos predominantes no transporte de longas distâncias - serem movidos a diesel podem explicar este comportamento. Sob este aspecto, cabe destacar que desde 1979 não houve substituição efetiva do referido combustível na estrutura de consumo, apesar das relevantes importações do combustível pelo país ¹⁵.

Como esperado, a gasolina surge como o segundo combustível com maior participação relativa na matriz nos dois períodos; com 31% de participação média no primeiro período e 29,4% no segundo. Há de se destacar todavia, que apesar da participação média ter se mantido praticamente constante nos dois intervalos de tempo analisados, houve movimentos distintos no comportamento da demanda de gasolina nestes períodos. Enquanto entre 1979-1990 a participação da gasolina caiu de 46,2% em

¹⁵ Dados da ANP indicam que em 2005 a importação de diesel totalizou 2,163 milhões de m³; todavia, este número já foi bem maior, cerca de 5,800 milhões de m³ em 2000.

1979 para 25,4% em 1990; no segundo período analítico a participação aumentou de 26,2% para 28,3% em 2005.

Destaca-se também a participação do álcool hidratado. A participação média se manteve quase constante nos períodos analisados: 10,8% entre 1979-1990 e 9,8% entre 1991-2005. Contudo, houve tendências distintas nestes intervalos. No primeiro a participação se elevou de forma significativa, passando de 0% em 1979 para 17,8% em 1990, refletindo os programas de estímulo ao consumo de álcool; no segundo período, houve queda de 17%, em 1991, para 6,0% em 2005. Finalmente, convém ressaltar a participação pouco expressiva do GNV, tendo alcançado a participação média de 0,9% entre 1991 e 2005.

4.2. Elasticidade: uma breve discussão conceitual

Como visto na seção introdutória, este capítulo pretende focalizar o exame do comportamento das demandas de gasolina e diesel em resposta à introdução de novas tecnologias e à mudanças institucionais. Para analisar este comportamento, um aspecto central a ser retratado consiste na sensibilidade da demanda à variações de preço e renda, o que é captado pelo conceito de elasticidade-preço e elasticidade-renda, respectivamente. A constatação de uma elevada/reduzida sensibilidade da demanda em relação a estes parâmetros pode fornecer insumos interessantes para formulação de planejamentos e políticas sobre o que se pretende com estes combustíveis. Neste sentido, torna-se importante apresentar o conceito de elasticidade, o que fornecerá uma dimensão teórica e prática do problema em foco neste trabalho.

A elasticidade-renda da demanda corresponde à variação percentual da quantidade demandada (Q), resultante de uma variação de x% na renda (R); podendo ser definida como:

$$\varepsilon_R = \frac{R}{Q} \cdot \frac{\Delta Q}{\Delta R}$$

Os principais determinantes da elasticidade renda são: o nível inicial de renda; o período do tempo, pois os padrões de consumo se ajustam, de forma defasada, à mudanças na renda; e a natureza da necessidade que o bem supre.

A elasticidade-preço de demanda mede a variação percentual na quantidade demandada (Q) de uma mercadoria após uma alteração de x% em seu preço (P).

$$\varepsilon_p = \frac{P}{Q} \cdot \frac{\Delta Q}{\Delta P}$$

A elasticidade-preço da demanda é, geralmente, um número negativo. Quando a elasticidade-preço da demanda é maior do que um em magnitude, diz-se que a demanda é elástica ao preço, pois o percentual de redução da quantidade demandada é maior que o percentual de aumento do preço. Sendo menor do que um em magnitude, a demanda é dita inelástica ao preço.

A elasticidade-preço da demanda por um bem depende, basicamente, do número de funções que o bem possui; assim, quanto mais usos possíveis para um bem, maior será sua elasticidade-preço. A elasticidade depende também da natureza da necessidade que o bem supre¹⁶; do período do tempo considerado no cálculo¹⁷; e da proporção de renda gasta com um bem em particular. Cabe ressaltar ainda que a elasticidade-preço da demanda por um bem depende da disponibilidade de outras mercadorias que possam substituí-la. Quando existem substitutos, um aumento no preço de um bem faz com que o consumidor passe a comprar menos de tal mercadoria e mais de seus substitutos. Assim, a demanda será altamente elástica ao preço. Quando não existem substitutos, a demanda tenderá a ser inelástica ao preço.

Neste sentido, é também relevante considerar a elasticidade preço cruzada. A elasticidade-preço cruzada da demanda por um bem, dito “a”, em relação ao preço de um outro bem, dito “b”, diz respeito à variação percentual na quantidade demandada do bem “a” (Q_a) resultante da variação no preço de outro bem “b” (P_b).

$$\varepsilon_{Q_a:P_b} = \frac{P_b}{Q_a} \cdot \frac{\Delta Q_a}{\Delta P_b}$$

Se o sinal da elasticidade cruzada for *positivo*, os bens são chamados *substitutos*, pois concorrem no mercado. Sendo o sinal *negativo*, os bens são ditos *complementares*, devido ao fato de que tendem a ser usados em conjunto, e assim o aumento no preço de um dos bens reduz a demanda por este bem e, conseqüentemente, a de seu complementar.

Os conceitos de elasticidades também podem ser diferenciados em suas dimensões de curto e de longo prazo. Aqui, vale ressaltar que as dimensões temporais de curto e

¹⁶ Em geral, bens de luxo têm maior elasticidade do que bens de primeira necessidade.

¹⁷ Uma discussão sobre a dimensão temporal será feita mais adiante.

longo prazos devem ser utilizadas com cautela. Na verdade, não há definição do tempo exato que separa o curto do longo prazo. Neste sentido, utiliza-se a noção econômica de que o curto prazo é um prazo tão curto para o qual os consumidores assumem como fixos os fatores com os quais tomam suas decisões (como a renda, suas preferências, habilidades, etc); ao contrário disto, longo prazo é o tempo suficientemente longo para que os consumidores e produtores ajustem estes mesmos fatores de modo a alterar seu padrão de consumo de forma sustentável. No caso da maioria das mercadorias, a demanda é muito mais elástica ao preço a longo prazo do que a curto prazo, visto que as pessoas demoram a modificar seus hábitos de consumo.

4.3. Consumo de Diesel

O cálculo de elasticidades é elaborado, na prática, através da estimação de modelos de demanda¹⁸. Para realizar tal estimação é preciso partir de considerações teóricas a respeito do que se entende como fatores determinantes da demanda.

De modo geral, a demanda por qualquer combustível automotivo pode ser descrita como um problema de minimização de custo condicionada, na qual o combustível é um (entre outros) fator(es) demandado(s) pelo consumidor para alcançar o objetivo de movimentar seu automóvel. No caso do diesel, em particular, a resolução deste problema de minimização, e, portanto a escolha do volume a ser demandado pelo consumidor, segue apenas um estágio decisório. Uma vez adquirido o carro com motor a diesel, não há opções disponíveis de combustível a serem escolhidas. Neste sentido, os fatores mais relevantes que influenciam a escolha do consumidor seriam, a princípio, a renda real e o preço real do diesel.

Vale ressaltar, neste sentido, que a introdução do biodiesel e da tecnologia H-Bio não alteram o padrão de escolha microeconômica do consumidor. Vejamos. A definição do marco regulatório do biodiesel em 2005, através da Lei 11.097, que estabelece os percentuais mínimos de mistura do biodiesel ao diesel, além de escalonar a introdução desse novo combustível no mercado¹⁹, não introduz uma opção de combustível para o detentor de veículo com motor a diesel. Na verdade, para o consumidor deste veículo, a introdução do biodiesel altera apenas a composição do diesel adquirido, sobre a qual o

¹⁸ O Anexo 4.1 apresenta uma breve revisão da literatura sobre estimação de elasticidade.

¹⁹ A Lei 11.097 define meta autorizada de 2% de mistura entre 2005 e 2007; meta obrigatória de 2% de mistura entre 2008 e 2012; e meta obrigatória de 5% após 2013.

consumidor não tem poder de decisão. Da mesma forma, a tecnologia H-Bio, que consiste num processo de produção de óleo diesel que utiliza óleos vegetais como matéria prima em uma refinaria de petróleo, exerce também efeito neutro sobre o processo de escolha do consumidor, posto que, mais uma vez, este continua a ter uma única opção de consumo, ainda que este produto tenha várias formas de produção e composição.

Sendo assim, é possível definir a “função de demanda condicionada” de diesel²⁰ como sendo: $Cd_t = k(Pd_t)^\alpha R_t^\delta$, onde $k > 0$, $\alpha < 0$, e $\delta > 0$. Tirando o logaritmo desta função, obtém-se a seguinte equação linear de demanda por diesel automotivo:

$$\text{Log}(Cd_t) = \text{Log}k + \alpha \text{Log}(Pd_t) + \delta \text{Log}(R_t) \quad (\text{Eq.1})$$

onde

- ✓ Cd_t é o consumo de diesel automotivo no período t, em litros
- ✓ Pd_t é o preço real de diesel no período t, em R\$/litro
- ✓ R_t é a renda real no período t, em R\$
- ✓ K é uma constante

No presente estudo, será utilizada a unidade de tempo mensal, cobrindo o período de janeiro de 2001 a agosto de 2006²¹. Dada esta reduzida periodicidade, o que poderia influenciar a qualidade da estimação da demanda por métodos de séries temporais, optou-se por utilizar os dados mensais não a nível nacional (o que acarretaria em apenas 68 observações) mas a nível estadual; e agrupando-os sob a forma de um painel. Desta forma, seria possível acompanhar as informações sobre os estados ao longo do mesmo intervalo de tempo, aumentando o número de observações disponíveis para a estimação. São feitos dois tipos de agrupamento.

²⁰ Do ponto de vista microeconômico, do problema de minimização de custo resultaria uma função de demanda derivada (ou função de demanda condicional, conforme Varian (1992)) de combustível, que seria função do preço deste combustível e do nível de renda.

²¹ Embora estivessem disponíveis as informações anuais das referidas variáveis para a estimação de diesel automotivo, optou-se por utilizar dados de periodicidade mensal de modo a possibilitar a comparação com a análise sobre a demanda de gasolina (a ser realizada na Seção 4.4), que obrigatoriamente tem de ser feita com dados mensais em função de poucas observações anuais para preço de GNV.

O primeiro consiste no agrupamento dos dados de todos os estados da federação num único grande painel nacional. O segundo consiste no agrupamento dos dados estaduais por região do país, definido assim cinco painéis regionais.

Para efeito da estimação da demanda de diesel – seja ela no plano nacional ou no plano regional – é adotado o método de painel dinâmico, definido em Baltagi (2003). Através deste método se incorporaria a dinâmica de consumo, no sentido de que alterações nos padrões de demanda não ocorrem imediatamente após mudanças nos parâmetros de preço e renda. O Anexo 2 apresenta uma discussão acerca do método do painel dinâmico.

Assim, para o caso específico do painel nacional, e considerando os $i=27$ estados da federação, define-se, a partir da Eq.1, a seguinte especificação para estimação da demanda de diesel no país:

$$\text{Log}(Cd_{it}) = \text{Log}k + \varphi\text{Log}(Cd_{it-1}) + \alpha\text{Log}(Pd_{it}) + \delta\text{Log}(R_t) + \varepsilon_{it} \quad (\text{Eq.2})$$

onde o subscrito i , $i=1,2,\dots,27$ se refere ao estado e o índice t – definido como $t=1,2,\dots,68$ se refere ao mês. Especificamente, Cd_{it} se refere ao consumo de diesel no estado i no mês t ; Cd_{it-1} se refere ao consumo em $t-1$; Pd_{it} relaciona o preço do diesel no estado i no mês t ; R_t se refere à renda (da região)²² em t ; e ε_{it} é o erro econométrico. A partir desta especificação expressa em Eq.2, as elasticidades – de curto e longo prazos – podem ser obtidas como:

- ✓ elasticidade-preço da demanda de curto prazo = α
- ✓ elasticidade-renda da demanda de curto prazo = δ
- ✓ elasticidade-preço da demanda de longo prazo = $\alpha/(1-\varphi)$
- ✓ elasticidade-renda da demanda de longo prazo = $\delta/(1-\varphi)$

Para o caso de cada um dos painéis regionais, a especificação a ser estimada é semelhante a definida em Eq.2, exceto pelo fato de que o subscrito i , referente ao

²² Destaca-se assim que na estimação do painel nacional, em virtude da ausência de dados representativos para renda estadual, foi utilizada a renda regional, o que implica a imposição de um efeito fixo por região na estimação do painel nacional.

estado, é definido como $i=1,2,\dots,n$, sendo n o número de estados no painel regional analisado.

Para a estimação dos painéis, quatro principais fontes de informações foram utilizadas: ANP para os preços médios mensais de diesel nos estados e consumo de diesel automotivo nos estados²³; EPE para os dados de consumo de energia elétrica por região, que servem como proxy da renda da região²⁴; FGV, e IPEA para o deflator IGP-M utilizado para corrigir todos os preços reais e a renda real para agosto de 2006.

A tabela abaixo apresenta as elasticidades estimadas²⁵ para o curto e longo prazos da demanda por diesel no Brasil. O Anexo 3 apresenta os resultados de forma mais extensa. Vale destacar a qualidade das estimativas: os resíduos do modelo não apresentaram autocorrelação de 2.a ordem e, todos os quatro resultados obtidos apresentaram significância estatística.

Tabela 4.2 – Elasticidade preço e elasticidade renda da demanda por diesel: resultados da estimação entre jul/01 e ago/06

	Longo Prazo	Curto Prazo
Elasticidade renda da demanda	0.69***	0.45***
Elasticidade preço da demanda	-0.65***	-0.43***

(***) Denota significância estatística a 99%

Os resultados demonstram que as elasticidades estimadas apresentam os sinais previstos pela teoria: positivo no caso da renda e negativo no caso do preço. Também como esperado pela teoria, a magnitude da elasticidade de longo prazo se demonstrou maior do que a de curto prazo, indicando que de fato existe um lag temporal para que os padrões de consumo se ajustem a mudanças no tempo.

²³ Os dados mensais de vendas de diesel dispostos na ANP não discriminam o uso final. Deste modo, para calcular os dados mensais de demanda de diesel automotivo foram utilizadas as participações anuais de demanda de óleo diesel automotivo na demanda total de diesel, calculados a partir do BEN (2005); e então se aplicou este fator anual sobre os dados mensais de consumo total.

²⁴ Para mensurar a renda por estado, o ideal seria utilizar dados de PIB estadual. Todavia, o IBGE só fornece dados de PIB por estado com periodicidade anual, sendo que os números mais recentes se referem a 2004. Desta forma, para retratar o nível de atividade econômica foi utilizado o dado de consumo de energia elétrica mensal; a ausência de dados por estado levou ao uso dos dados por região fornecido pela EPE.

²⁵ Para a estimação, utilizou-se o estimador de método de momentos generalizados (GMM) definido em Arellano e Bond (1991).

Verifica-se que a demanda por diesel é ligeiramente mais sensível à renda do que ao preço do combustível, tanto no longo quanto no curto prazo. No longo prazo, os resultados indicam que cada 1% de aumento da renda ocasiona aumento de 0,69% na demanda, e que um aumento do preço do diesel de 1% ocasiona redução de 0,65% na demanda. No curto prazo, verifica-se novamente um comportamento inelástico da demanda à variações do preço e da renda, dado que aumentos na renda e no preço do diesel ocasionam alterações menos do que proporcionais na demanda.

Após os resultados do painel nacional, foram estimados painéis regionais de modo a analisar as particularidades do comportamento da demanda de diesel nas diferentes regiões do país²⁶. O Anexo 3 apresenta os resultados destas estimações. Com base nestas estimativas, o quadro a seguir apresenta uma ordenação entre as regiões sobre a sensibilidade da demanda em relação à variações no preço e na renda. Os números demonstram haver distintas dinâmicas de consumo por região.

²⁶ Destaca-se, novamente, a qualidade dos resultados. Das 20 estimativas obtidas (4 para cada um dos 5 painéis), todas apresentaram significância estatística de no mínimo 90%; além disso, os resíduos dos 5 painéis não apresentaram evidência de autocorrelação de 2.a ordem.

Quadro 4.1 – Sensibilidade de curto prazo da demanda regional de diesel em relação à renda e ao preço

Ordenação	Região	Variação da demanda em resposta a variação de 1% na RENDA	Região	Variação da demanda em resposta a variação de 1% no PREÇO DO DIESEL
1	Centro Oeste	1,12%***	Centro Oeste	-0,70%***
2	Nordeste	0,35%***	Norte	-0,60%***
3	Norte	0,32%	Sudeste	-0,33%***
4	Sul	0,20%	Nordeste	-0,29%***
5	Sudeste	0,14%	Sul	-0,27%***

Nota: * denota significância estatística de 90%, (**) significância de 95% e (***) significância de 99%.

4.4. Consumo de Gasolina

Como visto na seção introdutória deste trabalho, o comportamento da demanda por gasolina automotiva no Brasil teria sofrido alterações em função da introdução do GNV e da tecnologia flex fuel. É então suposto que estas transformações teriam elevado as opções de consumo de combustíveis para os detentores de automóveis com Ciclo Otto originalmente desenhados para rodar a gasolina, ocasionando assim o aumento da substitubilidade entre os referidos combustíveis, o que, em última instância afetaria o comportamento da demanda por gasolina.

De modo a verificar se a demanda de gasolina sofreu de fato alterações, serão feitas duas análises. A primeira para verificar se o período de introdução efetiva do GNV na matriz automotiva e o advento da tecnologia flex fuel ocasionaram “quebras”, sejam elas nítidas ou graduais, no comportamento da série de consumo de gasolina. Uma vez identificada possível(is) quebra(s) estrutural(is) da série, será feita uma análise da elasticidade da demanda de gasolina, de modo a mensurar exatamente a sensibilidade da demanda em resposta a variações nos preços de interesse (gasolina, e seus substitutos – GNV e álcool) e na renda.

Sobre o GNV, o mapeamento das conversões de veículos tem início apenas em 1996, apesar do consumo deste combustível ter se iniciado no fim da década de 80²⁷. A

²⁷ O GNV passou a integrar a Matriz Energética Nacional em 1988. A idéia inicial era utilizar o GNV como substituto do óleo diesel para a frota de veículos pesados (micro ônibus, ônibus e caminhões de diversas tonelagens) nos centros urbanos. O alcance deste objetivo, entretanto, acabou sendo prejudicado devido a algumas dificuldades inerentes ao mercado de GNV como combustível substituto do óleo diesel, tais como a pequena diferença entre o preço do óleo diesel e do GNV, e a insuficiente disponibilidade em território nacional de postos de serviço com capacidade específica para atender à frota. Por conta disso, o GNV acabou por se difundir a partir de seu uso em frotas de veículos leves.

Tabela 4.3 abaixo demonstra a evolução do número de cilindros de GNV instalados em automóveis no Brasil, que pode servir como uma proxy da frota de veículos movidos a gás no país. Verifica-se um crescimento bastante acelerado do uso de automóveis com GNV, alcançando uma frota estimada de 1,03 milhões de automóveis. Com o alcance de tal patamar, reforça-se a suspeita de que a demanda por gasolina tenha sido afetada, sobretudo no mercado de veículos leves. A este respeito, devem-se destacar dois fatores que explicam o aumento do uso do GNV entre os veículos leves: a) medidas de liberação do uso do combustível para taxistas, e veículos particulares; em ambos os casos com descontos na cobrança do IPVA (atualmente, de 75% no Rio de Janeiro, e de 25% em São Paulo, por exemplo); e b) política executada pela Petrobras de oferecer um preço diferenciado para o mercado de GNV, fornecendo a este combustível uma expressiva competitividade preço.

Tabela 4.3 – Total de cilindros de GNV no Brasil

Ano	Número de veículos convertidos	Acumulado
1996	4,800	-
1997	4,458	9,258
1998	9,400	18,658
1999	39,035	57,693
2000	87,224	144,917
2001	147,954	292,871
2002	156,564	449,435
2003	194,072	643,507
2004	183,891	827,398
2005	206,139	1,033,537

Fonte: elaboração própria a partir da Folha do GNV e Gasnet

A produção de automóveis flex-fuel tem início em 2003. Dados da Anfavea indicam que neste ano automóveis deste tipo eram somente 49,26 mil, respondendo por apenas 2,7% da produção total de autoveículos (i.e, incluindo autoveículos leves, caminhões e ônibus); em 2005, este número já era de 878,14 mil, correspondendo a 34,73%. Em termos de vendas, os automóveis flex eram apenas 48,18 mil em 2003, respondendo por apenas 3,5% do total de autoveículos, tendo aumentado para 812,10 mil em 2005, quando então atinge 47,4% do total de vendas de autoveículos. Atualmente, dados da Anfavea indicam que os automóveis flex respondem por 76% das vendas.

De modo a testar se a introdução do GNV e da tecnologia flex fuel alteraram o comportamento da série de dados de consumo de gasolina, é desenvolvido um teste estatístico denominado Teste de Chow²⁸. Especificamente, são utilizados dados, mensais de julho de 2001 a agosto de 2006, sobre consumo de gasolina, preço de GNV, preço de gasolina e preço de álcool hidratado, no sentido de retratar o consumo de gasolina explicada pelas demais variáveis.

Foi aplicado o Teste de Chow na versão bootstrap - desenvolvido por Candelon e Lutkepohl (2001) – de modo a examinar a possibilidade de quebras estruturais no comportamento da demanda de gasolina em datas desconhecidas; sem a necessidade de identificar a priori a data suspeita de quebra. O resultado obtido – apresentado no Anexo 4 - sugere a presença de instabilidade na estimação do consumo de gasolina; especificamente há uma nítida alteração na estabilidade deste consumo entre 2002 e 2004, período que coincide com a introdução efetiva do flex-fuel no mercado.

No que concerne ao exame microeconômico da demanda de gasolina e de suas elasticidades, vale ressaltar que o correto seria aqui utilizar um modelo aos moldes do proposto em Hausman et al (1994) que prevê estágios múltiplos de escolha: escolha do tipo de carro, e escolha de tipo de combustível para o tipo de carro previamente definido. A aplicação deste método requereria o uso de microdados (i.e, dados ao nível de consumidor, relatando o tipo de carro e o percentual de combustível escolhido). A ausência deste tipo de informação no Brasil levou ao uso de um modelo agregado que prevê a possibilidade de escolhas múltiplas entre combustíveis, independente do tipo de carro previamente escolhido. Acredita-se que este modelo não ocasione perda de generalidade posto que ele considera tanto a possibilidade de escolha de gasolina e álcool num carro flex, quanto à escolha de gasolina e GNV, num carro a gasolina com conversão para GNV, ou ainda a escolha de gasolina, GNV e álcool num carro tri-flex.

Assim, para efeito de estimação, assume-se, como feito no caso do diesel, que a demanda por gasolina poderia ser descrita como um problema de minimização de custo condicionada. No caso da gasolina, em particular, a resolução deste problema de minimização ocorreria em dois estágios. Uma vez adquirido o carro com motor a gasolina (seja este com conversão para GNV ou com tecnologia flex, bi ou tri), haveria mais de uma opção disponível de combustível a ser escolhida. Assim, o consumidor

²⁸ O Teste de Chow é utilizado para determinar se uma função de regressão linear múltipla difere entre períodos distintos; no presente caso, o teste mede a mudança estrutural ao longo tempo.

teria de decidir o tipo e quantidade de combustível. Neste sentido, os fatores relevantes que influenciam a escolha do consumidor seriam, a princípio, os preços dos combustíveis alternativos – gasolina, GNV e álcool hidratado – e a renda real.

Sendo assim, é possível definir a “função de demanda condicionada” de gasolina como sendo: $Cg_t = k(Pg_t)^\alpha (Pa_t)^\lambda (Pgnv_t)^\varpi R_t^\delta$, onde $k > 0, \alpha < 0, \lambda > 0, \varpi > 0$, e $\delta > 0$. Tirando o logaritmo desta função, obtém-se a seguinte equação linear de demanda por diesel automotivo:

$$\text{Log}(Cg_t) = \text{Log}k + \alpha \text{Log}(Pg_t) + \lambda \text{Log}(Pa_t) + \varpi \text{Log}(Pgnv_t) + \delta \text{Log}(R_t) \quad (\text{Eq.3})$$

onde

- ✓ Cg_t é o consumo de gasolina automotiva no período t, em litros
- ✓ Pg_t é o preço da gasolina no período t, em R\$/litro
- ✓ Pa_t é o preço do álcool hidratado no período t, em R\$/litro
- ✓ $Pgnv_t$ é o preço do gnv no período t, em R\$/litro
- ✓ R_t é a renda real no período t, em R\$
- ✓ K é uma constante

No presente estudo, será utilizada a unidade de tempo mensal, cobrindo o período de julho de 2001 a agosto de 2006. Novamente, a exemplo do que foi feito com a demanda de diesel, foi utilizado o método de painel dinâmico, para o qual os dados estaduais foram agrupados sob a forma de um painel nacional e sob a forma de painéis regionais. Para o caso do painel nacional, define-se a seguinte especificação para a estimação de demanda de gasolina no país²⁹:

$$\begin{aligned} \text{Log}(Cg_{it}) = & \text{Log}k + \varphi \text{Log}(Cg_{it-1}) + \alpha \text{Log}(Pg_{it}) + \lambda \text{Log}(Pa_{it}) + \\ & + \varpi \text{Log}(Pgnv_{it}) + \delta \text{Log}(R_{it}) + \varepsilon_{it} \end{aligned} \quad (\text{Eq.4})$$

²⁹ Antes da apresentação dos resultados da estimação, vale ressaltar que o Teste de Chow, comentado anteriormente, e apresentado no Anexo 44, indicou a existência de instabilidade na série de consumo de gasolina a partir de 2004, o que indicaria a necessidade de efetuar estimações de elasticidade separadamente para os dois períodos (jul/01 dez/03) e (jan/04-ago/06). Todavia, optou-se por rodar apenas uma estimação, incluindo uma dummy temporal, posto que a realização de estimações separadas se basearia em amostras pequenas, comprometendo a confiabilidade dos resultados.

sendo o subscrito i , $i=1,2,\dots,27$ referente ao estado e o índice t – definido como $t=1,2,\dots,68$ se refere ao mês. Especificamente, Cg_{it} se refere ao consumo de gasolina automotiva no estado i no mês t ; Cg_{it-1} se refere ao consumo em $t-1$; Pg_{it} relaciona o preço da gasolina no estado i no mês t ; Pa_{it} se refere ao preço do álcool hidratado no estado i no mês t ; $Pgnv_{it}$ se refere ao preço do GNV no estado i no mês t ; R_t se refere à renda (da região)³⁰ em t ; e ε_{it} é o erro econométrico. A partir desta especificação expressa em Eq.3, as elasticidades – de curto e longo prazos - podem ser obtidas como:

- ✓ elasticidade-preço da demanda de curto prazo = α
- ✓ elasticidade-preço cruzada em relação ao álcool de curto prazo = λ
- ✓ elasticidade-preço cruzada em relação ao GNV de curto prazo = ϖ
- ✓ elasticidade-renda da demanda de curto prazo = δ
- ✓ elasticidade-preço da demanda de longo prazo = $\alpha/(1-\varphi)$
- ✓ elasticidade-preço cruzada em relação ao álcool de longo prazo = $\lambda/(1-\varphi)$
- ✓ elasticidade-preço cruzada em relação ao GNV de longo prazo = $\varpi/(1-\varphi)$
- ✓ elasticidade-renda da demanda de longo prazo = $\delta/(1-\varphi)$

Para o caso de cada um dos painéis regionais, a especificação a ser estimada é semelhante a definida em Eq.4, exceto pelo fato de que o subscrito i , referente ao estado, é definido como $i=1,2,\dots,n$, sendo n o número de estados no painel regional analisado.

Para a estimação dos painéis, as mesmas quatro fontes de informações foram utilizadas: ANP para os preços médios mensais de gasolina automotiva nos estados e consumo de gasolina automotiva nos estados; EPE para os dados de consumo de energia elétrica por região, que servem como proxy da renda da região; FGV, e IPEA para o deflator IGP-M utilizado para corrigir todos os preços reais e a renda real para agosto de 2006.

³⁰ Novamente, destaca-se que na estimação do painel nacional, em virtude da ausência de dados representativos para renda estadual, foi utilizada a renda regional, o que implica a imposição de um efeito fixo por região na estimação do painel nacional.

Abaixo são apresentadas as elasticidades estimadas³¹ para o curto e longo prazos da demanda de gasolina automotiva no país. No Anexo 4 encontram-se os resultados destas estimações. Quanto à qualidade das estimativas, destaca-se que os resíduos do modelo não apresentaram autocorrelação de 2.a ordem; além disso, dos 8 resultados obtidos, 6 apresentaram significância estatística.

Tabela 4.6 – Elasticidade preço, elasticidade renda e elasticidade preço cruzada da demanda por gasolina: resultados da estimação entre jul/01 e ago/06

	Longo Prazo	Curto Prazo
Elasticidade preço da demanda	-0,14*	-0,12*
Elasticidade renda da demanda	0,30*	0,26*
Elasticidade preço cruzada em relação ao GNV	-0,12	-0,10
Elasticidade preço cruzada em relação ao álcool hidratado	0,18**	0,16**

(***) Denota significância estatística a 99%; (**) denota significância estatística a 95%; e (*)denota significância estatística a 90%

À exemplo do observado na demanda de diesel, a magnitude da elasticidade de longo prazo, como esperado pela teoria, se demonstrou maior do que a de curto prazo, indicando a existência de um lag temporal para que os padrões de consumo se ajustem à mudanças no tempo. Somente as estimativas referentes à elasticidade preço cruzada com o GNV apresentaram sinais contrários aos esperados teoricamente. Com sinal negativo, o que poderia, a princípio, indicar surpreendente complementaridade do combustível com a gasolina; todavia, este resultado não apresentou, todavia, significância estatística.

Com relação aos resultados significativos, foram encontradas magnitudes muito reduzidas, indicando um comportamento inelástico da demanda à variações do preço e da renda. Ainda assim, foi possível constatar que a demanda por gasolina apresentou-se mais sensível à renda do que aos preços, sejam estes da própria gasolina quanto do álcool. No longo prazo, os resultados indicam que: cada 1% de aumento da renda ocasiona aumento de 0,30% na demanda; aumentos de 1% do preço da gasolina levam a

³¹ Para a estimação, utilizou-se o estimador de método de momentos generalizados (GMM) definido em Arellano e Bond (1991)

reduções de 0,14% no consumo; e, elevações do preço do álcool hidratado ocasionam aumento de 0,18% da demanda por gasolina.

No tocante ao resultado da baixa sensibilidade da demanda de gasolina à variações do preço do álcool, dois comentários devem ser ressaltados.

Primeiramente, vale ressaltar a esta altura que a evidência de que álcool hidratado e gasolina sejam substitutos imperfeitos – da elasticidade-preço cruzada ser inferior à unidade - pode estar, provavelmente, refletindo a existência de diferenças não pecuniárias entre os referidos combustíveis - i.e, diferenças não traduzidas meramente em termos de preços relativos. Neste sentido, o exercício da substituição perfeita entre álcool e gasolina poder ser dificultado pela questão estrutural da diferença de rendimento energético entre eles, e pela questão da impossibilidade de substituição direta entre os combustíveis para alguma parcela dos consumidores, posto que a frota existente de automóveis movidos somente a gasolina ainda é relevante. Neste sentido, à medida que a frota seja substituída por automóveis flex – a previsão da Anfavea é de 60% para 2015- a questão de substitubilidade definida por sinais de preços tenderia a aumentar.

Além disso, cabe destacar que a reduzida elasticidade encontrada pode estar subestimada em função da qualidade dos dados utilizados, tendo em vista os aspectos relacionados à sonegação no mercado de álcool. A declaração de valores inferiores aos efetivamente comercializados por parte das distribuidoras abarcaria não somente o mercado de álcool hidratado, mas também o de álcool anidro, componente da gasolina automotiva; tal aspecto influenciaria a dinâmica de consumo de gasolina, subestimando, assim, a sensibilidade do consumo de gasolina ao preço do álcool hidratado.

No tocante às estimações dos painéis regionais, apresentadas no Anexo 4, é possível identificar, novamente, distintos comportamentos entre as demanda de gasolina nas diferentes regiões³². O quadro seguinte apresenta uma ordenação entre as regiões sobre a sensibilidade da demanda em relação à variações no preço e na renda.

Quadro 4.2 – Sensibilidade de curto prazo da demanda regional de gasolina em relação à renda e ao preço

³² Destaca-se, novamente, a qualidade dos resultados. Das 20 estimativas obtidas (4 para cada um dos 5 painéis), todas apresentaram significância estatística de no mínimo 90%; além disso, os resíduos dos 5 painéis não apresentaram evidência de autocorrelação de 2.a ordem.

Ordenação		Varição percentual da demanda em resposta a variação de 1% na RENDA		Varição percentual da demanda em resposta a variação de 1% no PREÇO DA GASOLINA		Varição percentual da demanda em resposta a variação de 1% no PREÇO DO GNV[¥]		Varição percentual da demanda em resposta a variação de 1% no PREÇO DO ÁLCOOL HIDRATADO[‡]
1	Nordeste	1,05***	Nordeste	-0,24***	Sudeste	0,18*	Sudeste	0,30
2	Sul	0,44*	Sudeste	-0,17*			Centro Oeste	0,22***
3	Centro Oeste	0,42***	Centro Oeste	-0,11*			Nordeste	0,16***
4	Norte	0,40**	Sul	-0,01*				
5	Sudeste	0,10*	Norte	-0,01*				

Nota: * denota significância estatística de 90%, (**) significância de 95% e (***) significância de 99%.

¥ Na estimação da elasticidade preço cruzada entre gasolina e GNV, não houve resultado para as regiões Norte e Centro Oeste, tendo em vista a disponibilidade de poucas informações. As estimativas para as regiões Nordeste e Sul apresentaram sinais contrários a teoria, porém sem significância estatística.

‡ Na estimação da elasticidade preço cruzada entre gasolina e álcool, os resultados para as regiões Sul e Norte apresentaram sinais contrários a teoria, porém sem significância estatística

4.5. Conclusão do Capítulo

Este trabalho procurou verificar em que medida as transformações decorrentes da introdução do biodiesel, da tecnologia flex fuel e do GNV vêm alterando a estrutura da demanda pelos combustíveis antes tidos como cativos, notadamente a gasolina e o diesel.

Como forma de analisar o comportamento dos consumidores frente a estas mudanças, e captar as transformações microeconômicas ocorridas na matriz de combustíveis no segmento de transporte rodoviário no Brasil, foi examinada a elasticidade da demanda (i.e, a sensibilidade da demanda a variações de preço, renda e outros fatores).

Da evolução geral da matriz de combustíveis veiculares, destaca-se a quase constante e relevante participação do óleo diesel - com 53,5%. Também importante foi a constatação das relações inversas de tendência de crescimento entre a demanda de álcool hidratado e gasolina; no período 1979-1990, enquanto a demanda por gasolina automotiva caía a 3% a.a, a demanda de álcool aumentava a impressionantes 71,3% anuais; no período 1991-2005, a tendência se inverte com 3,5% de crescimento anual médio da gasolina e queda anual média de 3,9% do álcool.

De modo a verificar a sensibilidade da demanda por diesel aos fatores preço e renda, foi utilizado o modelo de painel dinâmico para estimação das elasticidades de curto e

longo prazo para o período de julho de 2001 a agosto de 2006. Dos resultados obtidos, destaca-se que a demanda por diesel é ligeiramente mais sensível à renda do que ao preço do combustível, tanto no longo quanto no curto prazo. No longo prazo, os resultados indicam que cada 1% de aumento da renda ocasiona aumento de 0,69% na demanda, e que um aumento do preço do diesel de 1% ocasiona redução de 0,65% na demanda. No curto prazo, verifica-se novamente um comportamento inelástico da demanda às variações do preço e da renda, dado que aumentos na renda e no preço do diesel ocasionam alterações menos do que proporcionais na demanda.

Com relação às estimativas referente ao consumo de gasolina, algumas comparações podem ser feitas em relação aos resultados encontrados para o diesel. Há semelhanças no tocante à maior sensibilidade do consumo em relação à renda do que aos preços, ainda que, também a exemplo da demanda de diesel, haja indícios de um comportamento inelástico do consumo em relação a estes fatores. No longo prazo, os resultados indicam que: cada 1% de aumento da renda ocasiona aumento de 0,30% na demanda de gasolina; elevação de 1% do preço da gasolina leva a redução de 0,14% no consumo; e, aumento do preço do álcool hidratado ocasiona aumento de 0,18% da demanda por gasolina. A sensibilidade da demanda de gasolina ao preço do GNV não apresentou significância estatística.

Analisando em particular o comportamento da demanda de gasolina em relação ao álcool hidratado, destaca-se a relação de substituição imperfeita entre os combustíveis (tendo em vista o fato da elasticidade preço cruzada entre gasolina e álcool ser inferior à unidade).

A constatação desta imperfeita relação de substitubilidade pode ser reflexo da qualidade dos dados utilizados, os quais estariam, provavelmente, subestimados em função de práticas de sonegação tributária, influenciando assim a dinâmica da demanda de gasolina em relação ao preço do álcool. Da mesma forma, tal imperfeição da relação de substituição pode estar refletindo a existência de diferenças não pecuniárias entre os referidos combustíveis - i.e, diferenças não traduzidas meramente em termos de preços relativos, como a questão estrutural da diferença de rendimento energético entre eles, e, sobretudo, a questão da impossibilidade de substituição direta entre os combustíveis para alguma parcela dos consumidores, posto que a frota existente de automóveis movidos somente à gasolina ainda é relevante. Neste sentido, seria razoável esperar que à medida que a frota seja substituída por automóveis flex, a questão de substitubilidade,

definida por sinais de preços, entre álcool hidratado e gasolina tenderia a aumentar. Assim, é indispensável incorporar estes aspectos para o progresso, do ponto de vista metodológico, das técnicas de estimação e dos modelos de previsão da demanda de combustíveis no Brasil.

5. POLÍTICAS ENERGÉTICAS DE LONGO PRAZO: RESPOSTAS AOS DESAFIOS DO FUTURO³³

A análise apresentada neste capítulo visa identificar objetivos de políticas energéticas e os instrumentos utilizados para atender a esses objetivos em países selecionados. Os países escolhidos são os seguintes: EUA, China, Alemanha, França, Inglaterra, Índia, Japão e Suécia. Além de importantes *players* internacionais, as políticas escolhidas por esses países tendem a influenciar, de alguma forma, o rumo das políticas de energia em todo o mundo.

Antes de realizar propriamente a análise caso a caso dos países selecionados, algumas considerações devem ser feitas. É interessante perceber que, diante das diferentes modificações nos mercados de energia e das recentes crises de oferta, vem ocorrendo um movimento de reconstrução das estratégias nacionais para a elaboração de políticas energéticas sólidas e explícitas. Essas políticas, especificamente estipuladas e regulamentadas, focam principalmente em temas relacionados à segurança no abastecimento da energia. Em termos gerais, os instrumentos utilizados nessas políticas energéticas incluem leis e normas, tratados regionais e internacionais e diretivas específicas para as políticas internas de energia.

A política energética tem como objetivo fundamental garantir o suprimento de energia necessário ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar de uma sociedade. As políticas energéticas implicam decisões e ações e têm a função não só de responder a questões conjunturais, mas também a de estruturar o futuro de um país ou uma região (Bicalho, 2005).

Desse modo, pode-se afirmar que a política energética é uma política pública de Estado, e seu objetivo é a garantia do suprimento de energia necessário ao desenvolvimento e ao bem-estar de uma sociedade. Nesse sentido, a política energética pode ser definida como uma intervenção estratégica do Estado, que envolve um conjunto de instrumentos e instituições.

³³ Este capítulo foi elaborado por Helder Queiroz Pinto Jr (Doutor em Economia Aplicada pelo Institut d'Économie et Politique de l'Énergie, Université de Grenoble, França, Professor e Pesquisador do GEE/Instituto de Economia/UFRJ) e Maria Carolina Carneiro (Assistente de Pesquisa do GEE/Instituto de Economia-UFRJ, Mestre em Economia pelo Instituto de Economia-UFRJ).

As políticas energéticas utilizadas pelos diversos países podem ser divididas em políticas de oferta e políticas de demanda. Cabe ressaltar, no entanto, que não há contradição entre as políticas voltadas para a demanda e as políticas destinadas para a oferta. Ao contrário, elas se complementam e se estruturam em torno do objetivo central que é a garantia do abastecimento.

As políticas de demanda são aquelas que procuram utilizar instrumentos que afetam diretamente a demanda de energia, reduzindo as necessidades energéticas do país através, principalmente, do aumento da eficiência da utilização da energia. Por exemplo, os regimes tarifários, que penalizam grandes quantidades de consumo de energia. Por outro lado, as políticas de oferta são aquelas que visam ampliar a oferta de energia, seja através do aumento da produção ou através da introdução de novas fontes de energia em um país. Um exemplo desse tipo de política são os incentivos dados por programas que garantem preço mínimo para fontes alternativas de energia.

Além disso, as decisões de política energética obedecem a diferentes condicionantes que, não obstante as especificidades nacionais, culminam por delinear os objetivos no processo de tomada de decisões e das escolhas de políticas energéticas. Dessa forma, os principais objetivos estabelecidos se concentram nos seguintes aspectos fortemente interdependentes: i) por um lado, a preocupação com a segurança de abastecimento, envolvendo a valorização de recursos energéticos nacionais (quando existe evidentemente uma dotação natural de recursos) e a universalização do acesso a energia ; ii) por outro lado, observa-se uma preocupação crescente com as questões inerentes à sustentabilidade ambiental, eficiência energética e novas tecnologias de produção e uso de energia.

No que tange à segurança de abastecimento, atualmente esse é um dos fatores mais críticos, devido, a pelo menos a três razões. Em primeiro lugar, os elevados preços do petróleo e a persistência da instabilidade geopolítica nas regiões produtoras têm suscitado a orientação de políticas visando a diversificação da matriz energética no longo prazo. Esse fator envolve escolhas políticas que definem os tipos de fontes utilizadas e as maneiras de obter essas fontes diante da crescente instabilidade nos mercados de petróleo, da volatilidade de preços dos mercados spot e da concentração de reservas internacionais dentro dos países da OPEP.

Em segundo lugar, dada a proximidade do fim da vida útil de uma parcela considerável da capacidade instalada de energia, em particular, das centrais elétricas,

desenvolvidas nas décadas de 60 e 70, e a ocorrência de *black-outs* localizados, em países desenvolvidos (EUA, Reino Unido, entre outros), uma onda legítima de preocupação com a confiabilidade do sistema elétrico tem levado à revisão dos processos de reforma que caracterizaram esta indústria nos anos 90, com especial ênfase nos regimes de incentivo dos investimentos em expansão da geração e da transmissão de eletricidade.

Terceiro, com relação à indústria do gás natural, a questão da segurança de abastecimento voltou a ser considerada como ponto prioritário, especialmente na União Européia. Isto decorre do aumento da dependência energética dos países europeus vis-à-vis o suprimento de gás da Rússia e da Argélia.

A universalização do acesso a recursos energéticos é uma preocupação mais direcionada a políticas sociais e econômicas que vêm acompanhando o barateamento de antigas e novas técnicas de produção com tarifas subsidiadas para atender aos objetivos de inclusão social de classes menos favorecidas. Como se sabe, cerca de 2 bilhões de pessoas no planeta não têm acesso à energia, em particular nos países em desenvolvimento. Desse modo, tem se tornado premente a fixação e, sobretudo o cumprimento de metas de universalização da energia.

Também como importante condicionante das políticas atuais destaca-se a crescente percepção das questões ambientais como importantes para o bem-estar da sociedade. De fato, as mudanças climáticas têm sido percebidas no mundo todo e pressionado os governos para a busca da melhor utilização de recursos e da maior preservação ambiental. Como guia das novas políticas ambientais, o Protocolo de Kioto, assinado por diversos países, estabelece como principal meta a redução de emissões de carbono. Essa meta acaba implicando políticas que visem menor utilização de combustíveis fósseis e/ou maior eficiência na utilização desses recursos. Por esta razão, este aspecto não pode ser dissociado dos programas de conservação e de eficiência energética. Em inúmeros países, políticas de incentivo à economia de energia, por meio de tarifas subsidiadas, que auxiliam no alcance de maior eficiência energética, conjugadas com tecnologias prioritárias de usos de fontes alternativas, como programas de uso de energia solar e técnicas de co-geração. Ao mesmo tempo, o desenvolvimento de fontes alternativas e renováveis e sustentáveis pode contribuir para reduzir a dependência externa, em particular através da produção descentralizada de energia.

Isto posto, é interessante contrastar as ações de política energética preconizadas por diferentes países. Estas experiências constituem um importante ponto de apoio à decisão do processo de elaboração de uma política energética brasileira no longo prazo. Neste capítulo serão examinados sequencialmente oito países: EUA, França, Alemanha, Reino Unido, Suécia, China, Índia e Japão. Em cada um deles, buscou-se identificar os principais objetivos e instrumentos de política energética, com ênfase para aqueles que têm sido orientados para a redução da dependência energética, para o aumento da segurança do abastecimento, para a diversificação da matriz energética e para a produção e uso de energia com maior eficiência e sustentabilidade ambiental.

5.1. EUA

Os Estados Unidos possuem inúmeras empresas privadas que atuam nacional e internacionalmente no setor de energia. Em relação à elaboração e à implementação das políticas energéticas, as principais decisões são tomadas pelo Departamento de Energia (DOE) americano, mas as decisões são coordenadas com as outras políticas do governo. Atualmente, o principal documento que determina as tendências e metas da política energética do país é o Energy Policy Act de 2005. Como o maior consumidor de energia do mundo, as políticas energéticas dos EUA levam em grande consideração as escolhas energéticas dos outros países. Dessa maneira, as políticas governamentais enfatizam questões geopolíticas, para garantir o comércio de petróleo no mundo, dando incentivos e sanções comerciais, realizando acordos e dando apoio político para a entrada de capitais americanos em outros países.

O papel do governo americano no setor de energia é, portanto, ativo e pautado na estruturação e concessão de incentivos para as firmas realizarem os investimentos necessários e garantir que sua demanda interna seja satisfeita. Como se sabe a dimensão estratégica é considerada como sendo essencial para a política energética americana e esta importância condiciona, inclusive, as ações de política externa. Dessa forma, cabe destacar a clara opção por políticas de oferta em detrimento de políticas mais fortes pelo lado da demanda que por ventura pudessem reduzir com mais vigor o consumo de energia³⁴.

³⁴ Podemos entender essa perspectiva através da seguinte declaração do presidente George W. Bush: *“So what I believe the American people should understand is that we can put policies in place that encourage economic growth, so you’ve got a better standard of living, and at the same time, become less dependent on energy*

Basicamente, os EUA são prioritariamente consumidores de petróleo e derivados. Entre todas as metas traçadas pela nova política energética do país, pode-se destacar a presença de tentativas de promover o crescimento dessas fontes já estabelecidas, mas também com maior introdução de energias renováveis na matriz energética. Recentemente, o governo assumiu a necessidade de avançar na direção da diversificação da matriz energética e da necessidade de modificar o padrão de consumo, altamente concentrado no consumo de derivados de petróleo.

Entre as novas opções de fontes de energia está o incentivo ao uso de tecnologias limpas de carvão, biomassa, energia eólica, solar e hidroeletricidade, através da retomada do Renewable Energy Production Incentive.

Segundo essa iniciativa, o governo federal deverá adquirir 3% de suas necessidades de eletricidade cuja produção venha de fontes renováveis, aumentando esse percentual para 7,5% em 2013.

Em relação à adoção de tecnologias limpas de uso de carvão, deve-se destacar o Clean Coal Power Initiative, que prevê o financiamento de projetos que apresentem capacidade de geração de energia com uso de carvão com poucas emissões. Quando essa iniciativa foi lançada, estimava-se que os recursos destinados ao desenvolvimento destas tecnologias seriam da ordem de \$ 2 bilhões.

Uma das metas traçadas dentro do Energy policy Act é o estabelecimento para o estabelecimento viável no mercado, até 2020, de veículos movidos a hidrogênio (*hydrogen fuel cell cars*). Nesse sentido, está sendo desenvolvida pelo próprio DOE um plano para estabelecer a infra-estrutura necessária para a introdução de veículos com essa tecnologia. Um dos principais programas financiados dentro desse âmbito é o FreedomCAR, que o DOE está conduzindo juntamente com a indústria automobilística. O principal objetivo desse programa é baratear os custos dos componentes de veículos híbridos elétricos, componentes esses que serão também importantes na pesquisa para a tecnologia de utilização de hidrogênio. Além disso, esse programa deverá desenvolver formar de produção e de comercialização seguras do hidrogênio (que possui características já amplamente conhecidas de periculosidade quando armazenado ou

from overseas and protect the environment. ... One of the reasons why your price of gasoline is going up is because demand for oil is increasing in places like India and China, and the supply for oil is not meeting that demand. And the key ingredient for gasoline is crude oil. So when the Chinese economy is growing, or the Indian economy is growing, and that demand is going up, so is your price at the pump." President George W. Bush 24/5/2006.

produzido). A expectativa do DOE é de que esse programa poderá reduzir a demanda de petróleo em 11 milhões de barris em 2040, quando a tecnologia já deverá estar bem estabelecida.

Além disso, o país pretende estabelecer o programa Clean Cities, que irá autorizar recursos para os governos locais e créditos para que os consumidores adquiram veículos movidos a combustíveis alternativos e carros híbridos. De fato, é oferecido um incentivo de US\$ 3400, na forma de redução de impostos, na compra de um veículo desse tipo.

Deve-se ainda dar destaque à meta de eliminação do uso do MTBE como aditivo à gasolina até o ano de 2015. Para tanto, foi estabelecida a meta de aumento no volume de renováveis, principalmente o etanol, adicionados aos combustíveis comuns, como a gasolina e o diesel, que passariam de 4 bilhões de galões em 2006 misturados à gasolina para 7,5 bilhões de galões em 2012. É interessante perceber que esta é uma estratégia que vêm sendo adotada também em outros países, como por exemplo, a Índia. Ainda dentro da iniciativa de promover o uso desse tipo de aditivo com menores efeitos poluentes nos EUA, haverá isenção tarifária (\$0,51 por galão) para estimular a produção de etanol a partir de fontes não tradicionais, como, por exemplo, de palha de trigo e de milho.

Mesmo com essas políticas que parecem garantir alguma atenção às questões ambientais, não existe ainda nenhuma restrição legalmente colocada à emissão de gases do efeito estufa ou mesmo ao uso de combustíveis considerados mais poluentes. De fato, pretende-se ampliar o acesso e a oferta a esses combustíveis, o que explica a não adesão dos EUA ao Protocolo de Kioto.

Em relação à valorização dos recursos energéticos nacionais de petróleo e gás, será melhorado o acesso para exploração em terras federais, visando a diminuição da dependência externa de petróleo. Como primeira medida prioritária, encontra-se a tentativa de aumentar a produção interna, tanto de petróleo como de gás natural. O governo pretende aumentar a autorização de exploração em terras federais que estejam fora de áreas de preservação. Serão também iniciados programas para extração de petróleo e gás de fontes não convencionais e águas profundas.

Outra medida a ser adotada é a revitalização das refinarias americanas. Além disso, pretende-se promover o melhor acesso ao GN e definir a participação exata do governo dentro da construção de *facilities* de GNL.

Associada a esse esperado aumento de produção de petróleo e gás está a autorização para o aumento das reservas estratégicas de petróleo, aumentando a capacidade que hoje é de 700 milhões de barris para 1 bilhão de barris por dia.

Ademais, o DOE está autorizado a desenvolver, por um lado, programas acelerados para a produção e fornecimento de eletricidade através das fontes hídricas, melhorando os processos de licenciamento para a hidroeletricidade; e, por outro, retomando a política de incentivo de energia nuclear chamada de “Price Anderson Act”. O “Price Anderson Act” é uma lei de 1957, que serviu de emenda à Lei Atômica de 1955, e que compõe incentivos aos investimentos em energia nuclear a partir da redução de gastos com indenizações devido a acidentes nucleares e à cobertura dos seguros exigidos para a construção das usinas. Essa legislação expirou em 2003, e a partir do Energy Policy Act de 2005, foi renovada por mais 20 anos, ou seja, estará válido até 2025.

Deve-se destacar ainda a promoção de investimentos na capacidade de transmissão através de tarifas reguladas pela taxa de retorno garantida, o que constitui um incentivo à expansão das linhas de transmissão. Além disso, foi transferida a autoridade das PUCs para a tomada de iniciativas de promoção de investimento para o FERC, inclusive na tomada de decisão em relação á questões de fusão e aquisição de empresas.

Cabe destacar igualmente as ações empreendidas para melhorar a eficiência energética. Segundo a nova política divulgada pelo Energy Policy Act de 2005, até 2015 é esperada uma redução de 20% de uso de energia nos prédios federais em relação aos níveis de consumo de 2003. Além dessa medida, haverá recursos para financiar programas de redução de consumo em outros prédios públicos, incluindo escolas e hospitais, e para o aumento dos padrões de eficiência dos veículos federais.

Também serão providenciados recursos dos anos fiscais de 2005 até 2007 para implementar um programa assistencial de aquecimento das residências, com padrões de eficiência energética altos, para as famílias com renda baixa, uma política clara de universalização do acesso à energia.

Dentro do conjunto de instrumentos de política energética, encontra-se a expansão do programa *Energy Star*, que dá certificados e incentivos financeiros para produtos que atendem requisitos rígidos de eficiência. O programa estabelece padrões de eficiência para uma gama de produtos energo-eficientes. Ainda dentro desse leque de incentivos diretos, também existe um programa que dá descontos para a economia no uso de energia nas residências.

Uma outra política de promoção de eficiência é a continuação do programa *Corporate Average Fuel Economy* (CAFE). Esse programa estabelece padrões para considerar o impacto e a eficiência do uso de combustíveis pelos veículos automotivos, mais especificamente, carros de passeio e caminhões leves; o programa foi originalmente estabelecido em 1975 por conta da primeira crise do petróleo e determina que tipos de carros e quais as categorias de veículos que são obrigadas a participar. O National Highway Traffic Safety Administration (NHTSA) e a Environmental Protection Agency (EPA) estabelecem padrões de consumo médio de combustível em galões por milhas andadas, de acordo com o ano dos veículos. Se os produtores desses veículos produzirem veículos com níveis de eficiência de consumo por milhagem abaixo do nível padrão, o fabricante paga uma multa proporcional ao *gap* entre o padrão e o efetivo consumo de combustível. No caso de maior eficiência do que a necessária, os fabricantes ficam com um crédito para abater futuras perdas de eficiência, com validade de três anos.

Recentemente, uma emenda estabelecida em março de 2006, estabelecendo nova diferenciação para os tipos de caminhões leves e os padrões que eles devem atender, dando isenções de obrigação para algumas classes de veículos e renovando a validade desse programa para até o ano de 2011. A emenda introduziu a elevação dos padrões de eficiência para os caminhões leves produzidos no período de 2008 a 2011, de forma a produzir uma economia equivalente a 10 bilhões de galões de combustível durante esse período.

Em janeiro de 2006, no tradicional discurso sobre as principais questões estratégicas norte-americanas (State Union Address), o Presidente George W. Bush aprofundou as medidas contidas no Energy Policy Act 2005, a partir da afirmação de que os EUA estão “viciados” e dependentes do petróleo proveniente de regiões politicamente instáveis. Neste sentido, as principais medidas envolvem esforços tecnológicos inovadores para transformar o padrão de consumo de energia norte-

americano. A importância deste discurso reside no fato dele se constituir no primeiro reconhecimento governamental explícito da necessidade de se transformar substancialmente a matriz energética dos EUA:

“Keeping America competitive requires affordable energy. And here we have a serious problem: America is addicted to oil, which is often imported from unstable parts of the world. The best way to break this addiction is through technology...

... We must also change how we power our automobiles. We will increase our research in better batteries for hybrid and electric cars, and in pollution-free cars that run on hydrogen. We'll also fund additional research in cutting-edge methods of producing ethanol, not just from corn, but from wood chips and stalks, or switch grass. Our goal is to make this new kind of ethanol practical and competitive within six years. (Applause.) Breakthroughs on this and other new technologies will help us reach another great goal: to replace more than 75 percent of our oil imports from the Middle East by 2025.” George W. Bush, State of the Union 2006, 31/01/2006³⁵.

A meta nacional estabelecida pelo presidente é de substituição de, no mínimo, 75% das importações de petróleo do Oriente Médio, até 2025. Nesta direção, o governo anunciou o The Advanced Energy Initiative, produzido pelo National Economic Council, em Fevereiro de 2006³⁶. Esse é um programa de financiamento de tecnologias que irá se destinar basicamente a duas áreas: o desenvolvimento de novos combustíveis e melhoria da eficiência para a área de transportes; e a introdução de novas tecnologias e melhoria das técnicas de geração de eletricidade. A iniciativa irá disponibilizar um aumento de 22% nos recursos do orçamento americano de 2007 ³⁷destinados à política de desenvolvimento de tecnologias de energia “limpas”.

Para o setor de transportes, diversas iniciativas serão implementadas, como por exemplo: o desenvolvimento dos motores elétricos utilizados em veículos híbridos; desenvolver as tecnologias para a produção de etanol a partir do milho, a custos competitivos, até o ano de 2012; contribuir para o alcance da meta já estipulada no

³⁵ <http://www.whitehouse.gov/news/releases/2006/01/20060131-6.html>)

³⁶ Fonte: <http://resourcescommittee.house.gov>

³⁷ Os recursos destinados a esse tipo de tecnologia são de US\$ 10 bilhões (orçamento 2006).

Energy Policy Act (2005) de desenvolvimento de veículo movidos à células de hidrogênio até o ano de 2020.

Para estimular o desenvolvimento das baterias utilizadas em motores elétricos, utilizando, por exemplo, adaptações das tecnologias de “lítium-ion” utilizadas em celulares, o orçamento de 2007 destinará 31 milhões para o financiamento das pesquisas.

Um estudo recente conjunto da DOE e da United States Department of Agriculture (USDA) sugere que com investimentos na área de bio-combustíveis, o país teria potencial de ofertar 60 bilhões de galões por ano, valor equivalente à 30% do consumo de gasolina atual dos EUA. Dessa maneira, para estimular a pesquisa e a produção de bio-combustível, o orçamento de 2007 destinará ao DOE recursos de \$150 milhões para a pesquisa, produção e comercialização nessa área.

Em relação ao estímulo à produção de carros com tecnologia de hidrogênio, serão utilizados mais \$ 46 milhões além dos níveis atuais de gastos.

Para a outra área de enfoque da Advanced Initiative, a saber, de melhoria e desenvolvimento da área de geração de eletricidade, devem-se destacar as seguintes medidas: continuação do programa de desenvolvimento de tecnologias limpas de carvão, já determinado pelo Energy Policy de 2005, ajudando também a estabelecer um mercado para essas tecnologias; o desenvolvimento do Global Nuclear Energy Partnership (GNEP), que abordará as questões relacionadas à energia nuclear; a redução dos custos da tecnologia fotovoltaica para utilização de energia solar.

Serão destinados \$281 milhões para a Coal Research Initiative, para completar a meta inicial do programa de \$2 bilhões estipulada no Energy Policy.

Já em relação ao campo da energia nuclear, os recursos serão de \$250 milhões para o GNEP. O GNEP é uma parceria entre EUA, França, Estados Unidos, Japão e Rússia Além do desenvolvimento de novas tecnologias de geração e de novos tipos de reatores, principalmente com escalas pequenas, o grupo deverá abordar questões da disposição do lixo nuclear.

O incentivo à utilização de energias renováveis será dado principalmente para a energia solar e a energia eólica. Em relação à energia solar, \$148 milhões serão destinados a Solar America Initiative, para o desenvolvimento de material PV (photovoltaic) com custo competitivo para a produção de eletricidade até o ano de 2015.

No caso da energia eólica, estima-se que essa energia tem potencial de gerar 20% da oferta de energia do país. Assim, o orçamento destinará \$44 milhões para a pesquisa nessa área.

5.2. França

A França possui empresas Estatais que atuam no setor de energia, como a EDF e a GDF, tendo grande participação no setor energético. O país vem adotando lenta e gradualmente medidas para estabelecer a liberalização e abertura de seu mercado com maior competição. Dessa forma, as Estatais dominam o mercado em que se encontram.

A política energética é implementada através de vários departamentos, associados a temas de economia, indústria e meio ambiente. Pode-se perceber que existe um equilíbrio entre políticas de oferta e demanda no país. O principal documento que determina as diretrizes da política energética atual no país é a Lei 781 de julho de 2005³⁸.

De maneira geral, a política a ser adotada permanece centralizada e nacionalista. O governo pretende expandir a produção interna de energia, em uma estratégia de independência que parece não se coadunar integralmente com a política comum e as diretivas da União Européia. Além disso, o governo francês pretende garantir o papel de exportador de eletricidade que a França já sustenta.

Assim como na maioria dos países europeus, as preocupações ambientais estão presentes no planejamento futuro da matriz energética francesa. Dentre as propostas do governo, destaca-se a meta de diminuição de 3% das emissões de carbono por ano até 2020. De fato, espera-se que ocorra uma redução de emissões de carbono da ordem de 50% em 2050, com relação ao de 2005 (Ministère des Affaires étrangères, 2006).

Para tanto, a lei prevê incentivos fiscais para o aumento da participação do transporte de mercadorias por meio ferroviário e marítimo, diminuindo a participação de transporte rodoviário, que consome derivados de petróleo.

As medidas de energia associadas às metas ambientais incluem o melhoramento do uso de combustíveis no setor de transportes. O governo pretende adquirir veículos oficiais híbridos e alternativos, renovando sua frota, e pretende desenvolver pesquisas

³⁸ Fonte: Loi n. 2005-781 du 13 juillet de 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique

para o uso de hidrogênio como possível combustível no futuro, seguindo, portanto, a tendência mundial de desenvolvimento de pesquisas em relação a essa fonte energética.

Além dessas medidas, o governo objetiva que as fontes renováveis devam representar 10% da matriz energética até 2020. A proposta também inclui o aumento da produção de calor a partir dessas fontes renováveis.

A iniciativa de desenvolvimento de fontes renováveis será liderada pela Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP). Espera-se atingir um aumento de 50% da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis no ano de 2010, e uma participação de 5,75% de biocombustíveis no consumo de combustíveis do país no ano de 2008.

Além dessas iniciativas em prol do aumento da participação da produção de energia renovável no país, o governo adotou também medidas fiscais para viabilizar o alcance de suas metas: o pagamento de metade dos custos dos painéis de energia solar adquiridos nas residências; um aumento de 50% no preço de aquisição do biogás pelo governo; o financiamento facilitado para a aquisição de veículos considerados limpos (elétricos, híbridos e à gás); a classificação obrigatória (label) energética dos carros, a partir de Abril de 2006, que é feita de acordo com as emissões de carbono de cada veículo.

Mesmo que grande parte de sua eletricidade seja atualmente de fonte nuclear, a França pretende aumentar a participação desse tipo de fonte e reforçar a tecnologia nuclear que possui que custos competitivos e pouca emissão de gases poluentes. Nesse sentido, a Electricité de France (EDF) obteve autorização para desenvolver e construir um novo tipo de gerador, o European Pressurised Water Reactor (EPR) no campo de Flamanville, com previsão de estar em operação no ano de 2012.

Haverá também incentivos para investimentos massivos no setor de petróleo. As companhias francesas deverão aumentar a capacidade de refino do país, diminuindo as necessidades de importação de derivados.

Visando garantir maior independência do país, com maior oferta interna de seus insumos energéticos, o governo lançou projeto que objetiva a redução de 2% ao ano em seu coeficiente de intensidade energética até 2015 e, a partir de então, redução de 2,5% ao ano até 2030.

Para alcançar esse objetivo, será realizada uma mudança regulatória em relação à eficiência energética das tecnologias de produção, impondo padrões mais rígidos contra o desperdício de recursos. Nesse sentido, uma política de fiscalização mais ampla dos bens de consumo produzidos deverá ser implementada. A Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) receberá tanto recursos como poderes para intervenção direta estimulando a eficiência energética.

Um programa de certificados de economias de energia será lançado pelo governo, a exemplo dos programas da Inglaterra e da Suécia, obrigando aos vendedores de gás, calor e energia, que excedam determinados limites de venda, a economizarem energia. Os vendedores podem ser liberados de suas obrigações de economia mediante a compra de certificados. Dessa maneira, o programa deve criar um mercado para esses certificados. Os montantes específicos que cada agente deverá economizar serão especificados pelo governo.

5.3. Alemanha

A Alemanha vem modernizando sua estrutura institucional no campo energético para adequar a abertura do mercado de energia em seu país. De maneira geral, a política energética é feita por diversos órgãos, mas está concentrada no ministério da economia e nas ações da recém-criada agência reguladora de energia alemã (DENA).

O Renewables Energy Act, lançado em 2000 para promover o desenvolvimento de fontes energéticas não poluentes, tem se constituído num dos principais instrumentos legais da política energética alemã, condicionada fortemente pelas práticas ambientais rigorosas em ascensão no continente europeu. Essas preocupações ecológicas provocaram até mesmo uma aliança entre os dois partidos políticos do país.

A política ambiental da Alemanha incorpora instrumentos como tarifas, impostos, subsídios, certificados de procedência e desempenho. Muito embora exista o objetivo de modificar a oferta de energia em prol da maior utilização de recursos renováveis, percebe-se que existe predomínio por instrumentos que afetam a demanda de energia. Por exemplo, deve-se destacar a reforma em curso para o estabelecimento da Ecological Tax Reform (ETR). Essa reforma fiscal está estabelecendo taxações sobre as atividades que utilizam petróleo e gás como combustível, emitindo conseqüentemente gases poluentes.

A Alemanha possui um dos preços mais altos de energia da União Europeia e é também um dos maiores dependentes de importações de energia. Essa dependência energética está concentrada principalmente no petróleo e no gás natural. De fato, a dependência cada vez maior dos recursos oriundos da Rússia vem preocupando muito os políticos locais. Essa dependência, juntamente com as preocupações ambientais, tem intensificado o movimento pela diversificação nas fontes energéticas.

O estímulo à energia renovável é também a chave da política de busca de redução da dependência energética. O principal ponto de tensão na discussão da política energética que visa à diminuição da dependência do país é a questão da destituição da energia nuclear como fonte energética. A questão nuclear volta à tona principalmente porque poderia ajudar a diminuir a dependência com custos mais baixos do que a política que foca apenas nos combustíveis renováveis.

Ademais, já entrara em vigor, em 2002, a lei que determina a eliminação gradual do uso de energia nuclear para a produção de eletricidade. Para tanto, não poderiam ser mais construídas plantas de geração nuclear. Segundo essa legislação, o país estaria finalmente desligando sua última planta nuclear ativa em 2023. Essa opção de simplesmente descartar a energia nuclear, energia que deverá ganhar muita importância ao longo dos próximos anos em diversos países, já vem sendo questionada, principalmente por conta da ainda não comprovada eficácia das políticas de incentivo a outros tipos de fonte de energia que não produzam emissões de carbono. Contudo, a lei ainda está em vigor e o plano de destituição da energia nuclear segue em frente.

Outra forma de garantir menor dependência é a importação de gás natural liquefeito de localidades alternativas à Rússia. Contudo essa opção vem sendo contestada por conta do poder de mercado das empresas privadas que possuem contratos de importação direta com a Rússia; essas empresas devem tentar barrar essa importação alternativa de gás.

Para compatibilizar o objetivo de diminuir a dependência ao mesmo tempo em que se sustentem os objetivos ambientais, o governo pretende fazer com que as energias renováveis representem 4,2% do consumo de energia primária em 2010 e, em 2050, espera-se que essa participação atinja à meta de 50% da matriz energética. Com a promoção de energias renováveis, espera-se atingir uma redução de 110 milhões de toneladas de emissões de dióxido de carbono em 2020.

Nesse sentido, a lei de energia renovável (Renewable Energy Law), lançada em 2005, que é o principal instrumento para a implementação das metas de energia renovável no país, garante uma remuneração mínima para a eletricidade gerada a partir de fontes consideradas renováveis.

Além disso, como grande aposta para a mudança tecnológica do futuro, a Alemanha tem investido pesadamente no desenvolvimento da tecnologia de produção de hidrogênio a partir de células combustíveis. De fato, o governo lançou um programa oficial em Julho de 2005 para promover o investimento em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, chamado de Innovation and New Energy Technologies³⁹. De maneira geral, o programa procura desenvolver energias não nucleares e não poluentes, bioenergia, e energia renovável, assim como apoiar financeiramente projetos que colaborem para aumentar a eficiência energética. O financiamento de todos os projetos será feito com orçamento de aproximadamente 400 milhões de euros por ano, até 2008.

O governo alemão espera duplicar a eficiência no uso da energia até 2020, em comparação com os padrões de consumo de 1990. Isso irá significar uma redução de 2,3% a.a. da energia primária consumida no país, o que de fato implica em uma redução total de 50% da energia primária consumida em relação ao ano de 1990. De fato, o governo alemão tem financiado diretamente o desenvolvimento de tecnologias de economia de energia em indústrias e serviços.

De fato, empréstimos oficiais do governo, com taxas de juros subsidiadas, podem ser obtidos para a renovação de construções a fim de adaptar os edifícios a essas novas tecnologias. Mesmo assim, as construções de novos edifícios, entre domicílios familiares e empresas, possuem metas de consumo baixo de energia impostas pela legislação do país desde 2002. Dessa forma, existem muitos incentivos para o melhoramento da eficiência energética.

5.4. Reino Unido

O setor de energia inglês sofreu diversas modificações para privilegiar a entrada de vários agentes e determinar meios de introduzir forças competitivas no setor. Por conta disso, o aparato institucional privilegia mecanismos de mercado para conduzir os

³⁹ O programa está disponível em http://www.bmu.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/energyresearchprogramme.pdf#search=%22Innovation%20and%20New%20Energy%20Technologies%20german%22

investimentos. A política energética do Reino Unido é elaborada e aplicada através de inúmeros órgãos do governo e agências, que atribuem ações coordenadas com órgãos relacionados ao meio ambiente, transporte e indústria.

Em 11 de julho de 2006 foi publicado pelo governo a *Energy Review*. Esse documento lança a continuação e revisão do *Energy White Paper* de 2003, traçando metas e objetivos para a política de longo prazo no setor de energia. Os principais desafios diagnosticados neste documento estão centrados no binômio segurança do abastecimento e mudanças climáticas. O foco da política energética britânica está centrado prioritariamente nas ações de demanda, especialmente por meio de incentivos de mercado, como incentivos tarifários e taxações específicas sobre o consumo.

Além disso, existe grande tendência a adotar uma política comum aos interesses da União Européia, de acordo com as diretivas dos *Green Papers* lançados, privilegiando e incentivando a liberalização dos mercados e dos investimentos. Uma amostra do especial interesse pelas soluções de mercado são as propostas feitas pela Inglaterra para a União Européia implementar a continuação da introdução do mercado de carbono, através do *Emissions Trade Scheme* (ETS)⁴⁰, lançado em 1º de janeiro de 2005. Esse esquema estabelece preços para o carbono, permitindo incentivos para a maior eficiência energética e a substituição de combustíveis poluentes por fontes renováveis e alternativas.

Com o processo de regressão das reservas do Mar do Norte, a Reino Unido retornará à condição, nos próximos anos, de país importador líquido de petróleo e de gás natural. Para lidar com os riscos inerentes ao incremento das importações de gás e petróleo, além da diminuição prevista do uso desses combustíveis, espera-se um aumento na rede de transporte desses combustíveis, principalmente de gás. Mais de 10 bilhões de libras estão sendo investidos, principalmente pelo setor privado, na construção de dutos e de armazenamento para o gás natural. Além dessa iniciativa, o governo pretende garantir seguridade dessas duas fontes de energia a partir da promoção de políticas de liberalização principalmente na União Européia e agindo internacionalmente, promovendo acordos internacionais.

⁴⁰ Uma análise completa do esquema poderá ser obtida em <http://ec.europa.eu/environment/climat/emission.htm>

Como possível solução também está o crescimento da energia nuclear já que, embora não apareça explicitamente em nenhuma proposta do governo, não existem impedimentos para o crescimento dessa fonte na iniciativa privada ao mesmo tempo em que as fontes fósseis tradicionais serão penalizadas por meio de tarifas e políticas de meta de redução de uso. De fato, existe uma falta de definição em relação ao abastecimento de combustíveis fósseis e o crescimento da dependência internacional, principalmente da Rússia, já considerada muito arriscada por inúmeros analistas do próprio governo britânico.

O governo tem objetivo ainda de aumentar a participação e a introdução da energia renovável em sua matriz energética e de tecnologias consideradas limpas para a produção de energia. Como uma das principais medidas para alcançar essa meta, destaca-se o *Renewables Obligation* (RO). O RO estabelece que cada produtor de eletricidade deve comprovar que parte da eletricidade que fornecem é gerada a partir de fontes renováveis, obtendo certificados que comprovem essa procedência. A energia considerada renovável, nesse caso advém de biomassa, biogás (usando lixo), energia eólica e hidráulica. A RO estabelece como metas para a participação de fontes renováveis de eletricidade uma proporção de 3% até 2010, 10% de 2010 até 2015, de 15 % de 2015 até 2020 e superior a 20% a partir de 2020.

As obrigações de cada gerador de energia podem ser alcançadas de três formas: através da utilização direta de fontes renováveis na produção, obtendo diretamente certificados (chamados de ROCs) do órgão regulador; o pagamento de uma multa de £33.24 por MWh necessário para cumprir a meta, para os anos de 2006 e 2007, e a partir de então atualizados pelo índice de preços de varejo (*retail price index*); e por meio da combinação dos dois mecanismo anteriores.

Além da RO, podemos citar o *Renewables Transport Fuel Obligation* é uma lei que está prevista para entrar em vigor brevemente. Essa lei vai exigir que o etanol e o biodiesel sejam adicionados à gasolina, em combinações que variam de 2% a 5,75%. O governo pretende desenvolver, assim, a produção interna de biocombustíveis, principalmente a partir da produção de trigo.

Cabe sublinhar que a energia nuclear é considerada a maior fonte de eletricidade com baixas emissões de carbono (as fontes consideradas “low carbon”). O governo espera que com o desenvolvimento do mercado de carbono, a iniciativa privada irá livremente investir nesse tipo de geração nos próximos anos. Mesmo assim, para ajudar

a atingir seus objetivos, pretende-se diminuir potenciais barreiras aos investimentos nesse tipo de energia. De fato, o Reino Unido pretende reduzir o nível de emissões de 23% a 25% até 2020 em relação ao ano de 2006. Em 2050, espera-se uma redução de 60% da emissão de dióxido de carbono. O governo, representado pelos seus organismos e prédios, pretende ser um agente que não emite dióxido de carbono a partir de 2012.

Uma das ações escolhidas para contribuir com o alcance dessa meta é a *Climate Change Levy*, que irá aumentar as contas de energia do segmento não doméstico entre 8% e 10%, sobre o consumo de fontes de energia tradicionais. Contudo, por enquanto, o efeito fiscal desse aumento de tarifa é contrabalanceado pelo corte de tarifa como prêmio pelo *Employers' National Insurance Contributions* (NICs), entre outros tipos de isenção. A partir de Abril de 2007, essa tarifação sobre o uso de energia deverá aumentar proporcionalmente com a inflação, representando uma penalização efetiva sobre o consumo de energia. Os recursos do *Climate Change Levy* são destinados ao *HM Revenue and Customs*.

Outra proposta para auxiliar a redução de emissões é a criação e atuação do *Carbon Trust*, uma empresa criada pelo governo cujo objetivo é promover iniciativas e tecnologias de redução de emissão de carbono, fornecer apoio técnico e aconselhamento na troca de equipamentos e na construção de edificações, além de fornecer empréstimos para renovação tecnológica que permita obtenção de maior eficiência energética na indústria, a taxas subsidiadas.

Além dessas iniciativas diretas, pode-se também destacar o *Environmental Transformation Fund* (ETF), um fundo que será utilizado para promover o financiamento de tecnologias limpas e que possam aumentar a eficiência energética, que terá detalhamentos de escopo e recursos definidos até 2008.

Em relação aos transportes, o governo deve utilizar medidas fiscais para controlar também a eficiência. Duas modalidades de taxa específica, a *Company Car Tax* e a *Vehicle Excise Duty*, já foram reformuladas para atingir esse objetivo. Também foi feito um acordo voluntário com a indústria automobilística para alcançar maior eficiência no uso de combustíveis. Como política importante, deve-se dar destaque à proposta levada à União Européia para que a política de eficiência no uso de energia no setor de transportes seja definida e aplicada no continente inteiro.

O Reino Unido também possui iniciativa de universalização do acesso à energia. Entre os programas de assistência às residências mais carentes, encontram-se o *Winter Fuel Payment*, o *Child Tax Credit* e o *Pension Credit*. São oferecidos também empréstimos subsidiados e auxílio financeiro direto para instalação de tecnologia que utiliza fontes renováveis para a economia de energia e aquecimento nas residências. Atualmente, o principal programa de assistência nesse sentido é o *Low Carbon Buildings Programme* (LCBP).

5.5. Suécia

A estrutura governamental da Suécia é bastante descentralizada, muito embora o regime seja monárquico, onde um Parlamento se responsabiliza pela formação de estratégias nacionais que guiam as políticas implementadas nas municipalidades. De maneira geral, os instrumentos de política energética utilizados pelo país se constituem principalmente de incentivos de mercado, na forma de taxações e subsídios, entre outras formas de intervenção.

Atualmente o petróleo representa 30% da oferta de energia primária. O país já possui uma estrutura energética que incorpora grande percentual de fontes renováveis, como a biomassa, a energia hidráulica e a eólica. Em relação à eletricidade produzida, cabe destacar que a hidroeletricidade é responsável por 49% da produção, enquanto a energia nuclear representa 45%.

O governo sueco pretende tornar seu sistema energético sustentável com a visão de que poderá obter, no longo prazo, todo o fornecimento de energia a partir de fontes renováveis. A nova política do governo pretende, portanto, estabelecer medidas para o país reduzir ao máximo, a longo prazo, a dependência do petróleo e seus derivados. Para tanto, em dezembro de 2005, uma comissão especial chamada *Commission on Oil Independence*, envolvendo profissionais de várias categorias, representantes do governo, pesquisadores e empresas, produziu um documento intitulado *Making Sweden an OIL-FREE Society*.

Em princípio, esse objetivo será alcançado a partir do uso eficiente de combustíveis e do uso de novos combustíveis, prioritariamente renováveis, de maneira que o setor de transporte consiga reduzir seu consumo em um intervalo de 40% a 50%.

A indústria também deverá reduzir o consumo de derivados de petróleo entre 25% e 40%.

Além disso, prioritariamente, os sistemas de aquecimento residenciais e comerciais, seguindo o exemplo do aquecimento distrital, não deverá utilizar mais derivados como combustível, mesmo que contabilizando a produção indireta derivada da produção de eletricidade que utiliza como combustível o petróleo e seus derivados. A substituição deverá ser feita utilizando os biocombustíveis, assim como energia solar (através da tecnologia de painéis solares nos edifícios), eletricidade e co-geração e a utilização dos próprios resíduos industriais.

Atualmente o aquecimento distrital é feito utilizando eletricidade e biocombustíveis. Os biocombustíveis representam aproximadamente 16% da oferta total de energia no país. Os biocombustíveis da Suécia são: madeira, licor negro, etanol e *tall oil pitches*. É interessante destacar que a utilização de madeira é feita através de tecnologias de gaseificação.

Em relação às metas sugeridas para o setor de transporte (de redução de 40% a 50% do consumo de petróleo), inúmeras medidas serão tomadas. Pretende-se, primeiramente, desenvolver o ITS (*Intelligent Transport System*), que seria a introdução de uma maior interligação entre diversos tipos de transporte, que maximizaria o bem-estar da população, privilegiando, necessariamente, meios de transporte coletivos. Estima-se que o transporte público poderá crescer em torno de 30% entre 2006 e 2020.

Além dessa medida, a renovação da frota de carros, incorporando veículos a diesel, veículos híbridos, e principalmente, veículos mais eficientes, será incentivada, a partir das seguintes medidas: taxaçoão baseada na produção de dióxido de carbono; vantagens em termos de tarifas para a compra de carros com combustíveis alternativos; classificação “ambiental” dos carros, em um sistema similar ao que já é utilizado para eletro-doméstico, indicando também a maior ou menor eficiência em termos de consumo energético; apoio governamental ao desenvolvimento de novas tecnologias, principalmente no que tange à compra de veículos novos com tecnologia que utilize biocombustíveis / renováveis; e financiamento de protótipos que apresentem bom potencial para desenvolvimento no mercado.

A segunda fase de um importante projeto, o “*Green Car*”, também entrará em vigor. Esse projeto prevê a criação para reduzir as emissões produzidas pelos motores.

O projeto incorpora o desenvolvimento de novos motores, de utilização de combustíveis alternativos e de criação de sistemas elétricos e híbridos para carros.

É interessante aqui explicitar que a Comissão propôs também a produção interna de 12 a 14 TWh de biocombustível anualmente a partir da agricultura e do manejo sustentado da floresta do país (de fato, as florestas representam 53% do total do território terrestre). Dessa forma, existe uma ampla plataforma para desenvolver a agricultura e a indústria extrativa no país.

Em relação a essa iniciativa de produção de biocombustível, o governo vai financiar projetos-piloto e plantas demonstrativas de produção de “bio-combustíveis de segunda geração”, a saber DME, FTD, metanol e biogás, produzidos a partir da gaseificação biomassa (madeira, especialmente) e licor negro. Também serão iniciados projetos de desenvolvimento de “bio-refinarias”. Entre os possíveis tipos de combustíveis a serem produzidos, encontra-se o RME, que é um ester produzido a partir de um vegetal denominado de colza. A promoção desses combustíveis a partir da iniciativa privada deverá incluir mecanismo de incentivo como preços favorecidos, certificados de produção bem como isenção de impostos.

Não obstante o incentivo à produção interna, o país considera como deletéria a imposição de tarifas na União Européia que penalizam a importação de etanol e outros combustíveis, citando inclusive as tarifas aduaneiras sobre o combustível brasileiro (etanol de cana-de-açúcar). O país reconhece, inclusive, que as importações de etanol do Brasil seriam economicamente vantajosas, tal como explicita o documento *Making Sweden an OIL-FREE Society*.

Por último, pode-se destacar ainda sobre a questão dos biocombustíveis que uma nova lei, que entrou em vigor em Abril de 2006, determina que todos os grandes postos de combustível (que vendem mais de 3000 metros cúbicos de gasolina ou diesel por ano) estão obrigados a disponibilizar ao menos um tipo de bio-combustível ou combustível renovável para comercialização. Os pequenos postos serão gradualmente obrigados a adotar a mesma política até o ano de 2010.

No que concerne as metas escolhidas para a indústria, a Comissão considerou que ao menos 25% da parcela de consumo de petróleo na indústria poderá ser substituída por biocombustíveis. Para atingir essa meta, foi sugerido que se desenvolvam medidas de controle sobre o consumo de combustível por parte das

indústrias, através de um programa que estabeleça metas de melhora de eficiência energética para os setores industriais. Além disso, espera-se cooperação dos institutos de tecnologia do país para o desenvolvimento conjunto com a iniciativa privada de opções competitivas para a troca de tecnologia dos processos produtivos.

Além disso, recentemente, o governo também apresentou um programa para promover a eficiência energética e a construção de prédios “inteligentes”, assim como no caso da Alemanha. A meta é diminuir o uso de energia em 20% em 2020, o que equivale a uma melhora nos indicadores de eficiência de 1,5 % ao ano. A Comissão propôs especificamente a criação de um conselho ou centro especializado em conservação de energia.

Espera-se que, das construções existentes no país em 2020, 75% sejam novas construções incorporando tecnologias eficientes. Para tanto, pretende-se modificar a legislação que regula a construção de edifícios, incorporando padrões mais rígidos de eficiência energética e também continuar a estratégia de redução de impostos por um período de cinco anos para todas as novas construções. No caso específico dessa política de dedução de impostos, existe nova proposta que pretende vincular a redução ao consumo efetivo de energia.

É importante notar que mesmo antes das medidas anunciadas em 2005, o governo sueco já apostava fortemente nas vantagens oriundas das ações orientadas para o desenvolvimento de novas tecnologias de produção e de uso de energia. Neste sentido, vale destacar que, desde maio de 2003, um novo sistema de suporte para a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis baseado no estabelecimento de um sistema de certificados de eletricidade de fonte renovável. Todos os usuários de eletricidade, com exceção das indústrias intensivas em energia, têm uma quota obrigatória de compra de certificados. Os usuários devem adquirir certificados correspondentes a parte da energia que consumiram durante o ano anterior.

Os produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis recebem certificados para cada MWh produzida. Esses certificados são vendidos então aos consumidores, representando, portanto, uma renda extra à comercialização da energia produzida. Os produtores, contudo, receberão esses certificados por um período máximo de 15 anos, período que o governo considera como suficiente para o estabelecimento dessas tecnologias.

A meta do governo é obter 17 TWh de eletricidade renovável em 2016. Dessa maneira, isso significa um aumento de 12 TWh na produção desse tipo de eletricidade durante o período de 2007-2016. Para a energia eólica, em especial, a meta é criar condições para atingir produção de 10 TWh em 2015.

Deve-se ressaltar também que, assim como a Alemanha, a Suécia havia se comprometido em estabelecer a destituição da energia nuclear do país, de maneira gradual. Existem duas usinas ativas no país; porém, duas usinas foram efetivamente desativadas em 1999 e em 2005. O Parlamento sueco não estabeleceu uma data específica nem um cronograma de fechamento de usinas, de forma que a política não parece crível. De qualquer maneira, é possível que o país reveja a política principalmente em vista do retorno da utilização da energia nuclear em diversos países europeus, devido aos impactos menores dessa tecnologia para emissão de CO₂.

Especialmente em relação ao gás natural, a Comissão não recomenda a utilização em larga escala desse recurso principalmente porque a utilização de gás natural poderia deslocar a demanda por combustíveis renováveis. De fato, o país tem a opção de importar gás, via Alemanha, fornecido pela Rússia. Além disso, a percepção dos planejadores é de que o uso em massa de gás, por deslocar as novas tecnologias, acabaria aumentando as emissões de gases do efeito estufa, ao mesmo tempo em que representaria também dependência de importação de combustível. Nesse quesito, a importação de GNL de diversas fontes é preferível à importação de gás exclusivamente da Rússia. Mesmo assim, a Comissão recomenda maior utilização da rede já existente no país, na costa oeste, principalmente pelas indústrias.

5.6. Japão

O Japão é um dos países com maior grau de dependência de petróleo, ao mesmo tempo em que é o terceiro maior consumidor desse insumo. Quase 80% do petróleo que utilizada é importado do Oriente Médio. O Ministério da Economia, Comércio e Indústria (METI) é o principal formulador das políticas e metas a serem implementadas no país.

Devido à grande dependência e concentração das importações do Oriente Médio, o Japão está procurando fazer acordos para diversificar as importações. No momento, o país está negociando com a Rússia a compra de petróleo através do projeto de

construção do duto Tayesh-Nakhodka. A construção desse duto, entretanto entra em conflito com os desejos da China, que também está em negociação com a Rússia para que o duto passe pela cidade de Daqing.

O país também está negociando com o Irã o desenvolvimento do campo de gás e petróleo de Azadegan, onde o Japão deverá se apropriar de parte da produção desse campo. Esse campo tem produção potencial estimada em 50.000 barris por dia de petróleo em 2007, chegando a 260.000 barris por dia em 2012. O desenvolvimento desse campo se daria através da empresa estatal petroleira, a *Japan National Oil Corporation* (JNOC).

Ainda em relação à segurança do abastecimento, todas as companhias privadas de petróleo e os importadores de produtos de petróleo tem a obrigação de manter estoques equivalentes à 70 dias. Essa requisição também se refere ao LPG. O governo pretende aumentar as reservas obrigatórias do LPG, em 2010, para 80 dias, sendo que a responsabilidade será repartida entre o governo (30 dias de reserva) e as empresas privadas (50 dias de reserva).

A *Basic Energy Policy* (2004) determina a política fundamental de demanda e oferta de energia, as obrigações do governo, e as provisões relacionadas consideradas como princípios básicos para estabelecer medidas de demanda e oferta de energia.

Entre outros objetivos, a ênfase da política estabelecida nesse documento é de estabelecimento do crescimento do uso de gás natural e de combustíveis alternativos aos derivados de petróleo, assim como a persistência da energia nuclear na produção de eletricidade. O METI estabeleceu como meta a diminuição de 50% nas importações de petróleo do ano de 2010, em relação ao nível de 2005. Para tanto, o ministério estabeleceu as seguintes participações em 2010 para as outras fontes de energia: 15% de gás natural (que atualmente se encontra em 13%); 14% para energia nuclear (que hoje representa 13%), 18% para o carvão (mantendo a participação atual) e 3% a partir de fontes renováveis (que hoje representam 2% do total de uso de energia).

Em relação ao uso de gás natural, será estruturada a conversão de plantas térmicas que utilizam carvão e petróleo para o uso de gás natural, a promoção do uso de veículos movidos a gás natural e a substituição de petróleo por gás natural como o combustível para fontes de gás urbanas. Outro plano sob consideração é modificar o gás

e utilizá-lo como combustível líquido (GTL). A realização desses planos irá demandar o estabelecimento de uma rede doméstica de dutos para fornecer o gás.

Apesar da alta participação da energia nuclear na geração de eletricidade, o governo japonês pretende ampliar a utilização dessa fonte, como já destacado. O plano de energia de 10 anos, lançado em março de 2002, visa à expansão da geração nuclear para 30% da eletricidade total gerada em 2011. O país possui 52 reatores nucleares operando, três (3) em construção com início de operação ao longo de 2006, e um quarto que está planejado para entrar em operação a partir de 2010. O METI estima que mais seis reatores devam ser construídos até 2030.

Atualmente, as fontes renováveis de energia provêm apenas uma pequena parcela da energia no Japão. Para alcançar a meta de 3% em 2010, suportes ativos estão sendo oferecidos aos governos locais, aos empresários e a organizações sem fins lucrativos que estão introduzindo fontes renováveis de energia. As seguintes medidas serão realizadas no âmbito da *Basic Energy Policy*: i) encaminhamento do processo de aprovação da lei a respeito das medidas especiais para a promoção da energia via produção de eletricidade, por meio da obrigação por de compra de um mínimo percentual de eletricidade produzida a partir de fonte renovável; ii) desenvolvimento e compra de equipamentos que utilizem nova tecnologia que incorpore essas fontes como combustível, com a liderança do setor público; e iii) avanço do desenvolvimento tecnológico e dos testes para a utilização das células combustíveis.

A partir do Protocolo de Kyoto, o Japão se comprometeu a reduzir as emissões de dióxido de carbono em 6% até o ano de 2012. Uma das principais medidas para reduzir as emissões de CO₂ será a substituição da geração de eletricidade a carvão pela geração a partir de GNL, com ciclo combinado, e a conversão de caldeiras industriais que utilizam o carvão como combustível para a utilização do gás natural.

O Ministério do Meio Ambiente cogita também implementar um sistema de tarifas ambientais, que promovam essa redução da utilização de carvão, assim como de outros combustíveis fósseis de forma a obter uma redução efetiva de 9,5% das emissões de CO₂ em 2012, ou seja, acima da meta estabelecida pelo Protocolo. Segundo esse sistema, os combustíveis fósseis seriam taxados em 2400 yen por tonelada de carbono contida no combustível, sendo as receitas obtidas com essa medida revertidas para a promoção de incentivos para a produção de energia solar e eólica, assim como na

formulação de políticas públicas para a promoção do aumento da eficiência energética⁴¹. Essa proposta, contudo, está sofrendo oposição tanto do METI como do setor industrial.

O uso mais eficiente da energia e menor consumo para reduzir o montante de energia requerida é também uma das metas de política energética no Japão. Uma medida específica que está sendo tomada para promover a conservação de energia é o programa “Alvo para a Ação do Cidadão”, que formula e indica redução nas taxas de consumo e no total consumido de energia nas residências (iluminação/aquecimento).

Esforços para reduzir o consumo nos setores comercial e residencial também estão sendo feitos. Como exemplo, os padrões “Top-runner”⁴² foram adotados para aumentar a eficiência energética dos eletrodomésticos e dos equipamentos de escritório. No setor de transportes, os padrões “Top-runner” também estão sendo usados para aumentar a eficiência do uso de combustíveis automotivos. Além disso, pretende-se expandir a variedade de carros híbridos e a quantidade de equipamentos sujeito ao nível de regulação “Top-runner”.

5.7. China

O setor energético da China é dominado pela presença de três grandes companhias Estatais de petróleo, a China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), a China Petrochemical Corporation (Sinopec) e a China National Petroleum Corporation (CNPC). Atualmente estão em curso importantes mudanças institucionais no setor de energia para a liberalização e abertura do setor para a entrada de firmas estrangeiras. Entre as mudanças implementadas, pode-se citar os incentivos tarifários para importação de capital, a abertura para entrada de capital nas áreas que eram exclusivas das empresas Estatais, como a venda de petróleo bruto, e ofertas públicas de ações das Estatais de petróleo. Como contrapartida, as empresas privadas têm aumentado cada vez a participação nos setores de energia em geral, nas vendas, distribuição, transporte e refino. No entanto, a liberalização é ainda muito limitada.

Além de centralizada, a política energética faz parte importante de diversas outras esferas, sendo integrada às políticas econômicas diretamente. Além disso, deve se

⁴¹ Oil and Gas Journal, Fevereiro de 2005.

⁴² Para aumentar a eficiência dos aparelhos, a Lei de Conservação da Energia requer que fabricantes encontrem padrões de conservação de energia para seus aparelhos. O conceito por trás da formulação desses padrões é o de aumentar a eficiência nos melhores produtos disponíveis.

dar destaque à intervenção do governo e o controle sobre o mercado energético, principalmente no que diz respeito ao petróleo especificamente.

O principal energético utilizado pela China é o carvão, mas o consumo de petróleo vem aumentando bastante. A China espera que a participação do carvão caia na matriz energética, muito embora os volumes de consumo aumentem. De toda forma, o crescimento econômico do país tem causado problemas de gargalos no transporte, principalmente de carvão. Nesse sentido, investimentos na rede de transporte são planejados pelo governo. Além disso, a China tem investido no estudo e implementação de tecnologias de liquefação de carvão para substituir o uso direto de petróleo.

A grande preocupação da China é em estabelecer oferta suficiente para atender a sua demanda por energia, sustentando seu crescimento econômico. Pode-se, dessa maneira, entender que as políticas privilegiam instrumentos de política de oferta, muito embora existam fortes políticas de controle de demanda.

Em relação ao petróleo, as estatais estão, por conta própria e por meio de contratação de firmas privadas especializadas no setor petrolífero, tentando aumentar a produção de seus campos, por meio do aumento das taxas de recuperação na extração. Além disso, estão sendo feitos estudos para a procura de novos campos de exploração, *onshore* e *offshore*.

Em 2005 foi aprovada a Lei de Energia Renovável. Essa lei dá incentivos econômicos e financeiros, em termos de tarifas, subsídios e financiamentos, para promover a construção de plantas produtoras de energia considerada renovável, bem como para a utilização desse tipo de energia, estabelecendo metas de longo prazo para o uso de renováveis na matriz energética. Nesse sentido, a China conseguiu também financiamento internacional, inclusive do Banco Mundial, para a implementação dessas políticas.

Em relação ao gás natural, esse energético tem começado a despertar o interesse dos planejadores do governo. A China possui reservas ainda inexploradas desse combustível. De fato, o governo tem investido na infra-estrutura para o transporte de gás através de dutos ao longo do país. Além disso, o país está construindo também um terminal para receber LNG importado.

A China também se destaca com um plano bem agressivo de geração de energia nuclear. Além do funcionamento de mais 30 reatores nos próximos 15 anos, estão sendo realizadas licitações internacionais para a construção de mais geradores nucleares.

Para sustentar as elevadas taxas de crescimento econômico, além de incrementar a oferta de energia, a China também vem adotando forte controle sobre a demanda. Nesse sentido, o governo estabeleceu que, em 2020, o PIB do país irá quadruplicar em relação ao ano de 2005, enquanto o uso de energia apenas deverá apenas dobrar.

Para atingir a esse objetivo, foi lançado um plano de conservação de energia em janeiro de 2005, estabelecendo esforços de conservação específicos para cada setor industrial, instalações de plantas de co-geração e desenvolvimento de veículos com combustíveis alternativos. Espera-se, dessa forma, uma melhora de 20% na eficiência energética do país no período que vai de 2006 até 2010, segundo o 11º plano quinquenal da China.

Como forma de diminuir a dependência de petróleo importado, a China tem estimulado suas empresas a investir no setor de petróleo em países estrangeiros, de forma a poder deslocar essa produção de petróleo para seu próprio mercado. Tratando especificamente do papel do governo dentro da expansão externa, a China, através de visitas diplomáticas, tem travado acordos que envolvem a troca de assistência financeira chinesa por óleo bruto e abertura para exploração de suas empresas.

O governo vem procurando também formas de diversificar o abastecimento, com a construção de dutos para o transporte de óleo da Rússia e do Kazaquistão. Aqui cabe destacar que a China vem tentando aumentar a participação das importações da Ásia Central e da Rússia, como medida para diminuir a dependência de suas fontes mais tradicionais.

Como medida também para diminuir os riscos de sua dependência energética, a China vem estudando a constituição de reservas estratégicas de petróleo. Esse estoque de petróleo poderá ser financiado em parte por recursos tarifários e por empréstimos.

5.8. Índia

Na Índia observa-se uma estrutura mista de empresas privadas e estatais. Entretanto, a participação privada é ainda pequena. Atualmente os diferentes segmentos energéticos são vistos separadamente e possuem políticas próprias, separadas por

ministérios próprios. O governo pretende, através de um planejamento global, modificar essa realidade, estabelecendo uma política energética única condizente com o crescimento do país nos próximos anos. Para tanto, uma Comissão de Planejamento do governo central indiano realizou diversos estudos para determinar a produção potencial e a demanda potencial de cada energético no país.

A maioria das ações do governo visa o aumento da participação do setor privado nos setores energéticos para possibilitar o crescimento da oferta interna de energia e melhorar a eficiência na produção e utilização de energéticos. Também como proposta para melhorar a oferta de recursos para atender ao forte crescimento da demanda por energéticos, o governo tem adotado uma política de estabelecimento de alianças estratégicas com diversos países, na África, Ásia e Oriente Médio, e de investimentos diretos no exterior.

Em relação ao estabelecimento de segurança do abastecimento, pode-se citar o *Indian Hydrocarbon Vision (IHV)*. Esse documento foi elaborado pelo governo e prevê um planejamento detalhado para a indústria indiana de hidrocarbonetos até o ano de 2025. As principais medidas detalhadas no IHV são a promoção da maior competição e investimento privado no setor através da reformulação do aparato regulatório do país e da modificação da estrutura de formação de preços.

Nesse sentido, a Índia vêm seguindo os passos da China na área de exploração, com a qual já possui aliança estratégica para exploração de recursos no exterior, ao promover investimentos em parceria com a iniciativa privada e fazer lances conjuntos com determinados países para obter blocos de exploração no exterior (em relação a essa estratégia, a Índia encontra, entre seus parceiros, a China e o Japão).

Ainda com o intuito de garantir o abastecimento, deve-se destacar a construção de diversas reservas estratégicas de petróleo em várias localidades e a previsão de construção de um gasoduto através do Paquistão para importação de gás natural do Irã. Outra solução pensada pela Comissão de Planejamento da Índia é o crescimento da exploração do gás natural do próprio país, através do aumento da liberalização do setor, onde hoje já se permite a construção de empresas com 100% de investimento externo estrangeiro, e benefícios fiscais de sete (7) anos, além da construção do aparato regulatório do setor por meio do *Natural Gas Regulatory Board Bill*. Também deve-se destacar uma série de projetos para a construção de terminais de LNG, cujas fontes potenciais são o Qatar, a Austrália e o Irã.

Em relação ao setor de petróleo, os investimentos diretos estrangeiros podem participar de 100% da exploração, da infra-estrutura de dutos, do refino e da comercialização, sendo que para essa última, é exigido um investimento mínimo de 445 milhões de dólares no setor de *midstream* ou de *upstream*. De acordo com o *Petroleum Regulatory Board Bill* todos os dutos que serão construídos deverão ter livre acesso mandatório, incentivando, assim, o investimento no *upstream*.

O governo criou um comitê para estabelecer a questão dos preços e da taxaço dos derivados de petróleo. Atualmente existem grandes subsídios principalmente para o setor residencial. Também foi proposta uma redução nas taxaçoes para a importação sobre o diesel e a gasolina, de 10% para 7,5%.

A Índia possui excedentes na produção de derivados de petróleo e custos bastante competitivos. Devido ao seu grande potencial e a sua localização estratégica entre produtores de petróleo no Oriente Médio e grandes consumidores de derivados na Ásia e até mesmo na Europa. Algumas áreas do país foram demarcadas para o desenvolvimento de refinarias orientadas para a exportação de derivados de petróleo, como estratégia conjunta do Ministry of Petroleum and Natural Gas (MoPNG) e de algumas companhias privadas para a construção dessas refinarias.

É importante sublinhar que a Índia é grande consumidora de carvão, que atualmente é produzido internamente em volume suficiente para atender à demanda. Contudo, há previsão de que a demanda por essa fonte cresça muito além da capacidade de produção do país. Para atender a esse crescimento, o governo decidiu oferecer blocos de exploração do Estado para investidores privados realizando licitações desses blocos. Além disso, o país possui inúmeros institutos tecnológicos realizando pesquisas de ponta em áreas variadas, inclusive em tecnologias limpas de utilização de carvão. O governo pretende se distanciar da determinação de preços do mercado de carvão e de diminuir a tarifa de importação para 5%, além de investir diretamente no aumento de capacidade de transporte.

Especificamente para o setor de eletricidade como um todo, deve-se ressaltar que toda a geração de empresas privadas só é contratada a partir de licitações para compra de energia com melhores condições de preço e que esse mecanismo de licitação será aplicado também para o caso da energia de empresas públicas a partir de 2008. Além disso, os capitais privados estrangeiros podem representar 100% das empresas a serem criadas. O governo traçou uma meta de que em 2012 seja adicionada capacidade

equivalente a 107 GW ⁴³ no sistema. Como essa capacidade, o governo conseguiria atender ao objetivo de atendimento de todas as residências da Índia. A expectativa é que 23 GW sejam realizados com investimentos privados. Isto significa praticamente dobrar, neste horizonte, a capacidade instalada de eletricidade que em 2005 era equivalente a 118 GW (sendo 67 GW de térmicas a carvão). No caso da transmissão e da distribuição, o acesso livre às redes será estabelecido em fases, permitindo com que uma companhia nacional de transmissão seja criada e que haja separação de ativos das três etapas de produção (geração, transmissão e distribuição).

A energia nuclear também faz parte da estratégia de aumento de recursos internos. O país também formulou um programa de energia nuclear para ser operacionalizado em três etapas: a primeira utilizando tecnologia de *Pressurized Heavy Waters Reactors*; a segunda para uso de *Fast Breeder Reactors*; e a terceira para uso de reatores baseados em novas tecnologias de ciclo de *Uranium 233-Torium 232*. Uma companhia pública foi especialmente criada para construir e operar os novos reatores, a BHAVINI. No total, oito reatores já estão em construção para entrar em operação nos próximos anos. Para desenvolver e implementar essas tecnologias, foi firmado um acordo direto com a Rússia.

Muito embora com grande potencial hídrico, esse recurso ainda não foi totalmente explorado e a geração hidráulica representa cerca de 25 % da capacidade instalada atual. Para alavancar a utilização desse potencial, o governo decidiu auxiliar financeiramente todos os projetos considerados centrais para o desenvolvimento do setor. Outra medida que também deverá facilitar os investimentos é o fato de que o governo será responsável pela aquisição das terras para os projetos a serem implantados, conduzindo as negociações com as localidades que serão afetadas e os proprietários das terras. Os custos incorridos da compra e das negociações serão repassados aos investidores e considerados também para o cálculo das tarifas de energia.

Como importante medida de universalização do acesso à energia, o governo estabeleceu um plano de eletrificação rural nacional em seu *Electricity Act* de 2003. Segundo esse plano, foi estabelecido que as plantas de geração distribuída que vierem a atender as zonas rurais não precisam atender a nenhuma exigência para obter licenciamento para operarem. Além disso, foi permitida a criação de redes paralelas de distribuição para as áreas rurais, facilitando a entrada de investimentos em geração.

⁴³ Fonte: Blue Print for Power Development, Ministry of Power.

Ainda deve-se destacar a forte política de subsídios que existe nas tarifas de energia e de combustíveis utilizados para consumo doméstico.

A Índia foi o primeiro país, reconhecido pela EIA, a criar um ministério exclusivamente dedicado a desenvolver e promover as fontes de energias não convencionais e renováveis. O ministério lançou uma lei que permite que Comissões Estatais possam fixar percentuais mínimos de compra de energia de fonte renovável no país. Segundo a *National Tariff Policy*, documento recentemente lançado pelo ministério, esse percentual deverá ser estabelecido e aplicado até o fim do ano de 2006. Os Estados da Índia têm liberdade de escolher percentuais e tarifas próprias para aplicar essa política e alguns já definiram esses parâmetros. De fato, uma política única nacional ainda não foi definida, porém o objetivo fixado, no plano nacional, é que a geração elétrica advinda de fontes renováveis atinja 10.000 MW no ano de 2012.

Inúmeras políticas de isenção de impostos e taxas, bem como normas para acelerar a depreciação de equipamentos e suporte financeiro estão sendo aplicadas pela *Indian Renewable Energy Agency*, uma agência especial para regular e incentivar o setor.

Além disso, os governos estaduais têm promovido a produção de biocombustíveis, como o etanol produzido a partir de cana-de-açúcar e o biodiesel proveniente de árvores locais, como a *Jatropha*, a *Karanja* e a *Mahua*. Tem sido dada ênfase principalmente na criação de mercados para esses combustíveis, assim como para outros tipos de energia, como a solar. Recentemente, em setembro de 2006, foi assinado um acordo de cooperação técnica e comercial trilateral com o Brasil e África do Sul visando precisamente ampliar a oferta de biodiesel e etanol.

5.9. Conclusões do Capítulo

A análise comparativa das principais iniciativas, empreendidas recentemente pelo conjunto de países selecionados neste trabalho, permite extrair lições interessantes sobre de política energética. Essas constatações fornecem elementos importantes para a formulação da política energética brasileira e sinalizam novas oportunidades de negócio a serem exploradas, em particular no que tange o biodiesel e o etanol.

O quadro comparativo abaixo sumariza os principais instrumentos e objetivos de política energética. De maneira esquemática, podemos destacar as seguintes observações relevantes:

1. No que concerne às preocupações de curto prazo, a agenda de energia tem sido pautada pelo novo patamar de preços internacionais do petróleo, o que tem orientado a busca da diversificação do suprimento de petróleo e o fortalecimento das medidas de segurança do abastecimento de redução da dependência energética;
2. Com relação às questões de longo prazo, o tema da segurança do abastecimento permanece presente, mas há uma crescente preocupação com a estruturação das medidas visando a redução dos impactos ambientais. Neste sentido, cabe destacar os esforços de diversificação da matriz energética via a introdução de fontes renováveis e a busca de novas tecnologias de produção e uso de energia;
3. Para atender aos objetivos de curto e longo prazo destacados acima, é interessante observar algumas ações específicas identificadas nos documentos nacionais de política energética, com destaque particular para:
 - a. Retorno da opção nuclear para a produção de eletricidade, devido a seu menor nível de emissão de dióxido de carbono comparado com as demais usinas térmicas (carvão, óleo combustível, óleo diesel..);
 - b. A aposta na busca de novas fronteiras petrolíferas, buscando a valorização dos recursos energéticos nacionais ainda não explorados;
 - c. Diferentes países (Alemanha, Inglaterra e Suécia) têm estruturado um conjunto de incentivos para a expansão das fontes renováveis na matriz energética, em particular na geração de eletricidade. Dentre os principais tipos de incentivos, destaca-se os certificados de energia e as compras compulsórias: diversificação de fontes, estímulos muito fortes dos renováveis,

com especial ênfase para compras compulsórias/certificados de energia, especialmente na geração

- d.** Com relação ao setor de transportes, os traços marcantes das políticas energéticas envolvem os investimentos tanto em novas tecnologias (carros híbridos), quanto em combustíveis alternativos, com destaque para o biodiesel e, principalmente, o etanol.

Quadro 5.1a – Análise Comparativa de Instrumentos e Objetivos de Política Energética

OBJETIVOS	EUA	FRANÇA	ALEMANHA	INGLATERRA	SUÉCIA	JAPÃO	CHINA	ÍNDIA
	INSTRUMENTOS							
<p>Segurança do Abastecimento, Universalização do Acesso e Valorização dos Recursos Nacionais</p>	Aumento da produção de petróleo e gás natural via melhoria acesso a campos e exploração das não-tradicionais	Expansão da produção interna de energia	Aumento da eficiência energética	Incentivo à liberalização dos mercados e dos investimentos (expansão do Emissions Trade Scheme)	Tornar o país, no longo prazo, independente do petróleo, a partir das recomendações do "Making Sweden na OIL-FREE Country" Uso eficiente de combustíveis, uso de novos combustíveis, redução do consumo via troca de tecnologia e medidas de incentivo fiscal Melhoramento do transporte público, com melhor integração entre os diversos meios	Expansão da utilização do gás natural	Investimento em tecnologias de liquefação do carvão	Introdução do setor privado e promoção da competição (Indian Hydrocarbon Vision)
	Aumento da capacidade de refino via revitalização das refinarias americanas	Aumento da participação da energia nuclear	Diversificação das fontes energéticas	Aumento na rede de transporte de petróleo e gás	Obrigação de que postos de combustível vendam bio-combustível até 2010	Expansão da geração nuclear	Aumento das taxas de recuperação e extração de petróleo pelas estatais chinesas	Investimentos no setor de petróleo em países estrangeiros para consumo interno
	Incentivo à energia nuclear (Price Anderson Act)	Redução do coeficiente de intensidade energética	Estímulo à energia renovável e redução da dependência de petróleo e gás	Expansão da energia nuclear		Diversificação fontes de importação (Rússia)	Plano agressivo de geração de energia nuclear	Constituição de reservas estratégicas de petróleo
	Aumento das reservas estratégicas	Aumento da capacidade de refino do país	Apoio à liberalização dos mercados europeus	Assistência às residências carentes (Winter Fuel payment, Child tax credit, Pension credit)		Diversificação das fontes energéticas, diminuindo nível de importações	Investimentos no setor de petróleo em países estrangeiros para consumo interno	Venda de blocos de exploração de carvão do Estado para iniciativa privada desenvolver
	Aumento do estímulo à produção de hidroeletricidade melhorando os processos de licenciamento Programa assistencial para aquecimento de residências para as famílias de baixa renda, com financiamento do Estado		Diversificação da importação de gás, fora da Rússia			Investimentos no setor de petróleo em países estrangeiros para consumo interno	Constituição de reservas estratégicas de petróleo	Aumento substancial da capacidade de geração via nuclear e hidroelétrica com recursos próprios Plano de eletrificação rural, como melhoria do acesso, construção de rede e eliminação de barreiras ao investimento
	Descontos para a economia no uso de energia nas residências					Aumento das reservas estratégicas	Desenvolvimento das suas reservas de gás	Terminais para LNG

Quadro 5.1b – Análise Comparativa de Instrumentos e Objetivos de Política Energética

OBJETIVOS	EUA	FRANÇA	ALEMANHA	INGLATERRA	SUÉCIA	JAPÃO	CHINA	ÍNDIA
	INSTRUMENTOS							
Sustentabilidade Ambiental, Eficiência Energética e Novas Tecnologias de produção e uso	Incentivo ao uso de tecnologias limpas (Renewable Energy Production Incentive)	Diminuição de 3% das emissões de carbono por ano até 2020, via incentivos fiscais e desincentivo ao transporte rodoviário	Desenvolvimento de fontes energéticas não poluentes (Renewables Energy Act e Innovation and New Energy Technologies), via financiamento, investimento em pesquisa e incentivos fiscais	Redução de 23% a 25% dos níveis de emissão, com controle de eficiência e incentivos fiscais pelo Climate Change Levy e Carbon Trust	Desenvolvimento da produção de bio-combustível, via financiamento e pesquisa	Redução das emissões de carbono da ordem de 9,5% em 2012, via taxas sobre combustíveis fósseis e reversão de recursos para renováveis	Incentivos para a construção de plantas produtoras de energia renovável (Lei de Energia Renovável)	Fixação de percentuais de compra de eletricidade de fontes renováveis (National Tariff Policy)
	Financiamento e pesquisa em combustíveis e eficiência nos transportes e também na geração de eletricidade (The Advanced Energy Initiative)	Aumento da eficiência no uso de combustíveis no setor de transportes	Taxação de atividades que utilizem petróleo e gás como combustível (Ecological Tax Reform)	Aumento da participação de fontes renováveis na geração de eletricidade (Renewables Obligation), com obrigação de compra de eletricidade de fonte renovável	Renovação da frota de carros e qualificação ambiental dos carros (labeling) de acordo com eficiência e níveis de poluição	Aumento da eficiência energética em equipamentos e transportes (padrões "top runner") e também nas residências (Alvo de Ação para o Cidadão)	Aumento de 20% na eficiência energética (plano de conservação de energia)	Produção local de biocombustíveis (etanol e biodiesel)
	Adoção de tecnologias limpas de carvão (Clean Coal Power Initiative)	Aquisição de veículos híbridos, elétricos pelo governo federal	Implementação de metas de energia renovável (Renewable Energy Law)	Adição de biodiesel e bioetanol na gasolina (Renewables Transport Fuel Obligation)	Continuação do projeto Green Car de melhoramento de motores para redução de emissões	Aumento de fontes renováveis de energia na matriz energética, de 3% em 2010, via incentivos fiscais, e estabelecimento de obrigação de compra na eletricidade		Desenvolvimento de novos reatores nucleares
	Veículos movidos a hidrogênio (FreedomCAR)	Ampliar a produção de eletricidade via fontes renováveis, a partir de um sistema de certificados de eletricidade	Redução do consumo de energia nas residências (criação de edifícios "inteligentes")	Aumento da eficiência nos transportes (company Car Tax e Vehicle Excise Duty)	Criação de bio-refinarias			
	Combustíveis alternativos e carros híbridos (Clean Cities) com subsídio à compra	Aumento da participação de energias renováveis na matriz energética, para 10% em 2020, com incentivos fiscais, subsídios e financiamento	Destituição (?) da energia nuclear do país, pela desativação das usinas	Financiamento e pesquisa em tecnologias limpas via Environmental Transformation Fund	Obrigação de que postos de combustível vendam bio-combustível até 2010			
	Eliminação da mistura de MTBE à gasolina, substituindo por etanol				Meta de melhoria de 20% na eficiência energética da indústria até o ano de 2020			
	Redução do uso de energia nos prédios federais e em outros prédios públicos				Construção de prédios "inteligentes" com padrões de eficiência energética elevados, impondo uma renovação de 75% dos edifícios até 2020			
	Certificados e incentivos financeiros para produtos energo-eficientes (Energy Star)				Ampliar a produção de eletricidade via fontes renováveis, a partir do sistema de certificados de eletricidade			
	Eficiência no uso de combustíveis automotivos (Corporate Average Fuel Economy)							

6. TRÊS CENÁRIOS PARA O CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO

O objetivo deste capítulo é examinar, a partir de diferentes cenários, as tendências e perspectivas de mudança estrutural da matriz de combustíveis no setor de transporte rodoviário no Brasil. Esta parte do relatório está baseada na análise do comportamento de um conjunto de variáveis críticas que podem influenciar o consumo de combustíveis automotivos no horizonte 2007-2022.

Cabe deixar claro que o objetivo central não é apresentar projeções da matriz energética. Estudos desta natureza são desenvolvidos tanto no Ministério de Minas e Energia, quanto na Empresa de Pesquisa Energética. O foco desse estudo é verificar se, e em quais condições, determinadas metas estratégicas reúnem condições efetivas de implementação, examinando seus benefícios e os eventuais obstáculos a serem enfrentados.

Vale frisar que, ao longo do desenvolvimento deste trabalho, ficou definido que o estudo ficaria restrito ao comportamento da oferta e da demanda de combustíveis no setor de transportes rodoviários. Para tal, procedemos a um exercício quantitativo que visa mensurar especificamente o comportamento da demanda de combustíveis automotivos, cujos resultados, como se verá adiante, não são muito discrepantes de outros estudos que estão em curso.

Tal como destacado nos estudos de suporte, empresas de energia, governo e institutos de pesquisa em todo o mundo têm se debruçado sobre estes problemas devido aos altos preços do petróleo e aos problemas ambientais da produção e do uso de energia. Assim, o presente trabalho constitui uma reflexão e uma contribuição a mais sobre o futuro dos combustíveis automotivos, tentando avaliar se são viáveis as políticas de diversificação da matriz de combustíveis automotivos, baseadas na busca de uma mudança estrutural com intuito de reduzir sobremaneira a participação de derivados de petróleo.

Neste sentido, são apresentados três tipos de exercícios interdependentes visando analisar as perspectivas e as dificuldades inerentes à implementação de políticas de aumento do consumo de biodiesel, etanol e gás natural veicular na matriz de combustíveis automotivos.

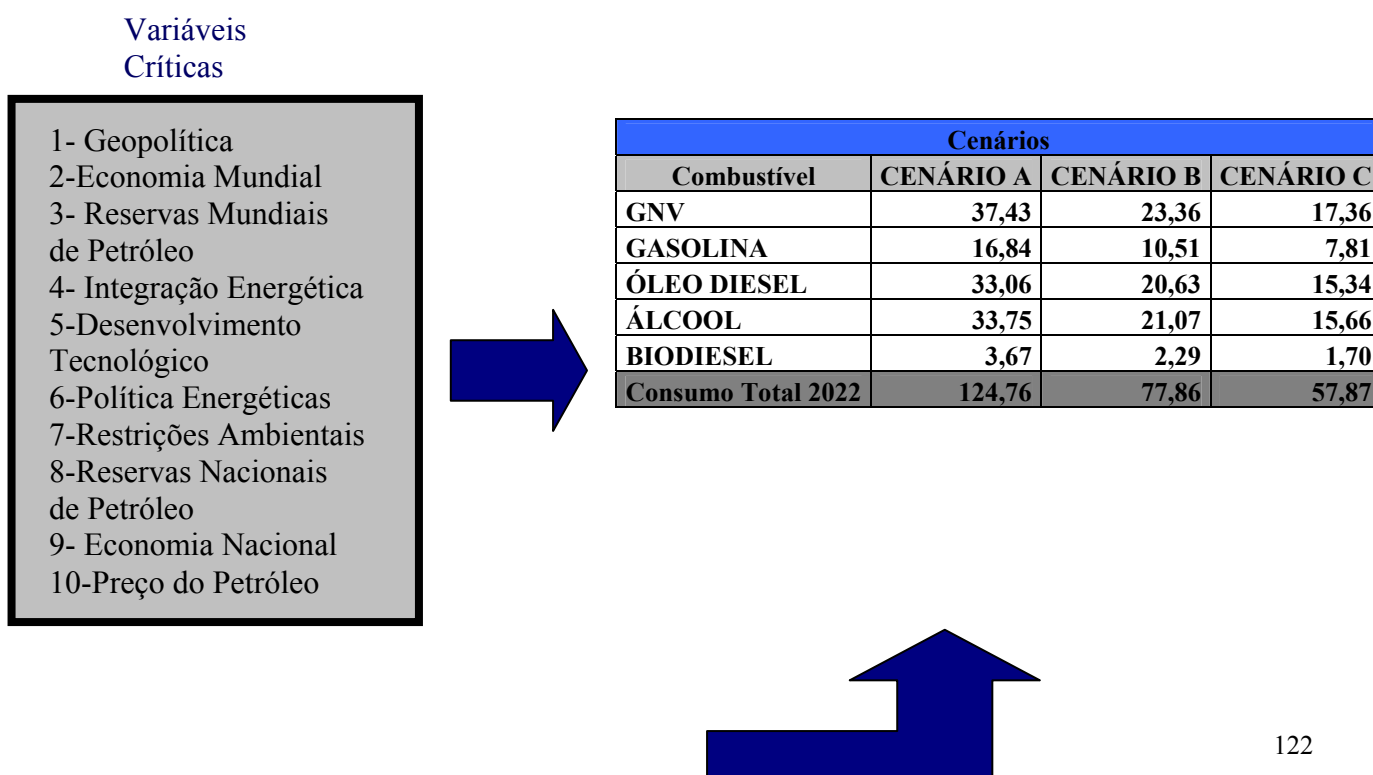
O presente capítulo engloba, além desta breve introdução, mais três seções. A Seção 6.1 apresenta os principais aspectos metodológicos relacionados com a definição e exame das variáveis críticas. A seção seguinte trata da previsão da demanda total por combustível no setor de transporte rodoviário. Finalmente, a Seção 6.3 examina os resultados e as implicações de política energética.

6.1. Metodologia e Definição das Variáveis

A Figura 6.1 apresenta, de forma esquemática, as diferentes etapas da metodologia escolhida para o desenvolvimento, a qual consistiu na:

1. Definição e Exame das Variáveis Críticas que influenciam a demanda futura de combustíveis, tomando como base a construção de três cenários:
2. Previsão da Demanda Total por Combustível para três Cenários distintos;
3. Análise dos resultados e Implicações de Política Energética:
 - Identificação dos benefícios decorrentes de cada cenário
 - Identificação das dificuldades de implementação em cada cenário.

Figura 6.1: Metodologia de Análise





Previsão de demanda agregada de combustíveis automotivos

gerados em três diferentes cenários, buscamos contrastar os valores projetados com as metas hipotéticas que constituem um dos focos principais do estudo, a saber: o objetivo estratégico, designado no âmbito do Projeto Brasil 3 Tempos, de, no horizonte 2022, “ampliar o uso de biocombustíveis e do gás natural , para que cada um desses energéticos represente cerca de 30% de nossa matriz de combustíveis”⁴⁴.

Isto posto, o estudo pretende avaliar se tal meta de política é factível. Neste caso, consideramos a estrutura de participações relativas dos combustíveis, tal como apresentado na Tabela 6.1 abaixo. Desse modo, o gás natural representaria 30% e os biocombustíveis – álcool e biodiesel – totalizariam igualmente 30%, gerando uma expressiva mudança estrutural na matriz de combustíveis no transporte rodoviário. No caso do biodiesel, assumimos a possibilidade, nos três cenários, de que no horizonte 2022, seja viável a alternativa B10, isto é, cada litro de diesel seria composto pelo mix 10% biodiesel e 90 % diesel⁴⁵. Isto significaria reduzir praticamente pela metade as participações relativas do diesel e da gasolina, e mais que dobrar a participação do álcool.

Tabela 6.1 – Estrutura do Consumo de Combustíveis no Segmento de Transporte Rodoviário: 2005 e meta estratégica para 2022.

	2005 - %	Meta 2022 - %
GNV	3,2	30,0
GASOLINA	26,0	13,5
DIESEL	50,0	26,5
ÁLCOOL	13,2	27,1
BIODIESEL	0,0	2,9
TOTAL	100,0	100,0

A demanda de combustíveis, a longo prazo, é influenciada por uma série de fatores que, muito embora sejam de natureza diferente, são fortemente interdependentes. De acordo com as técnicas de cenarização⁴⁶, procuramos construir, em cada cenário,

⁴⁴ Conforme documento de trabalho do NAE, intitulado Matriz Brasileira de Combustíveis.

⁴⁵ Cabe recordar que a partir de 2013 será obrigatória a composição B5, ou seja, a utilização de 5 % de biodiesel no litro de diesel.

⁴⁶ Em particular, as metodologias desenvolvidas em diferentes trabalhos por Michel Godet.

uma explicação consistente sobre o caráter interdependente e as inter-relações existentes no âmbito de um conjunto formado por dez variáveis críticas.

As principais variáveis críticas consideradas são:

1. Fatores Geopolíticos;
2. Evolução da Economia Mundial, com base na taxa de crescimento do PIB mundial;
3. Oferta e Demanda Mundiais de Petróleo;
4. Integração Energética;
5. Desenvolvimento Tecnológico;
6. Políticas Energéticas;
7. Políticas Ambientais;
8. Evolução da Economia Brasileira, com base na taxa de crescimento do PIB brasileiro;
9. Oferta Nacional de Petróleo;
10. Preço Internacional do Petróleo.

O ponto focal de cada um dos cenários é o preço do petróleo e os seus efeitos sobre o processo de transição visando à mudança estrutural da matriz energética. Esta pode ser considerada uma variável crítica-pivot em torno da qual se estabelecem uma série de inter-relações entre todas as variáveis. Os objetivos de segurança do abastecimento e as restrições ambientais funcionam igualmente como *drivers*. O principal resultado de saída da construção dos cenários é a demanda nacional de combustíveis para a finalidade de transporte rodoviário.

Formalmente, pelas razões metodológicas descritas nos estudos de suporte, a demanda nacional por combustíveis é formalmente modelada pelas variáveis críticas instrumentais: a) taxa de crescimento do PIB nacional e b) preço internacional do petróleo. Contudo, as interações entre as demais variáveis críticas são indispensáveis para a fixação destas duas variáveis instrumentais e, fundamentalmente, para o desenho dos traços de política energética a serem estabelecidos.

Os cenários apresentados são os seguintes:

- Cenário A – Transição Postergada

- Cenário B – Transição Controlada
- Cenário C – Transição Acelerada

6.2. Descrição dos Cenários

No Cenário A – *Transição Postergada* -, considera-se que o petróleo segue dominante em função da queda dos preços e da incorporação de novas reservas de petróleo convencional e não-convencional. Isto seria decorrência do arrefecimento de tensões políticas no Oriente Médio, garantindo a plena recuperação da produção iraquiana e a ampliação da capacidade de produção dos demais países da OPEP, resultante dos investimentos já em curso. Nestas condições, a oferta atende com folga as oscilações de demanda, atenuando a volatilidade e conduzindo o preço internacional do petróleo para patamares abaixo dos US\$ 40 por barril.

Dessa forma, o preço do petróleo deixaria de constituir um entrave à expansão da economia mundial. Desse modo, consideramos neste cenário que a economia mundial sustentaria, até 2022, o forte ritmo de crescimento econômico de 4,5 a 5% ao observado nos últimos anos. Por sua vez, tal movimento acarretaria a manutenção do ritmo de crescimento da demanda mundial registrada ao longo dos últimos quinze anos (1,46 % a.a).

À luz destas condições de contorno, os agentes econômicos, governos e empresas passariam a questionar, como no passado recente de 1985-2000, se e quando após o horizonte 2022, o petróleo efetivamente deixaria de ser a principal fonte de energia primária. Esta pergunta se coaduna com as conclusões dos estudos de suporte sobre as dúvidas quanto ao fim do petróleo barato.

Este tipo de questionamento nos remete à análise do tripé de variáveis críticas formado pelo nível de desenvolvimento tecnológico, pelos objetivos das políticas energéticas e pelas diretrizes das políticas ambientais. Evidentemente, a questão da segurança do abastecimento permanece como um *locus* privilegiado da ação governamental. Contudo, no ambiente descrito, a preocupação com o tema da segurança do abastecimento desceria do topo da agenda das políticas energéticas, tal como já foi observado em outros períodos com semelhante conjugação das variáveis críticas.

A diferença substancial com relação ao passado diz respeito ao papel das restrições ambientais. Consideramos que este é um caminho sem volta, devido à percepção crescente da importância dos fenômenos de mudança climática e do efeito estufa. Por esta razão, a variável ambiental guarda a mesma relevância nos três cenários. Porém, são distintas, em cada uma delas, as suas relações com as variáveis críticas de desenvolvimento tecnológico e de política energética.

Neste Cenário A - *Transição Postergada*, estima-se que sejam mantidos os esforços atuais de desenvolvimento tecnológico na busca de soluções mais eficientes e limpas na produção e uso de energia, em decorrência da variável ambiental. Porém, garantido um maior nível de segurança do abastecimento, torna-se mais difícil legitimar as estratégias de diversificação da matriz energética e as condições político-econômicas dos programas de substituição por fontes alternativas num contexto de preços baixos. Isto pode ser explicado pela necessidade de transferência de um maior nível de subsídios governamentais para assegurar a competitividade das fontes alternativas de energia. Em suma, tais programas só poderiam ser viabilizados se o motor for essencialmente a restrição ambiental, pois a restrição em matéria de recursos energéticos e de segurança do abastecimento petrolífero seria relaxada.

Ainda compondo o conjunto de variáveis críticas do Cenário A - *Transição Postergada*, a integração energética, em particular, na América Latina, avançaria na direção de maior integração das redes de infra-estrutura energética e de maior fluxo comercial de petróleo, gás natural e eletricidade entre os países da região. Este processo garantiria maior grau de confiabilidade e flexibilidade do suprimento energético.

Quanto à oferta nacional de petróleo, espera-se um contínuo crescimento, decorrente dos aumentos das reservas e da produção nacionais. Neste cenário, este incremento seria atribuído prioritariamente à implementação dos programas de investimentos da Petrobras.

Por fim, para completar o cenário, assume-se um forte desempenho da economia nacional durante o horizonte 2005-2022, com taxa média de crescimento anual do PIB na faixa de 4,5% a 5,5% ao ano.

No Cenário B - *Transição Controlada*, as principais tensões observadas, atualmente, no plano geopolítico, são consideradas como ativas. Neste caso, subsistiria a instabilidade política e militar mantida na região no Oriente Médio e, em particular,

em alguns países do Golfo Pérsico. A falta de uma distensão política vis-à-vis a posição hegemônica dos EUA continuaria marcando as relações internacionais com a maioria dos países produtores de petróleo.

Neste cenário, as condições de oferta se sustentariam sem acréscimos de capacidade ociosa significativa para os preços de petróleo, ao passo que a demanda mundial de petróleo sofreria ligeira redução caindo para 1,2 % ao ano, contra 1,46 % ao ano observado no primeiro cenário. Dessa forma, as variações estruturais ou conjunturais na demanda se traduziriam em um maior grau de volatilidade. Sob tais restrições de oferta, os preços continuariam oscilando dentro da “banda larga”, entre US\$ 40 e US\$ 80 por barril, registrada desde a deflagração da crise do Iraque em 2003. Neste cenário de *Transição Controlada*, persiste a incerteza quanto à evolução futura do comportamento dos preços do petróleo. Isto traria impactos sobre o crescimento econômico, com dificuldade de manutenção das elevadas taxas de crescimento do PIB mundial, registradas ao longo dos últimos anos. Desse modo, no Cenário *Transição Controlada*, consideramos que, no horizonte 2005-2022, a taxa média de crescimento anual do PIB mundial sofreria uma ligeira queda para o patamar de 2,5-3% ao ano.

À luz destas circunstâncias, os agentes econômicos e os governos avançariam na preparação, ora em curso, da transição das matrizes energéticas nacionais, buscando a diversificação das fontes de energia, do suprimento energético e das tecnologias de produção e de uso de energia. Entretanto, os preços do petróleo em patamares elevados e voláteis, desde 2003, já representam um ganho em matéria de formação de expectativas e de aprendizado das condições de contorno.

Assim, não é por acaso que, desde então, praticamente todos os países revisaram as suas diretrizes de política energética. Os traços marcantes dessas novas diretrizes já refletem expectativas e riscos que são avaliados considerando as flutuações do petróleo dentro dessa “banda larga” de preços. Isto implicaria na intensificação do ritmo de investimentos em combustíveis alternativos e eficiência energética em função das preocupações com o preço do petróleo, a segurança do abastecimento e as restrições ambientais, consistente com as políticas de diversificação das matrizes energéticas. Nestas condições, ocorreria uma consolidação do espaço reservado para os biocombustíveis de primeira geração.

No que tange à variável crítica Integração Energética, considera-se no Cenário *Transição Controlada* que as condições de ampliação do comércio de energia e de

interconexão das redes de gás natural e de eletricidade avançariam lentamente, não garantindo o alcance de um significativo aproveitamento da complementaridade de recursos energéticos e de mercados que garantiriam um maior grau de confiabilidade do suprimento energético na região.

Quanto à oferta nacional de petróleo, espera-se, tal como no primeiro cenário, um contínuo crescimento, decorrente dos aumentos das reservas e da produção nacionais. Porém, no Cenário B *Transição Controlada*, este incremento seria atribuído tanto à implementação dos programas de investimentos da Petrobras, quanto ao aumento da participação das reservas e produção de novos operadores nacionais e estrangeiros atuando no segmento de exploração e produção de petróleo.

Por fim, para completar o Cenário B, assume-se que a economia nacional, durante o horizonte 2005-2022, acompanhe o ritmo de crescimento da economia mundial, com taxa média de crescimento anual do PIB na faixa de 2,5% a 3% ao ano.

Em suma, no Cenário *Transição Controlada* se conjugam os *drivers* de segurança de abastecimento e de restrição ambiental, mas num contexto no qual os agentes já estabeleceram critérios e estratégias de adaptação, permitindo uma maior grau de controle das políticas de diversificação da matriz energética.

O Cenário C - *Transição Acelerada* - é o mais pessimista no que concerne o comportamento das variáveis críticas. Nele, as tensões geopolíticas se agravam, com possibilidades de ruptura do fornecimento da produção de petróleo de países da OPEP, seja por embargo comercial ou por conflito bélico. Desse modo, a demanda teria dificuldades plenas de ser atendida e seria, de forma forçada, a ser reduzida. A falta de capacidade de oferta levaria os preços para valores acima dos US\$ 80 por barril, se estabelecendo num patamar entre US\$ 95-US\$ 100.

Por isso, neste Cenário *Transição Acelerada*, considera-se uma taxa de crescimento médio anual da demanda de 0,5% ao ano no horizonte 2005-2022. Tal nível de preços se traduziria em uma forte redução do ritmo de crescimento da economia, com o PIB mundial crescendo a uma taxa média de crescimento anual de 0,5 - 1% ao ano.

Admitindo-se ainda a prevalência das restrições ambientais, a necessidade de garantia da segurança de suprimento energético voltaria para o topo das agendas de política. Com isso, seriam acelerados os esforços na busca de soluções de ruptura do

paradigma de produção e de uso de energia no segmento de transporte rodoviários, o que facilitaria a adoção de soluções como carros híbridos e/ou a hidrogênio. Isto acarretaria na *Transição Acelerada* do processo de diversificação tecnológica e energética. Nestas condições, ocorreria uma corrida tecnológica buscando viabilizar, em termos de escala, os biocombustíveis de segunda geração.

Completando o conjunto de variáveis críticas, o aumento das tensões geopolíticas tornaria o ambiente de integração energética mais hostil, e as oportunidades que aparecem no mercado internacional para exportação de combustíveis passam a concorrer com as possibilidades de aproveitamento das complementaridades entre os países da região.

Não obstante as dificuldades inerentes ao quadro apresentado neste cenário, as perspectivas para a produção nacional de petróleo e de biocombustíveis não ficariam comprometidas. Ao contrário, espera-se que, com preços internacionais elevados, as reservas e a produção petrolífera nacionais aumentem em decorrência dos investimentos realizados no Brasil pela Petrobras e outras empresas operadoras nacionais e estrangeiras.

No Cenário C -*Transição Acelerada*, a economia brasileira, devido à sua posição privilegiada em matéria de recursos energéticos, não sofre os mesmos impactos negativos que os países predominantemente importadores. Nestas circunstâncias, a economia brasileira sofreria uma redução do ritmo de crescimento, mas conseguiria atingir uma taxa média de crescimento anual situada entre 1,5 e 2 % ao ano.

Em suma, no Cenário C - *Transição Acelerada*, às preocupações com a segurança do abastecimento energético se somariam às restrições ambientais, impostas pela concretização de políticas visando equacionar os problemas de efeito estufa e de mudanças climáticas.

A Tabela 6.2 abaixo resume o papel desempenhado por cada uma das variáveis críticas em cada um dos cenários.

Tabela 6.2 – Variáveis Críticas e Cenários

Variáveis	Cenário A Transição Postergada	Cenário B Transição Controlada	Cenário C Transição Acelerada
1. Geopolítica	<ul style="list-style-type: none"> Arrefecimento das tensões do Oriente Médio 	<ul style="list-style-type: none"> Prosseguimento das condições geopolíticas 	<ul style="list-style-type: none"> Agravamento das tensões, com redução de produção em países da OPEP
2. Economia Mundial (taxa de crescimento médio anual: 2007-2022)	<ul style="list-style-type: none"> 3,5% - 4 a.a: manutenção do atual crescimento econômico mundial 	<ul style="list-style-type: none"> 2,5 - 3% a.a: não se sustenta o ritmo de crescimento 	<ul style="list-style-type: none"> 0,5 - 1% a.a: recessão
3. Oferta e Demanda Mundiais de Petróleo	<ul style="list-style-type: none"> Aumento significativo da capacidade ociosa de produção 	<ul style="list-style-type: none"> Equilíbrio sem capacidade ociosa significativa 	<ul style="list-style-type: none"> Condições de ruptura de suprimento
4. Preço do Petróleo (US\$/barril)	<ul style="list-style-type: none"> $25 < p < 40$ 	<ul style="list-style-type: none"> $40 < p < 80$ 	<ul style="list-style-type: none"> $p > 80$
5. Políticas Ambientais	<ul style="list-style-type: none"> intensificação das restrições ambientais – fator autônomo devido aos problemas de efeito estufa e de mudanças climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> intensificação das restrições ambientais – fator autônomo devido aos problemas de efeito estufa e de mudanças climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> intensificação das restrições ambientais – fator autônomo devido aos problemas de efeito estufa e de mudanças climáticas
6. Desenvolvimento Tecnológico	<ul style="list-style-type: none"> manutenção do ritmo em função da restrição ambiental 	<ul style="list-style-type: none"> intensificação do ritmo de inovação tecnológica e dos investimentos em combustíveis alternativos e eficiência energética em função do preço do petróleo e das restrições ambientais 	<ul style="list-style-type: none"> forte aceleração do esforço de inovação tecnológica e do ritmo de investimentos em combustíveis alternativos e eficiência energética em função do preço do petróleo e das restrições ambientais
7. Políticas Energéticas	<ul style="list-style-type: none"> manutenção a alto custo do esforço de diversificação da matriz energética em função da restrição ambiental 	<ul style="list-style-type: none"> intensificação esforço de diversificação da matriz energética em função da restrição ambiental 	<ul style="list-style-type: none"> forte aceleração do esforço de diversificação da matriz energética em função da restrição ambiental e dos problemas de segurança do abastecimento

Tabela 6.2 – Variáveis Críticas e Cenários (cont.)

Variáveis	Cenário A Transição Postergada	Cenário B Transição Controlada	Cenário C Transição Acelerada
8. Integração Energética	<ul style="list-style-type: none"> avanço 	<ul style="list-style-type: none"> “ anda de lado” 	<ul style="list-style-type: none"> recua
9. Oferta Nacional de Petróleo	<ul style="list-style-type: none"> O > D, decorrente dos aumentos das reservas e da produção nacionais devido prioritariamente à implementação dos programas de investimentos da Petrobras 	<ul style="list-style-type: none"> O > D, decorrente dos aumentos das reservas e da produção nacionais devido prioritariamente à implementação dos programas de investimentos da Petrobras e das demais empresas operadoras no Brasil 	<ul style="list-style-type: none"> O > D, decorrente dos aumentos das reservas e da produção nacionais devido prioritariamente à implementação dos programas de investimentos da Petrobras e das demais empresas operadoras no Brasil
10. Economia Nacional (taxa de crescimento médio anual: 2007-2022)	<ul style="list-style-type: none"> 4,5 - 5% aa: crescimento econômico sustentado no período 	<ul style="list-style-type: none"> 2,5 - 3 % a.a: economia nacional passa a crescer no mesmo ritmo da economia mundial, mas com baixo dinamismo 	<ul style="list-style-type: none"> 1,5 - 2% a.a: devido à participação do petróleo na economia nacional e o potencial para diversificação, a economia cresce num ambiente recessivo um pouco à frente da economia mundial

6.3. Previsão da Demanda Total por Combustível para os três Cenários distintos

Esta seção apresenta, de forma sumária, a metodologia de projeção de longo prazo para o consumo total de energéticos para transporte rodoviário no Brasil em 2022⁴⁷. As previsões aqui apresentadas foram concebidas a partir do método de cointegração via modelo de correção do erro vetorial. O Anexo 5 apresenta uma discussão detalhada a respeito desta metodologia.

No presente caso, optou-se por explicar o consumo total de energéticos para transporte rodoviário a partir de duas únicas variáveis: o PIB e o preço do petróleo internacional. O PIB representaria o determinante principal de consumo agregado da economia, incluindo o consumo de combustíveis automotivos. O preço do petróleo internacional serviria como parâmetro dos preços internos dos combustíveis automotivos rodoviários, considerando o predomínio dos derivados do petróleo sobre os

⁴⁷ Neste sentido, destaca-se que a estimacão considera o total do consumo – agregando os consumos de GNV, óleo diesel, gasolina automotiva, álcool etílico anidro e álcool etílico hidratado.

combustíveis de transporte rodoviário⁴⁸, e supondo que os preços internos destes combustíveis seguem a tendência do preço internacional do petróleo.

Desta forma, admite-se a função de demanda derivada⁴⁹ de combustível rodoviário como sendo $C_t = AY_t^\alpha P_t^\delta$, onde $A > 0$, $\alpha > 0$ e $\delta < 0$. Tomando seu logaritmo, chega-se a seguinte equação linear:

$$\ln C_t = \ln A + \alpha \ln Y_t + \delta \ln P_t$$

onde:

- C_t é o consumo total de combustíveis automotivos rodoviários no Brasil, entre 1970 e 2005, em milhões de tep, a partir do BEN (2005).
- Y_t é a renda, aqui representada pelo PIB do país, entre 1970 e 2005, convertidos em US\$ de 2005, a partir do IBGE (Departamento de Contas Nacionais)
- P_t é o preço do petróleo internacional, entre 1970 e 2005, em US\$ de 2005, a partir da BP Statistics⁵⁰.

Tendo em vista o exercício de previsão, o objetivo principal é identificar quais as relações de longo prazo que definem a determinação do consumo de combustíveis para transporte rodoviário no Brasil. Como já ressaltado, a metodologia utilizada para este fim foi a de cointegração e do modelo vetorial de correção do erro.

Considerando a significância estatística (ao nível de 99%) dos parâmetros estimados de cointegração e de ajuste, e asseguradas a normalidade, a ausência de autocorrelação dos resíduos e a estabilidade do processo de cointegração, foi possível assumir a seguinte relação de longo prazo para efeito de previsão:
 $C_t = 0,625 \times Y_t - 0,451 \times P_t$.

Uma vez identificada a relação de longo prazo existente entre estas variáveis (conforme Anexo 5), são gerados três cenários de consumo total de combustíveis para

⁴⁸ Dados do BEN (2005) indicam que no período 1970-2005, os combustíveis derivados do petróleo (gasolina automotiva e óleo diesel) representaram cerca de 87,5% do total de combustíveis para transporte rodoviário.

⁴⁹ Chama-se de função de demanda derivada (ou de função de demanda condicional, conforme Varian (1992)), pois é suposto que ela decorra de um problema de minimização de custo sujeito a certo nível de “produto” a ser alcançado, no sentido de que a quantidade de combustível demandada é um (entre outros) fator(es) necessários para a atividade produtiva, geradora de renda na economia.

⁵⁰ De acordo com a série utilizada da BP Statistics, entre 1970 e 1983, o preço do petróleo corresponde ao preço do petróleo “Arabian Light”; a partir de 1984, o preço do petróleo corresponde ao preço do petróleo Brent.

2022, a partir das premissas de crescimento do PIB e do comportamento do preço do petróleo discutidos anteriormente.

Especificamente, as premissas definidas para o cenário A – *Transição Postergada* - foram de taxa de crescimento do PIB entre 4,5 a 5% a.a até 2022, e preço do petróleo entre 25 e 40 US\$/barril em 2022; para o Cenário B - *Transição Controlada*, a taxa de crescimento do PIB ficaria entre 2,5% e 3% a.a até 2022, e preço do petróleo entre 40 e 80 US\$/barril neste mesmo ano; finalmente para o Cenário C – *Transição Acelerada*, a taxa de crescimento anual do PIB ficaria entre 1,5% e 2% até 2022, e o preço do petróleo entre 80 e 100 US\$/barril.

Para a geração do valor de consumo em cada cenário foi utilizada a metodologia de simulação de Monte Carlo com mil interações, considerando os intervalos de variação de preço do petróleo e da taxa de crescimento do PIB. A Tabela 6.3 abaixo apresenta, para cada cenário, os resultados de valor médio, valor mínimo e valor máximo para consumo total de combustíveis de transporte rodoviário no Brasil em 2022.

Tabela 6.3 - Previsões de consumo total de combustíveis de transporte rodoviário para 2022

Premissas			
	Cenário A	Cenário B	Cenário C
PIB	entre 4,5 a 5% a.a	entre 2,5 a 3% a.a	entre 1,5 a 2% a.a
Poíl (US\$)	entre 25 e 40 US\$/barril	entre 40 e 80 US\$/barril	entre 80 e 100 US\$/barril
Previsões (milhões tep)			
	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Valor médio	124,76	77,86	57,87
IC: Valor mínimo	112,98	67,62	54,51
IC: Valor máximo	139,83	91,85	61,40

Obs: Para a geração do valor de consumo em cada cenário foi utilizada a metodologia de simulação de Monte Carlo com mil interações, considerando os intervalos de variação de preço do petróleo e da taxa de crescimento do PIB. Os valores mínimo e máximo se referem aos valores extremos do intervalo de confiança (IC) de 95%; assim, em cada cenário, considerando o método utilizado e as premissas definidas, há 95% de chance do valor do consumo se localizar neste intervalo.

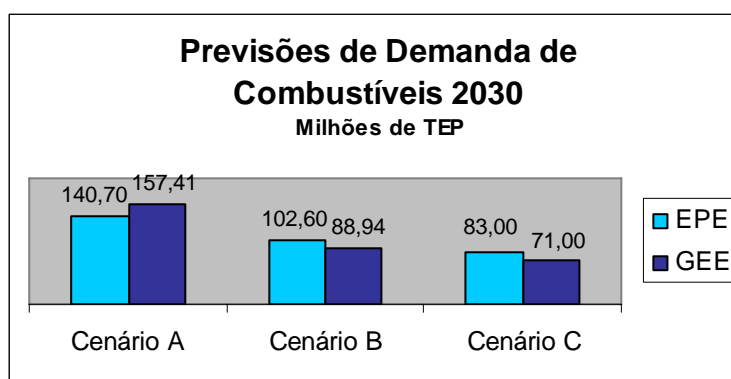
Para analisar a qualidade do modelo aqui utilizado, são gerados resultados para consumo de combustíveis de transporte rodoviário em 2030 e comparados com os divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o mesmo ano (Tabela 6.4 e Gráfico 6.1). É possível identificar que o valor médio gerado pelo presente modelo é 12,4% superior, 12,8% inferior e 14,5% inferior aos respectivos valores gerados pela EPE nos três cenários. As diferenças não são expressivas, indicando a relativa qualidade

do modelo desenvolvido. Todavia, ainda que a diferença fosse maior, haveria de ter cautela na comparação entre os resultados, posto que os números gerados pela EPE não seguem exatamente as mesmas premissas, e se referem a consumo total de combustíveis de transporte, abarcando assim outros combustíveis além daqueles de transporte rodoviário, especificamente QAV e óleo combustível.

Tabela 6.4 - Comparação com as previsões da EPE para 2030, em milhões de tep

	Cenário A	Cenário B	Cenário C
Previsão EPE	140,70	102,60	83,00
Previsão GEE/IE/UFRJ	157,41	88,94	71,00
Diferença	12.4%	-12.8%	-14.5%

Gráfico 6.1 - Comparação com as previsões da EPE para 2030, em milhões de tep



6.4. Análise dos Resultados e Implicações de Política Energética

Tomando como base a estrutura fixada pela metas dos objetivos estratégicos para 2022 - apresentados na Tabela 6.1 e parcialmente reproduzida aqui na Tabela 6.5 - e aplicando esta estrutura à demanda agregada estimada de combustíveis no setor de transporte rodoviário, chega-se aos resultados aos resultados listados na Tabela 6.6.

Tabela 6.5 – Consumo de Transporte Rodoviário Objetivo Estratégico 2022

	- %
GNV	30,0
GASOLINA	13,5
DIESEL	26,5
ÁLCOOL	27,1
BIODIESEL	2,9
TOTAL	100,0

Tabela 6.6 – Projeções de Demanda de Combustíveis no Setor de Transporte Rodoviário (em milhões de tep)

	Cenário (A) Transição Postergada	Cenário (B) Transição Controlada	Cenário (C) Transição Acelerada
GNV	37,43	23,36	17,36
GASOLINA	16,84	10,51	7,81
DIESEL	33,06	20,63	15,34
ÁLCOOL	33,75	21,07	15,66
BIODIESEL	3,67	2,29	1,70
TOTAL	124,76	77,86	57,87

O alcance destes valores de consumo por combustível implicariam a necessidade de taxas médias de crescimento anuais tais como as apresentadas na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Taxas Médias de Crescimento Anual 2005-2022

	CENÁRIO A	CENÁRIO B	CENÁRIO C
GNV	19,90	16,62	14,60
GASOLINA	-2,48	-5,15	-6,79
DIESEL	5,37	2,48	0,71
ÁLCOOL	9,73	6,73	4,88
BIODIESEL	****	****	****
TOTAL	5,77	2,88	1,10
PIB	4,75	2,75	1,75

Estas estimativas devem ser analisadas com bastante precaução. Por um lado, como em qualquer exercício desta natureza, o modelo de projeção está sujeito a hipóteses simplificadoras, tal como destacado anteriormente. Ademais, os valores apresentados para a demanda individual de cada um dos combustíveis é feito a partir de uma repartição ex post do total estimado. Tal repartição é ancorada em metas fixadas como um objetivo estratégico. Mudanças dos objetivos implicariam necessariamente em alteração dos valores encontrados para cada um dos combustíveis.

Cabe notar, contudo, que tal exercício pode se revelar útil na formulação de políticas de longo prazo, simulando as condições de factibilidade da fixação de diferentes metas.

À luz destas ressalvas de ordem metodológica, a primeira constatação que sobressai a partir dos resultados acima é que, no cenário A, a expansão da demanda dos combustíveis se traduziria num ritmo mais forte de crescimento do consumo de GNV. Em 2022, isto representaria cerca de 90 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural somente pra a finalidade veicular.

Mesmo considerando a ampliação da capacidade de oferta doméstica e a ampliação da integração energética e, portanto, das importações de gás natural de países vizinhos, tal objetivo esbarraria numa restrição severa de oferta. O problema persiste nos demais cenários, apesar do menor nível de consumo estimado, respectivamente 56 e 42 milhões de metros cúbicos/dia, nos cenários B e C. Este aspecto está ancorado na conjectura, não tratada formalmente, de que o setor industrial e a geração termelétrica seguiriam como os principais segmentos consumidores de gás natural⁵¹. Em particular, consideramos que, neste caso específico, a meta referente à participação do gás natural no setor de transporte rodoviário deveria ser revista para baixo. Entretanto, uma meta de 30% de participação do gás natural considerando, além do transporte rodoviário, o setor industrial, pode ser considerada como atingível, ainda que fortemente direcionada por diretrizes e instrumentos de política específica. Contudo, a análise detalhada dessa situação foge ao escopo deste estudo. Mas recomenda-se fortemente o desenvolvimento de estudos complementares seguindo este tipo de orientação.

Com relação ao álcool, as estimativas do MAPA, sugerem taxas de crescimento médio anual do consumo da ordem de 7,1% ao ano entre 2010 e 2015. Este ritmo de crescimento é comparável à taxa de 6,7 % ao ano, projetada no Cenário B - *Transição Controlada*. Mesmo com horizontes temporais distintos, cabe notar que as projeções do MAPA apontam para um consumo de 28 bilhões de litros em 2015; as projeções do Cenário B - *Transição Controlada* - são consistentes com estes valores, pois, indicam um consumo, em 2022, de 21 milhões de tep ou 40 bilhões de litros.

⁵¹ Este é efetivamente um limite da abordagem aqui apresentada. Tal como destacado anteriormente, uma análise mais precisa requereria um estudo que modelasse, de forma integrada, oferta e demanda de cada combustível.

A análise comparativa das situações geradas revela o seguinte conjunto de observações principais sobre cada um dos cenários (Tabela 6.8).

- a. No Cenário A - *Transição Postergada*, a demanda por combustíveis cresce mais rápido que o PIB, sem nenhuma restrição de oferta. Neste caso, o custo das políticas de diversificação da matriz energética é mais elevado, pois seria fundamentalmente sustentado pelos objetivos relacionados com os impactos ambientais. Tal situação requereria, provavelmente, um montante maior de subsídios devido à falta de competitividade dos biocombustíveis vis-à-vis os derivados de petróleo, num contexto de preços internacionais abaixo da linha de US\$ 40 por barril. Considerando o incremento das reservas e da produção de petróleo nacionais, poderiam surgir dificuldades de legitimar políticas de substituição energética com esta orientação. Isto acarretaria potenciais conflitos entre os objetivos fixados pelo Ministério de Minas e Energia e outras esferas do Poder Executivo, em particular aquelas ligadas à área fiscal como o Ministério da Fazenda.
- b. No Cenário B - *Transição Controlada*, a demanda por combustíveis cresce ligeiramente à frente do PIB. A consecução de metas de diversificação tem maior possibilidade de sucesso em tal cenário. Porém, sugere-se que tal política deveria residir na articulação entre as autoridades responsáveis pelas esferas de Energia, Agricultura, Transportes, Tecnologia e Meio Ambiente, visando estimular uma penetração mais rápida do gás natural e um incremento da participação do álcool. Dado o mercado de carros flex, este cenário exigiria um monitoramento dos preços relativos álcool/gasolina e do alinhamento dos preços domésticos com relação aos preços internacionais, visando garantir as vantagens do consumidor na utilização dos carros a álcool. Isto é particularmente relevante se conjecturarmos que, sendo o mercado de álcool livre, os produtores poderiam exercer uma arbitragem com relação ao mercado externo que, neste cenário,

seria crescentemente demandante de álcool nacional. Para o biodiesel, neste cenário, o principal entrave estaria associado à incerteza atual quanto às melhores oleaginosas e aos melhores modelos de negócios.

- c. No Cenário C – *Transição Acelerada*, embora a demanda por combustíveis passe a crescer abaixo do ritmo de crescimento do PIB, devido aos altos preços, recrudescem as preocupações com a segurança do abastecimento. A posição do Brasil é privilegiada com relação à sua dotação de recursos energéticos, possibilidades de diversificação da matriz e mesmo exportação de combustíveis. A questão essencial diz respeito, nesse caso, à ordenação das soluções. Nesta situação, as possibilidades de arbitragem entre o mercado doméstico e internacional tornam-se extremas, potencializando as dificuldades evocadas com relação ao cenário anterior. Neste sentido, a questão da segurança do abastecimento doméstico seria crucial e medidas de cotas de exportação poderiam ser exigidas.

Tabela 6.8 - Cenários e Políticas de Energia

	CENÁRIO A: TRANSIÇÃO POSTERGADA	CENÁRIO B: TRANSIÇÃO CONTROLADA	CENÁRIO C: TRANSIÇÃO ACCELERADA
Traço Marcante do Cenário	Difícil Mudança Estrutural da Matriz de Combustíveis Automotivos, impossibilidade de assegurar as metas quantitativas e de incremento de participação do gás natural	Política de Substituição Viável para o Álcool e Biodiesel, com fortes dificuldades de assegurar metas quantitativas e de participação do gás natural no setor	Política de Substituição Viável; dificuldades de assegurar metas quantitativas e de participação do gás natural no setor Brasil exportador líquido de combustíveis, à exceção do gás natural.
Recomendações de Política	Justificativa de política apenas pelo benefício ambiental Meta ambiciosa em termos dos volumes a serem ofertados, em particular com relação ao GNV e deveria ser ajustada	Necessidade de combinar uma Política Nacional de Transportes com a Política Energética, visando forte substituição do diesel por GNV.	Prioridade para segurança de abastecimento doméstico, em especial do álcool e biodiesel Valorizar as vantagens comparativas de energia nacional doméstica
Dificuldades de Implementação	Falta de competitividade dos biocombustíveis; Necessidade de subsídios e incentivos; desalinhamento de preços relativos; custos tributários; conflitos potenciais entre esferas de governo	Compatibilização de política com relação às condições de suprimento do Mercado doméstico x mercado internacional Alinhamento de preços Exercício de arbitragem dos produtores de álcool Biodiesel: competição entre modelos de negócios, matérias primas e tecnologias	Repasse dos preços internacionais Arbitragem extrema mercado internacional Cota de exportação

7. CONCLUSÃO

Ao longo deste estudo, procuramos avaliar as perspectivas de mudança estrutural na matriz brasileira de combustíveis. Para atingir tal finalidade, foram inicialmente desenvolvidos estudos de suporte sobre: i) a evolução do horizonte de reservas e de produção de petróleo; ii) as tendências prospectivas em matéria de inovações tecnológicas na produção e uso de energia; iii) as questões relativas à mensuração das elasticidades da demanda de combustíveis e iv) o processo de revisão recente de políticas energéticas. Três aspectos relevantes emergiram destes estudos como subsídios para a análise da questão central investigada aqui.

Primeiro, no horizonte 2022, não é esperado que seja atingido o denominado pico de Hubbert. Até lá, é difícil que o petróleo e seus derivados deixem de ser as principais fontes de energia primária e secundária. Porém, se os preços do petróleo não recuarem para patamares abaixo de US\$ 40 por barril, a busca da segurança de abastecimento energético e as restrições ambientais viabilizariam as políticas de diversificação da matriz energética. Tal como foi apresentado, diferentes países revisaram recentemente suas políticas de energia para atender a esta dupla preocupação. Neste sentido, importa destacar a atenção acordada à ampliação da participação de biocombustíveis, como biodiesel e etanol.

Segundo, é interessante notar que, não obstante a importância das preocupações citadas acima, as condições de contorno revelam um leque amplo de alternativas possíveis. Muitos esforços estão sendo desenvolvidos no plano tecnológico, ampliando a variedade de alternativas de produção e de uso de energia. Contudo, é difícil por ora vislumbrar quais seriam os principais design dominantes no horizonte aqui mencionado. Em particular, no que tange aos combustíveis automotivos ainda existe incerteza quanto à viabilidade econômica e os ganhos associados aos biocombustíveis de primeira e de segunda geração no horizonte 2022. Se ampliarmos este horizonte, percebe-se que ainda não existe uma tendência consolidada sobre os tipos de veículo (híbrido?; a hidrogênio?) que serão dominantes no futuro. No caso do biodiesel, ainda existe incerteza quanto aos melhores modelos de negócio, oleaginosas, tecnologias e escala de produção.

Dessa forma, é de se esperar que determinadas apostas realizadas hoje em matéria de diretrizes de política energética e de investimentos em pesquisa e desenvolvimento sejam efetivamente as mais adequadas. Mas é igualmente certo que, se as lições da história da inovação tecnológica continuarem válidas, algumas das alternativas hoje vislumbradas se revelarão perdedoras no futuro.

Terceiro, os estudos sobre o comportamento futuro da demanda de combustíveis tendem a se tornar um verdadeiro desafio metodológico. O advento dos veículos flex, por exemplo, dificultam a análise de previsão tradicionalmente ancorada no estudo das elasticidades preço e renda da demanda. Técnicas mais sofisticadas estão sendo aperfeiçoadas, mas a literatura sobre este tema não é conclusiva. Isto amplia o grau de dificuldade de elaboração dos estudos prospectivos, das diretrizes de política e do processo de tomada de decisão de investimentos.

À luz destas considerações, foi desenvolvida uma análise ancorada na elaboração de três cenários. O foco dos cenários consistiu nas condições que favorecem ou dificultam a mudança estrutural da matriz de combustíveis, permitindo processos diferenciados de transição (Postergada, Controlada e Acelerada).

O exame das variáveis críticas e das projeções de demanda associadas a cada um deles fornece, a despeito das limitações metodológicas e de escopo já ressaltadas, ensinamentos interessantes para a formulação de política energética de longo prazo:

- a. A implementação de uma política de substituição do diesel e da gasolina na matriz brasileira de combustíveis do setor rodoviário poderia ser bem sucedida com o incremento da participação do biodiesel e, sobretudo do álcool; o mesmo não ocorre para o gás natural, que dificilmente poderia atingir uma meta de 30% de participação neste segmento devido a restrições de oferta;
- b. Tais restrições estão associadas aos problemas hoje presentes no setor de energia e a falta de uma definição clara do espaço reservado para a geração de termoeletricidade a gás. Vale lembrar que o gás natural pode substituir uma gama de outros energéticos. Nos últimos anos, os estímulos dados à demanda de gás natural resultaram num crescimento do consumo acima do incremento da oferta. O caso do gás natural veicular (GNV) é uma ilustração

adicional desta questão. Porém, a alternativa flexível do GNV pode se constituir num problema para os consumidores, na medida em que, sob restrições de oferta, serão privilegiados os usos cativos e não os flexíveis, pois estes dispõem de outra alternativa de suprimento. Nestas condições, uma ampliação forçada do uso do gás natural significaria, necessariamente, um aumento da dependência energética, uma vez que a oferta doméstica seria insuficiente, implicando um nível maior de importações.

- c. As políticas de substituição por biocombustíveis e álcool serão de difícil implementação, caso o preço do petróleo seja reduzido e a economia nacional cresça a um ritmo mais forte que nos últimos anos. Esta situação configura o Cenário *Transição Postergada*, no qual a redução da participação de gasolina e diesel implicaria num aumento de subsídios. A mudança estrutural da matriz só poderia ser alcançada em nome da redução das externalidades negativas do uso de derivados de petróleo. Porém, como a matriz brasileira já é considerada “limpa”, poderia ocorrer um problema de legitimidade de políticas desta natureza.
- d. Nos cenários *Transição Controlada* e *Transição Acelerada*, as chances de sucesso de mudança estrutural da matriz de combustíveis são muito maiores. Em ambos, o Brasil não se defronta propriamente com um problema energético; mas sim com os critérios que presidirão as decisões de política que permitiriam maximizar o potencial e a variedade da base de recursos energéticos nacionais. Dado que outros países caminhariam, em ambos os cenários, para a busca da diversificação da matriz, caberia ao Brasil delinear os espaços e as oportunidades de suprimento dos mercados doméstico e externo. No caso do álcool, dado que não existe nenhum mecanismo de regulação institucionalizado, isto poderia acarretar no exercício de arbitragem não apenas no que tange aos preços relativos álcool/açúcar, mas igualmente no que concerne aos

preços relativos do álcool no mercado internacional/mercado nacional.

- e. Ainda que aperfeiçoamentos nos mecanismos de coordenação de política possam ser requeridos, o Brasil já reúne vantagens comparativas e competitivas na produção de álcool e de que permitem o enfrentamento de ambientes hostis, como descrito no cenário de *Transição Acelerada*. Em todos os cenários, a questão crítica será a estrutura de tributos sobre estes energéticos, a qual influencia a estrutura de preços relativos. Nesse sentido, parece ser imprescindível uma estrutura transparente de tributos e, se necessário, subsídios.
- f. Os potenciais de aproveitamento de oportunidades econômicas envolvendo as cadeias de biodiesel e de álcool são múltiplos; e vão além da produção e exportação desses combustíveis. No caso particular do álcool, o país tem condições de assegurar a liderança também na gama de serviços e soluções tecnológicas envolvendo este negócio. A sua expansão depende, entretanto, das perspectivas de expansão das fronteiras cultiváveis de produção. Destaca-se também a importância tanto na cadeia do álcool, como na do biodiesel, a necessidade de zelar por condições de trabalho adequadas que permitam o desenvolvimento pleno das zonas rurais produtoras.

É também crucial destacar a importância dos espaços de intervenção governamental para a consecução de metas estratégicas visando garantir a segurança do abastecimento e o atendimento das condições de sustentabilidade ambiental. Neste sentido, as seguintes ações estratégicas deveriam ser privilegiadas:

1. Equacionamento dos problemas relacionados com as condições de oferta e de demanda de gás natural. No quadro atual, há forte incerteza com relação aos volumes de gás natural doméstico e importado por gasodutos e GNL a serem disponibilizados, bem como quanto aos usos prioritários do gás natural. Em particular, o principal desafio reside na solução dos problemas inerentes à interface entre as indústrias de gás e de eletricidade no que tange à geração termoelétrica.

2. Aperfeiçoamento dos mecanismos de coordenação inter-governamental e inter-institucional. A expansão esperada das cadeias de produção de álcool e de biodiesel envolvem a necessidade de articulação e monitoramento dos processos de decisão de diferentes áreas governamentais (Ministérios de Minas e Energia, Agricultura, Indústria e Comércio, Fazenda, Ciência e Tecnologia); envolvem, ainda, a necessidade de catalisar, coordenar e monitorar os processos de tomada de decisão de diferentes agentes econômicos privados e estatais atuando nestas cadeias. Este espaço de coordenação é um *locus* privilegiado de política pública e caberia a constituição de comitês ou fóruns específicos tratando das questões estratégicas relacionadas com os biocombustíveis. O Brasil já tem experiências bem-sucedidas neste campo, como a REDEGÁS; tal experiência poderia ser pensada para a criação de uma espécie de “Rede-Biocombustíveis”.

Por fim, cabe reafirmar que este estudo não pretendeu esgotar todas as questões associadas às mudanças estruturais na matriz energética brasileira. O objetivo central foi focalizar os problemas relacionados à transição energética que se desenha no horizonte a partir dos cenários de diferentes graus de tensão no mercado de petróleo. Detentor de recursos energéticos privilegiados, o Brasil encontra-se em uma posição extremamente favorável no contexto energético internacional. No entanto, uma transição dessa magnitude exige um planejamento estratégico que envolve escolhas profundas, associadas a mudanças estruturais, no longo prazo, na matriz energética brasileira.

Na verdade, dada a instabilidade das condições de contorno, outros estudos deveriam ser periodicamente desenvolvidos a fim de melhor subsidiar as decisões de política energética de longo prazo. O ideal seria buscar examinar igualmente outros setores de consumo, de maneira a se construir uma visão integrada das possibilidades de mudança estrutural da matriz energética brasileira. Tais trabalhos deveriam buscar, por um lado, o aperfeiçoamento das técnicas de análise das elasticidades da demanda de combustíveis. Por outro lado, dada o momento de revisão de políticas energéticas, sugere-se o acompanhamento mais detalhado do rumo dos instrumentos usados na implementação destas políticas em diferentes países.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABERNATHY W.J. e UTTERBACK, J.M. (1978), "Patterns of Industrial Innovation", *Technology Review*, 14 (1).

Fiscal 2005 Annual Energy Report (Outline). Agency for Natural Resources and Energy. Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan. Junho, 2006.

ALBERTA CHAMBER OF RESOURCES. Oil Sand technology roadmap. Alberta: Alberta chamber of resources, 2003.

ALBERTA ECONOMIC DEVELOPMENT. Oil Sands Industry update. [S.l.; s.n.], 2005.

ALVES, D.C.O., e BUENO, R.D.L.S (2003). "Short-run, long-run and cross elasticities of gasoline demand in Brazil". *Energy Economics* 25 (2): 191-199.

ANP, dados disponíveis em www.anp.gov.br

APPENZELLER, T. (2004). The End of Cheap Oil. *National Geographic Magazine*, Junho, p. 80.

ARANDA, D (2006), comunicação pessoal, entrevista em 12/09/2006.

ARELLANO, M. E BOND, S. R. (1991). "Some Tests of Specification for Panel Data: Monte Carlo Evidence and an Application to Employment Equations". *Review of Economic Studies*, 58:277-297.

ARTHUR B., (1989), Competing Technologies, Increasing Returns, and Lock-In by Historical Events, *The Economic Journal*, 99, (394), 116-131.

ASPO - ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL. <http://peakoil.net/>

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL (2005)

BALTAGI, B. (2003), *Econometric Analysis of Panel Data*, John Wiley & Sons.

BENTLEY, R. W. (2002). "Oil & Gas Depletion: an Overview". *Energy Policy*, 30, 189.

BENTLEY, R. W. e SMITH, M. (2003). "World Oil Production Peak. A Supply-Side Perspective". IAEE International Conference, Praga, República Tcheca, 4-7 de junho.

BENTZEN, J. (1994) "An empirical analysis of gasoline demand in Denmark using co-integration techniques". *Energy Economics* 16 (2): 139-143.

BJONER, T.B. e JENSEN, H.H. (2002). Interfuel Substitution within Industrial Companies: an analysis based on panel data at company level. *Energy Journal*, 23(2), 27-50.

- BUREAU OF ENERGY EFFICIENCY, INDIA. (2003). The Electricity Act. Disponível em http://www.bee-india.nic.in/sidelinks/Electricity_Act_2003.html
- CAMPBELL C. J. (1988). The Coming Oil Crisis. Multi-Science Publishing, Brentwood, Inglaterra.
- CAMPBELL, C.J. e LAHERRERE, J. H. (1998). “The End of Cheap Oil”, Scientific American. March.
- CANDELON, B. e LUTKEPOHL, H. (2001). "On the reliability of Chow-type tests for parameter constancy in multivariate dynamic models," Economics Letters, Elsevier, vol. 73(2), pgs 155-160
- COCHENER, J. “The outlook for unconventional liquids in AEO2006”. In: 2006 EIA Energy Outlook and Modeling Conference, 2006. [S.l.; s.n.], 2006.
- COMMISSION ON OIL INDEPENDENCE, SWEDEN. Making Sweden an OIL-FREE Society, Junho 2006. Disponível em <http://www.sweden.gov.se/content/1/c6/06/70/96/7f04f437.pdf#search=%22Making%20Sweden%20an%20OIL%20FREE%20Country%22>
- DAHL, C. e STERNER, T (1991). “Analysing gasoline demand elasticities: a survey”. Energy Economics 13 (3), 203-210.
- DEFNEY, K. S. (2005). Beyond Oil, the View From Hubbert’s Peak, Hill and Wang, New York.
- DEFNEY, R. (2001). Hubbert’s Peak. The Impending World Oil Shortage. Princeton University Press.
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY, UNITED KINGDOM. (2004). Energy Act. Disponível em <http://www.dti.gov.uk/>
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY, UNITED KINGDOM. (2003). Our Energy Future – Creating a Low Carbon Economy. Energy White Paper. Fevereiro, 2003.
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY, UNITED KINGDOM. (2004). The Energy Challenge.
- DEVARAJAN, S. e FISHER, A. (1981). Hotelling's "Economics of Exhaustible Resources": Fifty Years Later. Journal of Economic Literature, Vol. 19, No. 1 (Mar., 1981), pp. 65-73
- DICKEY, D. A. e FULLER, W. A. (1981) Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root. Econometrica, Vol. 49, No. 4, pp. 1057-1072.
- DOSI, G. (1982), Technological paradigms and technological trajectories, Research Policy, 11, (3), 147-162.

DUBIN, J.A. e MCFADDEN, D.L. (1984). An Econometric analysis of residential Electric Appliance Holdings and Consumption. *Econometrica* 52(2), 345-362.

ECKHART, Michael. "State of renewable energy 2006" . In: *Annual State of The Energy Industry*, 2., 2006, Washington: US Energy Association, 2006.

ECN, (2006), Neste Oil cleans up in biofuels, 15 may.

ELTONY, M.N. e AL-MUTAIRI, N.H. (1995) "Demand for gasoline in Kuwait: an empirical analysis using co-integration techniques". *Energy Economics* 17 (3): 249-253.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *International energy outlook: 2005*. Washington: US Department of Energy, 2005.

ENERGY MAGAZINE. (2006). *The Energy Mix of the Future*, Junho 2006. Disponível em www.magazine-deutschland.de

ENGLE, R. F. e GRANGER, C. W. J. (1987). Co-integration and error correction: Representation, estimation, and testing. *Econometrica* 55 (2), 251-76.

EUROPEAN COMMISSION. (2006). *Emissions Trade Scheme*. Disponível em <http://ec.europa.eu/environment/climat/emission.htm>

EUROPEAN RENEWABLE ENERGY COUNCIL. (2004). *Renewable Energy policy Review Sweden*, Maio 2004. Disponível em www.erec-renewables.org

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY, GERMANY. (2005). *Innovation and New Energy Technologies*. Disponível em http://www.bmu.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/energyresearchprogramme.pdf#search=%22Innovation%20and%20New%20Energy%20Technologies%20german%22

FINANCIAL TIMES (2006), Du Pont and BP to introduce biobutanol, jun, 20.

FINANCIAL TIMES (2006), Oil majors cultivate an interest in the next generation of biofuels, august, 24.

FULTON L. (2005) "Assessing the Biofuels Option", presentation at *Biofuels for Transport: An International Perspective*. IEA, Paris, 20/21 june.

GOODSTEIN, D. (2004). *Out of Oil: The end of the Age of Oil*. W.W. Norton & Company, New York.

GOSWAMI Y., (2003), *Hydrogen Supply Technologies*, Introduction to Issues, presentation at *International Hydrogen Forum*, disponível em

GREENE, D. L.; HOPSON, J. L. e LI, J. (2003). Out of and Into Oil: Analysing Global Oil Depletion and Transition Through 2050. Oak Ridge National Laboratory. Preparado para o Departamento de Energia dos EUA.

HAMELINCK C.N., FAAIJ A.P.C., (2006), Outlook for advanced fuels, *Energy Policy*, 34, 3268-3283.

HAUSMAN, J., LEONARD, G., e ZONA, D. (1994) “Competitive Analysis with Differentiated Products” *Annales D’Économie et de L’Estatistique*, n.34: 159-180

HEKKERT M., van den Hoed R., (2003), Competing technologies and the struggle towards a new dominant design: the emergence of the hybrid vehicle at the expense of the fuel cell vehicle?, *International Conference Of the Greening Industry Network*.

HOSOE, T. Japan’s Energy Policy and Energy Security. *Middle East Economic Survey*, vol. XLVIII, nº3, Janeiro 2005.

HUBERT P. e MILLS, M. P. (2005). *The Bottomless Well. The Twilight of Fuel, the Virtue of Waste, and Why we Will Never Run Out of Energy*, Basic Books, Cambridge.

IEA (2003). *World Energy Investment Outlook*. International Energy Agency OCDE.

IEA (2004). *Oil Crises and Climate Challenges: 30 Years of Energy Use in IEA Countries*. International Energy Agency OCDE.

IPEADATA, www.ipeadata.org.br.

INSTITUTE FOR THE ANALYSIS OF GLOBAL SECURITY. (2004). *India’s Energy Security Challenge*, Janeiro 2004. Disponível em <http://www.iags.org/n0121043.htm>

JACOBSSON S. e BERGEK, A. (2004), “Transforming the Energy Sector: the evolution of technological systems in renewable energy technology”, *Industrial and Corporate Change*, 13, (5), 815-849.

JOHANSEN, S. (1988). Statistical analysis of cointegration vectors. *Journal of Economic Dynamics and Control* 12, 231-254.

JOHANSEN, S. (1991). Estimation and hypothesis testing of cointegration vectors in gaussian vector autoregressive models. *Econometrica* 59 (6), 1551- 80.

KNOTT, T. (2006), “Syngas synergies”, *Frontiers*, 16, disponível em www.bp.com

KPMG. (2006). *India Energy Outlook*.

LÜTKEPOHL, H. e KRÄTZIG, M. (2004). *Applied Time Series Econometrics*. Cambridge University Press.

MADLENER, R. (1996). Econometric Analysis of Residential Energy Demand: A Survey. *The Journal of Economic Literature*, 2(2), 3-32.

MAUGERI, L. (2004). Never Cry Wolf. Why the Petroleum Age is Far from Over, *Science*, vol. 304, p. 1115.

- MANDIL, C. (2004). IEA Perspective on French Energy Policy, Março 2004.
- MEYER, R. F. e ATTANASI, E. D. (2003). "Heavy Oil and Natural Bitumen- Strategic Petroleum Resources". Fact Sheet 70-03, U.S. Geological Survey, agosto.
- MINISTÈRE DÈS AFFAIRES ÉTRANGÈRES. (2005). Loi n. 2005-781 du 13 juillet de 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.
- MINISTRY OF ECONOMY, TRADE AND INDUSTRY, JAPAN. (2004). Basic Energy Policy 2004. Disponível em <http://www.meti.go.jp/english/index.html>
- MINISTRY OF POWER, INDIA. (2002). Blue Print for Power Development.
- MINISTRY OF POWER, INDIA. (2006). National Tariff Policy.
- MINISTRY OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT, SWEDEN. (2006). Renewable Electricity with Green Certificates, Maio, 2006. Government Bill 2005/06:154.
- NATIONAL ENERGY COUNCIL. (2006). Advanced Energy Initiative. Disponível em www.resourcecommittee.house.gov
- NELSON R. e WINTER S. (1977), In search of useful theory of innovation, *Research Policy*, 6, (1), 36-76.
- ODELL, P. R. (2004). *Why Carbon Fuels Will Dominate the 21st Century's Global Energy Economy*. Multi-Science Publishing, Brentwood, Inglaterra.
- OIL AND GAS JOURNAL. (2005). Japanese Energy Profile: The Search for Security, Fevereiro 2005.
- OLAH, G.; GEOPPERT, G.K. e PRAKASH, G. K. (2006). *Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy*. Wiley-VCH, Los Angeles, California.
- RAMANATHAN, R. (1999) "Short and long-run elasticities of gasoline demand in India: an empirical analysis using co-integration techniques". *Energy Economics* 21 (4):321-330.
- REFOCUS MAGAZINE. (2006). European Green Paper, maio/junho 2006. Disponível em www.re-focus.net.
- REMPEL, H. e GERLING, J. P. (2006). "Future Geological Availability of Oil and Natural Gas". IAEE International Conference, Berlim, Alemanha, Junho.
- ROSENBERG N., (1976), *Perspectives on technology*, Cambridge University Press.
- RUPPERT M. C. (2004). *Crossing the Rubicon: The Decline of the American Empire at the End of the Age of Oil*. New Society Publishers.
- SANIÈRE, A e LANTZ, F. (2006). "A World-wide Economic Analysis of the Non Conventional Crude Oil Supply Based on a Modelling Approach". IAEE International Conference, Berlim, Alemanha, Junho.

SIMBECK, D. "Emerging unconventional liquid Petroleum options". In: EIA Energy Outlook and Modeling Conference, 2006, Washington. Washington: EIA, 2006.

SWEENEY G. (2006), "Role of alternatives in the future energy mix: Shell's perspective, Merrill Lynch Renewable Energy Conference, London, 4th april.

TAUB, S. (2006). "The potential for game-changing technology" . In: Cambridge Energy Research Associates (CERA) Multimedia Web Presentation, Cambridge. Cambridge: Cambridge energy research associates, 2006.

TEECE D., (1986), Profiting from technology innovation, Research Policy, 6, (15), 285-305.

THE ECONOMIST (2005). "Consider the Alternatives: Is the age of oil drawing to a close?", April 30.

THE ECONOMIST (2005). "The bottomless Beer Mug", The Economist, April 30,

THE ECONOMIST (2005). Oil in Troubled Waters. April 30.

THE ECONOMIST, (2006) "Fuels rush in", aug 24th

THE U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. (2005). Energy Policy Act 2005 (Public Law 109-58). Disponível em <http://www.energy.gov/>

THE WHITE HOUSE. (2006). State of Union: The Advanced Energy Initiative. Disponível em <http://www.whitehouse.gov/news/releases/2006/01/20060131-6.html>

TOICHI, T. (2004). Japanese Energy policy and Regional Cooperation. The Institute of Energy Economics, Japan. Julho 2004.

TULEJ P.J., (2006) "Biofuels in a global context", presentation at European Technology Platform, IEA, 8 june.

UTTERBACK, J.M. (1994), Mastering the Dynamics of Innovation, Harvard Business School Press.

VARIAN, H. (1992), Microeconomic Analysis, 3.^a ed, W. W. Norton and Company

WOOD, J.; LONG, G. e MOREHOUSE, D. (2000). Long-Term World Oil Supply Scenarios: The Future Is Neither as Bleak or Rosy as Some Assert. Energy Information Administration. DOE, Washington, EUA.
www.ases.org/hydrogen_forum03/Forum_report_c_9_24_03.pdf

ANEXO 1 – ESTIMAÇÃO DE ELASTICIDADES: UMA BREVE RECAPITULAÇÃO DA LITERATURA

O cálculo de elasticidades é elaborado, na prática, através da estimação de modelos de demanda. Assim sendo, é conveniente apresentar algumas considerações acerca dos determinantes da demanda. Os principais determinantes da demanda são o preço do bem em questão, o preço de outros bens, a renda dos consumidores e outros atributos que influenciam suas preferências. Além disso, a demanda é afetada por inúmeros outros fatores exógenos, como distribuição de renda, total da população e sua composição, riqueza, disponibilidade de crédito, estoques e hábitos.

A demanda por bens pode ser determinada, portanto, por inúmeros fatores, tanto objetivos quanto subjetivos. Entretanto, como é sabido, é impossível retratar a completa realidade através de modelos estatísticos e econométricos.

Esta seção tem por objetivo levantar os trabalhos no meio acadêmico que procuram estudar a evolução do consumo de gasolina em diversos países, através de inúmeros métodos, dos mais simples aos mais complexos, e distintas variáveis.

Dahl e Sterner (1991) apresentam um apanhado geral dos principais dados utilizados e de dez diferentes categorias de modelos matemáticos que estudam a evolução da demanda por gasolina. Aqui não serão descritas todas as modalidades abordadas pelo trabalho supracitado, visto que a intenção não é fazer um resumo do mesmo, mas sim promover um apanhado geral dos tipos de modelagem existentes sobre demanda por gasolina.

De acordo com este trabalho, o modelo mais simples é o modelo estático, no qual a demanda por gasolina é função de seu preço real e da renda real.

$$C_{gas_t} = f_1(P_{gas_t}, R_t) \quad (1)$$

Outros modelos, também apresentados por Dahl e Sterner (1991), adotam que o consumo de gasolina depende, além do preço real do combustível e da renda real, do estoque de veículos movidos a este combustível. Este tipo de modelo encontra-se representado em (2). Alguns estudos são ainda mais específicos e indicam que o tamanho e as características do automóvel movido à gasolina são mais sensíveis ao preço da gasolina do que a quantidade de carros movidos a tal combustível. Portanto, há estudos que incluem dentre os determinantes do consumo de gasolina variáveis como

eficiência, tamanho e peso do veículo, modelo representado em (3). Estes modelos são chamados de modelos de características do veículo; e capturam o ajustamento de longo prazo entre a quantidade e as características do automóvel.

$$Cgas_t = f_2(Pgas_t, R_t, V_t) \quad (2)$$

em que V é o estoque de veículos movidos a gasolina

$$Cgas_t = f_3(Pgas_t, R_t, V_t, CAR) \quad (3)$$

onde CAR são as características do veículo movido a gasolina em termos de eficiência

Uma segunda gama de modelos, considerados dinâmicos, levam em consideração que a adaptação do consumidor à variação em sua renda e no preço do combustível leva tempo. Um modelo recente, mas muito usado para representar este comportamento é o modelo de ajustamento parcial, que estima a quantidade de gasolina demandada como função do preço real da gasolina, da renda real e da quantidade de gasolina demandada no período anterior. O mais simples deles encontra-se representado em (4) e é chamado de “lagged endogenous model”.

$$Cgas_t = f_4(Pgas_t, R_t, Cgas_{t-1}) \quad (4)$$

Há também modelos dinâmicos que relaxam a hipótese usada em (4) de que o preço e a renda têm estruturas de defasagem idênticas. Estes modelos são chamados de modelos de defasagens distribuídas. A forma mais simples de apresentar este modelo pode ser vista em (5). Além disso, pode-se observar na literatura existente a presença de modelos que mesclam os chamados “lagged endogenous model” com o modelo de defasagens distribuídas, como pode ser visto em (6). Este modelo chama-se: “model lagged endogenous other lag” e é normalmente usado na ausência de informação nos dados coletados.

$$Cgas_t = f_5\left(\sum_i Pgas_{t-i}, \sum_i R_{t-i}\right) \quad (5)$$

$$Cgas_t = f_6\left(\sum_i Pgas_{t-i}, \sum_i R_{t-i}, Cgas_{t-1}\right) \quad (6)$$

Alguns papers estimaram as elasticidades preço e renda da demanda de gasolina utilizando dados de séries temporais e seguindo a técnica de co-integração sugerida em Engle & Grenger (1987). São eles: Bentzen (1994), para a Dinamarca; Eltony & Al-Mutairi, (1995), sobre o Kuwait; Ramanathan (1999), para a Índia.

Nos casos dinamarquês e indiano, as variáveis consideradas como determinantes do consumo da gasolina são o preço real da gasolina (P_{gas}) e a renda real per capita (Y_t) (7); no caso do Kuwait, são relevantes o preço real da gasolina, a renda real per capita e o consumo de gasolina per capita do período anterior ($C_{gas-t-1}$) (8).

$$C_{gas_t} = f_7(P_{gas_t}, R_t) \quad (7)$$

$$C_{gas_t} = f_8(P_{gas_t}, R_t, C_{gas_{t-1}}) \quad (8)$$

Nenhum dos modelos acima levou em consideração o preço do álcool como possível fator explicativo do consumo de gasolina. Isto se deve ao fato de que estes trabalhos não levam em conta o caso brasileiro em especial, no qual o álcool hidratado teve uma grande importância ao longo do período do programa Pró-álcool (1978-1987) e atualmente voltou à cena com a introdução de tecnologias flex.

Todavia, Alves e De Losso (2003) elaboraram um paper como objetivo de calcular as elasticidades de curto, de longo e as elasticidades cruzadas de demanda por gasolina no Brasil. Este trabalho modelou o consumo de gasolina como função do preço da gasolina, do preço do álcool, seu substituto, e da renda real per capita (9), como se segue:

$$C_{gas_t} = f_9(P_{gas_t}, P_{alc_t}, R_t) \quad (9)$$

Vale ressaltar que em todos os estudos acadêmicos aqui mapeados sobre demanda de combustível automotivo, nenhum deles tratou a questão da flexibilidade tecnológica e seus impactos sobre a sensibilidade da demanda. Existe sim uma gama de estudos que analisam este aspecto, mas no âmbito da demanda industrial e residencial. Exemplos são Dubin e McFadden (1984), Madlener (1996) e Bjorner e Jensen (2002). A maior parte destes trabalhos contempla a flexibilidade da escolha do consumidor através do uso de microdados – i.e, dados ao nível dos consumidores – pelos quais é possível mapear com maior precisão o mapa de decisões. Desta forma, modela-se a escolha em múltiplos estágios, frente a múltiplas opções de combustíveis para um objetivo único. Para o exame da demanda automotiva, poder-se-ia considerar a possibilidade de escolha em múltiplos estágios (escolha do tipo de automóvel e escolha do combustível para o tipo de automóvel previamente escolhido) caso fossem disponíveis microdados. A ausência de dados deste tipo leva a aplicação de modelos de escolha com caráter agregado.

ANEXO 2 – O MÉTODO DE PAINEL DINÂMICO: UMA BREVE INTRODUÇÃO

Uma forma de introduzir fatores dinâmicos na estimação simultânea das elasticidades de curto e de longo prazo é através do modelo autoregressivo de lags distribuídos (modelo ADL). O modelo denominado ADL (p,q) apresenta a seguinte forma geral:

$$y_t = \mu + \sum_{i=1}^p \gamma_i y_{t-i} + \sum_{j=0}^q \beta'_{k,j} x_{k,t-j} + u_t, \quad (\text{Eq.1})$$

onde y_t é o valor corrente da variável dependente; γ_i , $i = 1, 2, \dots, p$, são os coeficientes dos valores defasados (autoregressivos) da variável dependente y ; $x_{k,t-j}$, $j = 0, 1, \dots, q$, são os vetores-coluna (com k elementos) dos valores correntes e defasados das variáveis independentes; $\beta_{k,j}$ é um vetor coluna com k coeficientes; μ é uma constante; e u_t é um termo de erro do tipo ruído branco. Restrições ao número de defasagens p e q , ou mais precisamente, à distribuição dos coeficientes γ_i e $\beta_{k,j}$ fornecerão diferentes modelos ADL.

O modelo ADL (1,0) é chamado modelo de ajustamento parcial. Este modelo foi o usado nos exercícios desenvolvidos neste capítulo para modelar a demanda por gasolina e diesel, pois é suposto que os agentes não alteram seus hábitos de consumo imediatamente após a variação nos preços ou na renda. Além disso, acredita-se que razões tecnológicas e institucionais também contribuem para a natureza dinâmica do ajustamento. Este modelo é derivado da seguinte forma:

- 1) Considere a equação:

$$y_t^* = \alpha_0 + \alpha_1 P_t + \alpha_2 R_t + \varepsilon_t \quad (\text{Eq.2}),$$

onde y_t^* é a demanda desejada dos setores industrial e residencial para um tipo de combustível no período t ; P_t é o preço real correspondente deste tipo de combustível no período t ; R_t é o PIB real do país no período t , no caso do setor industrial, ou a renda real disponível no período t , no caso do setor industrial; α_0 , α_1 e α_2 são parâmetros do modelo; e $\varepsilon_t \sim \text{IID}(0, \sigma^2)$ é o termo de erro.

2) Note que y_t^* não é observável. A demanda é observável apenas ex-post (y_t). A relação entre a demanda desejada e a demanda observada é caracterizada pelo comportamento de ajustamento parcial através da seguinte equação:

$$y_t - y_{t-1} = \theta(y_t^* - y_{t-1}), \quad (\text{Eq.3})$$

onde y_{t-1} é o valor da demanda observada no período t-1; θ é o coeficiente de ajustamento e varia entre 0 e 1. Este coeficiente reflete a velocidade de ajustamento em direção ao nível de demanda desejado. Quanto maior o valor deste coeficiente, mais rápido é o ajustamento.

3) Inserindo (Eq.3) em (Eq.2) e promovendo rearranjos, obtemos:

$$y_t^* = \beta_0 + \varphi y_{t-1} + \beta_1 P_t + \beta_2 I_t + u_t, \quad (\text{Eq.4})$$

onde $\beta_0 = \theta\alpha_0$; $\beta_1 = \theta\alpha_1$; $\beta_2 = \theta\alpha_2$; $\gamma = 1 - \theta$; e $u_t = \theta\varepsilon_t$ é o novo termo de erro.

4) Pela (Eq.4) obtemos os efeitos de curto prazo de uma mudança real nos preços da seguinte maneira:

- ✓ Efeitos no período atual (t): $\frac{\partial y_t}{\partial P_t} = \beta_1$;
- ✓ Efeitos no período t+1: $\frac{\partial y_{t+1}}{\partial P_t} = \varphi\beta_1$; (Eq.5)
- ✓ Efeitos no período t+2: $\frac{\partial y_{t+2}}{\partial P_t} = \varphi^2\beta_1$ e assim sucessivamente.

5) O efeito de longo prazo de uma mudança nos preços é apenas o somatório dos efeitos de curto prazo:

$$\beta_1 + \gamma\beta_1 + \gamma^2\beta_1 + \dots = \frac{\beta_1}{1-\varphi} \quad (\text{Eq.6})$$

6) Observe que se β_1 é substituído por β_2 na derivação acima (Eq.5 e Eq.6), obteremos os efeitos de curto e de longo prazo de mudanças no PIB real. Do mesmo modo, se na (Eq.4) tomamos o logaritmo das variáveis, os

efeitos de curto e longo prazo calculados podem ser interpretados como as elasticidades de curto e longo prazo.

ANEXO 3 – RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO DA DEMANDA DE DIESEL: APLICAÇÕES DO PAINEL DINÂMICO

1 - Estimação De Painel Dinâmico Para Brasil

```

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation   Number of obs   =   1593
Group variable (i): uf                       Number of groups =    27

                                                F(4, 1588)     =   239.59

Time variable (t): month                    Obs per group: min =    59
                                                avg =          59
                                                max =          59
    
```

Two-step results

D.lcdiesel	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
lcdiesel						
LD.	.4015586	.0249678	16.08	0.000	.3525852	.450532
L2D.	.1655145	.0171864	9.63	0.000	.131804	.199225
lpdiesel						
D1.	-.4253579	.0552898	-7.69	0.000	-.5338066	-.3169092
lpib						
D1.	.451753	.0504522	8.95	0.000	.3527931	.550713
_cons	-.0001053	.0007202	-0.15	0.884	-.0015179	.0013073

Warning: Arellano and Bond recommend using one-step results for inference on coefficients

Sargan test of over-identifying restrictions:
chi2(2064) = 26.81 Prob > chi2 = 1.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:
H0: no autocorrelation z = -2.15 Pr > z = 0.0313
Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:
H0: no autocorrelation z = 0.71 Pr > z = 0.4807

2 - Estimação De Painel Dinâmico Para Região Norte

```

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation   Number of obs   =   413
Group variable (i): uf                       Number of groups =    7

                                                F(4, 408)     =   59.26

Time variable (t): month                    Obs per group: min =    59
                                                avg =          59
                                                max =          59
    
```

One-step results

D.lcdiesel	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
lcdiesel						
LD.	.349722	.0467221	7.49	0.000	.257876	.441568
L2D.	.2931207	.0466363	6.29	0.000	.2014432	.3847981
lpdiesel						
D1.	-.6018792	.1536079	-3.92	0.000	-.9038408	-.2999175
lpib						
D1.	.3176504	.2257256	1.41	0.160	-.1260798	.7613807
_cons	.0020152	.0016851	1.20	0.232	-.0012974	.0053277

Sargan test of over-identifying restrictions:
chi2(2064) = 405.25 Prob > chi2 = 1.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:
H0: no autocorrelation z = -18.63 Pr > z = 0.0000
Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:
H0: no autocorrelation z = -0.48 Pr > z = 0.6336

3 - Estimação De Painel Dinâmico Para Região Nordeste

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation Number of obs = 531
Group variable (i): uf Number of groups = 9
F(3, 527) = 134.93
Time variable (t): month Obs per group: min = 59
avg = 59
max = 59

One-step results

D.lcdiesel	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
lcdiesel						
LD.	.6070435	.0330581	18.36	0.000	.5421016	.6719854
lpdiesel						
D1.	-.2912054	.0599027	-4.86	0.000	-.4088827	-.173528
lpib						
D1.	.3519385	.0932827	3.77	0.000	.1686868	.5351901
_cons	-.0010093	.0006009	-1.68	0.094	-.0021897	.000171

Sargan test of over-identifying restrictions:
chi2(2065) = 539.11 Prob > chi2 = 1.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:
H0: no autocorrelation z = -11.54 Pr > z = 0.0000
Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:
H0: no autocorrelation z = 1.20 Pr > z = 0.2298
r; t=98.97 11:36:25

4 - Estimação De Painel Dinâmico Para Região Sudeste

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation Number of obs = 236
Group variable (i): uf Number of groups = 4
F(5, 230) = 21.78
Time variable (t): month Obs per group: min = 59
avg = 59
max = 59

One-step results

D.lcdiesel	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
lcdiesel						
LD.	.3659436	.0638701	5.73	0.000	.2400982	.491789
L2D.	.1602514	.0639289	2.51	0.013	.0342902	.2862127
lpib						
D1.	.144128	.1677062	0.86	0.391	-.1863087	.4745648
LD.	-.133531	.1608482	-0.83	0.407	-.4504553	.1833934
lpdiesel						
D1.	-.3288199	.0806592	-4.08	0.000	-.4877453	-.1698945
_cons	.0019819	.0007535	2.63	0.009	.0004971	.0034666

Sargan test of over-identifying restrictions:
chi2(2180) = 238.63 Prob > chi2 = 1.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:
H0: no autocorrelation z = -14.78 Pr > z = 0.0000
Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:
H0: no autocorrelation z = 0.35 Pr > z = 0.7286

5 - Estimação De Painel Dinâmico Para Região Sul

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation Number of obs = 177
Group variable (i): uf Number of groups = 3
F(3, 173) = 10.96
Time variable (t): month Obs per group: min = 59
avg = 59
max = 59

One-step results

D.lcdiesel	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
lcdiesel						
LD.	.3074162	.0702868	4.37	0.000	.1686861	.4461462
lpdiesel						
D1.	-.2705352	.0936794	-2.89	0.004	-.4554368	-.0856336
lpib						
D1.	.200746	.2150286	0.93	0.352	-.2236712	.6251632
_cons	.0009645	.0009827	0.98	0.328	-.0009751	.0029042

Sargan test of over-identifying restrictions:
chi2(2065) = 187.42 Prob > chi2 = 1.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:
H0: no autocorrelation z = -6.24 Pr > z = 0.0000
Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:
H0: no autocorrelation z = -0.87 Pr > z = 0.3832

6 - Estimação De Painel Dinâmico Para Região Centro Oeste

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation Number of obs = 236
Group variable (i): uf Number of groups = 4
F(5, 230) = 62.21
Time variable (t): month Obs per group: min = 59
avg = 59
max = 59

One-step results

D.lcdiesel	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
lcdiesel						
LD.	.5543946	.0617704	8.98	0.000	.4326864	.6761029
L2D.	-.1794088	.0601841	-2.98	0.003	-.2979914	-.0608262
lpib						
D1.	1.122541	.1753082	6.40	0.000	.777126	1.467957
LD.	-.5455205	.1806201	-3.02	0.003	-.901402	-.1896389
lpdiesel						
D1.	-.6951273	.1136964	-6.11	0.000	-.9191468	-.4711078
_cons	-.0012863	.0007973	-1.61	0.108	-.0028572	.0002846

Sargan test of over-identifying restrictions:
chi2(2180) = 256.46 Prob > chi2 = 1.0000

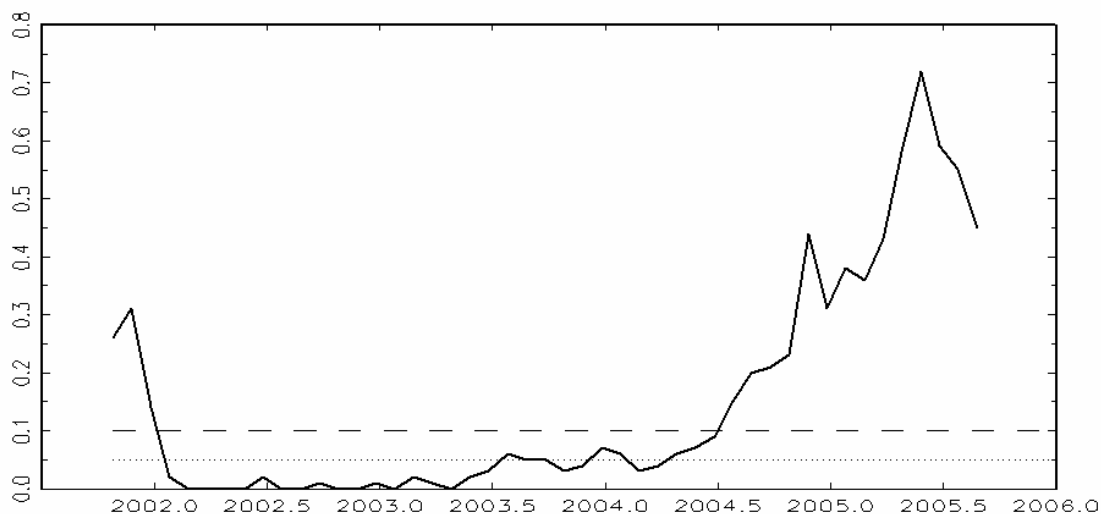
Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:
H0: no autocorrelation z = -8.98 Pr > z = 0.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:
H0: no autocorrelation $z = -1.17$ $\text{Pr} > z = 0.2430$

ANEXO 4 – RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO DA DEMANDA DE GASOLINA: APLICAÇÕES DO PAINEL DINÂMICO

Teste de Chow para identificação de quebra estrutural no consumo de gasolina (explicado pela renda, preço do álcool hidratado e GNV

sample-split Chow test: bootstrapped p-values
(100 repl.)



Nota: teste desenvolvido por Candelon e Lutkepohl (2001), aplicado no programa JMULTI

1 - Estimação De Painel Dinâmico Para o Brasil

```
Arellano-Bond dynamic panel-data estimation      Number of obs      =      860
Group variable (i): uf                          Number of groups   =      17
                                                F(6, 853)          =      3.41

Time variable (t): month                       Obs per group: min =      9
                                                avg = 50.58824
                                                max =      59
```

Two-step results

D.lcgas	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
lcgas						
LD.	.1422049	.0636149	2.24	0.026	.0173449	.2670649
L2D.	.0647017	.0726089	0.89	0.373	-.0778114	.2072147
lpalc						
D1.	.1574794	.0786735	2.00	0.046	.003063	.3118958
lpgas						
D1.	-.1213353	.1798287	-0.67	0.089	-.4742938	.2316233
lpgnv						
D1.	-.104336	.194665	-0.54	0.592	-.4864145	.2777426
lpib						
D1.	.2600903	.1928929	1.35	0.098	-.11851	.6386906
_cons	.0011504	.0030133	0.38	0.703	-.004764	.0070648

Warning: Arellano and Bond recommend using one-step results for inference on coefficients


```

      _cons |   .0018272   .0010483    1.74   0.082   -.0002335   .0038879
-----+-----
Sargan test of over-identifying restrictions:
      chi2(2181) =   397.65   Prob > chi2 = 1.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:
      H0: no autocorrelation   z = -12.63   Pr > z = 0.0000
Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:
      H0: no autocorrelation   z =   0.67   Pr > z = 0.5060

```

3 - Estimação De Painel Dinâmico Região Nordeste

```

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation   Number of obs   =   421
Group variable (i): uf                       Number of groups =     8

                                           F(7, 413)      =   24.17

Time variable (t): month                     Obs per group: min =   15
                                           avg =   52.625
                                           max =   58

```

One-step results

D.lcgas	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
lcgas					
LD.	.2264985	.0453193	5.00	0.000	.1374133 .3155838
lpib					
D1.	1.045331	.1244351	8.40	0.000	.8007258 1.289936
LD.	-.9716893	.1193203	-8.14	0.000	-1.20624 -.7371384
lpgas					
D1.	-.2414631	.1007138	-2.40	0.017	-.4394387 -.0434875
LD.	.2265044	.1020126	2.22	0.027	.0259757 .4270331
lpalc					
D1.	.1608926	.0480076	3.35	0.001	.0665228 .2552623
lpgnv					
D1.	-.1194296	.0606611	-1.97	0.250	-.2386727 -.0001866
_cons	.0021758	.0005646	3.85	0.000	.0010661 .0032856

```

Sargan test of over-identifying restrictions:
      chi2(2284) =   408.34   Prob > chi2 = 1.0000

```

```

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:
      H0: no autocorrelation   z = -11.57   Pr > z = 0.0800
Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:
      H0: no autocorrelation   z =  -0.96   Pr > z = 0.3396

```

4 - Estimação De Painel Dinâmico Região Sudeste

```

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation   Number of obs   =   230
Group variable (i): uf                       Number of groups =     4

                                           F(7, 222)      =     6.10

Time variable (t): month                     Obs per group: min =   56
                                           avg =   57.5
                                           max =   58

```

One-step results

D.lcgas	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
lcgas					
LD.	.3463223	.0660908	5.24	0.000	.2160766 .476568
lpib					

D1.	.1003056	.2788555	0.36	0.099	-.4492371	.6498483
LD.	-.1079073	.2524868	-0.43	0.670	-.6054849	.3896704
lpgas						
D1.	-.1690093	.2032421	-0.83	0.107	-.56954	.2315213
LD.	.047765	.2065055	0.23	0.817	-.359197	.4547269
lpalc						
D1.	.0301833	.0346535	0.87	0.385	.0381086	.0984751
lpgnv						
D1.	.1815003	.1113867	1.63	0.105	-.0380103	.4010109
_cons	.0000698	.0009593	0.07	0.942	-.0018206	.0019603

Sargan test of over-identifying restrictions:

chi2(2286) = 213.78 Prob > chi2 = 1.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:

H0: no autocorrelation z = -8.60 Pr > z = 0.2300

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:

H0: no autocorrelation z = 0.02 Pr > z = 0.9809

5 - Estimação De Painel Dinâmico Região Sul

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation Number of obs = 158
 Group variable (i): uf Number of groups = 3

F(6, 151) = 6.35

Time variable (t): month

Obs per group: min = 51
 avg = 52.66667
 max = 56

One-step results

D.lcgas	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
lcgas					
LD.	.0659043	.0765932	0.86	0.391	-.0854285 .2172371
lpib					
D1.	.4425638	.2565866	1.72	0.087	-.0643998 .9495274
LD.	-.7478883	.2540055	-2.94	0.004	-1.249752 -.2460244
lpalc					
D1.	-.0367889	.0767851	-0.48	0.633	-.1885007 .1149229
lpgnv					
D1.	-.4430515	.1183057	-3.74	0.000	-.6767998 -.2093033
lpgas					
D1.	-.0132222	.1736831	-0.08	0.109	-.356385 .3299407
_cons	.0038127	.0008635	4.42	0.000	.0021066 .0055189

Sargan test of over-identifying restrictions:

chi2(2154) = 150.84 Prob > chi2 = 1.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:

H0: no autocorrelation z = -7.96 Pr > z = 0.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:

H0: no autocorrelation z = -0.80 Pr > z = 0.4227

6 - Estimação De Painel Dinâmico para Região Centro Oeste

Arellano-Bond dynamic panel-data estimation Number of obs = 236
 Group variable (i): uf Number of groups = 4

F(5, 230) = 14.12

Time variable (t): month

Obs per group: min = 59
 avg = 59
 max = 59

One-step results

D.lcgas	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
lcgas						
LD.	.1929508	.0629681	3.06	0.002	.0688827	.3170188
lpib						
D1.	.4237397	.1257224	3.37	0.001	.1760248	.6714546
LD.	-.3282557	.1286674	-2.55	0.011	-.5817731	-.0747382
lpalc						
D1.	.2162109	.0556888	3.88	0.000	.1064855	.3259362
lpgas						
D1.	-.1136795	.0663586	-1.71	0.088	-.0170691	-.244428
_cons	.0026442	.0006348	4.17	0.000	.0013934	.0038951

Sargan test of over-identifying restrictions:

chi2(2181) = 230.10 Prob > chi2 = 1.0000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 1 is 0:

H0: no autocorrelation z = -9.14 Pr > z = 0.17000

Arellano-Bond test that average autocovariance in residuals of order 2 is 0:

H0: no autocorrelation z = -0.36 Pr > z = 0.7226

ANEXO 5 - ALGUMAS CONSIDERAÇÕES METODOLÓGICAS SOBRE O EXERCÍCIO DE PREVISÃO

Em termos metodológicos, existem duas formas de estimar uma função de demanda: por um sistema de equações simultâneas e pelo método de cointegração via modelo vetorial de correção do erro (VECM – *Vector Error Correction Model*). No presente trabalho, a modelagem, e posterior previsão, da demanda de combustíveis para transporte rodoviário segue o método de cointegração e VECM. Esta escolha se explica porque o referido método concilia tendências de curto e longo prazos, além de prover maior flexibilidade no exercício da modelagem, ao descartar a obrigação de introdução de variáveis *ad-hoc*, que seriam necessárias para identificação de equações no modelo de equações simultâneas.

Definido o método, vale ressaltar algumas questões teóricas antes da apresentação e discussão do modelo propriamente dito. Em geral, modelos de projeção de variáveis tendem a apresentar mais parcimônia do que aqueles que pretendem explicar o comportamento das variáveis em si. Isso ocorre porque em modelos de projeção é necessário projetar todas as variáveis endógenas integrantes do modelo, e, portanto a execução é tão mais complexa quanto maior o número de variáveis envolvidas (Lutkepol e Kratzig, 2004).

Nesse sentido, para retratar o processo gerador dos dados da relação que se pretende examinar – i.e, o consumo total de combustíveis para transporte rodoviário – o relatório utiliza como princípio básico de modelagem a parcimônia, obedecendo a restrição imposta pela combinação entre considerações teóricas de ordem técnico-econômica e questões estatísticas.

A metodologia de cointegração - originada em Johansen (1988, 1991) - baseia-se em modelos vetoriais auto regressivos (VAR - *AutoRegressive Model*), e procura captar a relação de longo prazo entre as variáveis consideradas, definidas, previamente, por considerações técnico-econômicas. Diz-se que duas séries cointegram se existir uma combinação linear entre elas para a qual a variação estocástica é comum, caracterizando assim a existência de uma relação estável de longo prazo entre as mesmas. Mais especificamente, para o caso de séries cointegradas, as mesmas flutuam amplamente de acordo com um processo (integrado) de raiz unitária, quando vistas isoladamente, mas, quando vistas em conjunto, apresentam uma variação estocástica comum.

Nesse sentido, a relação de cointegração pode ser entendida como uma relação de atração entre as variáveis e, uma vez sendo ela identificada, é possível realizar projeções para a variável dependente, condicionada às previsões das demais variáveis (endógenas) envolvidas.

A identificação da relação de cointegração - que é a relação de longo prazo a ser utilizada para efeito de previsão - segue três passos básicos.

Primeiro, para as variáveis de interesse envolvidas na relação a ser examinada (i.e, C_t, P_t e Y_t) deve-se verificar se as suas séries históricas são estacionárias. A estacionariedade de uma série temporal é uma propriedade desejável porque ela garante que quaisquer desvios em relação aos valores de equilíbrio são temporários, o que determina que a série não tenha um comportamento explosivo. O exame da estacionariedade da série é feito, normalmente, pelo teste de Dickey Fuller Aumentado (DFA), apresentado em Dickey e Fuller (1981).

Segundo, após verificado que as séries C_t, P_t e Y_t são integradas da mesma ordem⁵², é aplicado o método de Johansen, que se baseia em uma estrutura de auto-regressões vetoriais, na qual todas as variáveis são endogenamente determinadas. Por este método, estima-se o modelo - denominado modelo vetorial de correção do erro (VECM), segundo Engle & Granger (1987) – que pode ser escrito, na sua especificação completa, como:

$$\Delta X_t = \alpha \beta' X_{t-1} + \sum_{i=1}^p \Gamma_i \Delta X_{t-i} + CD_t + \varepsilon_t,$$

onde:

$X_t = (C_t, P_t \text{ e } Y_t)'$ é um vetor 3 x 1, contendo as séries em questão, C_t, P_t e Y_t ;

β é uma matriz de dimensão w x 3, sendo w o posto de β , contendo os coeficientes de cointegração⁵³;

⁵² Diz-se que as séries são integradas da mesma ordem se as mesmas possuem raiz unitária (são não estacionárias) em seus níveis, e devem ser diferenciadas a mesma quantidade de vezes para se tornarem estacionárias. Desta forma, quando se afirma que a série y_t é integrada de ordem 1 (i.e, I(1)), isto significa que é preciso diferenciá-la uma vez para torná-la estacionária.

⁵³ A presença ou não de cointegração entre as variáveis C_t, P_t e Y_t depende do posto da matriz β , mais precisamente de w. Se o posto é zero (i.e., w=0), não existe uma combinação linear entre as variáveis que produz uma relação de longo prazo, não havendo assim cointegração. Se w=1, então existe um vetor de cointegração entre as variáveis, atestando assim a presença de uma relação de longo prazo entre as mesmas.

α é uma matriz de dimensão 3 x w, com os coeficientes de correção do modelo;

Γ é uma matriz de dimensão 3 x 3 contendo os parâmetros de ajuste de curto prazo;

C é uma matriz de dimensão 1 x h, contendo os parâmetros associados aos termos determinísticos incluídos (tais como intercepto, tendência e dummies sazonais), sendo h o número de termos determinísticos;

p é o número de lags das variáveis defasadas ΔX_{t-i} ; e

ε_t é um vetor 3x1 de termos de erro.

Os resultados da estimação da matriz β fornecem os parâmetros da relação de longo prazo entre as variáveis de interesse, C_t, P_t e Y_t . A relação de cointegração assim estimada pode ser utilizada para efeito de previsão desde que: i) os próprios parâmetros estimados da matriz β de cointegração sejam estatisticamente significativos; ii) os parâmetros estimados da matriz α de ajuste sejam estatisticamente significativos e, ii) os resíduos do modelo VECM estimado sejam não correlacionados, homoscedásticos e normalmente distribuídos.

O modelo VECM, estimado através do programa STATA, apresentou os resultados dispostos no Quadro 1 abaixo. Em seguida são apresentados, no Quadro 2, os resultados dos exames de diagnóstico dos resíduos da referida estimação.

Quadro 1 – Resultado da estimação do modelo VECM

Vector error-correction model					
Sample:	1971	2005		No. of obs	= 35
				AIC	= -7.259577
Log likelihood =	132.0426			HQIC	= -7.182876
Det(Sigma_ml) =	1.06e-07			SBIC	= -7.037384
Equation	Parms	RMSE	R-sq	chi2	P>chi2
D_ln_ctransp	1	.041049	0.6061	52.3271	0.0000
D_ln_poil05	1	.301095	0.0943	3.540419	0.0599
D_ln_pib05	1	.033957	0.6479	62.57343	0.0000

	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
D_ln_ctransp						
_cel						
L1.	-.1016878	.0140574	-7.23	0.000	-.1292398	-.0741358
D_ln_poil05						
_cel						
L1.	-.1940163	.1031124	-1.88	0.060	-.3961128	.0080803
D_ln_pib05						
_cel						
L1.	-.0919868	.0116287	-7.91	0.000	-.1147786	-.069195
Cointegrating equations						
Equation	Parms	chi2	P>chi2			
_cel	2	42803.03	0.0000			
Identification: beta is exactly identified Johansen normalization restriction imposed						
beta	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
_cel						
ln_ctransp	1
ln_poil05	.451701	.0948135	4.76	0.000	.2658699	.6375321
ln_pib05	-.6246724	.0164826	-36.79	0.000	-.6387777	-.5741671

r; t=0.13 19:34:47

Nota: o modelo aqui estimado assumiu a especificação sem termos determinísticos – inexistência da matriz C – por ter sido ela aquela que apresentou a melhor aderência aos dados observados.

Quadro 1 – Resultados dos testes de diagnóstico para o modelo VECM estimado

Lagrange-multiplier test				
lag	chi2	df	Prob > chi2	
1	9.7535	9	0.37081	
2	8.1219	9	0.52191	
3	12.5493	9	0.18408	
H0: no autocorrelation at lag order				
Jarque-Bera test				
Equation	chi2	df	Prob > chi2	
D_ln_ctransp	7.792	2	0.02033	
D_ln_poil05	0.686	2	0.70957	
D_ln_pib05	3.680	2	0.15878	
ALL	12.158	6	0.15853	
Skewness test				
Equation	Skewness	chi2	df	Prob > chi2
D_ln_ctransp	.82509	3.744	1	0.05299
D_ln_poil05	.35217	0.682	1	0.40886
D_ln_pib05	.36626	0.738	1	0.39037

ALL	5.164	3	0.16017
Kurtosis test			
Equation	Kurtosis	chi2	df Prob > chi2
D_ln_ctransp	4.7157	4.047	1 0.04424
D_ln_poi105	3.0543	0.004	1 0.94920
D_ln_pib05	4.4629	2.943	1 0.08627
ALL		6.994	3 0.17209
r; t=2.14 19:39:20			
Eigenvalue stability condition			
Eigenvalue	Modulus		
1	1		
1	1		
.8664623	.866462		
The VECM specification imposes 2 unit moduli			